



ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DEL LITORAL

FACULTAD DE INGENIERÍA EN CIENCIAS DE LA TIERRA

“LODOS DE PERFORACIÓN PARA POZOS HORIZONTALES”

MODALIDAD: TÓPICO DE GRADUACIÓN

PREVIO A LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE:

INGENIERO EN PETRÓLEO

PRESENTADO POR:

VÍCTOR MIGUEL ROMERO CARDOZO

GUAYAQUIL-ECUADOR

1991

Ing. Daniel Tapia
DIRECTOR DEL TOPICO

Ing. Edison Navarrete
MIEMBRO DEL TRIBUNAL

Ing. Heinz Terán
MIEMBRO DEL TRIBUNAL

Ing. Ricardo Gallegos
DECANO FACULTAD ICT

Ing. Miguel A. Chávez
SUBDECANO FACULTAD ICT

AGRADECIMIENTO

Hago público mi agradecimiento a la **ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DEL LITORAL**, porque gracias a esta institución he logrado obtener el Título que he deseado, y en especial a la Facultad de Ingeniería en Ciencias de la Tierra, por los conocimientos que me inculcaron, que a la postre fueron la base para el desarrollo y conclusión de mi carrera.

Al Ing. **DANIEL TAPIA F.**, Director del Tópico, por su ayuda y colaboración en la elaboración de este trabajo.

A mis hermanas que con su apoyo incondicional, pude culminar mis estudios.

A mis compañeros de estudio, familiares y todas las personas que estuvieron siempre cerca de mí y prestos ayudarme.

DEDICATORIA

A mi madre adorada **CLARA CARDOZO**, a quien debo en dimensiones que no se puede establecer, el haber terminado con éxito mis estudios universitarios, por su orientación permanente y sus ímprobos esfuerzos.

Sé que jamás le pagaré sus desvelos, sus palabras estimulantes y apoyo, pero quizás en algo recompensará seguir el recto camino que ella me trazara desde mis años de infancia.

Gracias Madre

DECLARACIÓN EXPRESA

“La responsabilidad por lo hechos, ideas y doctrinas expuestos en este trabajo, me corresponden exclusivamente, y el patrimonio intelectual del mismo a la **ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DEL LITORAL**”.

(Reglamento de Exámenes y Títulos profesionales de la ESPOL).

VÍCTOR MIGUEL ROMERO CARDOZO

RESUMEN

Basándome de investigaciones y en las experiencias de campo que se han obtenido en los últimos años, se ha logrado sintetizar en este trabajo lo más importante en lo que concierne a los pozos horizontales, sus principios, los fluidos utilizados en la perforación y las aplicaciones en nuestro País.

Este trabajo está dividido en tres capítulos fundamentales, el primer capítulo hace una introducción básica a los principios que rigen la perforación horizontal, aplicaciones y costos.

El segundo capítulo hace un análisis más minucioso, detallando cómo se debe seleccionar los fluidos de perforación para pozos horizontales, además da ciertas recomendaciones para optimizar la selección del fluido de perforación y las técnicas de perforación.

El último capítulo nos muestra las perspectivas de la perforación horizontal en el País y sus primeras aplicaciones en el Oriente Ecuatoriano.

Este trabajo está también complementado con figuras y apéndices que servirán para tener una ideas más clara y concisa de lo que hoy es la técnica más especializada de la industria del petróleo.

INDICE GENERAL

PAGS.

RESUMEN.....	
INDICE GENERAL.....	
INDICE DE ABREVIATURAS.....	
INDICE DE FIGURAS.....	
INTRODUCCIÓN	
CAPITULO I	
FUNDAMENTOS BASICOS DE LOS POZOS HORIZONTALES	
1.1	DEFINICION.....
1.2	HISTORIA DE LA PERFORACION DE POZOS HORIZONTALES.....
1.3	TIPOS DE POZOS HORIZONTALES.....
1.4	YACIMIENTOS BENEFICIADOS POR UN POZO HORIZONTAL.....
1.5	OBJETIVOS DE PERFORAR UN POZO HORIZONTAL.....
1.6	APLICACIONES DE LOS POZOS HORIZONTALES.....
1.7	HERRAMIENTAS UTILIZADAS EN LA PERFORACIÓN HORIZONTAL.....
1.8	COSTOS DE UNA PERFORACIÓN HORIZONTAL

CAPITULO II

FLUIDOS DE PERFORACIÓN UTILIZADOS EN POZOS HORIZONTALES.

2.1	PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS.....	
2.2	PLASTICOS DE BINGHAM.....	
2.3	APLICACIÓN DE LOS FLUIDOS DE PERFORACIÓN EN POZOS HORIZONTALES.....	
2.3.1	Objetivos que deben cumplir para la selección del fluido de perforación.....	
2.3.2	Selección del fluido de perforación.....	
2.3.3	Optimización del fluido de perforación y de las técnicas de perforación.....	
2.4	TIPOS DE FLUIDOS DE PERFORACIÓN UTILIZADOS EN PERFORACIÓN	LA

CAPITULO III

PERFORACIÓN HORIZONTAL EN EL ECUADOR

3.1	EMPRESAS INVOLUCRADAS.....
3.2	PERFORACIÓN DEL PRIMER POZO EN EL ECUADOR....
3.3	ESTRATIGRAFIA ESPERADA.....
3.4	HERRAMIENTA UTILIZADA EN LA PERFORACIÓN.....
3.5	LODO DE PERFORACIÓN.....
3.6	REVESTIMIENTO DE POZO.....
3.7	TIPO DE POZO.....
3.8	COSTOS ESTIMADOS DEL POZO.....

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....

APENDICES.....

BIBLIOGRAFIA.....

INDICE DE ABREVIATURAS

BHA:	Ensamblaje de fondo de pozo
cp:	Centipoise
D:	Densidad
di:	Diámetro interno
h:	Espesor de pago de la formación
K':	Índice de consistencia
Kh:	Permeabilidad horizontal
Kv:	Permeabilidad vertical
l:	Litro
lb:	Libras
mg:	Miligramo
min:	Minuto
MWD:	Medidor durante la perforación
n':	Comportamiento de flujo
NRe:	Número de Reynolds
Ø:	Porosidad
PDM:	Motor de desplazamiento positivo
PH:	Pozo horizontal
Pr:	Presión del yacimiento
psi:	Libras por pulgada cuadrada
Sr:	Velocidad de corte

Ss:	Esfuerzo de corte
V:	Velocidad
VA:	Viscosidad aparente
Vc:	Velocidad crítica
Vp:	Viscosidad plástica
Yp:	Punto cedente

ÍNDICE DE FIGURAS

No.	TITULO
1	POZO HORIZONTAL TÍPICO
2	TIPOS DE POZOS HORIZONTALES
3	APLICACIONES DE LOS POZOS HORIZONTALES
4a	RADIO DE DRENAJE POZO HORIZONTAL
4b	CONIFICACIÓN DE UN POZO HORIZONTAL
5a	ENSAMBLAJE DE FONDO A
5b	ENSAMBLAJE DE FONDO B
6	COMPORTAMIENTO DE LOS FLUIDOS
7	ÍNDICES DE COMPORTAMIENTO
8	TRANSPORTE DE RECORTES EN LA SECCIÓN INCLINADA

INTRODUCCIÓN

El objetivo de este trabajo es el de proporcionar una idea clara, fácil y ordenada del procedimiento a seguir para seleccionar el fluido de perforación a ser utilizado en la perforación horizontal.

Además, nos introduce en una nueva área en la industria del petróleo, como es la perforación horizontal, que en la última década ha tenido un desarrollo extraordinario y con resultados sorprendentes.

Es entonces esta técnica, una nueva forma de desarrollar los campos petroleros, además las aplicaciones de la perforación horizontal son cada vez mayores.

Ahora la perforación horizontal se está realizando por primera vez en el Ecuador, en el Oriente, y se espera el éxito deseado para que esta técnica sea desarrollada completamente.

De ahí la importancia de hacer la selección apropiada de los lodos de perforación para pozos horizontales, sabiendo que éste es un aspecto fundamental en el éxito o fracaso de una perforación.

CAPITULO I

FUNDAMENTOS BÁSICOS DE LOS POZOS HORIZONTALES

1.1 DEFINICIÓN.-

Por pozos horizontales, se entiende aquellos en el que una porción de éstos atraviesan el yacimiento en forma horizontal (Fig. # 1).

1.2 HISTORIA DE LA PEROFRACIÓN DE POZOS HORIZONTALES.-

La idea de poder perforar horizontalmente no es nueva. Este concepto fue investigado por Cross y Zublin en los años 1930 y la investigación continuó hasta la década de los 50 por Raney, Eastman y Zublin.

En los años 1950 en Rusia se experimentaban los primeros pozos horizontales, se perforaron 43 pozos con un considerable esfuerzo, concluyendo que este tipo de perforación necesita una técnica avanzada, por lo tanto fueron económicamente desfavorables, como resultado, el método fue abandonado.

En la mitad de la década de los 60 otros pozos horizontales fueron perforados por los rusos. Los chinos perforaron 2 pozos horizontales en la misma década. Uno de estos pozos se colapsó y el otro fue suspendido por la “Revolución Cultural” en China sus conclusiones fueron que eran antieconómicos, siendo abandonada esta técnica por más de 20 años.

A finales de los 70 y comienzos de los 80, algunos intentos fueron hechos en Canadá con resultados buenos. A partir de la década de los ochenta fue el período en que hubo las primeras demostraciones de la capacidad de estos pozos para ciertos yacimientos.

Hasta el momento se han perforado o más de un centenar de pozos en todo el mundo con un éxito sorprendente, ahora se cuenta con una tecnología y estudios avanzados sobre esta técnica.

El primer pozo en Latinoamérica fue perforado a finales de 1988 en Argentina con éxito. A estos le continuaron los perforados en Venezuela (Maracaibo) también con resultado buenos.

1.3 TIPOS DE POZOS HORIZONTALES.-

Hay 4 categorías diferentes de pozos horizontales que están clasificados en base a la tasa de desviación, radio de curvatura y sección horizontal (Fig. # 2).

POZOS DE RADIO ULTRACORTO

Se utilizan para perforar pozos de 1.5 a 2.5 pulgadas de diámetro.

La tasa de penetración de desvío es 90°/ft. La penetración horizontal es de 100 a 200 pies, en formaciones no consolidadas y formaciones suaves. Su radio es de 1 a 2 pies.

POZOS DE RADIO CORTO

Equipo especializado es utilizado para este tipo de pozos. La penetración horizontal es de 300 a 700 ft., dependiendo de la formación. Su tasa de desvío es de 1.5° a 3.5° por pie, con un radio de 20 a 40 pies.

POZOS DE RADIO MEDIO

Se usan técnicas derivadas de la tecnología del campo tradicional. Estos pozos se pueden perforar con tasas de desvío de 8° a 20° por cada 100 pies. Con un radio de 125 a 700 pies y una sección horizontal de 1500-3000 pies, dependiendo de la formación.

POZOS DE RADIO LARGO

Utilizan una tecnología direccional estándar. La tasa de desviación es de 2° a 6° por cada 100 pies, con un radio de 1000-3000 pies y una sección horizontal que va desde 2000-5000 pies.

Sólo los pozos de radio medio y largo pueden ser completados y cementados con técnicas convencionales.

Los pozos de radio largo son perforados especialmente costa fuera donde no existen limitaciones de espacio entre los límites de la concesión o donde el objetivo del proyecto es un yacimiento extenso.

1.4 YACIMIENTOS BENEFICIADOS POR UN POZO HORIZONTAL.-

Los investigadores han seleccionado parámetros típicos de un yacimiento que se vería beneficiado por un pozo horizontal:

- Permeabilidad vertical y horizontal. $K_v = K_h = 1$
- Presión inicial del yacimiento $P_r = 5000$ psi
- Área de drenaje 40 acres.
- Espesor de pago menores 50 pies. ($h=50$ pies).
- Porosidad alrededor 22% ($\phi = 22\%$).

Algunos tipos de formaciones se ven beneficiados con el desarrollo de estas técnicas, éstas son formaciones de poco espesor, con fracturas naturales, baja permeabilidad, formaciones con capa gas o empuje de fondo hidráulico, formaciones estratificadas y formaciones parcialmente depletadas.

Es necesario para ciertos yacimientos que la permeabilidad vertical sea suficiente para que haya flujo. Se ha demostrado $K_v/K_h = 0.25$ beneficioso (Joshi, 1988).

1.5 OBJETIVO DE PERFORAR UN POZO HORIZONTAL.-

Aumentar la productividad, que como se ha demostrado es de 2 a 5 veces mayor que la de un pozo vertical.

Incrementar la producción de petróleo, es decir, aumentar el factor de recobro de un yacimiento, comparado con un yacimiento explotado por pozos verticales.

1.6 APLICACIONES DE LOS POZOS HORIZONTALES.-

En el desarrollo de campos petroleros, la perforación horizontal tiene muchas aplicaciones que han logrado resolver muchos problemas.

Entre ellos se tiene:

- Impide la intrusión de conos de agua y/o gas. Fig. 4b.
- Intersectar la mayor cantidad de fracturas verticales.
- Yacimientos fallados.
- Intersectar cuerpos de arenas (olistolitos).
- Yacimientos de poco espesor.
- Yacimientos de crudo pesado.
- Domos de sal.
- Mejora la geometría para la explotación de un yacimiento. Fig. 4a.
- Perforar en lugares inaccesibles.
- Apagar pozos incendiados (Ver Fig. # 3).

1.7 HERRAMIENTAS UTILIZADAS EN LA PERFORACIÓN HORIZONTAL.-

Para la perforación de pozos horizontales, la técnica de perforación y la tecnología cada vez se la optimiza. Cuando se perfora un pozo horizontal se debe contar con las herramientas necesarias para lograr el éxito deseado. Para esto se debe contar con una torre tipo "Top Drive", es decir; que permite perforar tramos de 90 pies, además rotar y circular cuando se está sacando tubería, esto se conoce como repaso inverso.

Aparte se debe contar con un ensamblaje de fondo de pozo (BHA), según la dirección y ángulo de la perforación. Fig. 5b.

El conjunto de fondo de pozo generalmente consta de la broca de diamante, motor de desplazamiento positivo PDM de lodo, amortiguador orientador, collares no magnéticos, estabilizadores, y una herramienta importante como el MWD: medidor durante la perforación, que proporciona datos como dirección, registros eléctricos tales como Gamma Ray, Resistivos y otros. También se utiliza tubería de perforación que aunque no es parte del conjunto de fondo de pozo, es de gran importancia.

Esta tubería de perforación puede ser de tipo articulado. Fig. 5a.

1.8 COSTOS DE UNA PERFORACIÓN HORIZONTAL.-

Obviamente que los costos de un pozo horizontal son muy altos, en comparación con los de un pozo vertical. Esto se debe a algunos factores.

La longitud perforada es mayor que la de un pozo vertical. Esto se debe a que el pozo es desviado entonces la longitud perforada es diferente a la profundidad vertical verdadera y además la sección horizontal puede alcanzar cientos de pies, inclusive miles.

Otro factor es el alquiler de equipos especializados como Top Drive, herramienta MWD, turbinas en algunos casos, tubería de perforación especializada, servicio y herramientas direccionales, fluidos de perforación especiales.

Y otro factor importante es el personal especializado que se contrata para este tipo de técnica, lo cual implica mayor costo en cuanto a sueldo.

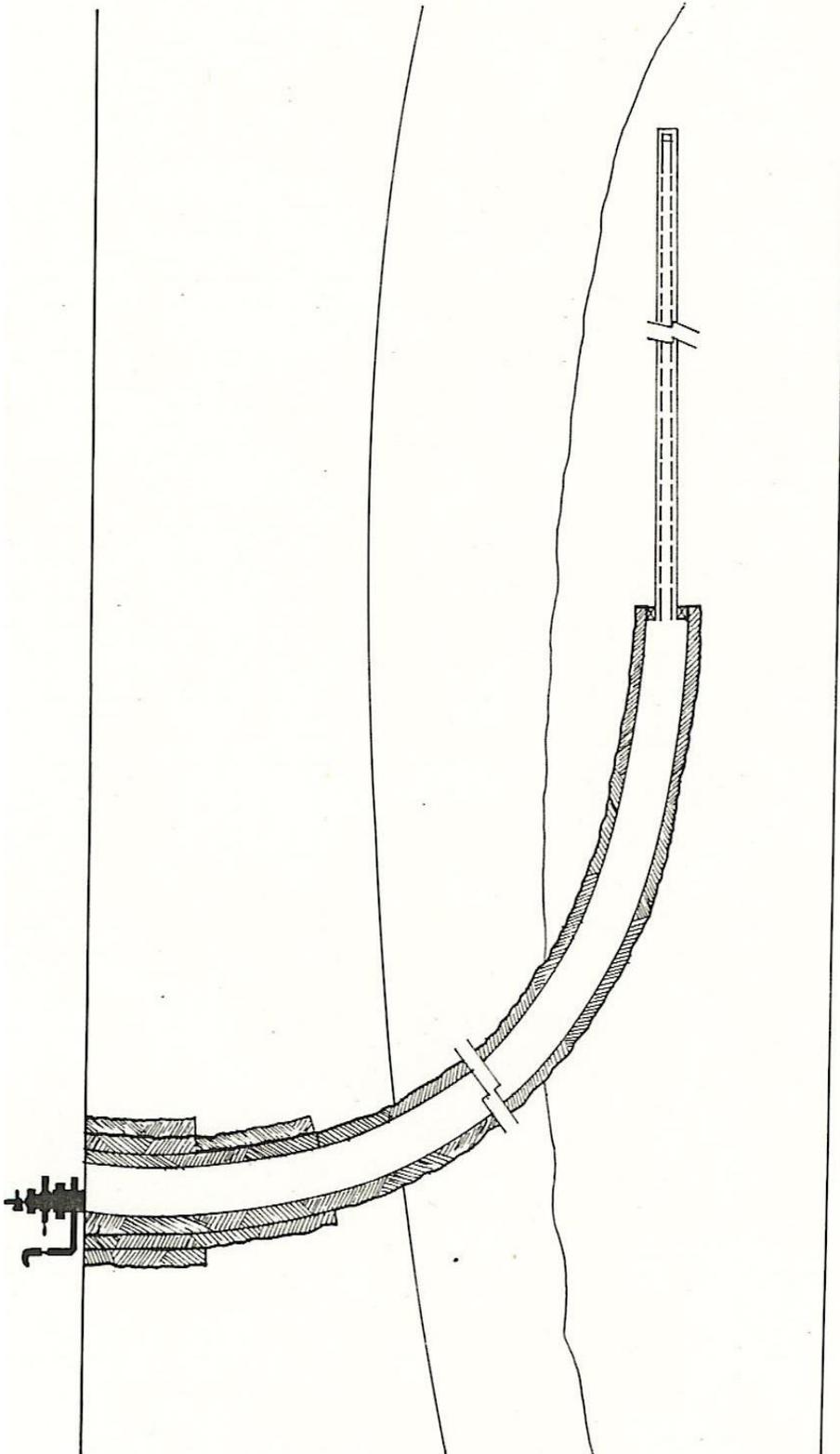


FIG. Nº 1 . POZO HORIZONTAL TIPICO, (SCEPTRE 1990)

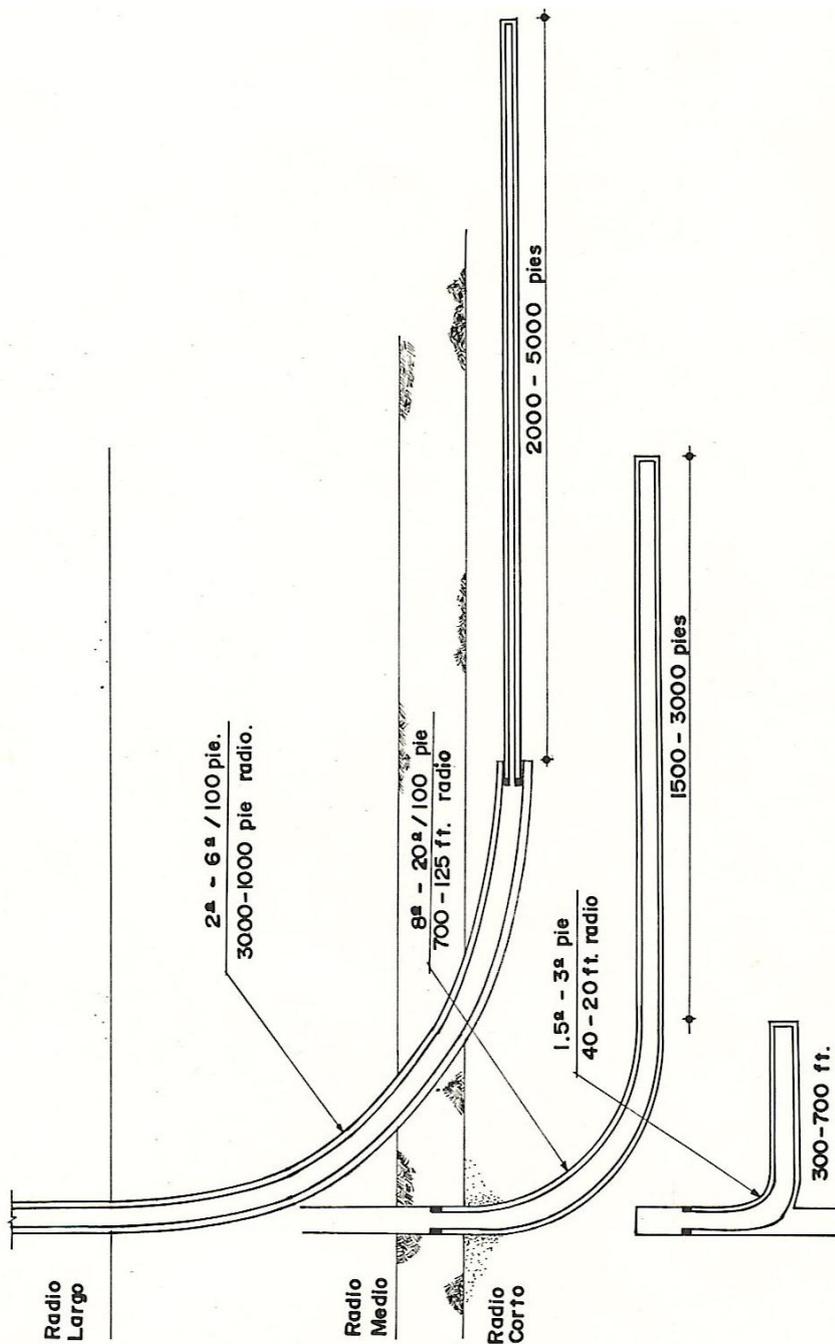
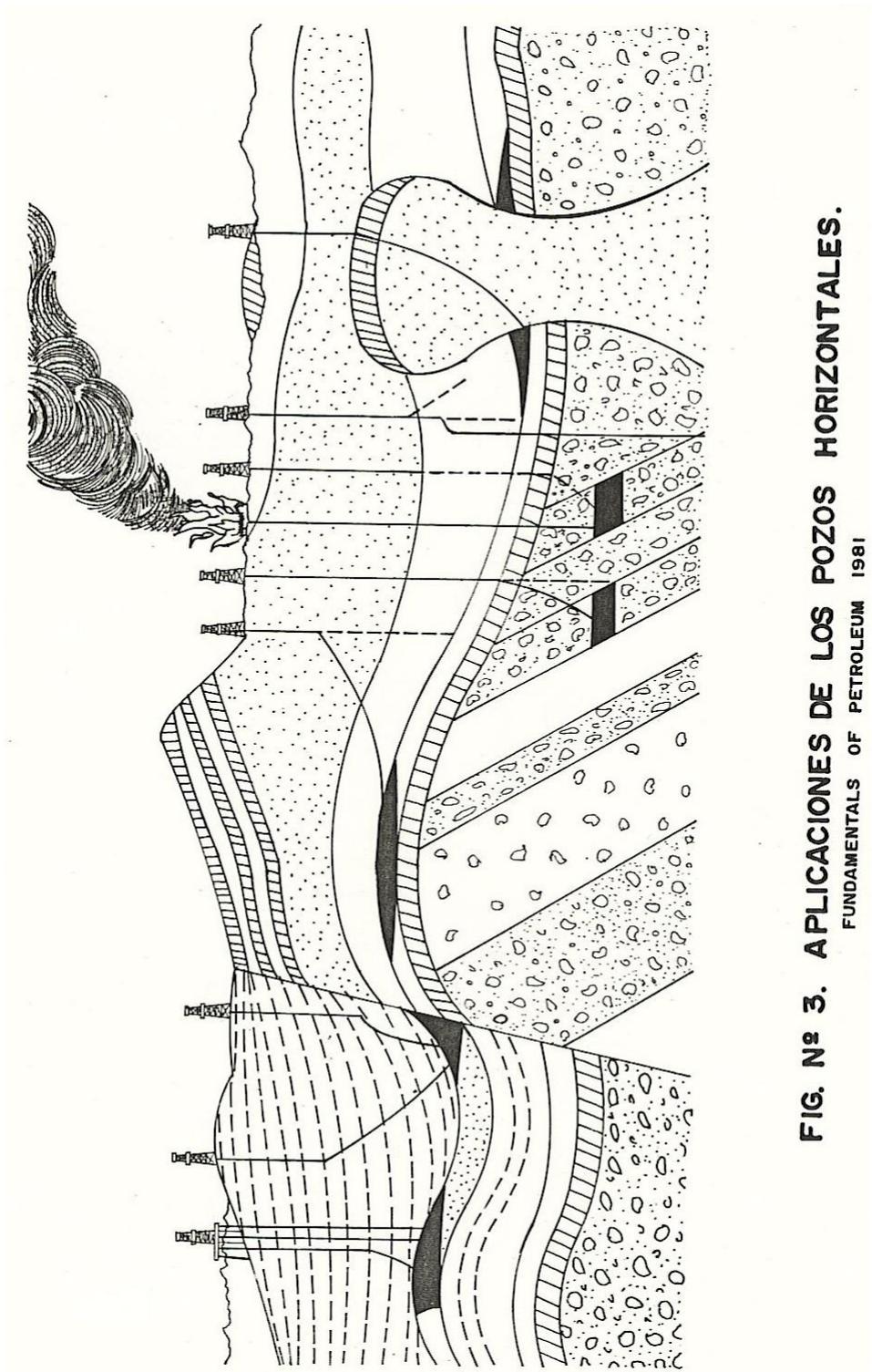


FIG. Nº 2. TIPOS DE POZOS HORIZONTALES. (PETROLEUM 1990)



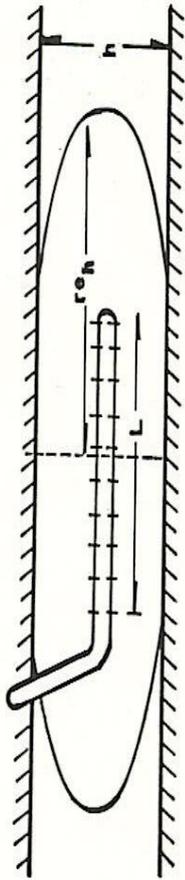


FIG. Nº 4a. RADIO DE DRENAJE POZO HORIZONTAL. (HALLIBURTON 1990)

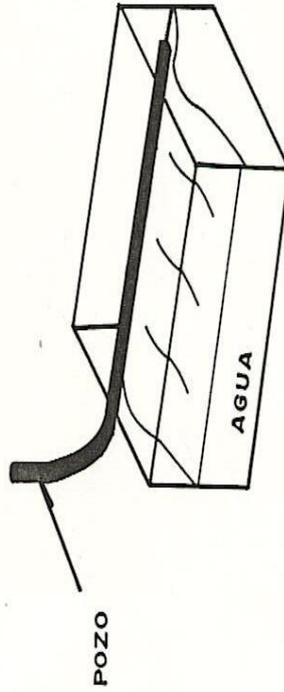


FIG. Nº 4b. CONFIGURACION DE UN POZO HORIZONTAL . (HRS 1990)

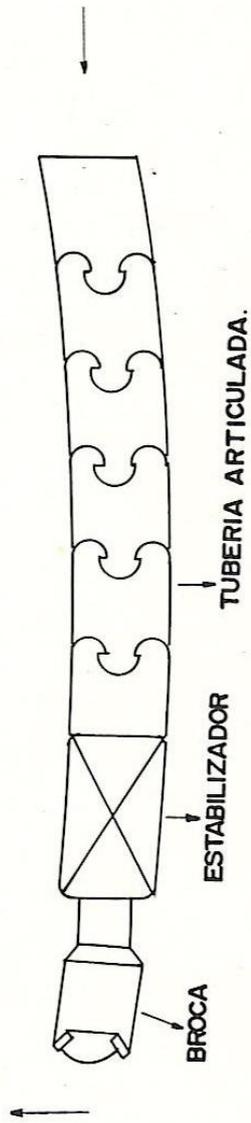


FIG. Nº 5a. ENSAMBLAJE FONDO. (EASTMAN CHRISTENSEN 1988)

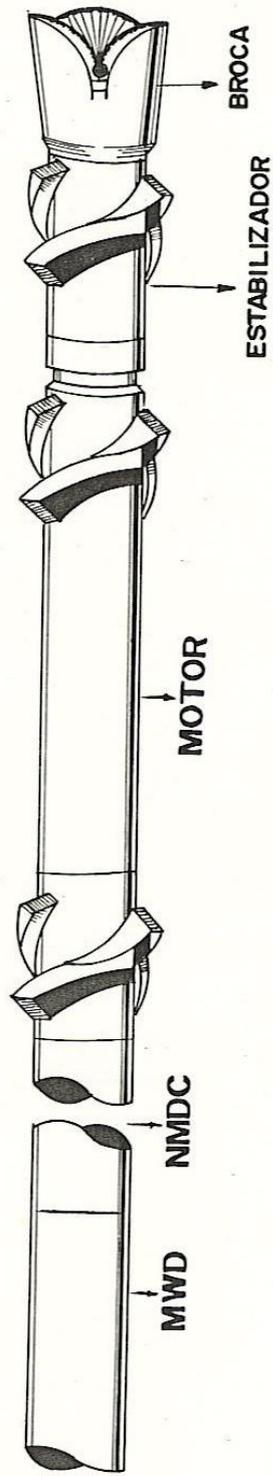


FIG. Nº 5b.

ENSAMBLAJE DE FONDO (OIL AND GAS JOURNAL 1990)

CAPITULO II

FLUIDOS DE PERFORACIÓN UTILIZADO EN POZOS HORIZONTALES (1)

2.1 PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS.-

Los fluidos se clasifican en Newtonianos y no Newtonianos. Los primeros presentan una proporcionalidad directa y constante entre velocidad de corte y esfuerzo de corte durante el flujo de un régimen laminar. La viscosidad es independiente de la velocidad de corte (a temperatura y presión constante) y comienza a fluir inmediatamente de aplicada una fuerza.

Cuando esa presión deja de ejercerse, el fluido retorna a su estado inicial.

REOLOGIA.- No es más que la parte de la Física que estudia la viscosidad, plasticidad, elasticidad y flujo de fluidos.

Los no Newtonianos tienen un comportamiento diferente (lechadas, fluidos de perforación, etc.). Son reológicamente complejos y se los designa generalmente como plásticos de Bingham o fluidos "Power Law". No presentan una directa proporcionalidad entre fuerza y flujo, a presión y temperatura constantes. Algunos no comienzas a

moverse inmediatamente de aplicada la fuerza pero cumplen con las distintas etapas de flujo: tapón, laminar, turbulento.

Algunos fluidos no Newtonianos cuando están en condición estática son tixotrópicos o sea que tienen una estructura rígida o semi-rígida, que se rompe por esfuerzos de corte o por ondas sonoras. Una vez que la estructura del gel se rompe, se mantiene esta condición mientras actúe la fuerza, pero se reconstruye si se lo deja reposar.

Los dos modelos matemáticos comúnmente utilizados para describir el comportamiento de los fluidos de perforación y las lechadas de cemento son el plástico de Bingham y el "Power Law".

2.2 PLÁSTICOS DE BINGHAM.-

Es el modelo más ampliamente utilizado en la industria del petróleo, y se asume que las lechadas y fluidos de perforación se comportan como un plástico de Bingham ideal, y que todos los cálculos reológicos se pueden hacer en base a una relación lineal entre velocidad de corte y esfuerzo de corte. Esta relación se denomina "viscosidad aparente", y se la obtiene en el viscosímetro FANN VG. Este puede operarse a seis velocidades 600-300-200-100-6 y 3 r.p.m.

La velocidad de corte está en función de las revoluciones por minuto y de las dimensiones del rotor y cilindro interior. Para el instrumento Standard es:

$$S_r = 1.700 \text{ r.p.m.}$$

Los dos términos utilizados para clasificar el fluido son la “viscosidad plástica” y el “yield point” (punto de fluencia). La viscosidad plástica se expresa como la inclinación de la línea recta extrapolada y el punto de fluencia es la intersección de esta línea recta con el eje de los esfuerzos de corte (Fig. # 6). El FANN ha sido diseñado para determinar fácilmente los parámetros indicados:

$$\text{Viscosidad plástica} = V_p = (\text{Lectura } 600 - \text{Lectura } 300) \quad \text{r.p.m.}$$

$$\text{Punto de Fluencia} = Y_p = \text{Lectura a } 300 \text{ r.p.m.} - V_p$$

La ecuación básica para este Modelo es:

$$S_s = Y_p + 2.088555 \times 10^5 (V_p) (S_r)$$

Donde:

$$S_s = \text{Esfuerzo de corte, lb/pie}^3.$$

$$Y_p = \text{Punto de fluencia, lb/pie}^3.$$

$$V_p = \text{Viscosidad plástica, cp.}$$

$$S_r = \text{Velocidad de corte, ft/seg.}$$

Con estos parámetros se puede determinar por medio de gráficos los valores de n' , que es el índice de comportamiento de flujo y el valor de K' que se le conoce como índice de consistencia.

$$\text{Log}_{10} (Ss) = \text{Log}_{10} K' + n' \text{Log}_{10} (Sr)$$

Esta ecuación es expresada de esta manera ya que el gráfico logarítmico es una línea recta y puede obtener directamente los valores de n' y K' . (Ver Fig # 7).

Para fluidos cuyo comportamiento no depende del tiempo se los denomina no-tixotrópicos.

Para determinar el régimen de flujo del fluido se lo hace con la ayuda del número de Reynolds.

Si estos dos índices se conocen, podemos determinar el número de Reynolds y la velocidad crítica, es decir, la velocidad a la cual el flujo se vuelve turbulento ($NRe = 2100$).

$$NRe = \frac{1.86 V^{(2-n')} D}{K' (96 / di)^{n'}}$$

$$Vc = \frac{1.129 K' (96 / di)^{n' \frac{1}{2} - n'}}{D}$$

NRe	=	Número de Reynolds
V	=	Velocidad (pies / seg)
D	=	Densidad (lb / galón)
Vc	=	Velocidad crítica (pies / seg)
di	=	Diámetro interno (pulgadas)

2.3 APLICACIÓN DE LOS FLUIDOS DE PERFORACIÓN EN POZOS HORIZONTALES.-

La investigación de métodos para predecir las propiedades del fluido en el espacio anular continúa y especialmente en lo que concierne al transporte de recortes.

Para hacer un análisis de optimización y selección del fluido de perforación analizaremos en tres secciones el siguiente estudio:

- 1) Objetivos que se debe cumplir al seleccionar fluido de perforación.
- 2) Seleccionar el tipo de fluido de perforación.
- 3) Optimización del fluido de perforación y de las técnicas de perforación.

La selección del lodo de perforación debe ser cuidadosamente considerado en la planificación ya que los problemas que se pueden presentar en la perforación pueden estar directamente asociados al

tipo de lodo y entre los problemas que podemos encontrar son: mala limpieza del hueco, torque alto, arrastre en los viajes, tubería aprisionada, inestabilidad del hueco, daño en la formación, cementación deficiente, incompatibilidad de fluidos. Por lo tanto el fluido debe evitar todos estos problemas.

Los lodos más utilizados son los base aceite, aunque la restricción más fuerte es la ambiental, debido al impacto ecológico que causa, pero aún así son los más utilizados. Los lodos base agua son también utilizados pero con aditivos para aumentar las propiedades. Aditivos como: lubricantes, diesel, asfaltos, polímeros, etc.

Las propiedades más importantes que debe cumplir el fluido es el acarreamiento de sólidos según la inclinación, considerando la velocidad del fluido, reología, tixotropía, densidad. Cuando tenemos inclinaciones entre 50 y 90 se debe aumentar la densidad del lodo, manejar la tixotropía, la viscosidad aparente y la relación punto cedente a la viscosidad plástica (Y_p/V_p).

2.3.1 Objetivos que deben cumplir para seleccionar un fluido de perforación.

Para relacionar el fluido es necesario determinar los objetivos que se desean alcanzar y estos son:

A) ESTABILIDAD DEL HUECO

La estabilidad es un factor importante, ya que a mayor estabilidad mayor será el control direccional del pozo. Hay una relación entre la densidad del lodo y estabilidad. En los pozos verticales es más fácil acarrear sólidos debido a las bajas tasas a que éstos se producen en el espacio anular, la concentración es menor y las partículas son más pequeñas.

Las cargas laterales en un pozo vertical se distribuyen uniformemente formando paredes lisas, sin cavidades. Las experiencias han demostrado que a mayores profundidades e inclinaciones la estabilidad disminuye. Esto puede ser producto de:

Formaciones sensibles al agua

Es importante analizar la química de las arcillas hidratables en formaciones lutíticas, ya que influyen mucho al reaccionar con el filtrado, hincándose y luego derrumbándose.

La cantidad de arcilla me indica las propiedades mecánicas de la roca. El tipo de lodo utilizado para prever este problemas es el base aceite ó también en base agua con aditivos.

Formación con presiones excesivas

Se debe mantener una densidad suficiente para mantener la estabilidad del hueco y poder controlar presiones que se presenten, pero esta densidad no debe causar el fracturamiento de las formaciones.

Formaciones Fracturadas

Las formaciones plásticas (lutitas) sometidas a esfuerzos estructurales y que son atravesadas, liberarán fuerzas acumuladas como “esfuerzo residual” causando problemas de estabilidad.

B) LIMPIEZA DEL HUECO

El factor, si no el más importante, es él de limpieza de hueco, sobre todo en la parte inclinada, aún más crítico entre 45° y 60° donde los recortes se desplazan abajo de la sarta y hacia abajo del pozo; tan pronto se interrumpe la circulación causando un torque, arrastre y aprisionamiento. Esto ocurre cuando se corre registro y se baja el casing, para esto se debe tener un valor suficiente de punto cedente.

Para esto el fluido debe tener la capacidad de acarrear sólidos para que no se produzca empacamiento del anular, pérdida de circulación y aprisionamiento de tubería.

Esta capacidad de limpieza disminuye debido a que:

La fuerza de levante vertical disminuye con la inclinación, la velocidad de asentamiento de los recortes aumenta con la inclinación con la ayuda de la fuerza de gravedad, las velocidades anulares son insuficientes, demasiada cantidad de recorte por las altas tasas de penetración, y diámetros grandes de hueco, la excentricidad entre la tubería y el hueco y por esto se forma la llamada "cama de recortes". (Fig. # 8).

Desde el punto de vista de limpieza del hueco los podemos dividir en tres maneras: menor a 45° , entre 45° y 60° y mayor a 60° . La influencia de la inclinación se hace evidente ya a los 10° y la parte más crítica, es cuando se tiene inclinación entre 50° y 60° . En pozos cerca a la vertical, la limpieza se hace en flujo laminar y ajustando el punto cedente, en los de ángulo elevado u horizontales es diferente, aquí juega un papel importante el tipo de flujo, geles, viscosidades y densidades.

Lo más recomendado para una buena limpieza es fluido en flujo turbulento excepto para hueco cercanos a la vertical, aunque este flujo es difícil obtener cuando se tiene diámetros grandes y además causa erosión del hueco. La densidad del lodo en estos casos ayuda para la remoción de recortes, aunque hace disminuir la tasa de penetración, aumenta presión de circulación y puede ocurrir la pérdida de circulación.

En los casos ya reales se recomienda para la limpieza de los diferentes tipos de huecos:

- Para huecos de inclinación menor a 45° se recomienda flujo laminar y aumento de la razón Y_p/V_p ó alto punto cedente.
- Entre 45° y 60° se recomienda exceder una velocidad de fluido en el anular de 3 ft/seg (turbulencia) y un Y_p/V_p mayor a 1 si la velocidad no puede ser alcanzada, aumentar la razón Y_p/V_p . Aquí se produce una excentricidad debido al asentamiento de la tubería, además los recortes se colocan bajo la tubería y hacia el fondo del hueco. Los puntos cedente deben estar entre 10-15 lb/pie³.

Se puede utilizar píldoras de baja viscosidad para limpiar el hueco.

- Para mayores de 60° , un número de Reynolds igual a 4000 permite una distribución uniforme en el espacio anular excéntrico. Esto implica mayores operaciones, mayor tasa de circulación y reología baja y un Y_p/V_p mayor a 1.

La velocidad a la cual no se forma la cama de recortes es la crítica y esta velocidad es siempre en régimen turbulento y va a depender de la excentricidad, diámetro del hueco y la tubería de perforación.

Se debe utilizar el máximo control de bombas posible en cada situación, se debe minimizar el espacio anular utilizando tubería de perforación de mayor diámetro, cuando no se puede manejar esto, se debe tratar entonces de controlar la reología del lodo aumentando la suspensión de recortes en el lodo, mantener siempre la rotación de la tubería para disminuir el tamaño de recortes y facilitar la remoción.

Se debe cumplir un ciclo completo antes de cada maniobra, se debe hacer viajes cortos rotando la sarta, circulando y hacer repaso inverso. Utilizar un juego de píldoras, primero una de baja viscosidad y otra de alta viscosidad. Estas píldoras limpian los recortes más no la cama de recortes formada. Aún no existe un modelo matemático que sirva para predecir el transporte de recortes.

C) LUBRICIDAD (TORQUE Y ARRASTRE)

El Torque y Arrastre es un problema muy serio en la perforación, se debe a una mala lubricidad, la formación de la cama de recortes por mala limpieza, inestabilidad de la formación, patas de perro, algún tipo de aprisionamiento y lo más importante el contacto entre la sarta y el hueco produciendo fuerzas de fricción, esto es más notorio en la parte inclinada.

Lo recomendado es utilizar lodos en base aceite ya que éstos forman una retícula lubricante entre la sarta y hueco suficientemente alta para tener bajos coeficientes de fricción. También se utilizan lodos base agua con lubricantes aunque éstos son generalmente tóxicos y no cumplen con las regulaciones ambientales, aunque ya se está creando lubricantes no tóxicos, pero son más caros y es preferible utilizar píldoras antes que lubricantes. También se utilizan polímeros con buenos resultados.

Cuando el lubricante cubre más de 200% del espacio anular inclinado, se dice que es efectivo, esto se ve por los volúmenes de barrido.

D) APRISIONAMIENTO DIFERENCIAL

Cuando se perfora pozos inclinados, se atraviesa zonas permeables sometidas a presiones diferenciales y la excesiva fuerza lateral de la sarta puede producir un aprisionamiento diferencial, para esto se debe elegir adecuadamente la profundidad para instalar casing. El lodo debe tener filtrado bajo, si la densidad es baja es necesario utilizar lubricantes. Los lodos más utilizados son en base aceite.

E) DENSIDAD DEL LODO

Seleccionar una densidad adecuada del lodo es algo muy difícil y complejo, ya que no puede ser muy baja para no desestabilizar el hueco, ni muy alta para no dañar la formación; ya que se ha concluido que “a mayores inclinaciones se necesita mayor densidad para estabilizar el pozo, pero al mismo tiempo es conocido que la formación se fractura con más facilidad a medida que la inclinación aumenta”. Es por esto que la densidad debe variar entre estos rangos impuestos por la estabilidad del hueco y fracturamiento de la formación. Su selección algunos casos involucra estudios de mecánica de rocas.

F) SEDIMENTACIÓN DE LA BARITINA

Este fenómeno aparece cuando se para la circulación, entonces la baritina se pone bajo la sarta formando una capa de alta densidad bajo una de baja densidad; esta capa de alta densidad se desliza hacia el fondo del pozo, esto no va a permitir la formación de geles necesarios para la suspensión de sólidos.

Esto se agudiza con el incremento de la inclinación y aumento de densidad del lodo.

Al romper la circulación se detectan baches de lodo liviano y pesado que pueden producir un fracturamiento de la formación. Para esto se han determinado sistemas que detectan el asentamiento de la baritina en diferentes fluidos.

Actualmente existen productos que le dan suspensión al fluido, manteniendo una viscosidad baja, que me permite controlar este problema. Las velocidades de 3 y 6 r.p.m. del viscosímetro nos dan un indicativo de la suspensión.

G) RESTRICCIONES AMBIENTALES

Hoy por hoy se está convirtiendo en uno de los principales aspectos para la selección del tipo de lodo, ya que cada día se toman más medidas con el fin de preservar el medio ambiente. Por eso hoy existe la preocupación de entes gubernamentales e internacionales para determinar si la sustancia que se descarga es tóxica o no.

En términos generales un lodo de perforación no es considerado tóxico, excepto aquellos que contienen metales pesados y aceites. El resto puede ser considerado sin mayores consecuencias para el medio ambiente, además se están desarrollando lodos base agua con impacto mínimo al medio ambiente. También hay aceites minerales de baja toxicidad que hacen posible el uso de emulsiones inversas costa afuera en donde las restricciones son aún mayores.

Para determinar la toxicidad de un producto, se hace a través del ensayo LC50/96Hr, y determina la concentración en mg/l de un producto en agua que mata el 50% de las especies expuesta en 96 horas. La escala establecida por los entes de protección ambiental es:

No tóxico	LC50	50000 mg/l
Baja toxicidad	LC50	entre 1000-10000 mg/l
Moderada toxicidad	LC50	entre 100-1000 mg/l
Alta toxicidad	LC50	menos de 100 mg/l

La preocupación ambiental en nuestro país es cada vez mayor, aunque todavía los objetivos operaciones tienen más peso que los ambientales.

H) PROTECCIÓN DE LA FORMACIÓN

Esto tiene que ver con la compatibilidad del lodo y fluido de formación (agua), cuyos análisis de compatibilidad deben realizarse; para tener buenos resultados se debe tener bajas densidades de lodo, controlar filtrado, un buen control de sólidos y utilizar productos confiables.

I) CONTROL DE SÓLIDOS

Es un factor importante, para esto se debe tener el sistema de sólidos a un nivel mínimo, ya que los sólidos perforados aumentan en el pozo horizontal y esto se debe: al efecto mortero que tiene la sarta en el hueco; el tiempo de transporte de sólidos es mayor; brocas de diamante a altas revoluciones producen sólidos muy pequeños; la fuerza de impacto del chorro sobre la formación es muy alta debido a las altas tasas de bombeo, es por esto que se debe hacer un control de sólidos efectivo para no tener problemas.

Del análisis detallado de los objetivos tratados anteriormente podemos concluir que los lodos en base aceite desde el punto de vista técnico son los más recomendados en el pozo horizontal, aunque tienen una restricción muy fuerte como es la ambiental, pero a pesar de esto es utilizado por sus buenos resultados.

Un lodo típico base aceite debe tener una viscosidad plástica entre 12 y 16 cp y un Y_p de 14 a 18 lb/100 pie². En la cementación el lodo debe tener Y_p entre 12 a 15 lb/100 pie², para facilitar la turbulencia a tasa baja.

2.3.2 Selección de los fluidos de perforación

Hay diferentes tipos de lodos que pueden ser utilizados en el pozo , aparte del lodo inverso, para la selección se debe tener siempre en cuenta las restricciones ambientales, costos, temperaturas, tipo de formaciones (reactivos), presiones anormales, contaminantes, preservación del yacimiento y otros problemas de la perforación horizontal.

SELECCIÓN DEL FLUIDO DE PERFORACIÓN

- A) Se recomienda lodos en base aceite cuando sean aceptables desde el punto de vista ambiental y sea posible logísticamente.

- B) Si se elige lodo base agua éste debe contener polímeros que brinden lubricidad, limpieza, control de sólidos, protección del yacimiento y que sean no tóxicos.

Deben tener ión de inhibición para controlar hinchamiento de lutitas hidratables con agua, este ión puede ser potasio o calcio.

2.3.3 Optimización del fluido de perforación y de las técnicas de perforación

OPTIMIZACIÓN DEL FLUIDO DE PERFORACIÓN

Después de seleccionar el fluido es necesario tomar ciertas consideraciones para optimizar el sistema.

En formaciones fracturadas o de alta permeabilidad minimizar el filtrado con agentes bloqueadores como carbonato de calcio, sales, determinar la densidad óptima del sistema, tomando en cuenta

experiencias de pozos verticales vecinos, registros eléctricos y las condiciones del hueco; evitar la hidratación de lutitas; desplazar píldoras limpiadoras constantemente, si se trata de inclinaciones menores; desplazar píldoras combinadas, aunque no con mucha frecuencia para no desestabilizar el pozo; la reología no debe ser muy baja y determinada a temperaturas de fondo para trabajar con valores reales; determinar la viscosidad y otras características del fluido con el viscosímetro FANN, especialmente en condiciones estáticas; maximizar el control de sólidos utilizando 3 zarandas de movimiento lineal de alto impacto y dos centrífugas de alto volumen.

OPTIMIZACIÓN DE LAS TÉCNICAS DE PERFORACIÓN

Para una perforación exitosa en un pozo horizontal, y minimizar costos asados en la experiencia se recomienda:

Repasar cuando la tensión aumente, controlar el arrastre y torque, peso de la broca, presión de la bomba, que no excedan de la normal. Cuando se para la circulación la sarta no debe quedar estática, deberá rotar y reciprocarse en todo momento. Utilizar herramientas especializadas como MWD. El arreglo de fondo (BHA) debe ser adecuado, según la velocidad anular, se recomienda utilizar tubería de perforación 6 5/8" en huecos de 12 1/4" con circulación de 850-950 galones por minuto en el hueco y de

450 a 500 galones en huecos de 8 ½". La velocidad anular recomendada es de 3 pies/s (180 pie/min) en el anular del hueco de 12 ¼".

Realizar viajes cortos de 500 a 600 pies para evitar la formación de la cama de recortes.

Para inclinaciones críticas 45° – 60° se recomienda circular por 10 a 15 minutos antes de las conexiones y circular 2 vueltas antes de la maniobra.

Para mejor limpieza, aumentar la revolución de la sarta y circular altos volúmenes, la penetración no debe ser muy alta, para no formar exceso de recortes se recomienda una penetración de 100 – 120 pies por hora para huecos de 12 ¼" y controlar el tamaño de recortes.

2.4 TIPOS FLUIDOS DE PERFORACIÓN UTILIZADOS EN LA PEROFRACIÓN HORIZONTAL.-

AIRE

Tiene resultados espectaculares para casos especiales, aumenta la tasa de penetración, el piesaje por broca, el costo por broca disminuye, limpia el hueco mejor que otros fluidos, los recortes son pequeños y los indicios de agua, petróleo y gas son fácilmente detectados.

Pero tienen aspectos negativos con mayor peso que los positivos a la hora de seleccionarlos, ya que no proveen una presión suficiente en el fondo del pozo y por lo tanto no es posible atravesar formaciones de alta presión, también es imposible circular cuando hay derrumbes o cavernas porque la tubería se pegaría. Otro problema es la corrosión aunque puede ser controlada. Se puede combinar aire en la parte superficial y luego lodo de perforación en la parte profunda. En la superficie se utilizan sistemas de compresores y equipos adicionales.

En la perforación horizontal es utilizado en formaciones fracturadas y de baja presión.

BIOPOLIMEROS

Consiste en compuesto orgánicos (hongos). Permite transferir el peso adecuado a la broca, mejor limpieza, lubricidad y elimina el daño de la formación. Dan mayor suspensión al lodo, ya que tiene viscosificador, se lo utiliza junto a otros químicos como reguladores de pH, anticorrosivos controladores de filtrado. Por su viscosidad se los llama Gel. El uso de este tipo de lodos es compatible con muchos aditivos comunes, pero no con todos. Se debe tener mucho cuidado en la adición de aditivos, según el tipo de biopolímero. Se lo utiliza en lodos base agua generalmente.

POLIMEROS

Son químicos que producen mejor limpieza, reduce arrastre porque incrementa la lubricidad. Hay muchos tipos de polímeros y se los utiliza según la necesidad y disponibilidad.

ESPUMAS

Dan lubricidad, previenen pérdidas de circulación, reprimen los sólidos, la rotación de la tubería es mayor. Es utilizado generalmente en la parte horizontal.

Existen otros lodos en base agua salda, otros utilizan nitrógeno para eliminar presión diferencial y liberar BHA atrapado (fish).

Hay que indicar que todos estos tipos de lodos por sí solos no cumplen con todas las exigencias para el éxito de la perforación, para esto deben utilizar los aditivos adecuados, según la circunstancia, necesidad y disponibilidad.

(1) La mayoría de ideas, conceptos, consideraciones, recomendaciones y conclusiones de este capítulo, fueron tomados de artículo de GEZA A. BETHLEN, de la Compañía Baroid Corporation, de América Latina publicada en la Revista Petroleum del año VII-Num.31 de Julio/Agosto 1990 pp 42-47.

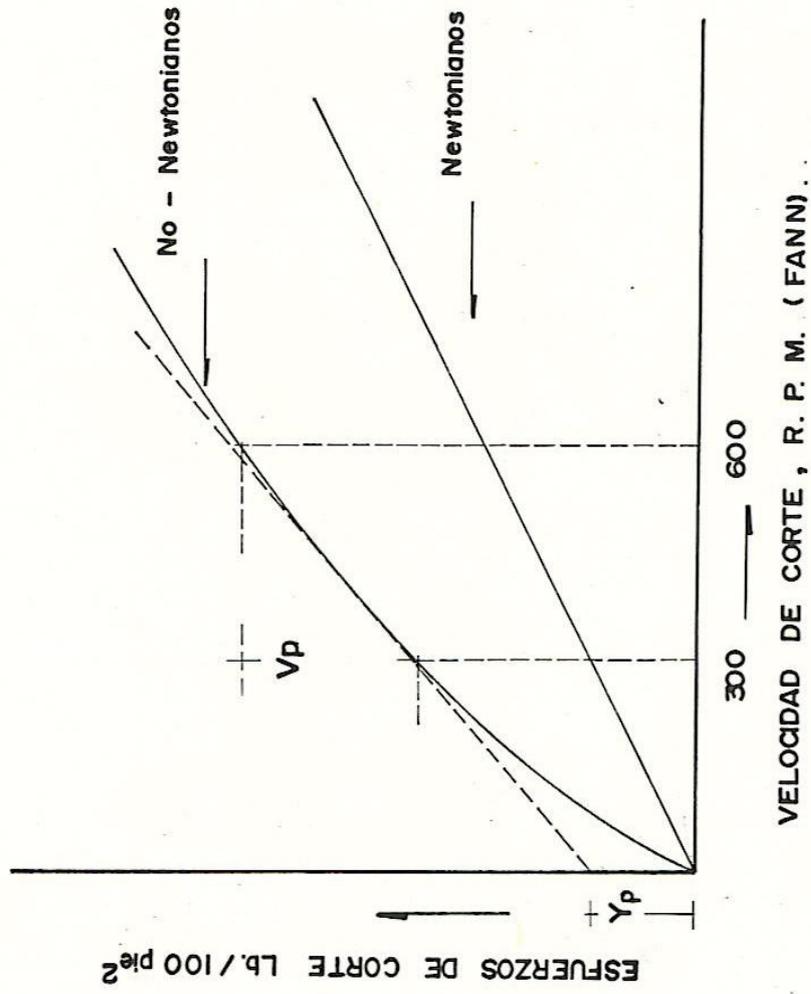


FIG. N°6 COMPORTAMIENTO DE LOS FLUIDOS. (HUGÜES 1989)

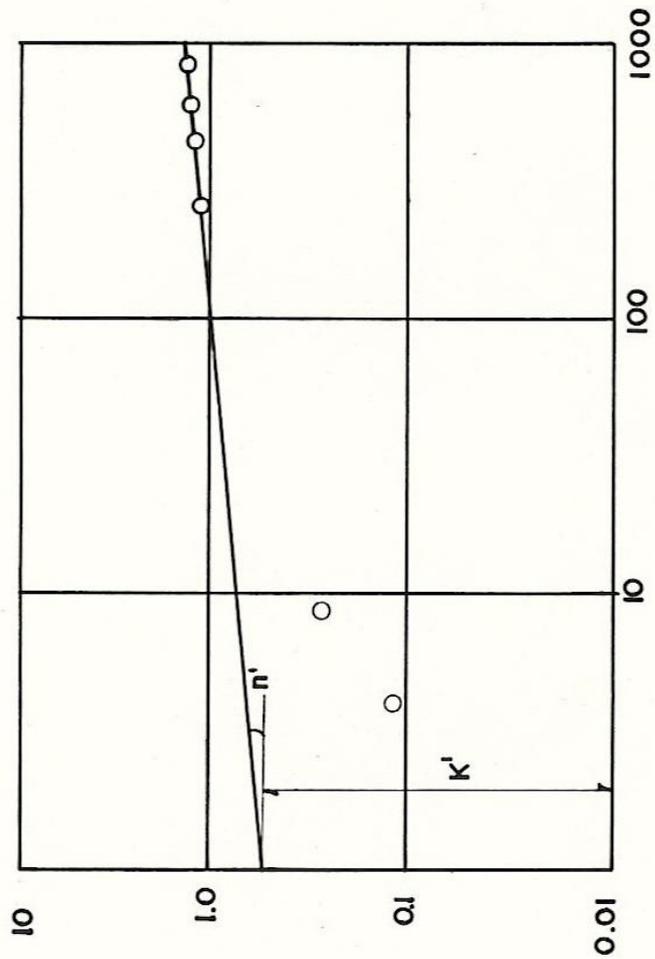
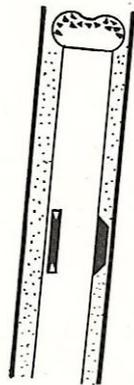
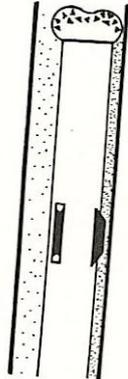


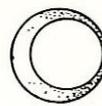
FIG. Nº 7 . INDICES DE COMPORTAMIENTO. (HUGUES, 1989)



1.- ACARREO DE RECORTES



2.- CIRCULACION PARADA.



3.- ASENTAMIENTO DE LA TUBERIA.



4.- ROMPE CIRCULACION.



FIG. N° 8 . TRANSPORTE DE RECORTES EN LA SECCION INCLINADA. (WORD OIL, 1990)

CAPITULO III

PERFORACIÓN HORIZONTAL EN EL ECUADOR

3.1 EMPRESAS INVOLUCRADAS

En el País ha llegado el momento de desarrollar esta técnica, existiendo ya empresas interesadas en realizar pozos horizontales para el desarrollo de campos petroleros descubiertos recientemente.

Tal es el caso de la Compañía operadora ORIX ECUADOR ENERGY COMPANY que está perforando el primero pozo horizontal en el Ecuador llamado GACELA-1. Esta Compañía opera el Bloque 7 en la amazonía.

Otra empresa interesada es la Compañía CONOCO, operadora del Bloque 16 de la amazonía, en cuyo plan de explotación consta la perforación de pozos horizontales para el desarrollo de los campos de crudo pesado descubiertos.

También la empresa TRIPETROL antes BELCO, que con el éxito alcanzado en la perforación de los pozos MATA CHIVATO-1 y PACOA-1 en la Península de Santa Elena ha planeado la realización de algunos pozos horizontales para el desarrollo de estos campos.

3.2 PERFORACIÓN DEL PRIMER POZO EN EL ECUADOR

Basados en el programa de perforación de la Cía. ORYX presentado al Ministerio de Energía y Minas, vamos a exponer aspectos de la perforación del primer pozo horizontal en el País.

El primer pozo se trata del GACELA-1 ubicado en campo Gacela en la provincia del Napo, Cantón Francisco de Orellana. La estructura donde se lo perfora es un levantamiento anticlinal y es un pozo de carácter exploratorio. La profundidad programada es de 9615 pies, con un equipo de perforación convencional con sistemas de seguridad, válvulas de control y preventor de reventones.

El objetivo de la perforación es obtener producción comercial de hidrocarburos en las formaciones Hollín, Napo "U" y "T" y Basal Tena.

3.3 ESTRATIGRAFIA ESPERADA

Según los resultados geofísicos y la información de pozos cercanos, se espera una estratigrafía aproximada de la siguiente manera:

<u>Formación</u>	<u>Tope</u> (pies)
Orteguaza	5341
Tiyuyacu	6148
Tena	7395
Napo	8445
Hollín	9459

3.4 HERRAMIENTA UTILIZADA EN LA PERFORACIÓN

Se va a utilizar brocas tipo insertos y policristalinas, tubería de perforación de 5" y 3 ½", drill collar tipo espiral de 7 ¼" y 4¾" estabilizadores de acuerdo a los requerimientos operacionales. Para el control de verticalidad se utilizan TOTCO de 0-8 grados y para el control direccional el MWD (medidor durante la perforación).

3.5 LODOS DE PERFORACIÓN

Se utiliza lodos tipo GEL-polímero, es aquel lodo viscoso (GEL) y con polímeros para darles ciertas propiedades:

TIPO DE LODO	PROF. (pies)	PESO lb/gal	VISC. Seg.	FILTRADO cc.	SÓLIDOS %
GEL	0-2500	10.2	50	-	min.
GEL-POLÍMERO	2500-6200	9.4-10	40-45	10	min.
GEL	6200-9615	9.7-10.2	40-45	5-8	min.

3.6 REVESTIMIENTO DEL POZO

Consta de 3 revestimientos:

Profundidad (pies)	Diámetro pulg.	Hueco pulg.
0-2500	16	20
0-6200	10 ¾	13 ½
0-9515 (TVD)	7	9 7/8

3.7 TIPO DE POZO

El tipo de pozo que se perfora en el Oriente es de Radio medio, con una profundidad desviada total de 11250 pies, una profundidad vertical verdadera (TVD) de 9515 pies y una sección horizontal de 2000 pies y cuyo propósito es la de evitar la conificación de agua.

3.8 COSTOS ESTIMADOS EL POZO

	US \$
Vías de Acceso	220.000
Localización	10.000
Movilización del taladro	500.000
Montaje, desmontaje, movilización	30.000
Equipo de perforación	600.000
Completación y Pruebas	53.000
Brocas, herramientas especiales	235.000
Lodos, aditivos y servicios	120.000
Combustible	5.000
Servicio de análisis de núcleos	60.000
Registros eléctricos	150.000
Análisis de ripios	60.000
Transporte aéreo	40.000

Ensamblaje superficial	350.000
Tubería de revestimiento	350.000
Instalaciones aux. Campamento	2.000
Otros	<u>843.000</u>
TOTAL	3'628.000,00

Esto da una idea de los altos costos que tiene una perforación horizontal mucho más altos que la un pozo vertical.

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Del presente estudio se derivan las siguientes conclusiones:

1. La perforación horizontal en nuestro país ya es un hecho, que permitirá el desarrollo de muchos campos petroleros.
2. La perforación horizontal es una técnica probada con la cual se logra recuperar más crudo en menos tiempo, ya que la productividad de un pozo horizontal es de 2 a 5 veces mayor que la de un pozo vertical.
3. Una adecuada selección del lodo de perforación tomando en cuenta todos los parámetros que intervienen en una perforación horizontal, podrá asegurar un resultado exitoso en la perforación.
4. En una perforación al momento de una adecuada selección del fluido de perforación pesa mucho las restricciones ambientales.
5. La relación de costos de un pozo horizontal son muy altos comparados con los de un pozo vertical.

Según el análisis realizado podemos dar las siguientes recomendaciones:

1. El estado a través de las entidades encargadas del área hidrocarburífera, las compañías operadoras, y las Universidades deben capacitar y formar a profesionales en el área de perforación horizontal, ya que es una técnica que se está empezando a aplicar en el país.
2. Se deben hacer estudios de factibilidad, para determinar el desarrollo de campos petroleros en la Península de Santa Elena, en el Oriente Ecuatoriano y su aplicabilidad para el desarrollo de crudos pesados utilizando pozos horizontales.
3. Se debe tomar todas las medidas preventivas y utilizar productos que no contaminen el medio ambiente y afecten la ecología.
4. Realizar un programa completo de lodo, tomando en cuenta todos los factores que intervienen en la perforación horizontal, con el fin de utilizar el lodo adecuado y que sea capaz de controlar cualquier problema.

APENDICES

APENDICE A**ADITIVOS MÁS UTILIZADOS EN LODOS DE PERFORACIÓN**

<u>ADITIVO</u>	<u>PROPÓSITO</u>
- Sulfato de bario	Para densificar el lodo
- Caústicos (NaOH, Na ₂ CO ₃)	Para ajustar el pH
- Compuestos de calcio (CaO, Ca(OH) ₂ , CaCl ₂ , CaSO ₄ .2H ₂ O)	Acondicionar el pozo y controlar el pH
- Hidrocarburos (diesel, petróleo)	Controlar pérdidas de filtrado y lubricar
- Selladores (celulosa, goma)	Sellar pérdidas
- Diluyentes (lignosulfatos, lignito)	Dispersante
- Emulsificantes (lignosulfatos)	Petróleo en agua o agua en petróleo
- Bactericidas	Proteger los aditivos Orgánicos de la descomposición.
- Aditivos para controlar las pérdidas de filtrado (CMC guar, lignosulfato)	Reducir la pérdida de filtrado en la formación

APENDICE B

SISTEMAS POLÍMEROS EN BASE AGUA UTILIZADOS EN POZO

HORIZONTAL

SISTEMA POLINIX

<u>COMPONENTE</u>	<u>PROPÓSITO</u>
LIGNOX	Dispersante, inhibidores de lutitas
CAL	Inhibidor de lutitas, controla el pH
BARANEX	Reductor de filtrado
AQUAGEL	Viscosificante, reductor de filtrado

SISTEMA EZ-MUD

<u>COMPONENTE</u>	<u>PROPÓSITO</u>
EZ-MUD	Viscosificante, reduce filtrado, floculante, lubricante, inhibidores de lutitas
ACUACEL	Viscosificador primario
THERMA-THIN	Defloculante, reduce filtrado
PAC-R/PAC-L	Viscosificador, reducir el filtrado
KCL	Inhibidor de Lutitas

BIBLIOGRAFÍA

1. BETHLEN GEZA A. Selección y aplicación de fluidos de perforación horizontal y de ángulo elevado. Baroid, Memorias del Tercer Congreso Andino de la Industria del Petróleo. Ecuador, 1990, pp. 665-676.
2. BOSIO J. y REISS L. H. Site selection remains key to succes in horizontal well operations. Oil and Gas Journal. USA, 1988, pp. 9.13.
3. CROUSE C. PHILIP. Reserve potential due to horizontal drilling is substantial. Word oil. USA, 1989, pp. 47-49.
4. DECH J. A. y WOLFSON L. Advances in horizontal drilling. ARCO, Memorias del Tercer Congreso Andino de la Industria del Petróleo. Ecuador, 1990, pp. 577-604.
5. ECONOMIDES MICHAEL. Horizontal wells. Dowell Schlumberger. USA, 1988, pp. 1-7.
6. HUGEHEES B. J. Cementación. Argentina, 1981, pp. 60-62.
7. JOURDAN A. P. Elf has set up rules for horizontal drilling. Oil and Gas Journal. USA, 1988, pp. 20-25.

8. MOHR CHARLES. Perforación horizontal de radio medio. Minga, Memorias Tercer Congreso Andino de la Industria del Petróleo. Ecuador, 1990, pp. 359-372.
9. SEHEULT MAC. Biopolymer fluids eliminate horizontal well problems. World oil. USA, 1990, pp. 45-53.
10. SVOBODA J. y LYON J. Sistemas de perforación horizontal de radios medios y cortos. Petroleum. Venezuela, 1990, pp. 46-48.
11. UNIVERSITY AUSTIN TEXAS. Fundamentals of petroleum. USA, 1981, pp. 129-132.
12. VILLAROEL HECTOR. Perforación horizontal. Petroleum. Venezuela, 1990, pp. 41-43.