



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA DE MEXICO

FACULTAD DE INGENIERIA

" CEMENTACION DE UNA TUBERIA DE
EXPLOTACION EN FORMACIONES
CALCAREAS NATURALMENTE
FRACTURADAS "

TESIS PROFESIONAL
QUE PARA OBTENER EL TITULO DE
INGENIERO PETROLERO
P R E S E N T A :
DARVY ENRIQUE BUENFIL CASTILLO

México, D.F.

1986



Universidad Nacional
Autónoma de México



UNAM – Dirección General de Bibliotecas Tesis Digitales Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS © PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

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

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



UNIVERSIDAD NACIONAL
AUTÓNOMA

FACULTAD DE INGENIERIA

Dirección
60-1-33

Señor BUENFIL CASTILLO DARVY ENRIQUE.
P r e s e n t e .

En atención a su solicitud, me es grato hacer de su conocimiento el tema que aprobado por esta Dirección, propuso la Prof. Quím.-Rosa de Jesús Hernández Álvarez, para que lo desarrolle como tesis para su Examen Profesional de la carrera de INGENIERO PETROLERO.

"CEMENTACION DE UNA TUBERIA DE EXPLOTACION EN FORMACIONES
CALCAREAS NATURALMENTE FRACTURADAS"

INTRODUCCION.

- I CARACTERISTICAS DE LAS ROCAS CARBONATADAS Y SU LOCALIZACION.
 - II EVALUACION DE LAS FORMACIONES CARBONATADAS.
 - III GENERALIDADES Y CONSIDERACIONES DE LA TUBERIA DE EXPLOTACION.
 - IV PROPIEDADES DE LA LECHADA DE CEMENTO.
 - V EQUIPO Y TECNICAS DE CEMENTACION.
- CONCLUSIONES.
BIBLIOGRAFIA.

Ruego a usted se sirva tomar debida nota de que en cumplimiento con lo especificado por la Ley de Profesiones, deberá prestar -- Servicio Social durante un tiempo mínimo de seis meses como -- requisito indispensable para sustentar Examen Profesional; así -- como de la disposición de la Coordinación de la Administración -- Escolar en el sentido de que se imprima en lugar visible de los -- ejemplares de la tesis, el título del trabajo realizado.

Atentamente.

"POR MI RAZA HABLARA EL ESPIRITU"

Cd. Universitaria, D.F., Febrero 18 de 1985.

EL DIRECTOR

Dr. Octavio A. Rascón Chávez

ORARCH'MRV'gtg

INDICE .

	PAGINA.
INTRODUCCION.....	1
I.- CARACTERISTICAS DE LAS ROCAS CARBONATADAS Y SU LOCALIZACION.	2
I.1.- Origen y Depositación de las rocas carbonatadas.....	2
I.2.- Clasificaciones descriptivas y diagenéticas.....	4
I.3.- Parámetros empleados normalmente en la clasificación - de rocas carbonatadas.....	4
I.4.- Clasificación de las rocas carbonatadas.....	4
I.5.- Localización en Areas Petroleras.....	11
II.-EVALUACION DE LAS FORMACIONES CARBONATADAS.....	13
II.1.-Factores Evaluativos de la Formación.....	13
II.2.-Datos y Características de los Campos.....	38
III.-GENERALIDADES Y CONSIDERACIONES DE LA TUBERIA DE EXPLOTA— CION.....	40
III.1.- Conceptos Generales.....	40
III.2.- Consideraciones para el Diseño.....	42
IV.- PROPIEDADES DE LA LECHADA DE CEMENTO.....	51
IV.1.- Factores que influyen en el Diseño de una lechada de Cemento.....	51
IV.2.- Aditivos para Cementación.....	58
V.- EQUIPO Y TECNICAS DE CEMENTACION.....	64
V.1.- Perforación.....	64
V.2.- Equipo de Cementación.....	66

V.3.- Cálculos recomendados para la introducción de Tuberías Cortas.....	83
V.4.- Cementación de la Tubería Corta.....	97
V.5.- Control de la Pérdida de Circulación.....	114
V.6.- Evaluación de la Cementación.....	117
CONCLUSIONES.....	123
BIBLIOGRAFIA.....	124

INTRODUCCION.

Este trabajo presenta un estudio de la tecnología y problemas involucrados en la cementación de tuberías de explotación en zonas donde existe pérdida total de circulación, tal es el caso encontrado en los campos CANTARELL y KU de la Sona de Campeche en el Golfo de México. La producción obtenida en estos campos proviene de las formaciones Brecha Paleoceno y Cretácico y en algunos casos del Jurásico, siendo los dos primeros de mayor importancia. Estas formaciones están compuestas por rocas de clastos carbonatados, y el fracturamiento intenso y/o dolomitización aumentan la complejidad de éste grupo de rocas, siendo en estas donde se observan las pérdidas parciales o totales de circulación, por lo que se ha encontrado mucha dificultades para la obtención de trabajos exitosos de cementación de tuberías de explotación en ésta área, con excepción de aquellos pozos que durante la perforación no atravesaron la Brecha del Paleoceno.

El objetivo de ésta trabajo se enfoca hacia la condición de pérdida total de circulación teniendo en cuenta que su comportamiento y naturaleza son conocidos bajo los siguientes criterios;

- Trabajar con ésta condición o
- Controlarla.

CAPITULO I

CARACTERISTICAS DE LAS ROCAS CARBONATADAS Y SU LOCALIZACION.

En comparación con las otras rocas sedimentarias, las rocas carbonatadas son significativamente poligenéticas. Además de implicar casi todos los procesos genéticos conocidos y de importancia en la sedimentación las rocas carbonatadas se precipitan extensamente en los procesos de reemplazamiento metasomático y de recristalización, por lo que sus características más significativas son :

- A.- Su origen en el interior de las cuencas.
- B.- Su dependencia de la actividad orgánica.
- C.- Su susceptibilidad a la modificación post-deposicional.

I:1.- ORIGEN Y DEPOSITACION DE LAS ROCAS CARBONATADAS.

A.- Origen local dentro de las cuencas.

La mayor parte de los sedimentos carbonatados se originan en el interior de las cuencas y muchos de ellos se forman en o muy cerca del punto final de depósito. Este aspecto que comparten con otras rocas sedimentarias tales como evaporitas y carbón, contrasta marcadamente con el de las areniscas y lutitas formadas de partículas sedimentarias derivadas de fuentes que se encuentran fuera de la cuenca de depósito. La naturaleza y el espesor de los depósitos carbonatados son sensibles a la inter-reacción entre la configuración de la cuenca y la dinámica de los procesos físicos que operan sobre el agua de la cuenca; pero los factores que determinan el carácter original y fijan la localización de los depósitos de la mayor parte de las rocas carbonatadas difieren manifiestamente de los clásticos terrígenos. Quizá el mejor ejemplo de los depósitos in-situ de las rocas carbonatadas sean los arro-

cifas orgánicas, que no tienen equivalente en los otros tipos de rocas sedimentarias.

B.- Dependencia de la Actividad Orgánica.

La mayor parte de las rocas carbonatadas depende mucho de algún tipo de actividad orgánica y generalmente reflejan ésta herencia orgánica mostrando elementos bióticos reconocibles, ya sea en forma de granos, de restos de fósiles intactos o fragmentos, o como material animal o vegetal en su posición original de crecimiento. Aunque el origen orgánico del material esquelético grueso es normalmente fácil de determinar, el origen de los sedimentos de grano fino es generalmente difícil o imposible de interpretar.

Los organismos ejercen una influencia mayor sobre la temprana historia post-deposicional de los sedimentos carbonatados que la ejercida sobre la mayor parte de los otros sedimentos.

La interpretación de las texturas de las rocas carbonatadas de origen inorgánico, presenta un problema mucho más difícil que la de las areniscas y lutitas comunes. La interpretación del tamaño, forma y clasificación de las calcarenitas, especialmente las que contienen clásticos de origen esquelético, presenta problemas que generalmente no se encuentran en las areniscas.

C.- Susceptibilidad a Modificaciones Post-deposicionales.

Por su susceptibilidad a modificaciones post-deposicionales, las rocas carbonatadas constituyen una clase única. Las analogías más cercanas entre los carbonatos y las areniscas y lutitas, terminan al efectuarse el depósito, porque los procesos de solución, cementación, recristalización, reemplazamiento y la introducción de sedimentos internos, crean cambios característicos y complejos en las rocas carbonatadas altamente solubles. Los principales factores en la formación de estos numerosos cambios diagenéticos, son los siguientes;

- 1.- La mayor solubilidad de los carbonatos minerales comparada con la de los otros minerales sedimentarios comunes en las areniscas y lutitas.
- 2.- Las diferentes solubilidades, y por tanto las relaciones de estabilidad de la aragonita, de la calcita con contenido alto o bajo de magnesio y de la dolomita.
- 3.- La amplia variación en el tamaño de los cristales de carbonatos naturales que pueden ocurrir en el sedimento inicial, dando lugar a diferentes velocidades de solución y recristalización.
- 4.- Las altas porosidades y permeabilidades de muchos de los sedimentos carbonatados. Esto permite acceso a soluciones de composiciones que difieren de aquella en las que los sedimentos fueron depositados.

1.2.- CLASIFICACIONES DESCRIPTIVAS Y DIAGENÉTICAS.

Los dos tipos principales de clasificación de las rocas carbonatadas se caracterizan como descriptivas y genéticas.

El principal propósito de la clasificación descriptiva de las rocas carbonatadas, es permitir el agrupamiento de ellas basándose en aquellos rasgos observables de las rocas, químico-mineralógicas, biológicas, físicos, texturales u otros que pueden determinarse objetivamente.

El tipo opuesto de clasificación es la genética, en ella el objetivo es comunicar directamente el origen de las rocas, más que los rasgos descriptivos por los cuales dicho origen puede ser interpretado.

En conclusión, parece ser que una clasificación práctica que satisfaga mejor los requisitos, no puede ser ni puramente genética ni puramente descriptiva. La clasificación más indicada parece ser la que está basada lo más ampliamente posible en parámetros sólo descriptivos, pero en la cual se mezclan cuidadosamente interpretaciones genéticas que puedan inferirse razonablemente, y donde el empleo de una decisión interpretativa resulte en una categoría más significativa.

1.3.- PARAMETROS EMPLEADOS NORMALMENTE EN LA CLASIFICACION DE ROCAS CARBONATADAS.

Mucho del valor de cualquier sistema de clasificación depende directamente de la selección de aquellas propiedades o parámetros usados para establecer las clases. En la clasificación de las rocas sedimentarias, los parámetros fundamentales son la composición y la textura, y éstos son empleados en la mayor parte de las clasificaciones de las rocas carbonatadas.

Algunos de los elementos de composición más comúnmente usados son la mineralogía, la composición química o la composición expresada de acuerdo con los tipos de granos, tales como oolitas, fósiles, pelotillas. También se usa una amplia variedad de rasgos texturales. Estos comúnmente se refieren a texturas de depósito, tales como clasificación por tamaños de los granos o clastos, a las interpretaciones de "madurez textural" o rasgos texturales diagenéticos. Los aspectos genéticos, tales como ambiente de depósito, origen clástico contra origen no clástico, y origen orgánico contra origen no orgánico, sólo están indirectamente relacionados con la textura y la composición. Estos también suministran una base para subdividir el complejo de rocas carbonatadas.

I.4.- CLASIFICACION DE LAS ROCAS CARBONATADAS.

Las rocas de carbonatos están compuestas esencialmente por minerales de carbonatos. La caliza, la dolomita y rocas afines son las más importantes de las rocas sedimentarias de carbonatos.

I.4.1.- CALIZAS.

Composición y Textura. Se designa como calizas a aquellas rocas en las cuales la porción carbonosa está compuesta principalmente de calcita (CaCO_3).

Muchas sustancias, además de los carbonatos ocurren en las calizas y rocas afines. Estas son fragmentos detríticos o piroclásticos arrastrados por el agua hasta la cuenca de depositación y mezclados mecánicamente con los carbonatos. Entre ellos se encuentra el cuarzo, los feldespatos, los

minerales arcillosos y los restos orgánicos. Durante la depositación de los sedimentos calcáreos o posteriormente a ella, pueden formarse minerales autógenicos como la calcedonia, el cuarzo, la glauconita, el yeso, la anhidrita, la limonita y la pirita. La materia bituminosa, común en algunas calizas, imparte un color oscuro a la roca y un olor fétido cuando la roca es golpeada.

Composición química. Las calizas están formadas principalmente por calcita y el contenido de Ca O y CO₂ es muy alto, formando en algunos casos más de 95 %. Las calizas magnesianas contienen de 1 a 2 % de Mg O, lo cual indica la presencia del mineral dolomita. El exceso de sílice indica la presencia de muchos detritos o la presencia de pedernal. Si el contenido de alúmina es también alto, la sílice es probablemente un elemento constitutivo de la materia pizarrosa asociada en la caliza arcillosa.

Las texturas de la caliza son variables e inigualadas por cualquier otro grupo de rocas. Algunas texturas son clásticas, mientras que otras son el resultado de acreencia orgánica; aún otras se forman por cambios posicionales, como recristalización y diagénesis.

Algunas variedades de la caliza son de textura cristalina tosca y otras de textura de grano fino o aún afanítica. Las calizas depositadas químicamente son oolíticas o pisolíticas. Muchas calizas constan de granos de carbonato de tamaño uniforme, mientras que otras son grandes cristales abigarrados esparcidos en una matriz de granos más finos. Algunas calizas son porosas, debido a las estructuras algáceas, pero en otras, los cristales de carbonato están tan entrelazados que producen una estructura de mosaico.

Las rocas de carbonatos son susceptibles de disolución. Las calizas formadas mecánicamente muestran las mismas estructuras que las rocas sedimentarias clásticas. En muchas calizas puede observarse perfectamente la estratificación, la ordinaria, la cruzada y aún la estratificación graduada.

Variedades de calizas. Pettijhon ha distinguido las calizas autóctonas y las alóctonas. Las calizas autóctonas son las formadas in-situ por una acumulación de estructuras orgánicas que no han sido transportadas desde el lugar en que crecieron, vivieron y murieron. Si son de extensión restrin

gida, se las llama calizas biohermales; si son de carácter extendido se les llama bioestromales. Por el contrario, las calizas alóctomas, sin raíces — están compuestas principalmente por fragmentos orgánicos depositados en conjunto con los rombos de carbonato u oolitas que han sido fragmentados, transportados, clasificados y finalmente depositados como acumulaciones fragmentarias de material orgánico desmenuzado para formar la caliza bioclástica.

Las calizas que constan principalmente de materiales orgánicos son probablemente más comunes y difundidas que cualquiera otras. Las variedades de la caliza orgánica se designan comunmente por sus fósiles predominantes. Las calizas clásticas se forman mecánicamente y contienen partículas carbonatadas, tales como fragmentos orgánicos, fragmentos de rocas carbonatadas más antiguas y oolitas. Estas partículas son transportadas y más o menos clasificadas antes de llegar finalmente al reposo, ejemplo; calcarenita.

La caliza litográfica, se caracteriza por su textura afanítica notablemente uniforme. Se cree que algunas variedades de caliza de grano fino son de origen marino; precipitadas químicamente o por acción bacteriana. La mayoría de las calizas depositadas en ambientes continentales tienden a verse contaminadas por elementos clásticos, como granos de arena, minerales arcillosos o fango de gran finura. Al aumentar los minerales arcillosos, las calizas de grano fino pasan en forma gradual por calizas arcillosas a margas que pueden ser a media arcilla.

Las calizas oolíticas, son rocas calcáreas que contienen oolitas en abundancia. Las oolitas se forman por precipitación de la calcita en torno de núcleos existentes en aguas poco profundas y fuertemente agitadas. Los núcleos de las oolitas son granos clásticos de arena, bolas de arcilla, fragmentos de concha o pedazos de carbonato granulares. Las calizas oolíticas tienen estructura uniforme y son generalmente de color gris claro o ante.

Origen.— Las calizas son producidas por uno o más de varios modos de depositación; a saber; mecánica, química, orgánica o por reemplazamiento. Las calizas pueden depositarse en los mares, lagos, ríos y sobre la tierra.—

Los depósitos de máxima extensión se encuentran en el fondo del mar, en su mayoría a profundidades menores de unas cuantas decenas de metros. La condición de agua profunda no es esencial, y la depositación puede tener lugar al nivel del mar. En efecto, la caliza más pura es la de los depósitos formados en agua de muy poca profundidad, y las calizas normales orgánica y detritica son depósitos formados en áreas neríticas de relativamente poca profundidad o aún en los litorales. El ambiente más favorable para la acumulación de depósitos de carbonato de calcio precipitado químicamente es el consistente en agua tibia, poco profunda y de movimiento relativamente lento y con un fondo de mar que esté sufriendo un hundimiento lento, pero continuo. Las calizas marinas son abundantes en las series sedimentarias depositadas en ambientes estables. Las calizas arcillosas son más características de los ambientes inestables. Las calizas geosinclinales son, por lo general, de tipos silíceas, delgadas y oscuras; raras veces son gruesas, normales o fosilíferas de tipo marino.

La temperatura, la circulación y la presencia de detritos derivados de la tierra como los materiales arenáceos, arcillosos y ferruginosos son factores de importancia.

Una gran cantidad de sedimentos terrígenos pueden eliminar los organismos y disfrazar efectivamente cualquier carbonato de calcio que sea depositado. La circulación deficiente puede conducir al envenenamiento de las aguas con anhídrido sulfuroso y a la eliminación de aquellos organismos de los cuales depende en tal alto grado la depositación del carbonato de calcio. La circulación rápida del agua con alto contenido de bióxido de carbono puede disolver cualquier carbonato de calcio que sea depositado.

El papel de los organismos en las formaciones de caliza varía mucho con el tiempo y el espacio. Ciertas formas, como las algas, los foraminíferos y los corales son constructores de roca importantes.

Las algas fueron formadoras importantes de rocas en el Precámbrico y pueden haber sido las formadoras dominantes de la caliza durante todo el

tiempo. Los corales han hecho importantes contribuciones en la formación de las calizas desde el período Ordoviciano, tanto en forma individual como en colonias. En la actualidad hay calizas de arrecifes de gran extensión en muchas aguas tropicales. Muchas calizas antiguas son marcadas por la preponderancia de las estructuras calcáreas y de restos de algún tipo de organismos.

I.4.2.- D O L O M I T A S .

Composición y Textura: Las dolomitas están compuestas principalmente por el mineral dolomita. Frecuentemente contienen algo de calcita. La mayoría de las dolomitas y calizas dolomíticas son de color claro en una fractura fresca, pero se vuelven amarillentas al sufrir la exposición al aire, debido a la oxidación del hierro ferroso contenido en los cristales de dolomita, o de la pirita, siderita o marcasita contenidos en la roca. En composición química, las dolomitas se parecen a las calizas excepto en que su contenido de magnesio es elevado $\text{Ca Mg} (\text{CO}_3)_2$.

Las dolomitas tienden a adoptar una textura de grano fino. Raras veces son de un grano tan fino como el de la caliza afanítica o de un tan grueso como el de la caliza de grano más grueso. Algunas dolomitas están atestadas de pequeñas cavidades, y las calizas dolomíticas parecen brechas. Las partículas de formas irregulares están rodeadas por una matriz de color más claro y de textura más gruesa en las rocas.

Ocurrencia en el Campo: Las calizas dolomíticas y las dolomitas se presentan interstratificadas con areniscas, limolitas, argilitas, calizas y diversas evaporitas. Las unidades de estas rocas varían desde un manto sencillo hasta una formación, y los límites están con frecuencia bien definidos.

Los fósiles son raros en la dolomita, posiblemente a causa de que son pocos los organismos que habitan en las aguas marinas en las que es alta la

salinidad y favorable para la depositación de la dolomita; ciertamente, el reemplazamiento por la dolomita tiende a borrar hasta los contornos de muchos fósiles. Por ésta razón pueden verse en el campo caliza fosilífera y dolomita sin señas de fósiles formando copas adyacentes de un afloramiento. Las dolomitas están presentes en todo sistema geológico y su máxima distribución corresponde a sistemas del Precámbrico y del Paleozoico Inferior.

Origen; La mayoría de las dolomitas se han formado por alteración post deposicional de las calizas, es decir, por dolomitización, aunque algunas variedades asociadas con las evaporitas parecen ser depósitos químicos primarios que se asentaron directamente de las aguas del mar, especialmente en donde era alta la salinidad.

La dolomitización puede tener lugar en cualquiera caliza. El tiempo y la profundidad de enterramiento son importantes, pueden explicar porqué cuanto más antigua es la roca, más rica en magnesio, es.

Dignos de atención, son los siguientes puntos relativos a la formación de las dolomitas:

- La Única fuente adecuada de origen del magnesio para la mayoría de las dolomitas de gran extensión lateral, no clásticas y estratificadas, es el mar. La dolomita se forma secundariamente a lo largo de fallas juntas plano de estratificación u otras zonas de debilidad o de permeabilidad del manto sedimentario de la corteza terrestre, por lixiviación del agua subterránea, por reemplazamiento o por acción hidrotermal.

- La mayoría de la dolomita bien estratificada y lateralmente persistente que se encuentra entre los mantos de caliza inalterada, pero no asociada con sales evaporitas, puede explicarse solamente por alteración penacontemporánea de los sedimentos de carbonato de calcio en el fondo del mar o por depositación primaria de la dolomita.

- La aragonita y otras formas inestables del Ca CO_3 reacciona mucho más fácilmente con las substancias químicas que la calcita, y una roca que estuviera formada principalmente de aragonita estaría en una condición muy

favorable para ser dolomitizada. La aragonita en los sedimentos originales puede tener alguna relación con la dolomitización irregular de las rocas y con los cambios graduales laterales y verticales.

- Algunos mantos de dolomita pueden mostrar cambios graduales verticalmente a caliza, con cierta brusquedad, aunque los contactos laterales entre la caliza y la dolomita sean de carácter gradual. Esta dolomita es comúnmente vasicular y porosa. Gran parte de tales dolomitas se formaron debajo del mar, pero probablemente a mayor profundidad y en una etapa posterior de diagénesis que las dolomitas penecontemporáneas. Las dolomitas así formadas serían dolomitas realmente secundarias.

- La dolomitización es favorecida por la poca profundidad del agua, por la cercanía a los litorales y por la temperatura elevada. El grado de dolomitización está relacionado con el tiempo durante el cual estuvieron descubiertos los sedimentos originales en el fondo del mar, y la velocidad de hundimiento y sepultamiento pueden haber tenido efectos importantes en los resultados obtenidos.

I.5.- LOCALIZACION EN AREAS PETROLERAS.

En la República Mexicana se han cuantificado alrededor de 1,855,000 Km² de áreas sedimentarias distribuidas en todo su territorio, de las cuales solo se ha explorado intensamente la planicie costera y la plataforma continental del Golfo de México.

Las áreas geográficas productoras en rocas carbonatadas se encuentran en los Estados de Veracruz, Tabasco, Chiapas y Campeche. (Fig. I.1).

En la cuenca de Veracruz, las rocas carbonatadas se localizan en el Jurásico Superior y en el Cretácico.

En el Área de Chiapas-Tabasco, las rocas carbonatadas van desde el Jurásico tardío, Cretácico temprano y medio, representado por calizas clásicas, calizas dolomíticas y dolomías.

En el área de la Sonda de Campeche la columna geológica típica se pre-

senta en la Fig. 1.2. A continuación se comenta su estratigrafía.

Jurásico Oxfordiano, consiste de lutitas con intercalaciones de calizas y areniscas.

Jurásico Kimmeridgiano; en el se depositó una sección de carbonatos — con alternancias de terrígenos finos, de ambientes someros que propician con condiciones favorables para generar el magnesio de las dolomitas que se tienen en ésta secuencia sedimentaria.

Jurásico Tithoniano; en el se localizan depósitos de arcillas y carbonatos con alto contenido de materia orgánica.

En el Cretácico Superior Medio e Inferior, es frecuente la dolomitización que se tiene en los carbonatos debido a los clastos calcáreos y soluciones de magnesio. Las condiciones sedimentológica del cretácico continúan hasta la base del Paleoceno, en donde se identifican "brechas" con fragmentos de rocas cretácicas y del mismo Paleoceno.

Paleoceno Inferior.— Sobre las rocas carbonatadas del Mesozoico descansan discordantemente las primeras rocas del terciario, representados por una brecha constituida en su mayor parte por fragmentos de caliza dolomitizada — procedentes de depósitos durante el Paleoceno temprano en aguas de escasa — profundidad y, en menor porcentaje fragmentos de calizas de plataforma del — Cretácico medio y superior.

Paleoceno Superior, está representado por sedimentos terrígenos, lutitas con intercalaciones de caliza.

Eoceno Superior, Medio e Inferior.— Sobre las rocas del paleoceno descansa un cuerpo de sedimentos terrígenos, lutitas de ambiente batial, registrando durante el Eoceno Medio e Inferior depósitos irregulares.

El resto de la columna terciaria está representada por sedimentos terrígenos lutitas y arenas de ambiente batial, y finaliza la historia sedimentaria con terrígenos, lutitas y arenas del plioceno al reciente, depositados en mar abierto de poca profundidad y que no muestran efectos de tectonismos.

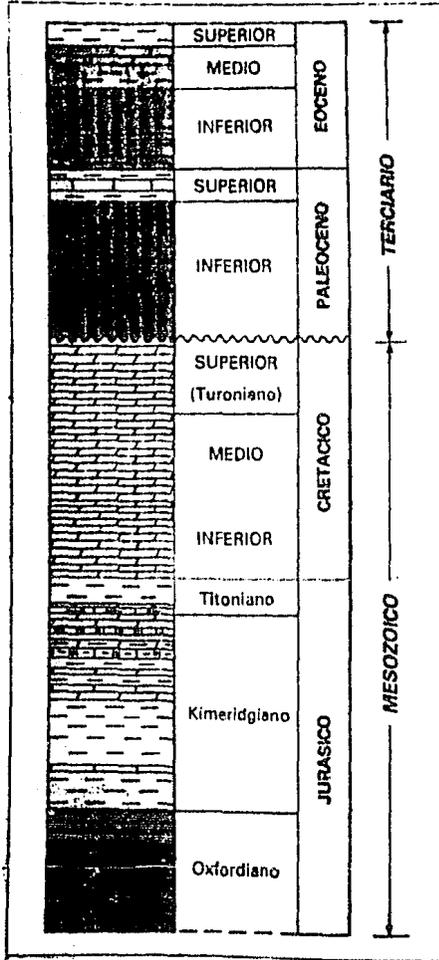


Fig. 1-2. Columna geológica típica del Complejo Cantarell.

CAPITULO II.

EVALUACION DE LAS FORMACIONES CARBONATADAS.

Un factor muy importante en la programación del asentamiento de la cubería de explotación, es la evaluación de las formaciones y para lograrlo es necesario determinar los factores siguientes;

- Profundidad y espesor de la formación.
- Porosidad y litología.
- Contenido de arcilla.
- Saturación y densidad de hidrocarburos.
- Permeabilidad.
- Presión de formación.
- Análisis de fractureamiento.

II.1.- FACTORES EVALUATIVOS DE LA FORMACION.

II.1.1.- Profundidad y Espesor de la Formación.

La medición de profundidad se efectúa mediante equipos calibrados. Los efectos de elongación del cable que resultan de su tensión en pozos profundos o la aceleración de herramienta en agujeros pegajosos, afectan la precisión de la medición.

Las profundidades registradas en cada bajada de herramienta, pueden ser corregidas posteriormente por efectos de desviación del pozo (Fig. II.1).

La medición de profundidad obtenida con los registros complementada por el análisis de echados de formación, constituye una fuente importante de información para los estudios de correlación, la determinación de la extensión lateral de los yacimientos y para su interpretación estructural.

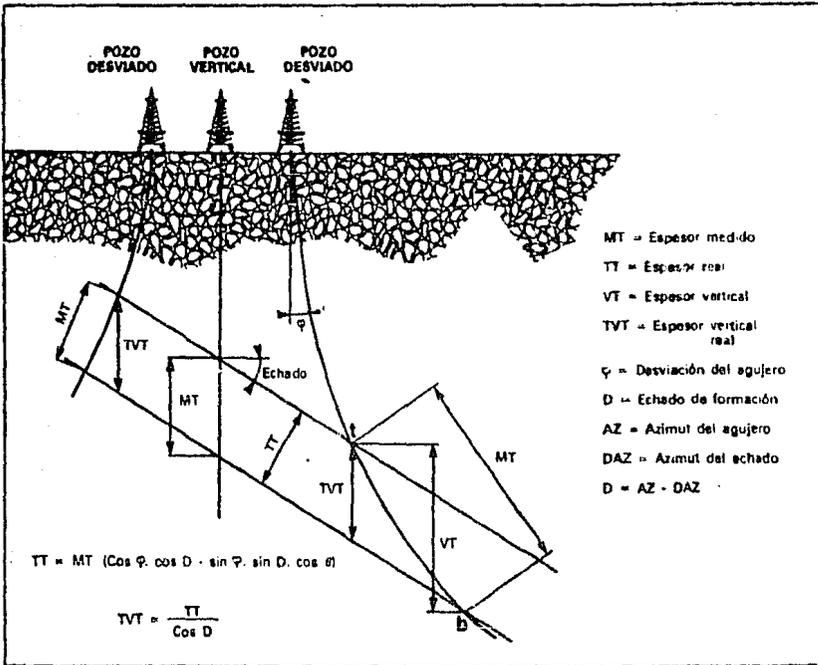


Fig. II-1. Espesor medido, espesor vertical real y espesor real.

II.1.2- Porosidad y litología.

El volumen del espacio de poros determina la capacidad de almacenamiento del yacimiento. La porosidad primaria es la porosidad que se desarrolla al final de la sedimentación o que ha estado presente dentro de las partículas sedimentarias al tiempo de la depositación. La porosidad secundaria se desarrolla en una roca después de su depositación, por procesos como la disolución o el fracturamiento. Generalmente la porosidad secundaria es muy pequeña (1% a 2%) pero puede mejorar considerablemente la capacidad de flujo de la roca. (permeabilidad).

En México, las areniscas del terciario cuentan principalmente con porosidad primaria, en cambio los yacimientos carbonatados pueden presentar porosidad secundaria de importancia, pero baja porosidad primaria.

Los registros utilizados para determinar la porosidad son; el de densidad de formación FDC o litodensidad LDT, el neutrónico compensado CNL y el sónico BHC (Fig. II.2). En el caso frecuente de litologías complejas, no es posible efectuar una medición independiente de la porosidad, puesto que cada uno está afectado por los minerales que forman la roca, por el porcentaje de arcillas y por la densidad de los fluidos de formación. En México, los yacimientos de mayor producción están formados por calizas con porcentajes variables de dolomía y un contenido generalmente bajo de arcillas. Es común encontrar intercalaciones delgadas de anhidrito. La densidad de hidrocarburos varía según los campos.

El conjunto de registros de porosidad permite resolver el sistema de incógnitas que afectan individualmente a cada registro. Los diagramas de interrelación tales como densidad-neutrón, neutrón-sónico, sónico-densidad, son de ayuda para la identificación de la litología y el cálculo de la porosidad (Fig. II.3). En un nivel determinado de profundidad, los valores aparentes de densidad de grano y de porosidad se obtienen por interpolación entre las -

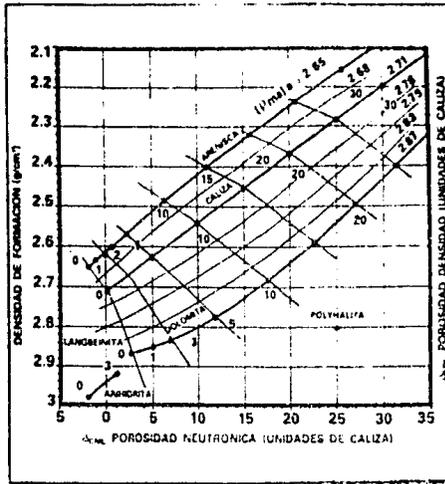


Fig. II-3. Determinación de los valores aparentes de la densidad de grano de la porosidad, con los registros FDC (o LDT) y NI.

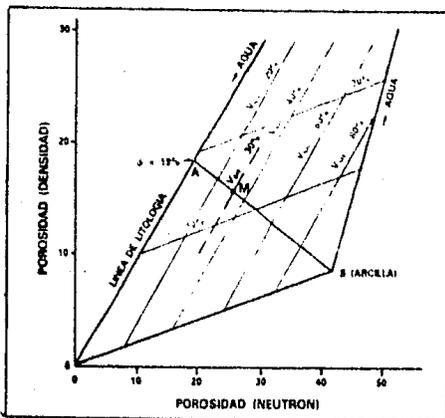


Fig. II-4. Evaluación del contenido de arcilla en el diagrama de interrelación densidad contra neutrón.

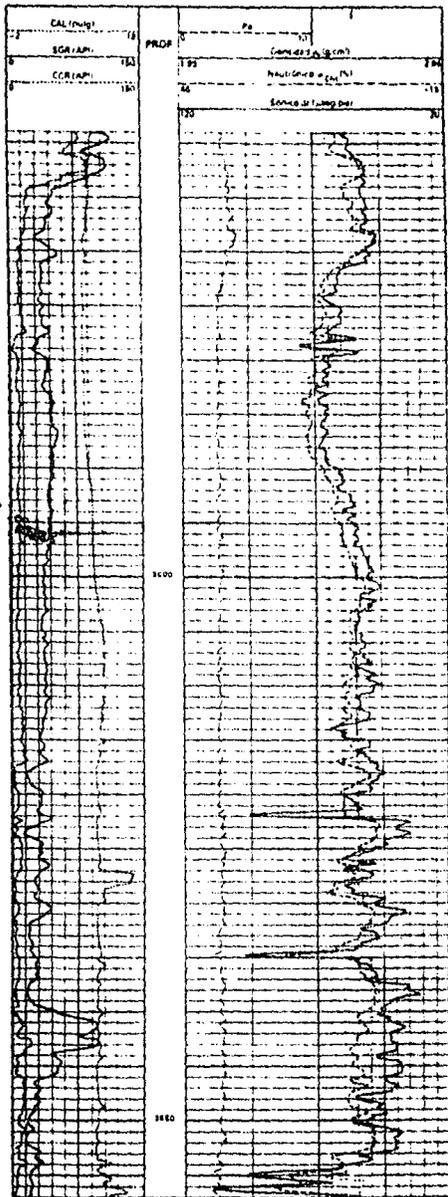


Fig. II-2. Presentación combinada de registros de porosidad en un intervalo de litología compleja.

líneas longitudinales y transversales del diagrama densidad-neutrón. Si la litología de la formación es conocida, a partir de dichos valores, entonces es posible derivar las concentraciones respectivas de cada mineral y corregir la porosidad por el efecto de la litología.

La confiabilidad del análisis de los diagramas está sujeta a diferentes factores. La herramienta convencional de densidad FDC demuestra alto nivel de variaciones estadísticas, tanto en valores altos de la densidad de formación (Dolomia compacta, anhidrita) como en lodos pesados, lo que limita en forma significativa su precisión de medición. En cambio, la herramienta de litodensidad LDT, por el hecho que efectúa un análisis del espectro de energía de los rayos gamma, permite manipular una cantidad mayor de cuentas y vencer esta limitación.

II.1.3.- Contenido de Arcillas.

La presencia de arcilla afecta en forma notable las lecturas de los registros de porosidad y de resistividad. El conocimiento de la composición mineralógica de las arcillas y su distribución en la materia ayudan al analista de registros para predecir el comportamiento de una formación.

Las arcillas depositadas en forma laminar afectan poco las características de porosidad y de permeabilidad horizontal. En cambio, cuando existen en forma dispersa, las partículas arcillosas se desarrollan en el espacio intergranular y tienden a obstruirlo parcialmente. Según el tipo de arcilla la acumulación de las partículas entre los granos puede impedir casi totalmente el flujo de los fluidos de la formación.

Las lutitas se manifiestan generalmente por altos valores de porosidad, debido al alto porcentaje de agua que contienen. El efecto es particularmente notable en los diagramas de interrelación densidad-neutrón o neutrón-sónico (Fig. II.4). El punto de arcilla S representa el dominio de las arcillas puras.

Para una litología conocida, es posible derivar el contenido de arcilla a cualquier nivel del pozo, midiendo las distancias relativas AM y AS.

En intervalos arcillosos, los registros de resistividad demuestran lecturas bajas, mientras que las deflexiones del potencial espontáneo se ven reducidas, lo cual permite proporcionar una evaluación cuantitativa del contenido arcilloso. Sin embargo, la naturaleza misma de estos indicadores limita su uso a condiciones particulares. El indicador de resistividad encuentra su mayor utilidad en caso de formaciones saturadas de hidrocarburos donde el producto "R Sw" es constante. El potencial espontáneo tiene mayor aplicación en formaciones de espesor y con buena porosidad.

El registro de rayos gamma naturales (GR) permite medir el contenido de arcilla, a partir de los niveles leídos en las lutitas y en los cuerpos limpios. En las lutitas se observa generalmente concentraciones apreciables de isótopos radioactivos que resultan del decaimiento de los elementos torio, potasio y uranio, los que producen altos valores de radioactividad, mientras que los cuerpos limpios quedan usualmente libres de tal fenómeno. Se puede entonces calibrar fácilmente la escala de rayos gamma a volumen de arcilla.

Sin embargo, el método es una simplificación y puede conducir a interpretaciones erróneas por las razones siguientes:

1) El nivel de radioactividad en las lutitas varía según los tipos de arcilla presentes. La variación del nivel radioactivo se puede confundir fácilmente con una variación del contenido de arcilla, a menos que se conozca con precisión la profundidad de los cambios en la composición mineralógica.

2) Minerales radioactivos también pueden estar presentes en cuerpos no arcillosos. Es el caso en algunas evaporitas y en calizas originadas por algas que contienen potasio o en sedimentos residuales que pueden contener torio. Los minerales que contienen uranio se pueden encontrar en cualquier ti-

po de sedimentos.

Un intervalo, cuya radioactividad proviene exclusivamente del uranio - (sin torio, ni potasio), no puede contener minerales de arcilla.

La herramienta de Espectros copia de Rayos Gamma naturales NGT permite derivar las concentraciones de los elementos torio, potasio y uranio, mediante el análisis del espectro de rayos gamma naturales generado por la roca. La separación entre las curvas SGR (radioactividad total) y CER. (radioactividad corregida por efecto del uranio) del registro, permite identificar en forma inmediata los intervalos no arcillosos, con alto contenido de uranio.

La Fig. II.5 presenta una sección de registro SGR tomado en un pozo de la sonda de Campeche. En el intervalo limpio de la brecha (2872-3050 m) se observan bajas concentraciones de torio y potasio, con un contenido elevado de uranio que causa el alto nivel de radioactividad natural (curva NGT). Nótese en particular la ausencia de contraste de radioactividad entre las lutitas del Paleozoico y la sección de carbonatos de la brecha.

II.1.4.- Evaluación de Saturación.

La evaluación del contenido de fluido constituye el objetivo primordial del análisis de registros después de la determinación de la porosidad. La saturación de agua S_w es la fracción o porcentaje del volumen de poros, ocupado por el agua de formación. La saturación de hidrocarburos S_h se deduce del valor de S_w por la fórmula;

$$S_h = 1 - S_w$$

Los registros de resistividad a pozo abierto son los más usados para la determinación de saturación de agua, ya sea en la zona invadida por el fluido de perforación o bien en la zona virgen. La saturación de agua es fun

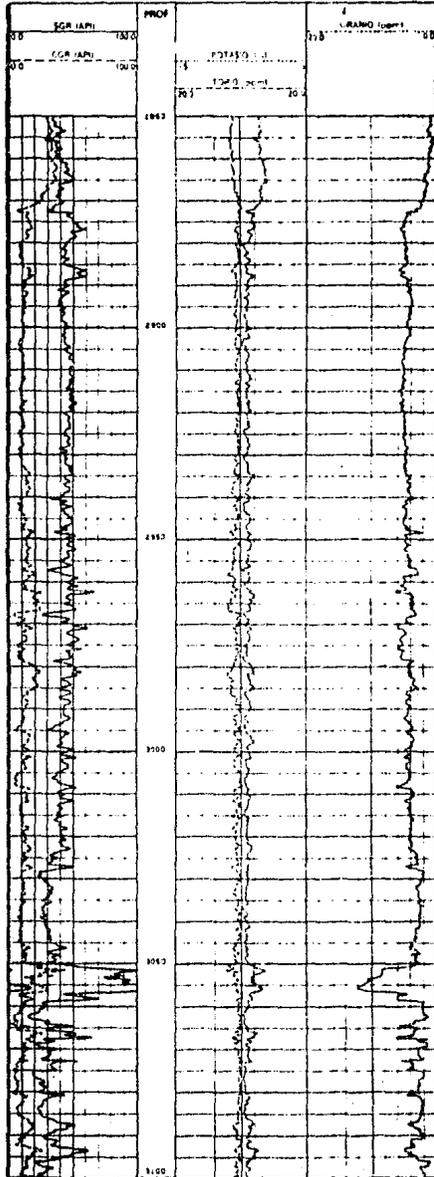


Fig. II-5. Registro W.G.

ción de la resistividad de formación Rt. (o Rxo), del volumen de arcilla - Vcl, de la resistividad del agua de formación Rw (o Rmf) y de la porosidad efectiva β .

$$\frac{1}{\sqrt{R_c}} = \left(\frac{V_{cl}^{1-\frac{m}{2}}}{\sqrt{R_{cl}}} + \frac{\phi^{m/2}}{\sqrt{a \cdot R_w}} \right) S_w^{n/2}$$

$$\frac{1}{\sqrt{R_{xo}}} = \left(\frac{V_{cl}^{1-\frac{m}{2}}}{\sqrt{R_{cl}}} + \frac{\phi^{m/2}}{\sqrt{a \cdot R_{mf}}} \right) S_{xo}^{n/2}$$

donde:

a = coeficiente de la fórmula F- β

m = coeficiente de cementación

n = exponente de saturación.

El factor Rw (Resistividad del agua de formación) es inferido de los datos de los registros en los intervalos acuíferos o bien por la experiencia adquirida en el área.

Los coeficientes a, m y n dependen de la composición litológica de la roca en estudio y se pueden medir sobre núcleos.

El coeficiente de cementación "m" refleja la tortuosidad del camino de corriente y puede variar desde 1.3 en formaciones fracturadas, hasta 2.5 en formaciones compactas. En formaciones carbonatadas no fracturadas de baja porosidad, se utiliza la fórmula de Shell;

$$m = 1.87 + 0.019/\beta$$

La saturación de hidrocarburos residuales ROS es igual a:

$$ROS = 1 - S_{xo}$$

La fracción de hidrocarburos móviles se obtiene por la diferencia entre los valores de S_{xo} y S_w .

La determinación de S_{xo} requiere una medición de resistividad de investigación muy somera como el registro MSFL, mientras que el valor de R_{mf} (resistividad de filtrado) se deriva de mediciones sobre muestras de filtrado de lodo en superficie. Se pueda obtener mejor evaluación de R_{mf} por medio de la sonda auxiliar AMS, la que registra a cada nivel del pozo la resistividad y temperatura del lodo.

Modelo de Doble Agua.

Numerosas mediciones de Waxman y Smits respecto a la conductividad de las arcillas han permitido derivar el modelo denominado "de doble agua" que actualmente se utiliza en programas de computación.

Este modelo se diferencia del modelo clásico, principalmente por las ecuaciones que relacionan la saturación de fluidos con la porosidad.

Las lutitas tienden a retener en su superficie una película delgada de agua de salinidad relativamente constante. En condiciones normales, esta agua forma parte indisociable de las lutitas, por lo cual se le denomina agua ligada, en oposición al agua libre que caracteriza el agua congénita, asociada con los hidrocarburos (Fig. II.6). Este concepto permite entonces distinguir dos fases en las lutitas: una sólida, constituida exclusivamente por los colos secos y una líquida, formada por el agua ligada. A pesar del espesor reducido de la película de agua, el volumen de agua ligada puede ser significativo, debido a la magnitud de la superficie de las lutitas por unidad de volumen. Además puede causar efectos de importancia sobre las mediciones de resistividad.

La porosidad total ϕ_t es, por definición, la suma de las diferentes fracciones de fluidos en la formación;

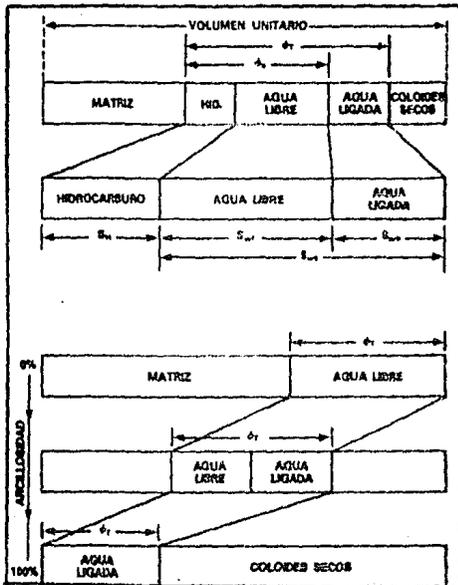


Fig. II-6. Esquematización del modelo de Doble Agua.

- agua ligada de las arcillas β_{wb} ;
- agua libre o agua congénita de la formación, producible o irreducible β_{wf} ;
- hidrocarburos (petróleo o gas)

La porosidad efectiva β_e representa la fracción de volumen unitario-ocupada por el agua libre y los hidrocarburos;

$$\beta_e = \beta_t - \beta_{wb}$$

La saturación de fluidos se pueda descomponer a su vez en las expresio-nes correspondientes;

- La saturación de agua ligada. S_{wb} es la fracción de la porosidad to-tal ocupada por el agua ligada;

$$S_{wb} = \frac{\beta_{wb}}{\beta_t} = f (V_{cl})$$

S_{wb} se relaciona directamente con el volumen de arcilla de la forma-ción.

- La saturación de agua libre S_{wf} es la fracción de la porosidad total-ocupada por el agua libre;

$$S_{wf} = \frac{\beta_{wf}}{\beta_t}$$

- La saturación efectiva de agua S_{we} es la fracción de la porosidad -- efectiva ocupada por el agua libre; corresponde a la saturación convencio-nal de agua;

$$S_{we} = \frac{\beta_{wf}}{\beta_e} = \frac{\beta_{wf}}{\beta_t - \beta_{wb}}$$

- La saturación total de agua S_{wt} es la suma de las saturaciones de -- agua, libre y ligada;

$$S_{wt} = S_{wf} + S_{wb}$$

En la figura II.6 se puede ver la relación entre todos estos parámetros. A diferencia del modelo clásico, el modelo de doble agua permite aplicar sin restricción la ecuación de Archie para relacionar la saturación de fluido y la porosidad (coeficiente $a=1$, $m=2$):

$$R_t = \frac{R_f}{S_{wt}^2 \cdot \phi_c^2}$$

donde;

R_t = Resistividad real de la formación;

R_f = Resistividad de fluidos de la formación;

S_{wt} = Saturación total de agua;

$$R_t = \frac{R_{wb} \cdot R_{wf}}{R_{wb} + S_{wb} (R_{wf} - R_{wb})}$$

En ausencia de hidrocarburos ($S_{wb}=1$), la resistividad de la formación se reduce a lo siguiente;

$$R_o = \frac{R_t}{\phi_c^2} = \frac{1}{\phi_c^2} \left(\frac{R_{wb} \cdot R_{wf}}{R_{wb} + S_{wb} (R_{wf} - R_{wb})} \right)$$

La saturación de agua deducida de la ecuación de R_t se reduce entonces a;

$$S_{wt}^2 = \frac{R_o}{R_t}$$

La saturación de agua en la zona lavada S_{wt} se obtiene de una fórmula similar a la anterior.

A partir de la saturación total de agua, se calculan los valores de la saturación efectiva de agua.

El programa de computación denominado CYBERLOOK, aplica las ecuaciones anteriores para efectuar el cálculo de la saturación de agua y de la porosidad efectiva, nivel por nivel. Además proporciona una curva de densidad aparente de grano, y, opcionalmente, un análisis de litología basado en parte sobre del registro de litodensidad.

Los datos indispensables para la computación son: la resistividad profunda, la densidad, la porosidad neutronica compensada y la radioactividad natural.

Se puede añadir, opcionalmente, registro de microresistividad MSFL o propagación electromagnética EPT para la determinación de S_x o, de sónico — BHC y de litodensidad LDT para el análisis litológico y NET para mejorar la determinación del volumen de arcilla.

El primer paso de la computación (Fig. II.7a) constituye una etapa de control y ajuste de los diferentes parámetros del programa, mientras que el segundo paso (Fig. II.7b) presenta los resultados finales de la evaluación.

Otros métodos usados en la evaluación de saturación de fluidos pueden ser como la de propagación electromagnética DPT o EPT en agujero abierto. En agujero revestido, el Decaimiento de tiempo térmico TDT y la espectroscopia de Rayos Gamma Inducidos GST, proporcionan análisis cuantitativos del contenido de fluidos presentes detrás del revestimiento.

II.1.5.- Permeabilidad.

Mientras que los parámetros de porosidad efectiva β y saturación de agua S_w definen la cantidad de hidrocarburos presentes en la formación, la permeabilidad es la que determina la capacidad de producir estos últimos, en determinadas condiciones de presión.

La ecuación de Darcy define la permeabilidad absoluta "k" mediante la fórmula siguiente;

$$K = \frac{q \mu}{A \Delta P}$$

donde;

q = gasto de producción

A = área de la sección

μ = viscosidad del fluido

ΔP = decremento de presión ocasionado por el flujo.

El flujo de algún fluido ante la presencia de otro en el espacio de poros, se determina por la permeabilidad relativa K_r . Esta última se denomina generalmente K_{ro} para el aceite, K_{rg} para el gas y K_{rw} para el agua.

De manera que:

$$K_o = k \cdot K_{ro}$$

K_o siendo la permeabilidad al aceite, k la permeabilidad absoluta y K_{ro} la permeabilidad relativa al aceite.

Es de observar que la permeabilidad relativa de un fluido varia con su saturación. La Fig. II.8 es un ejemplo de la relación entre las permeabilidades relativas del agua y del aceite para una formación carbonatada. Las formas de las curvas varia según el fluido que moja los granos de la formación. La permeabilidad relativa al agua alcanza el valor de 1 cuando $S_w = 100\%$, puesto que el agua moja totalmente los granos. El valor de S_w donde K_{rw} es nul o, corresponde a la saturación de agua irreductible. A la izquierda de este valor de S_w no es posible producir agua sino aceite; por encima de cierto valor, que corresponde a la saturación de aceite residual, ya no es posible obtener aceite sino solo agua.

La permeabilidad real puede ser bastante diferente de la teorica, especialmente ante la presencia en la formación de tres fases de fluidos o de flujo turbulento.

Los factores que mayormente afectan la permeabilidad son la textura de la roca (tamaño, ordenamiento y angularidad de los granos), la litología (tipo y volumen de arcilla y de cementante, presencia de estilolitas, etc.) y el fracturamiento. La perforación en sí afecta la permeabilidad de un intervalo de formación, al igual que el proceso de invasión por el lodo que apor-

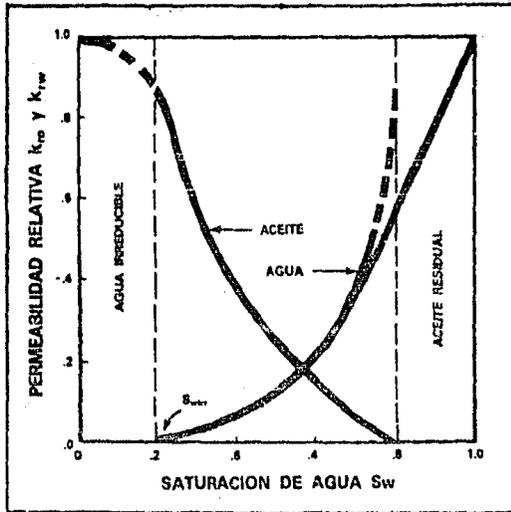


Fig. II-8. Permeabilidad relativa agua-aceite.

ta cierta cantidad de partículas sólidas en el espacio intergranular que posteriormente pueden reducir o impedir el flujo.

La mayoría de los yacimientos carbonatados son esencialmente heterogéneos y localmente muestran cambios bruscos en sus propiedades petrofísicas.

Se habla generalmente de una permeabilidad promedio, horizontal o vertical. Usualmente la permeabilidad horizontal mayor se obtiene en la dirección misma de la depositación de los sedimentos, mientras que la permeabilidad vertical puede ser considerablemente inferior, hasta ser casi nula en el caso de laminaciones arcillosas.

Los métodos para determinar la permeabilidad son los siguientes:

- a.- Mediciones directas sobre núcleos;
- b.- Pruebas de formación (multiprobador de formación RFT)

a.- Mediciones sobre núcleos.

La permeabilidad de núcleos está limitada, no solamente por la precisión de las técnicas de laboratorio, sino también por la selección de los tapones de núcleos.

El tapón, por su tamaño tan reducido, causa inevitablemente errores estadísticos en las mediciones y pone en duda la representatividad de la permeabilidad medida. Además, la presencia de microcavernas, fisuras, cemento, conducirá a un alto grado de anisotropía de la roca y a una gran variación estadística en las mediciones. Para utilizar la permeabilidad de núcleos en una forma razonable, se necesita un cubrimiento amplio del yacimiento por los núcleos a fin de reducir las variaciones estadísticas y cubrir la totalidad de las facies en la formación.

b.- Multiprobador de Formaciones R.F.T.

Una prueba de formación constituye un medio ideal para determinar la —

permeabilidad ya que permite medir la cantidad de fluido producida en determinadas condiciones de presión y de temperatura. Mientras que las pruebas de formación se efectúan generalmente en cantidad limitada sobre intervalos relativamente amplios, el Multiprobador de Formaciones FFT permite tomar mediciones sobre una gran cantidad de niveles de profundidad.

La secuencia automática de medición consiste en dos pruebas consecutivas (pre-ensayos) que permiten extraer una pequeña cantidad de fluido de la formación en diferentes gastos de extracción y el incremento subsiguiente de la presión. (Fig. II.9)

Las permeabilidades calculadas a partir de los decrementos de presión durante los pre-ensayos, proporcionan una evaluación, punto por punto, del factor de movilidad. Sin embargo, la permeabilidad así obtenida es una permeabilidad relativa que depende de la saturación de fluidos en el área próxima al probador e incluye la zona dañada cuyo espesor no es conocido.

Una prueba llevada a cabo en condiciones normales de operación y con efecto mínimos de sobrecarga, arroja resultados confiables de la movilidad $d (k/\mu)$ y, conociendo la viscosidad, es posible obtener valores satisfactorios de la permeabilidad.

El análisis de pre-ensayos del registro FFT se hace con los modelos de flujo cilíndrico y esférico:

Propagación cilíndrica:

$$P(\Delta t) = P_s - 2687 \frac{q_1 \mu}{kr h} \cdot f_c(\Delta t)$$

donde:

$$f_c(\Delta t) = \log \frac{T_1 + T_2 + \Delta t}{T_1 + \Delta t} + \frac{q_2}{q_1} \log \frac{T_2 + \Delta t}{\Delta t}$$

Propagación esférica ;

$$P(\Delta t) = P_s - \frac{0.18^4 q_1 \mu (\sigma \mu c_f)^{1/2}}{k_s^{3/2}} \cdot f_s(\Delta t)$$

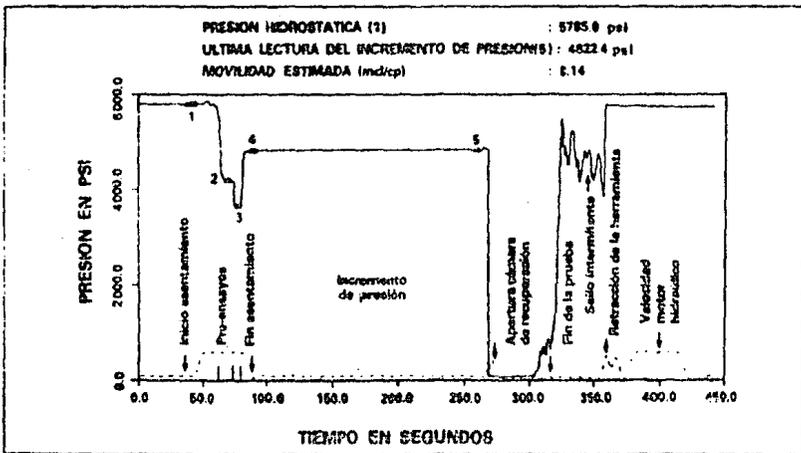


Fig. II-9. Secuencia de las mediciones de presión.

donde:

$$f_s(\Delta t) = \frac{q_2/q_1}{\sqrt{\Delta t}} - \frac{(q_2/q_1 - 1)}{\sqrt{T_2 + \Delta t}} - \frac{1}{\sqrt{T_1 + T_2 + \Delta t}}$$

$P_{(ps)} (PSI)$ = Presión medida;

$P_s (PSI)$ = Presión estática de formación

$q_1 (cm^3/sec)$ = Gasto durante el primer pre-ensayo

$q_2 (cm^3/sec)$ = Gasto durante el segundo pre-ensayo

ϕ = Porosidad

$\mu (cps)$ = Viscosidad

$C_e (\frac{1}{in})$ = Compresibilidad del fluido

$K_s (md)$ = Permeabilidad isotrópica del incremento esférico

$K_r (md)$ = Permeabilidad del incremento cilíndrico

$h (pies)$ = Distancia entre dos fronteras impermeables.

$\Delta t (sec)$ = Tiempo a partir del cierre de la segunda cámara de pre-ensayo

$T_1 (sec)$ = Tiempo de flujo durante el primer pre-ensayo

$T_2 (sec)$ = Tiempo de flujo durante el segundo pre-ensayo.

La pendiente "m" de la gráfica de propagación esférica permite determinar la permeabilidad isotrópica K_s en este nivel:

$$K_s = 1056 \mu \left(\frac{q_1}{m} \right)^{1/2} (\phi C_e)^{1/2}$$

La gráfica de propagación cilíndrica permite calcular el producto "Krh"

Estos modelos de flujo, permite detectar intervalos que están limitados por barreras de permeabilidad vertical, que pueden ser correlacionados con zonas laminadas.

II.1.6.- Presión de Formación:

Un buen conocimiento de la presión de poro no solamente ayuda en la perforación de un pozo, sino también permite establecer programas de revestimiento eficaces y seguros.

La presión de formación es aquella que actúa sobre los fluidos (aceite, agua, gas) contenidos en los poros de la roca.

En cualquier ambiente geológico, las presiones normales de formación son iguales a la presión que ejerce una columna hidrostática de agua desde la superficie, hasta la profundidad considerada. Las presiones anómalas de formación, por definición, se caracterizan por una tendencia que se desvía de la normal, es decir, pueden existir altas presiones anormales (sobrepresiones: superiores a la presión hidrostática del agua), como también pueden existir presiones inferiores a la normal (presiones subnormales), aunque estas últimas son menos frecuentes que las sobrepresiones (Fig. II.10)

Un ambiente geológico que se caracteriza por una presión de formación normal, se debe considerar como un sistema hidráulico "abierto"; es decir, permeable, donde el fluido comunica entre las formaciones y permite que se mantengan condiciones de equilibrio hidrostático. En cambio, los ambientes caracterizados por presiones anormalmente altas (o bajas), son esencialmente "cerrados", es decir que impiden total o parcialmente la comunicación de fluidos.

- Sobrepresiones

Las presiones de poro anormales (sobrepresiones), no se limitan a ninguna edad geológica en particular, pero se encuentran frecuentemente en formaciones del terciario. (oligoceno-Eoceno)

Los causantes de las presiones anormales pueden ser varios o tal vez una multitud de factores superpuestos, como son los procesos geológicos, físicos, geoquímicos y mecánicos.

Las presiones anómalas han sido consideradas como el resultado directo de la historia estructural y depositacional, que comprende el ambiente, de depósito, la geometría y la litología de los sedimentos, el fallamiento lo-

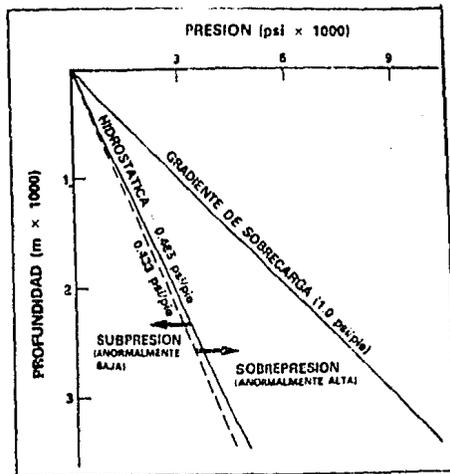


Fig. II-10. Conceptos de presión del subsuelo.

CENOZOICO	PLEISTOCENO	PRESION ANORMAL (BAJA)
	PLIOCENO	
	MIOCENO	PRESION ANORMAL (ALTA)
	OLIGOCENO	
	EOCENO	
MESOZOICO	CRETACICO	PRESION NORMAL
	[Blank]	

Fig. II-11. Columna estratigráfica típica del área de Campeche.

cal y regional, los procesos de compactación y también la deformación estructural.

Las formaciones o yacimientos sobrepresionados están asociados generalmente con períodos de depositación rápida, donde el equilibrio hidráulico - que acompaña normalmente el proceso de compactación, está interrumpido por - la imposibilidad de expulsar el agua (sollo, cementación por sal, calcita, anhidrita, etc.)

En cuanto al mecanismo responsable de las sobrepresiones en las cuencas sedimentarias del terciario se puede citar una cierta cantidad de factores - posibles:

- 1) Sobrecarga gravitacional continua y compactación incompleta debida a una restricción en la facilidad de expulsar fluidos;
- 2) Compresión tectónica (fallamiento, diapirismo salino);
- 3) Efecto de diagénesis de los minerales arcillosos;
- 4) Cambios de temperatura creando expansión del fluido y/o "cracking" de moléculas orgánicas;
- 5) Presiones osmóticas y efectos de difusión;
- 6) Invasión por agua proveniente de intrusiones magmáticas.

Cualquiera que sea la causa inicial de las sobrepresiones estas constituyen un riesgo potencial durante la perforación de una área nueva. En yacimientos ya desarrollados, un buen conocimiento tanto de la presión misma como de la extensión de los intervalos sobrepresurizados, permite una perforación y terminación eficaz de los pozos.

-Detección de Sobrepresiones por medio de Registros.

Son numerosos los métodos de detección y evaluación de sobrepresiones y

uno de los mejores es el de los registros, técnica mediante la cual las características de formación quedan registradas en forma continua con respecto a la profundidad.

Sin embargo, los registros y su evaluación son posteriores al hecho, puesto que sólo se pueden tomar después de que la barrera ha pasado el intervalo. No obstante, pueden ser de gran ayuda para resolver los problemas en el momento (secciones cortas de registros) o para los siguientes pozos en la misma área. Los registros que mejor permiten detectar las sobrepresiones son:

- Registros de resistividad o conductividad;
- Registros sínicos;
- Registros de densidad y neutrónicos;

Se trata de establecer, para condiciones normales de presión o de compactación, tendencias de las respuestas de las herramientas con respecto a la profundidad.

Un cambio con respecto a la tendencia establecida en condiciones normales de compactación, indica presencia de presiones anómalas.

En el caso de compactación normal, la resistividad de las arcillas tiende a incrementarse a medida que va aumentando la profundidad, puesto que el volumen de fluido disminuye. Al llegar a una zona sobrepresurizada la resistividad en las arcillas es menor a la normal, indicando así que el contenido de fluido en los poros resulta superior a lo esperado en esta profundidad.

Igualmente, para el registro sínico el tiempo de tránsito es función del contenido del fluido. A mayor porosidad, mayor tiempo de tránsito y viceversa. El efecto de compactación se demuestra como una tendencia decreciente del tiempo de tránsito con respecto a la profundidad. En las zonas sobre

presurizadas se observan tiempos de tránsito superiores a la tendencia normal.

Los registros de densidad y de neutrón mostrarían efectos muy similares al sónico. Es necesaria la comparación con registros de rayos Gamma y de calibre del agujero para la interpretación correcta de los resultados.

Los registros de resistividad y de sónico son poco sensibles a los efectos de agujero.

El registro de Rayos Gamma y eventualmente el SP permiten distinguir las lutitas de las arenas.

- EVALUACION CUANTITATIVA DE PRESIONES DE PORO.

La evaluación cuantitativa de presiones se puede obtener en forma directa por medio de fórmulas empíricas (HOTTMAN Y JOHNSON, EATON) o indirectamente con el concepto de profundidad equivalente.

- Método de profundidad equivalente

Este método involucra varios conceptos como son: presión total de sobrecarga P_0 (que proviene de la acumulación de rocas desde la superficie), presión de fluidos de la formación P_f , esfuerzos intergranulares, gradiente hidrostático G_h y gradiente de sobrecarga G_0 , por medio de los cuales, se llega al resultado:

$$P_m = 19.25 \left(G_0 \left(1 - \frac{z_e}{z} \right) + G_h \frac{z_e}{z} \right)$$

que es el peso de lodo necesario para equilibrar la presión de poro.

donde:

$$G_h = \frac{dP_f}{dz} = \rho_f$$

$$G_0 = \frac{dP_0}{dz} = \rho_b$$

z = profundidad.

z_e = profundidad equivalente.

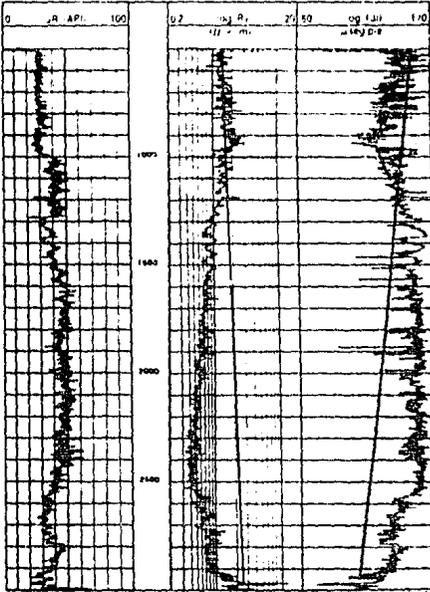


Fig. II-12. Detección de sobrepresión por medio de registros de sónico y de resistividad.

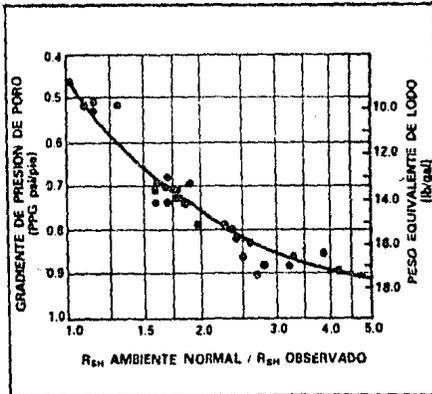


Fig. II-13. Relación entre gradiente de presión de poro y cociente de resistividades de arcillas.

- Fórmulas Empíricas

En una zona sobrepresurizada el gradiente de presión de poro fué definido por EATON como :

$$\frac{P_f}{z} = (G_o - G_h) \left(\frac{R_{to}}{R_{tn}} \right)^{1/2}$$

o

$$\frac{P_f}{z} = (G_o - G_h) \left(\frac{\Delta t_n}{\Delta t_o} \right)^3$$

P_f = Presión de fluido de la formación

z = profundidad

G_o = gradiente de sobrecarga

G_h = Gradiente hidrostático del fluido de la formación

R_{tn} , Δt_n Valores respectivos de la resistividad y del tiempo de tránsito si ocurrieran en ambiente normal de presión.

R_{to} ; Δt_o = Valores respectivos de la resistividad y del tiempo de tránsito, - observados en la zona de sobrepresión.

Algunos autores han asimilado el factor $(G_o - G_h)$, a una constante igual a 0.465, mientras que HOTTMAN y JOHNSON han establecido gráficas que permiten calcular el gradiente de presión de poro, mediante el conocimiento de las relaciones R_{to}/R_{tn} o $\Delta t_n/\Delta t_o$ (Fig II.13)

Independientemente del método escogido para determinar el valor del gradiente de presión de poro, inicialmente se deben establecer las tendencias de las curvas de resistividad y de tiempos de tránsito, en condiciones normales de presión.

Esto se logra por extrapolación lineal, entre dos puntos arcillosos a presión normal o mediante una ecuación polinomial de la siguiente forma:

$$\Delta t_n = a_1 + b_1 z + c_1 z^2 + d_1 z^3 + \dots + h_1 z^7$$

$$R_{tn} = a_2 + b_2 z + c_2 z^2 + d_2 z^3 + \dots + h_2 z^7$$

donde a, b,, h, y az, bz,, hz son constantes y "Z" es la profundidad en pies (dividida por 1000)

II.1.7.- ANALISIS DE FRACTURAMIENTO.

El estudio de fracturas constituye un aspecto primordial de la evaluación de yacimientos carbonatados del Mesozoico, cuya producción proviene en gran parte de porosidad secundaria, ya sea porosidad de disolución o bien de fracturamiento.

La ubicación de los intervalos fracturados y la orientación del sistema de fracturas constituyen parámetros de interés para obtener el aprovechamiento óptimo de los recursos naturales.

Los registros geofísicos de uso común para la evaluación de formaciones están influenciados en diferentes grados por el fracturamiento. Aunque de hecho, ninguno de ellos lo puede ver directamente, su comportamiento anormal permite ponerlo en evidencia.

EFFECTOS DE FRACTURAS EN LOS REGISTROS.

Registro de Resistividad.

Los cuerpos carbonatados del Mesozoico se caracterizan por niveles elevados de resistividad y se registran generalmente con herramientas de Doble-Laterolog. El registro de inducción es utilizado únicamente en presencia de lodos a base de aceite, los cuáles, debido a su baja conductividad, no permiten obtener el contraste necesario para una detección adecuada. Además, el diseño de las herramientas de inducción, que lee la conductividad a lo largo de círculos concéntricos al agujero, tiende a ignorar la presencia de fracturas verticales o subverticales.

El contraste de resistividad entre los bloques compactos y las fisuras es el causante de las anomalías de lecturas de registros de resistividad y hace de ellos un medio privilegiado de detección de fracturas.

La curva LLD investiga más adentro de la formación mientras que la resistividad somera LLs se ve afectada en mayor grado por la zona invadida, es decir por el lodo contenido en las fracturas.

Este fenómeno causa una separación entre las dos curvas del registro Doble Laterlog en un intervalo fracturado. La curva de resistividad profunda es la que lee los valores más altos y la curva somera los más bajos (Fig. - II.14)

Un registro de microresistividad (Micro-SFL), superpuesto con el Doble-Laterolog, muestra en este caso, valores aun más bajos. En secciones anchas, con buena calidad del agujero, el análisis de la separación entre las tres curvas constituye un método cualitativo de detección de fracturas.

Registros Sónicos.

La presencia de un sistema de fracturas, a lo largo del trayecto de una onda acústica entre transmisor y receptor, afecta indudablemente los parámetros de la onda.

Las anomalías que se pueden presentar son las siguientes:

- 1) Alteración del tiempo de tránsito: saltos de ciclo ocasionados por la atenuación excesiva de las ondas.
- 2) Amplitud de señal: es frecuente observar variaciones rápidas de la amplitud de señal frente a intervalos fracturados.
- 3) Parasidad Sónica: Teóricamente, una onda sónica propagándose en la formación, tiende a ignorar las fracturas, especialmente si éstas son verticales. Esto se debe a que la velocidad de tránsito es mucho mayor en la -

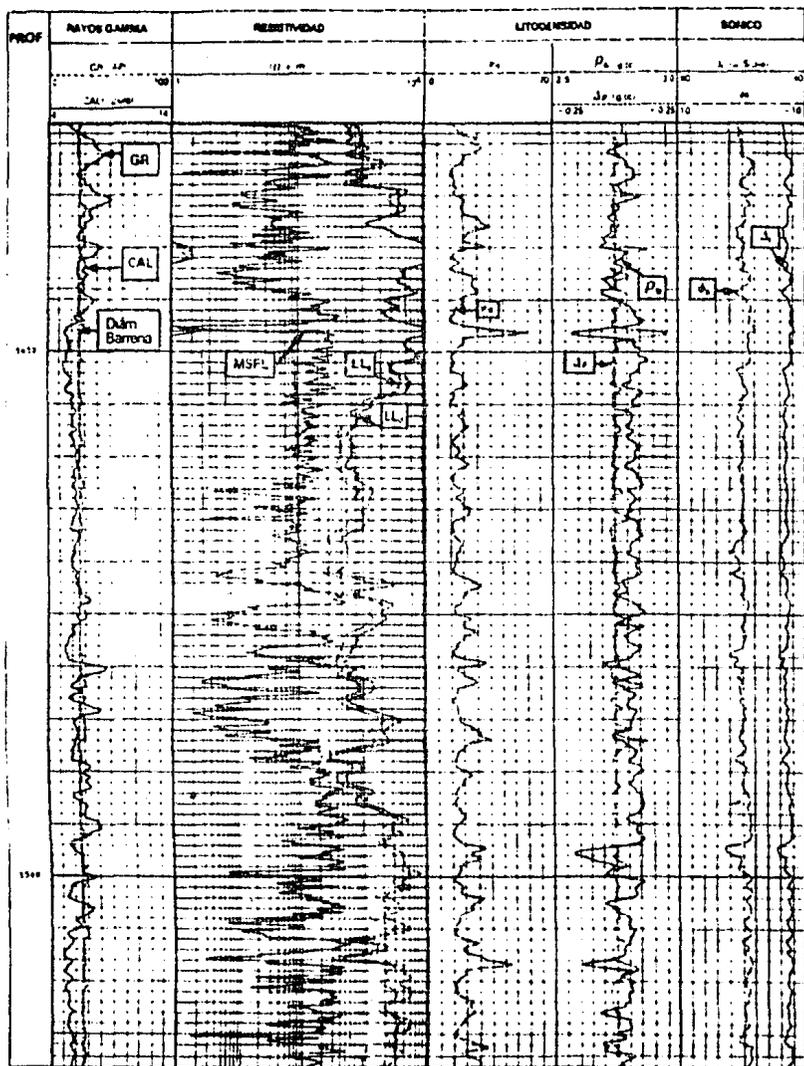


Fig. 11-1. Respuestas de resistivos en una sección vertical de fracturamiento.

materia que en los fluidos que rellenan las fisuras. La porosidad derivada del tiempo de tránsito, debería reflejar solamente la porosidad primaria, mientras que los registros convencionales de porosidad (densidad y -neutrón) se ven afectados también por la porosidad secundaria.

- 4) Registro de densidad variable: el registro VDL a pozo abierto, presenta una imagen del tren completo de ondas. Las fisuras o discontinuidades de las rocas forman superficies de reflexión para las ondas acústicas, ocasionando interferencias que suelen aparecer como líneas transversas.

El registro VDL proporciona un medio cualitativo de detección de fracturas, siempre y cuando se puedan descartar fenómenos de reflexiones que no provengan de la presencia de fracturas. (Fig. II.14)

Registros de Densidad.

Las mediciones de densidad se ven afectadas por la presencia de fracturas, cuando la trayectoria del patín las intercepta, como consecuencia del fuerte contraste que diferencia la densidad de la materia de la del fluido que rellena las fisuras.

La curva de densidad tiende a leer valores anormalmente bajos y en este caso, aumenta la curva de corrección.

Ocasionalmente la curva de calibrador del pozo puede ser un excelente indicador de la presencia de fracturas. El aumento anormal de calibre en un intervalo de formación limpia, revela debilidad en la roca, que puede ser causada por la existencia de fracturamiento. Al inverso, la acumulación de enjarre en un cuerpo de muy baja porosidad, podría ser el resultado de una alta permeabilidad causada por fracturas.

Registros de Echados.

La herramienta de medición de echados está formada por cuatro patines -

a 90°, lo cual aumenta considerablemente la probabilidad de detectar una --
fractura. La sonda debe de girar lo suficiente como para asegurar el mejor --
cubrimiento posible de la circunferencia del agujero.

En el caso de fracturas verticales o subverticales, los dos patines --
alineados en el plan de las fracturas habrán de demostrar mayor conductivi--
dad que los otros dos.

Registros de Temperatura.

A diferencia de los otros registros, el de temperatura revela la capa--
cidad de almacenamiento de fluidos de perforación. Por lo tanto, es posible
averiguar si las fracturas están abiertas o selladas. El efecto se traduce -
en una anomalía del gradiente de temperatura obtenido varias horas después -
de la circulación.

La persistencia del fenómeno en el tiempo, permite obtener una idea -
cualitativa de la magnitud del sistema de fracturas.

EVALUACION DEL FRACTURAMIENTO.

Porosidad de Fracturas.

Consideremos un elemento de formación compacta y fracturada como lo --
presenta la Fig. II.15. Los cubos de matriz están separados por planos que --
simulan las fracturas. Durante la perforación, el lodo se infiltra rápida--
mente en las fisuras hasta cierta profundidad, mientras que los bloques de -
matriz quedan prácticamente libres de invasión. Se puede considerar, a --
cierta distancia del agujero, que el fluido que rellena la fisura es el flui--
do original, con una saturación de agua S_{wfr} y una resistividad igual a R_w .
En cambio, a poca distancia del agujero, podemos imaginar que la fisura está
rellenada por el filtrado, de resistividad R_{mf} y saturación S_{xofr} .

Frente a este modelo, la conductividad eléctrica medida por una herra--

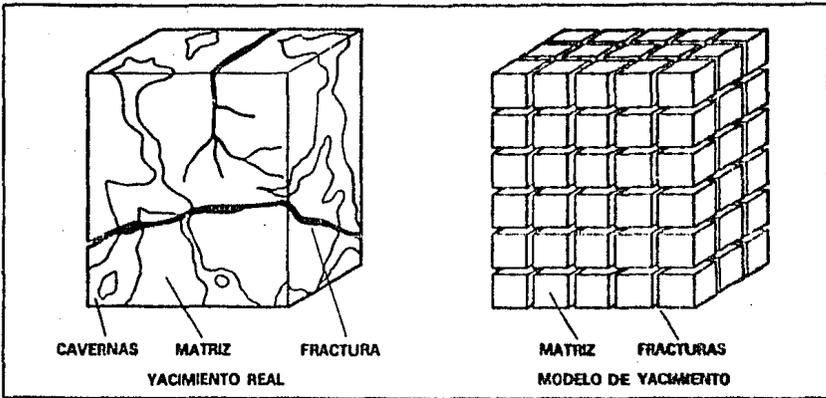


Fig. II-15. Esquema de formación fracturada.

mienta Doble Laterolog, puede ser considerada como la suma de las conductividades de los dos sistemas paralelos de porosidad, o sea:

$$C_{total} = C_{matriz} + C_{fractura}$$

La curva LLd, siendo una medición de investigación profunda, lee los valores de conductividad superiores o iguales a la siguiente expresión:

$$C_{LLd} \geq \frac{\phi_M^m \cdot S_{wm}^n}{R_w} + \frac{\phi_{FR}^{mFR} \cdot S_{wFR}^{nFR}}{R_{mf}}$$

donde:

- ϕ_M = Porosidad de la matriz;
- ϕ_{FR} = Porosidad del sistema de fracturas;
- m = Factor de cementación de la matriz;
- mFR = Factor de cementación del sistema de fracturas;
- S_{wm} = Saturación de agua de la matriz;
- n = Exponente de saturación de la matriz;
- nFR = Exponente de saturación en las fracturas;

El signo superior o igual proviene de que la resistividad del fluido — rellenando las fisuras a esta profundidad de investigación, puede ser superior o igual a R_w (asumiendo que $R_{mf} > R_w$).

De la misma manera, para la curva de investigación somera, se puede expresar:

$$C_{LLs} \leq \frac{\phi_M^m \cdot S_{wm}^n}{R_w} + \frac{\phi_{FR}^{mFR} \cdot S_{wFR}^{nFR}}{R_{mf}}$$

considerando que la resistividad del fluido en la fractura a esta profundidad de investigación es inferior o igual a R_{mf} .

Por sustracción se obtiene:

$$C_{LLs} - C_{LLd} \leq \phi_{FR}^{mFR} \left(\frac{S_{wFR}^{nFR}}{R_{mf}} - \frac{S_{wFR}^{nFR}}{R_w} \right)$$

Las conductividades C_{LLs} y C_{LLd} están expresadas en mhos.

Se puede simplificar esta expresión para determinar el parámetro ϕ_{FR} de porosidad del sistema fracturado.

El término $S_w Fr$ es prácticamente nulo en una formación con contenido — de hidrocarburos, mientras que $S_w \alpha_{FR}$ es casi igual a 1, si la invasión es — eficiente.

Tal como recomiendan varios autores, el factor de cementación puede ser asimilado a 1.5. Finalmente la expresión se resume a lo siguiente:

$$\phi_{FR} \geq (R_{mf} (C_{LLS} - C_{LLD}))^{1.5}$$

Calculada mediante esta relación, la porosidad de fractura aparece entonces como un límite inferior de la porosidad real del sistema de fracturas.

Generalmente, los gradientes de presión de fracturamiento están relacionados con la presión de poro, la litología, la edad, la profundidad de las — formaciones y los esfuerzos ambientales soportados por la roca.

La presión hidrostática del lodo puede causar fracturamiento si se llegará a rebasar la presión de fracturamiento. Esto se evitaría si el intervalo está revestido por una tubería.

Además, para evitar fenómenos de canalización, la cimentación debe asegurar un buen sello al nivel de la zapata.

II.2.- DATOS Y CARACTERISTICAS DE LOS CAMPOS.

CAMPO KU

FORMACIONES PRODUCTORAS:	BRECHA DE PALEOCENO:	CRETACICO:
POROSIDAD MEDIA:	8%, (7%)	9%
PERMEABILIDAD MEDIA:	3000 m.d.	300 m.d.
PROFUNDIDAD CIMA DE YACIMIENTO:	2350 - 3400 m.b.n.m.	
AREA TOTAL APROXIMADAMENTE:	55.8 Km ²	
CONTACTO AGUA-ACEITE:	3435 m.b.n.m.	
SALINIDAD DE AGUA PROMEDIO:	115,000 ppm.	
PRESION DE SATURACION:	18 Kg/cm ² , (138 Kg/cm ²)	
PRESION ORIGINAL DEL CAMPO:	320 Kg/cm ² (N. Referencia 3000 m)	
PRESION ACTUAL DEL CAMPO:	258 Kg/cm ² (N. Referencia 3000m.)	
PROFUNDIDAD OPTIMA DE EXPLOTACION:	3300 m.v.b.m.r.	
PRODUCCION PROMEDIO POR POZO:	3415 m ³ /dfa; 21480 bls/dfa	
PRESION PROMEDIO EN TP.:	34 Kg/cm ² (3 1/4", 2 ramas)	
RELACION GAS-ACEITE:	80 m ³ /m ³ , (50 m ³ /m ³)	
DENSIDAD DEL ACIETE (20/4°)	0.9250 gr/cc; 21° API (0.960 gr/cc, 15.5°API)	

CAMPO CANTARELL

FORMACIONES PRODUCTORAS:	BRECHA DE PALEOCENO	CRETACICO
POROSIDAD MEDIA:	9%	7%
PERMEABILIDAD MEDIA:	5000 md	1000 md
PROFUNDIDAD CIMA DE YACIMIENTO:	1100 - 2900 m.b.n.m.	
AREA TOTAL APROXIMADAMENTE:	165.9 Km ²	
CONTACTO AGUA - ACEITE:	3130 m.b.n.m.	
SALINIDAD DE AGUA PROMEDIO:	120,000 ppm.	
PRESION DE SATURACION:	150 Kg/cm ²	
PRESION ORIGINAL DEL CAMPO:	246 Kg/cm ² (N.Ref. 2000 m)	
PRESION ACTUAL DEL CAMPO:	156 Kg/cm ² (AKAL)-183 Kg/cm ² (NOHOCH)	
PROFUNDIDAD OPTIMA DE EXPLOTACION:	2300 m.u.b.m.r.	
PROFUCION PROMEDIO POR POZO:	2479 m ³ /dfa (15 596 bls/dfa)	
PRESION PROMEDIO EN T.P.:	17 - 21 Kg/cm ² (3 $\frac{1}{2}$ " , 2 ramas)	
RELACION GAS ACEITE:	75 m ³ /m ³	
DENSIDAD DEL ACEITE:	0.9250 gr/c.c. (21° API)	

CAPITULO III.

GENERALIDADES Y CONSIDERACIONES DE LA TUBERIA DE EXPLOTACION.

Durante la perforación de un pozo, se penetran una gran variedad de — formaciones que presentan diferentes problemas por lo que en el pozo se introducen varias tuberías en forma concéntrica que junto con el cemento realizan las siguientes funciones ;

- 1.- Evita derrumbes y concavidades.
- 2.- Previene la contaminación por presencia de acuíferos.
- 3.- Confina la producción del intervalo seleccionado.
- 4.- Da un soporte para la instalación del equipo de control superficial.
- 5.- Facilita la instalación del equipo de terminación, así como los — sistemas artificiales de producción.

III.1.- CONCEPTOS GENERALES.

Las tuberías de revestimiento se clasifican de dos maneras;

La primera es en base a su función y la segunda en base a sus propiedades.

En base a su función tenemos ;

- Conductora; Permite el retorno del fluido de perforación.
- Superficial; Evita el derrumbe de las formaciones someras delezna-bles y ser soporte de los cabezales de la siguiente T.R.
- Intermedia ; Aisla las zonas de presión anormal.
- De explotación ; Aisla las zonas productoras.

En base a sus propiedades ;

- Peso nominal.
- Grado de la T. R.
- Tipo de la Junta.
- Rango de la T. R.

Grado de la T. R.

Son identificadas por letras y números. Las letras nos indican la calidad del acero, y los números el mínimo esfuerzo de cedencia o deformación, que se define como el esfuerzo de tensión requerida para producir una elongación total de 0.5 % de la longitud, excepto de la A-110 que es de 0.6 %.

Tipo de Juntas.

Las T. R'S son fabricadas con roscas en ambos extremos y posteriormente se conectados los coples, con excepción de la T. R. de extremos planos (extreme line), cuyas roscas son maquinadas en el cuerpo del tubo.

Rango de la T.R. (longitud).

Rango 1.- 4.88 m. a 7.62 m.

Rango 2.- 7.63 m. a 10.36 m.

Rango 3.- 10.37 m. a 13.00 m.

Una vez que se han cementado todas las tuberías de revestimiento intermedias necesarias, la tubería final es la de explotación. La función de esta tubería es la de controlar la zona productora del agua y del gas, sirviendo de aislante de las zonas porosas que se encuentran en las capas superiores.

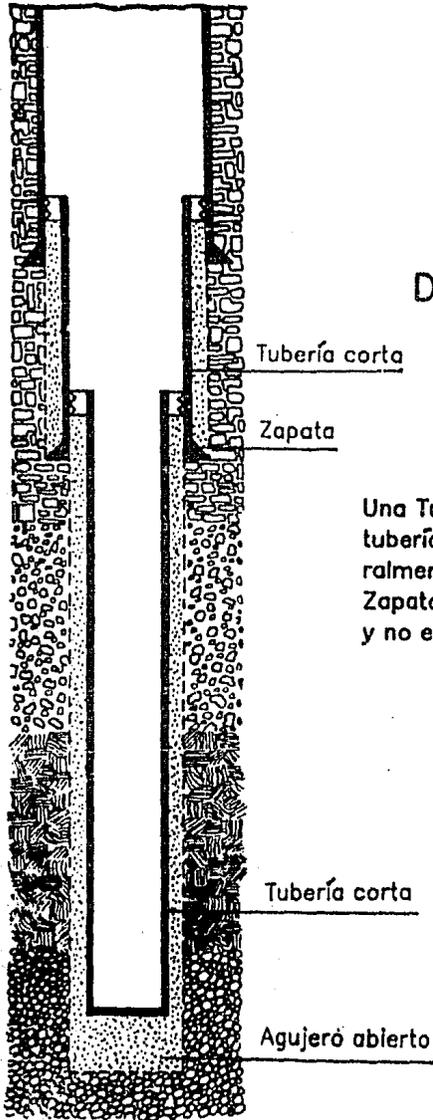
Los diámetros de tuberías de explotación comúnmente usados son de ; - 9 5/8, 7 5/8, 7" y 4½, de los cuáles es el de 7" el que generalmente se cementa en el área de la sonda de Campeche y en la mayoría de los casos se coloca en forma de tubería corta (liner), Fig. III-1.

Una tubería Corta, es una sección que se coloca generalmente en el pozo perforado abajo de la zapata de la última tubería de revestimiento y no es continua hasta la superficie.

La tubería corta se coloca por varias razones ;

- 1.- Economía de la tubería.
- 2.- Gradiente de fractura demasiado bajo (si se cementara la Tubería - hasta la superficie, habría mayor posibilidad de tener problemas de pérdida de circulación).

Definición de Tubería Corta



Una Tubería Corta o Liner, es una sección de tubería de revestimiento, que se coloca generalmente en un agujero abierto, abajo de la Zapata de la última tubería de revestimiento, y no es continua hasta la superficie.

FIG. III-1.

3.- Permite utilizar tuberías de producción de mayor diámetro.

4.- Rápida instalación.

5.- Evita volúmenes muy grandes de cemento.

En pozos exploratorios, la tubería de explotación se cementa hasta la superficie. Esto se hace con el propósito de poder colocar conexiones superficiales de mayor capacidad de control del pozo.

En otros casos, a la tubería corta se le añade una extensión superior (STUP) Fig. III-2.

Esta extensión de la tubería corta, tiene como objeto de proporcionar mayor seguridad en zonas de presiones anormales y de reafirmar la cementación del liner.

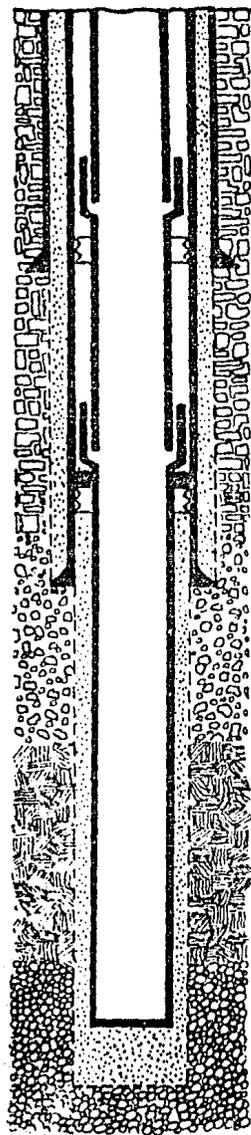
III.2.- CONSIDERACIONES PARA EL DISEÑO.

No basta el esfuerzo continuo y la imaginación creadora, así como la conjugación de voluntades férreas para lograr la perforación de un pozo con efectividad, sino también se requiere que el diseño y el asentamiento práctico de la tubería de ademe y la cementación se realice adecuadamente.

El diseño práctico de la T.R. consiste en determinar el tamaño y la longitud que se va a instalar en el pozo. Es necesario tener conocimiento de la magnitud de las fuerzas que intervienen al colocar la tubería de revestimiento, tales como el colapso (presión externa), la tensión, presión interna y compresión. Se deberá tener en cuenta los esfuerzos adicionales que son ocasionados por la temperatura en el área no cementada, los que se traducen en efecto de pandeo (Fig. III.3), ocasionados por la desviación y cambio brusco de rumbo o por falla en el proceso de colgar la tubería corta o no tensionar la tubería al colocarla en las cuñas, o también por cambio de carga durante la cementación.

Es necesario una selección adecuada de los pesos y grados que no fallarán con las cargas a que estará sometida la tubería de revestimiento considerando que es una de las partes más costosas.

De igual manera, es necesario tomar en cuenta que tipo de acoplamiento



Definición de Extensión de Tubería Corta

(Sistema Tie-Back)

Cuando después de un tiempo de tener cementada una tubería corta, se desea prolongar ésta hasta la superficie, ya sea por rotura de la T.R. de explotación, durante los trabajos de terminación, o bien por altas presiones en la zona de la tubería corta, o algún otro motivo especial, se puede realizar utilizando una herramienta Tie-Back.

Esto será posible, si previamente se instaló un Cople Soltador con Extensión para la misma. Si la tubería corta se prolonga hacia arriba, sin llegar a la superficie, se la denomina "Extensión"; si ésta se prolonga hasta la superficie, se le denomina "Complemento".

Fig. III-2.

es el más resistente a los esfuerzos enunciados, considerando que el cople, de nominación API es la parte más débil.

El apriete adecuado y correcto de las juntas es muy importante, porque con ello se evita que las tuberías se desprendan, además de lograr un sello hermético entre la parte externa e interna de los tubos.

Para nombrar el criterio para el apriete de la junta, se multiplica el esfuerzo a la tensión del cople por el factor 0.01.

Debe especificarse también el diámetro interior y el diámetro de barra na que debe de correrse dentro de la T.R. Para determinar el diámetro de tubería de revestimiento que puede correrse con seguridad, debe de tomarse en cuenta el diámetro-equivalente del pozo, esto es :

$$D_e = (\phi \text{ Barrera} + \phi \text{ Herramienta}) / 2.$$

III.2.1.- CONSIDERACION DE DISEÑO AL COLAPSO.

Es la primera consideración en el diseño. Si la T.R. es bajada a un pozo, y la presión fuera de ésta es mayor que la presión dentro de ella, hay una tendencia a colapsar la T.R. La habilidad de la T.R. a absorber la presión externa sin experimentar tanto la falla plástica o la elástica, es llamada Resistencia al Colapso y es una función de :

- La relación del diámetro de la tubería y el espesor de la pared.
- Las características del material.
- La tensión y compresión a la cual la T.R. está sujeta.

La Presión de Colapso es el resultado de la densidad del fluido y la profundidad, esta presión es en la parte inferior y por el exterior de la tubería (Fig. III-4).

A medida que se van considerando de abajo hacia arriba los distintos grados, debe considerarse el efecto que la tensión ejerce para la resistencia al colapso, debido a los esfuerzos biaxiales que se muestran en el elipse correspondiente (Fig. III.5).

Se le llama esfuerzo biaxial, debido a que las cargas están en ángulo-

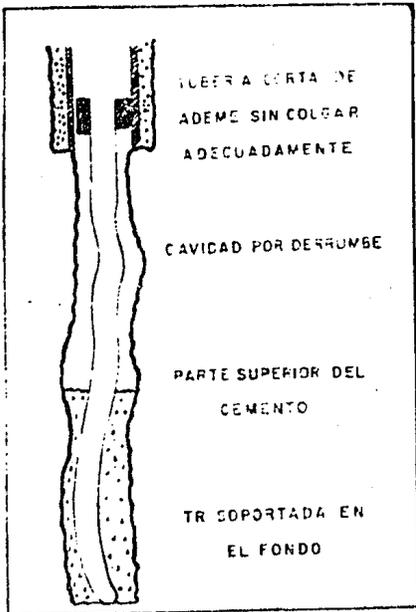


Fig. III-3. Efecto de Pandeo.

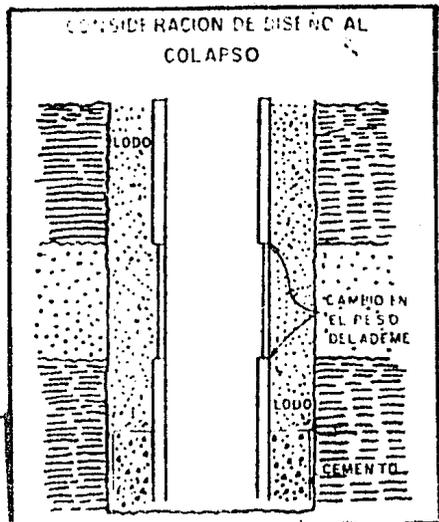


Fig. III-4.

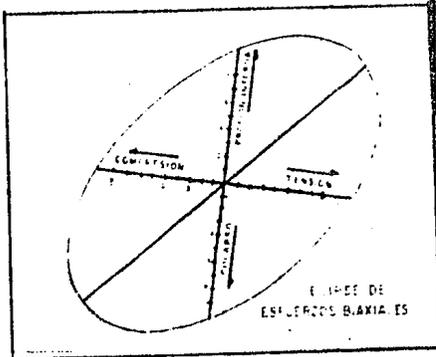


Fig. III-5.

una con respecto a otra, reduciendo de hecho la resistencia del acero a la tensión y colapso, presión interna y compresión.

Es obvio que los requerimientos de diseño de estas fuerzas están en conflicto unas con otras y es necesario diseñar más columnas de tubería de revestimiento que satisfaga todos los requerimientos de los diversos esfuerzos y sus combinaciones.

El colapso se calcula entonces obteniendo el valor del esfuerzo unitario de la tubería debido a la tensión en cualquier parte del ademe dividido por el valor mínimo de esfuerzo elástico a la tensión y se obtiene la relación de esfuerzos " X ".

El factor de seguridad de diseño para colapso es generalmente de 1.125.

El porcentaje de esfuerzo a la tensión, puede ser calculado con la relación,

$$X = \frac{T}{Y_p A_s} \quad (\text{adimensional}) \quad \text{---} \quad (2)$$

donde:

T = tensión o peso de la tubería en la sección considerada (lb).

A_s = Area de la sección transversal del tubo en la sección considerada (pg²)

Y_p = Límite elástico de la T.A. en unidades de esfuerzo, (lb/pg²)

Con este porcentaje de esfuerzo a la tensión "X", y con la resolución de la ecuación de la Elipse que se forma en la sección circular de la tubería de revestimiento al estar sujeta a esfuerzos biaxiales, se encuentra el porcentaje "Y" al colapso, que al multiplicarlo por el valor de colapso especificado por las tablas, se obtiene la verdadera carga por colapso cuando está el punto considerado en estudio sujeta a esfuerzos de tensión.

$$"Y" = \sqrt{1 - 0.75 X^2} - 0.5 X \quad (\text{adimensional}) \quad \text{---} \quad (2^1)$$

Para considerar la presión de colapso, es práctica común presumir que la presión que actúa por fuera de la tubería es la resultante de la presión ejercida por la columna de lodo. El procedimiento matemático se expresa;

$$P_c = (0.052 W L) DF_c \text{ ----- (3)}$$

donde ;

P_c = Presión de Colapso (lb/pg²)

W = densidad del Lodo (lb/gal).

L = profundidad del pozo (o una sección considerada) (pies).

0.052 lb/pg.²/pié = gradiente de presión para un fluido cuya densidad es igual a 1 lb/gal.

III.2.2.- CONSIDERACION DE DISEÑO POR PRESION INTERNA.

Durante las operaciones de fracturamiento o cementación forzada, la T.R. puede estar sujeta a altas presiones internas.

Las consideraciones que gobiernan el diseño por presión interna son principalmente para la sección superior del ademe (Fig. III-6). El esfuerzo a que esté sujeta la tubería de revestimiento de explotación deberá estar relacionado con la tensión, debido a que al aumentar el porcentaje de la tensión, aumenta el porcentaje a la presión interna, según la elipse de esfuerzos biaxiales (Fig. III-5).

Algunos diseñadores pasan por alto esta consideración con la consiguiente falla de rotura casi siempre cerca de la superficie, comunicándose la presión inmediatamente a las tuberías de revestimiento de mayor diámetro, las cuáles tienen menos resistencia a la presión interna y tratándose de gas amargo, puede acarrear fatales consecuencias.

El caso más severo es cuando está el pozo en producción o durante la perforación, cuando se cierra el pozo en un brote de gas.

La presión superficial máxima debe ser la presión de formación menos la presión ejercida por la columna de gas.

$$P_s = 0.052 P_m. Dt. - Gg. Dt. \text{ ----- (4)}.$$

donde :

P s = Máxima presión de cierre, cuando ocurre el brote.

P m = Densidad del lodo. lb/gal.

D t = Profundidad en el momento del brote en ft.

G g = Gradiente del gas en Psi/ft. (normalmente puede ser de 0.1 a 0.15 según la profundidad).

Esta ecuación supone que la presión de formación que se ejerce durante el brote, es soportada por las formaciones porosas inmediatas de la zapata, por lo tanto la presión ejercida abajo de la zapata será la presión de formación menos el gradiente de gas.

$$P_{bc} = P_f - G_g (D_c - D_x) \text{ ----- (5)}$$

En la mayoría de los casos el gradiente de fractura que se realiza en la zapata, es el factor principal para calcular la presión interna a cualquier profundidad.

$$P_{bx} = G_{bd} D_c - G_g (D_c - D_x) \text{ ----- (6)}$$

donde;

P_{bx} = Presión interna a la profundidad D_x ----- PSI.

G_{bd} = Presión de fractura de la formación ----- PSI/ft.

D_c = Profundidad de la zapata de la T.R. ----- (ft

D_x = Profundidad donde la presión interior está siendo calculada ----- ft.

Esta ecuación permite graficar la presión interna máxima para toda la longitud de la tubería de revestimiento. El lodo de perforación que se encuentra en la parte exterior del ademe, impone una presión hidrostática, entonces la presión interna en cualquier punto de la T.R. se calcula.

$$P_{bx} = G_{bd} (D_c) - G_g(D_c - D_x) - 0.052 P_o D_x \text{ ----- (7)}$$

donde;

P_o = Densidad del lodo en el exterior del adame.

Con el fin de optimizar el diseño es importante obtener el gradiente de fractura que es el principal factor de diseño por presión interna.

Cuando se esté perforando, en donde por anticipado la densidad para contener la presión de formación no llega a la presión de fractura, se evita el diseño anterior y el gradiente de fractura es substituido por el gradiente de formación.

$$P_{cs} = 0.052 P_f D_f.$$

donde;

P_f = Densidad del lodo requerido en D_f en lb/gal.

D_f = Profundidad de la formación que origina la presión mayor.

Así la ecuación se convierte en ;

$$P_{bx} = 0.052 P_f D_f - G_g(D_o - D_x) - 0.052 P_o D_x \text{ --- (8)}$$

Puesto que es una ecuación lineal, se puede graficar uniendo las puntas de presión máxima en la superficie y el otro en el punto neutro o cualquiera en el interior de la tubería de revestimiento, entonces se puede hacer el diagrama X, conjuntamente con la presión de colapso originado por el peso del lodo que se está usando y así el diseño se puede realizar gráfica o analíticamente (Fig. III-7).

De las tablas de comportamiento de las tuberías de revestimiento, las relaciones de presión interna pueden ser graficadas para determinar el peso mínimo y el grado que satisfaga los requerimientos de presión interna.

Para cálculo analítico, los cambios de T.R. para mayores relaciones de presión; se puede obtener de :

$$D_x = \frac{G_b D_o - S_b - G_g (D_o)}{0.052 P_o - G_g} \text{ --- (9)}$$

donde;

S_b = Esfuerzo a la presión interna para menores pesos y grados de la T.R.

D x = Cima de punto de cambio a mayores pesos y grados en ft.

Para el cálculo de la presión interna en T.R. de explotación se utiliza la siguiente fórmula ;

$$PSM = PPZ \times (GFE \times 14.2 - DFF \times 1.421).$$

$$PIN = PSM + DFF \times .433 \times Prof.$$

donde;

PSM = Presión superficial máxima lb/pulg.²

PPZ = Prof. Programada de la zapata m.

GFE = Gradiente de fractura en la estimulación Kg/cm²/m.

DFF = Densidad del fluido fracturante; gr/c.c.

Prof = Profundidad a la que se desea calcular la Pres.Int.; ft.

PIN = Presión Interior, lb/pg².

Cuando la tubería es de extremos lisos, se utiliza la fórmula de Barlow para calcular la presión interna.

$$PY = 0.875 \frac{2Y_p}{D/T} \text{ (10)}.$$

donde;

Py = Valor mínima de presión interna.

Yp = Valor del esfuerzo de cedencia mínima PSI.

D = Diámetro nominal en PG.

T = Espesor de pared nominal PG.

En caso de coples especiales los cueros son más débiles a la presión interna que el tubo, la relación mínima de Presión interna es ;

$$Py = Ym \frac{(d_e - d_i)}{d_e} \text{ (10 i)}$$

donde ;

d_e = Diámetro exterior nominal del cople PG.

d_i = Diámetro de la raíz de la cuerda del cople PG.

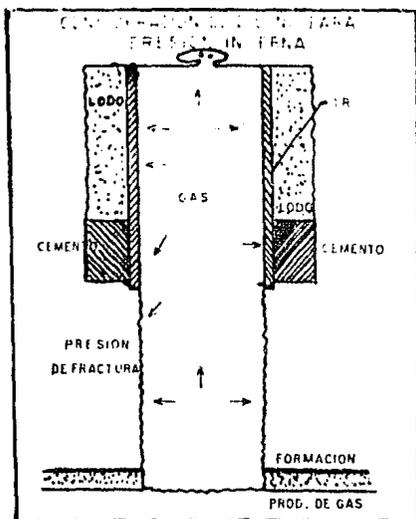
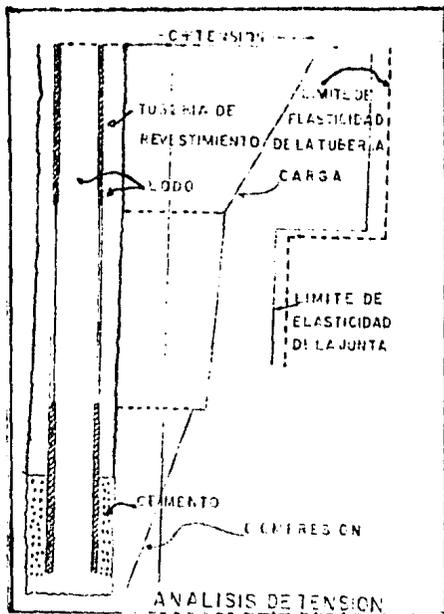


FIG. IVI-6.



ANALISIS DE TENSION
FIG. IVI-7.

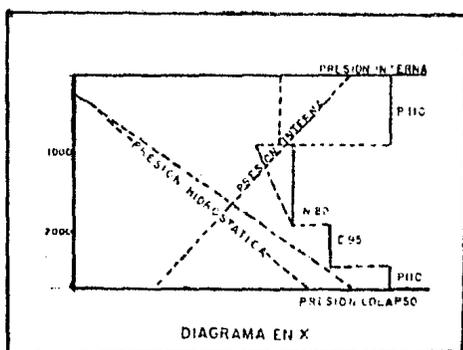


DIAGRAMA EN X

Fig. III-7.

III.2.3.- CONSIDERACION DE DISEÑO A LA TENSION.

Como el diseño por colapso y presión interna se acompaña con la carga a la tensión, en la cima de cada sección, esta carga debe ser verificada — (Fig. III-8).

El factor de seguridad en el diseño a la tensión fluctúa entre 1.33 a 1.8, si las relaciones a la tensión se exceden se debe estar también alerta para un cambio en el peso y grado de la tubería de revestimiento.

$$T = \frac{A y_p}{1.33} \text{ ----- (11)}$$

donde:

T = Esfuerzo de la sección de la T.R. en lb.

As = Área de la sección transversal de la tubería.

Yp = Valor mínimo al esfuerzo de cedencia PS2.

La longitud máxima a la que se puede meter una tubería de Revestimiento, analizada por tensión, se tiene :

$$D \times t = \left(\frac{P t y}{1.8 \times F b} - a \right) / W \text{ ----- (12)}$$

donde:

Fb = factor de flotación = $1 - \frac{\text{densidad del fluido}}{\text{densidad del acero}}$

W = Peso propio de la T.R. lb/pla.

Pyt = Esfuerzo de cedencia por tensión obtenida de la tabla de propiedades del fabricante.

a = Peso de la tubería de revestimiento abajo del punto en estudio.

El factor de control en la selección del diámetro, es el diámetro exterior del aparejo de producción; sin embargo es necesario considerar ;

- 1.- El costo de perforación.
- 2.- Métodos de Producción Artificial.
- 3.- Gastos de Producción.

4.- Posibilidades de terminación múltiple.

5.- Uso de aparejos de producción de diámetro combinados.

Después de todo lo anterior, habrá que agregar que el encargado de efectuar el diseño se ve algunas veces obligado a recurrir a la existencia local o en mercado, más nunca debe sacrificar los objetivos de profundidad, seguridad y economía.

CAPITULO IV.

PROPIEDADES DE LA LECHADA DE CEMENTO.

Para que el cemento pueda cumplir satisfactoriamente las funciones de; (1) Crear una adherencia entre la pared del agujero y la T.R., (2) Soportar la tubería de Revestimiento, (3) Evitar flujo de fluidos de una zona a otra, (4) Controlar la R.G.A. y la R.A.A., (5) Proteger la tubería de presiones - que puedan colapsarla, (6) Sellar y aislar algunas zonas de pérdida de circulación u otras formaciones con dificultades, es necesario controlar las - propiedades de la lechada de cemento, para lo cual hay que tener en cuenta - diversos factores que influyen en su diseño.

IV.1.- FACTORES QUE INFLUYEN EN EL DISEÑO DE UNA LECHADA DE CEMENTO.

Para poder definir las propiedades de la lechada de cemento, es menester conocer los factores que influyen en su diseño;

- a) Profundidad, Presión, Temperatura y tiempo de bombeo.
- b) Viscosidad y contenido de agua de la lechada.
- c) Tiempo de espesamiento.
- d) Resistencia del cemento que se requiere para soportar la tubería.
- e) Calidad del agua de mezclado.
- f) Tipo de fluido de perforación y de los aditivos empleados.
- g) Densidad del lodo.
- h) Calor de hidratación.
- i) Permeabilidad del cemento fraguado.
- j) Control de filtración.
- k) Resistencia a la corrosión de salmueras del fondo del pozo.

a) Profundidad, Presión, Temperatura y Tiempo de Bombeo.

Los factores básicos que influyen en la operación, son la temperatura y la presión, ambos afectan el tiempo de bombeo y el desarrollo de la resistencia necesaria para soportar la tubería. La temperatura es el factor que-

tiene mayor influencia, a medida que la temperatura de formación aumenta, la lechada de cemento se hidrata y se seca más rápidamente, desarrollando así la resistencia con mayor rapidez.

La presión impuesta a una lechada de cemento, debido a la columna hidrostática de los fluidos del pozo, también reduce la capacidad de bombeo del cemento.

El tiempo que toma la lechada en alcanzar el fondo, depende del diámetro de la tubería de revestimiento (T.R.) y del gasto empleado en el desplazamiento. Al diseñar las lechadas de cemento para condiciones específicas - el promedio de la colocación por cada 1,000 pies de profundidad, así como también los requerimientos de caballos de fuerza, los gastos de desplazamiento, el volumen de lodo y las relaciones de diámetro T.R. del pozo, se emplean como base para determinar el tiempo de bombeo de una lechada dada. Los datos de resistencia se basan en las temperaturas y las presiones de pozo e indican el tiempo requerido para que el cemento fragüe lo suficiente para resistir la tubería.

b) Viscosidad y Contenido de Agua de las Lechadas de Cemento.

En la cementación, las lechadas deben poseer una viscosidad o consistencia que logre el máximo y eficiente movimiento del lodo y que aún permita una buena adherencia entre la formación y la tubería. Para lograr esto, la mezcla de las lechadas se hace con una cantidad de agua que proporcione un volumen de fraguado igual al volumen de la lechada sin separación de agua libre.

El tamaño de la partícula, el área superficial y los aditivos influyen en la cantidad de agua requerida para lograr una viscosidad determinada.

A las cantidades de agua, de las cuales depende el espesamiento de la lechada, se les ha dado términos específicos y se definen a continuación:

a.1) Agua Máxima.

Es aquella cantidad de agua de mezcla para una composición de cemento -

determinada que dará un volumen de fraguado igual al volumen de lechada sin que se produzca más de $1\frac{1}{2}$ por ciento de separación de agua libre. Esta se determina de la siguiente manera:

Una vez que se ha preparado la lechada en el mezclador se la agita en un consistómetro a presión atmosférica, se le vuelve a pasar por el mezclador y luego se le deja en una probeta graduada de 250 ml, perfectamente tapado para evitar la evaporación. Al cabo de 2 horas de reposo se habrá acumulado agua en la parte superior del recipiente. Ese volumen de agua, expresado en mililitros, es el contenido de agua libre de la lechada. El agua máxima es la cantidad que se usa en casi todas las operaciones de cementación porque con cada saco de cemento se desea obtener el máximo rendimiento.

b.2) Agua Normal.

Es la cantidad de agua de mezcla que cada una lechada de cemento que tiene 11 unidades de consistencia luego de haber sido agitada durante 20 minutos, a 80°F de temperatura en un consistómetro a presión atmosférica. Las unidades Bearden de consistencia son adimensionales, pero a veces se refiere a ellas como poises, por costumbre.

c.3) Agua Mínima.

El mínimo contenido de agua de una lechada es aquel que hace lograr a la misma una consistencia de 30 unidades, luego de haber sido agitada durante 20 minutos en un consistómetro a presión atmosférica y 80°F de temperatura. Rinde una lechada bastante viscosa que puede emplearse para controlar una pérdida de circulación.

c) Tiempo de Espesamiento.

El tiempo mínimo de espesamiento es el tiempo requerido para mezclar y bombear la lechada al espacio anular seleccionado. Con esta prueba se determina durante cuanto tiempo la lechada permanece en estado fluido. Esto se determina mediante el consistómetro, que puede ser atmosférico o presurizable.

El recipiente con la lechada a probar, gira a velocidad constante den-

tro de un baño de aceite a través del cual se le aplica la temperatura y la presión deseada. Dentro del recipiente aislado hay una paleta conectada a un resorte. A medida que la lechada gira trata de arrastrar la paleta en el sentido de la corriente; una lechada más viscosa ejercerá una fuerza mayor en la paleta, la cual a su vez transmitirá mayor torque al resorte y esto se mide por medio de un potenciómetro del que está dotado el aparato.

El consistómetro está calibrado para poder leer directamente las unidades Bearden de consistencia. Cuando la lechada alcanza 100 unidades de consistencia se torna imbombeable. Así el tiempo de bomboabilidad reportado por el laboratorio será el transcurrido desde que se introduce la mezcla en el consistómetro hasta que el aparato marca 100 unidades de consistencia. La presión y la temperatura aplicadas son aquellas que indica la norma API.

d) Resistencia a la Compresión.

Es la resistencia que requiere el cemento para soportar la tubería. Con relación a esto se hicieron las siguientes observaciones;

- Las altas resistencias del cemento no siempre son requeridas para soportar la T.R. durante la perforación y al aumentar la densidad de la lechada disminuye el tiempo para desarrollar una resistencia a la compresión adecuada.
- La densidad aumenta, tanto la resistencia como el calor de hidratación del cemento.
- Las lechadas de cemento con exceso de agua dan como resultado fraguados débiles.

Para conocer la resistencia a la compresión en el laboratorio se lleva a cabo la siguiente prueba;

Se vierte la lechada en una serie de moldes, cubos de 2" de lado y se les coloca en un baño de agua corriente a la temperatura requerida. Estos recipientes pueden ser ;

- A presión atmosférica para muestras a temperaturas de hasta 180° F.
- Presurizable para muestras a temperaturas de hasta 380°F y presiones

de hasta 3000 PSI.

Los tiempos recomendados para sacar las muestras son 8, 12, 18, 24, 36, 48 y 72 horas. Una vez que se retira los cubos del baño se les coloca inmediatamente en una prensa hidráulica que incrementa la carga, entre 1000- y 4000 PSI por minuto. Cuando se rompe el cubo se lee el valor de la resistencia a la compresión. Esta operación se repite con varias muestras y luego se saca un promedio.

e) Calidad del Agua de Mezclado.

La función principal del agua en el cemento es mojar los sólidos del cemento. El agua para mezclar el cemento deberá ser limpia y libre de sustancias químicas solubles, fango, materia orgánica, sustancias alcalinas u otros contaminantes. Esto no siempre resulta práctico, por eso debe considerarse la fuente de agua disponible.

La materia orgánica, retardan el fraguado del cemento, mientras que la materia inorgánica, cloruros, carbonatos, bicarbonatos y sulfatos aceleran el fraguado del cemento.

El agua de mar, debido a que contiene de 30,000 a 43,000 p.p.m. de cloruros, acelera el fraguado del cemento. No obstante, esas sustancias químicas aceleradoras pueden neutralizarse con un retardador para que el agua pueda emplearse a altas temperaturas.

f) Tipo de fluidos de perforación y de los aditivos empleados.

Un problema de suma importancia en la cementación, es la remoción efectiva del fluido de perforación durante el desplazamiento. La contaminación y dilución debida al lodo puede dañar el sistema de cementación, al igual que muchas otras sustancias que se encuentran en el lodo y en el enjarre.

La mejor forma para combatir los efectos nocivos de los aditivos del lodo, es emplear tapones limpiadores y baches espaciadores.

Los tapones limpiadores ayudan a eliminar la contaminación dentro de la T.R., los baches espaciadores consisten de agua, soluciones ácidas, fosfatos, mezclas de cemento con agua y lechadas de bentonita que ayudan a lim-

piar la T.R. y el agujero. Para sistemas de lodo de emulsión, el aceite diesel es efectivo.

g) Densidad de la lechada.

La densidad de la lechada siempre deberá, excepto para trabajos a presión ser suficiente como para mantener el control del pozo.

h) Calor de hidratación.

Cuando se forma una lechada de agua y cemento, ocurre una reacción exotérmica en la cual se libera gran cantidad de calor.

Mientras mayor sea la masa de cemento mayor será la evolución de calor. El calor de hidratación, a veces llamado calor de reacción o calor de solución, está influido por la calidad, finura y composición del cemento, por los aditivos y por el ambiente dentro del pozo. A mayor temperatura de formación más rápida será la reacción y la evolución del calor.

i) Permeabilidad del cemento fraguado.

Los cementos fraguados tienen muy poca permeabilidad, menos que la de la mayoría de las formaciones. Los datos han demostrado que a temperaturas menores a 200°F la permeabilidad de los cementos disminuye con el tiempo y la temperatura. Después de siete días de curado, la permeabilidad es ínfima para medirse. La permeabilidad del cemento fraguado con respecto al gas, generalmente es mayor que con respecto al agua.

Un aparato llamado permeómetro, mide la permeabilidad de las muestras de cemento fraguado de acuerdo a la Ley de Darcy.

j) Control de Filtración.

El control de filtrado de la lechada de cemento es de gran importancia en tuberías de revestimiento de gran profundidad y en la cementación a presión. La pérdida de filtrado a través de un medio permeable, provocará un aumento en la viscosidad y una rápida depositación de enjarre, restringiendo así el flujo. Los factores que influyen en la pérdida de agua son el tiempo, la presión, la temperatura y la permeabilidad. Para medir las características de filtración se efectúan las siguientes pruebas;

Una que se ha mezclado la lachada correctamente, se le cierte en el filtro prensa, se le tapa y se le aplica presión.

- Filtrado de baja presión.

Se aplica 100 lb/pg² y se va leyendo la cantidad de líquido que cae en un cilindro graduado a los 1/4, 1/2, 1, 2 y 5 minutos de iniciada la prueba y luego a intervalos de 5 minutos cada uno. Si la muestra se deshidrata totalmente antes de media hora, se registra el tiempo que tardó en hacerlo. El filtrado se reporta en c.c./30 minutos a 100 lb/pg².

- Filtrado de alta presión.

La presión aplicada ahora será de 1000 lb/pg² y las lecturas se efectuarán de la misma manera que a baja presión. Si la muestra se deshidrata antes de los 30 minutos, se extrapola para reportar cc/30 min. a 1000 lb/pg². El filtro prensa de alta presión incorpora también un baño a una temperatura controlable a fin de simular las condiciones reales. La siguiente ecuación, se usa para calcular el valor hipotético de la pérdida de fluido de 30 minutos.

$$F_{30} = Ft \frac{5.477}{t (\text{min})}$$

k) Resistencia a la corrosión de Salmueras del Fondo.

La susceptibilidad de los cementos a la corrosión por aguas de formación ha sido el tema de muchas investigaciones. Las salmueras de formación que contienen sulfato de sodio, sulfato de magnesio y cloruro de magnesio, se encuentran entre los agentes más destructivos dentro del pozo. Los sulfatos generalmente considerados como las sustancias más corrosivas al cemento, reaccionan con la cal y con el aluminato tricálcico para formar grandes cristales de sulfoaluminato de calcio. Esos cristales requieren más espacio de poro de lo que el cemento fraguado puede proporcionar, por eso causan expansión excesiva y poco a poco deterioración.

La temperatura también influye en la resistencia al sulfato de un cemento endurecido. Se ha obtenido como conclusión de investigaciones a bajas y altas temperaturas, que el ataque del sulfato es más pronunciado a temperatu-

ras de 80°F a 120°F, mientras que a 180°F se hace menor.

La disminución del contenido de aluminato tricálcico (C_3A) aumenta la resistencia del cemento al sulfato.

La corrosión electrolítica en vez de la corrosión química, ha sido responsable de la debilitación y falla posterior de algunas T.R., por lo que una capa uniforme de cemento fraguado de calidad ofrece una protección excelente contra la corrosión electrolítica de la T.R.

IV.2.- ADITIVOS PARA CEMENTACION.

Los aditivos de cementación se usan para modificar las propiedades de las mezclas de cemento, del cemento fraguado y ambos.

Las siguientes propiedades pueden ser afectadas con aditivos:

- 1.- Tiempo de fraguado.
- 2.- Densidad.
- 3.- Reología (Propiedades de flujo).
- 4.- Control de pérdida de fluidos.
- 5.- Control de pérdidas de circulación.
- 6.- Resistencia a la compresión.
- 7.- Resistencia a la degradación.
- 8.- Resistencia a la corrosión. (densificandolo o variando su composición química).

Los aditivos para cementos se clasifican como sigue:

- 1.- Aceleradores.
- 2.- Aditivos ligeros.
- 3.- Aditivos densificantes.
- 4.- Agentes de control en zonas de pérdida de circulación.
- 5.- Retardadores.
- 6.- Agentes de control de filtración.
- 7.- Reductores de fricción.
- 8.- Materiales especiales.

1.- Aceleradores.

Las lechadas de cemento, para emplearse en formaciones poco profundas y a bajas temperaturas, requieren de la catalización para disminuir el tiempo de espesamiento y para acelerar una temprana resistencia, particularmente en formaciones, cuya temperatura es inferior a 100°F.

Los catalizadores de uso común son las sig:

- a) Cloruro de Calcio.
- b) Cloruro de Sodio.
- c) Sulfato de Calcio.
- d) Silicato de Sodio.
- e) Cementos con dispersantes y Reducción de Agua.
- f) Agua de Mar.

2.- Aditivos Ligeros.

Son aditivos para reducir la densidad. Los aditivos también ayudan a -- que las lechadas sean más baratas, aumentan el rendimiento y a veces disminuyen la pérdida de filtrado. La densidad de la lechada puede reducirse agregando agua, sólidos de baja densidad o añadiendo ambos.

Los materiales que comúnmente se usan como aditivos ligeros son :

- a) Bentonita.
- b) Bentonita Prehidratada.
- c) Cementos Modificados.
- d) Cementos Salados de Alto Gel.
- e) Tierra Dratomácea.
- f) Hidrocarburos Naturales.
 - Gilsonita.
 - Perlita de Expansión.
 - Nitrógeno.

3.- Aditivos Densificantes.

Para contrarrestar las altas presiones frecuentemente encontradas en --

pozos profundos, se requiere de lechadas de alta densidad. Para aumentar — la densidad, el aditivo deberá ;

- 1.- Tener una densidad relativa de 4.5 a 5.0.
- 2.- Tener un bajo requerimiento de agua.
- 3.- No reducir en gran parte la resistencia del cemento.
- 4.- Afectar poco el tiempo de bombeo de la lechada.
- 5.- Poseer un tamaño de partícula uniforme.
- 6.- Ser químicamente inerte y compatible con otros aditivos.

Para densificar los cementos se emplean los siguientes materiales;

- a) Hematita.
- b) Limenita.
- c) Barita.
- d) Arena.
- e) Sal.
- f) Cemento con dispersante y reductor de agua.

4.- Agentes de Control en Zonas de Pérdida de Circulación.

Las "zonas de pérdida de circulación" se definen como la falta de circulación, del fluido de perforación o de la lechada. Generalmente se emplean dos pasos para combatir la pérdida de circulación. El primero, es reducir — la densidad, y el segundo es añadir un material de refuerzo o de sellado.

Los materiales empleados para el control de pérdida de circulación son los siguientes;

- a) Gilsonita.
- b) Perlita.
- c) Corteza de Nogal.
- d) Carbón.
- e) Celofán.
- f) Nylon.

Otra técnica, es añadir Nitrógeno al cemento (cemento espumoso).

5.- Retardadores.

Para evitar que el cemento fragüe rápido, deben añadirse retardadoras a la lechada. El aumento de temperatura acelera el espesamiento, más que el aumento de profundidad (presión). Los retardadores deben ser compatibles con los diferentes aditivos que se emplean en los cementos y también con el cemento mismo.

Los aditivos con altos porcentajes de agua, requieren que el retardador alcancen un tiempo de espesamiento deseable. Esto es debido a que :

1.- Los materiales de gran área superficial, los cuales en general poseen altos requerimientos de agua, absorberán parte del retardador, dejando una cantidad menor que retarda el fraguado del cemento.

2.- El agua adicional diluye el retardador y reduce su efectividad.

Los productos químicos que se emplean actualmente como retardadores, son;

- a) Lignina.
- b) Acido orgánico.
- c) Carboximetil Hidroxietil Celulosa.
- d) Borax.
- e) Sal.

6.- Agentes de Control de Filtración.

La pérdida de filtrado de las lechadas se reduce con aditivos para :

(1) Evitar la deshidratación prematura o pérdida de agua en zonas porosas, particularmente en cementación de tuberías cortas, (2) proteger formaciones sensibles y (3) mejorar la cementación forzada.

Las principales funciones de los aditivos de control de filtración son;

- 1.- Formar películas o membranas, las cuales controlan el flujo de agua de la lechada y evitar la rápida deshidratación.
- 2.- Mejorar la distribución del tamaño de las partículas, las que terminan como el líquido es contenido o atrapado en la lechada.

Los materiales de control de filtración más ampliamente usados son ;

- a) Polímeros orgánicos (celulosa)
- b) Polímeros orgánicos (dispersantes)
- c) Carboximetil Hidroxietil Celulosa.

Nota:

Para fines de nuestro toma, el filtrado deberá de ser menor de 50 ml.

7.- Dispersantes o Reductores de Fricción.

Los agentes dispersantes se añaden a las lechadas para mejorar sus propiedades de flujo. Las lechadas dispersas tienen menos viscosidad y pueden bombearse en turbulencia a bajas presiones, disminuyendo así los caballos de fuerza requeridos y reduciendo las oportunidades de pérdida de circulación y deshidratación prematura. Los dispersantes disminuyen el punto de cedencia y las fuerzas de gelatinosidad de las lechadas.

Los dispersantes que se añaden por lo común a las lechadas, son ;

- a) Polímeros (dispersantes)
- b) Sal (cloruro de calcio).

8.- Aditivos Especiales.

- Polvo de Sílice o el polvo fino de sílice, se emplea principalmente en composiciones de cementación para ayudar a evitar la pérdida de resistencia. A medida que aumenta la temperatura, los cementos pierden mucho de su resistencia a la compresión. Esta pérdida de resistencia, la cual va acompañada por un aumento de permeabilidad, es causada por la formación de una forma hidratada de un alfa silicato de calcio en el cemento fraguado. La adición de un material de alto porcentaje de agua, como la bentonita, acelera la pérdida de resistencia.

Debido a que en el área de la Sonda de Compache, la cementación de tuberías de explotación atraviezan formaciones fracturadas, es necesario que el cemento a utilizar sea un cemento de baja densidad, por lo que los aditivos empleados para este caso son:

- Aditivos ligeros.
- Retardadoras.
- Agentes de Control.
- Reductores de Fricción.
- Aditivos Especiales.

CAPITULO V.

EQUIPO Y TECNICAS DE CEMENTACION.

Con el propósito de encontrar un patrón similar de acuerdo con la metodología y técnica utilizada durante la etapa de perforación, se han investigado las cementaciones de tuberías cortas de los campos más desarrollados.

El estudio enfoca dos métodos para solucionar el problema. El primero consiste en el control de la pérdida durante la etapa de perforación, mediante la utilización de tapones Polímeros y la técnica Zonelock. En el segundo método, el cual considera seguir perforando con pérdida total (operación que tiene un alto riesgo) se plantea una solución alterna de cementación, la cual es una técnica compuesta por cemento espumado, y un cemento de baja densidad.

Se puede observar que durante los procesos de perforación, el riesgo de trabajar con pérdida total es alto y costoso, mientras que la operación de control de la pérdida total de circulación durante la etapa de perforación de dichas tuberías, nos asegura el efectuar cementaciones normales obteniendo el cemento por encima de la boca del liner, lo que sería difícil conseguir cuando no se conocen las pérdidas de fluido durante la operación.

V.1.- PERFORACION .

Los campos cantarell y Ku, a la altura de la brecha del paleoceno, presentan la dificultad del control de pérdida, agravada aún más por la paulatina reducción de la presión de fondo debido a la explotación del campo.

En los métodos de perforación utilizados en situaciones como ésta, se perfora con dos fluidos de control básico:

- Lodos de baja densidad.
- Agua salada.

Los lodos de baja densidad utilizados en estos pozos, son una mezcla de diesel (alta concentración; 40%), con agua, bentonita, emulsificantes, --

polímeros y sosa caústica. Se alcanzan densidades desde 0.92 gr/c.c. (7.7-lpg) hasta 1.00 gr/c.c. (8.3 lpg), no siendo posible lograr densidades más bajas por presentarse separación del diesel. Los polímeros agregados ayudan a controlar la pérdida de filtrado, presentando valores de 4 c.c./30 min. La viscosidad plástica y el punto de cedencia (en promedio), logrados con estos lodos son 14 cps. y 10 lbf/100 ft², respectivamente.

Se puede concluir que la calidad de estos fluidos para la operación de cementación es buena, sin embargo existen problemas adicionales como consecuencia de la misma pérdida de circulación, como:

- Riesgo de descontrol del pozo.
- Atrapamiento por desestabilización de arcilla.
- Operaciones de cementación anormales.
- Tiempo perdido para efectuar recementaciones.
- Recuperación de agua salada inyectada durante la perforación.

Desde la primera manifestación de pérdida total la bomba del equipo, se acciona a trabajar con agua salada al pozo a un gasto promedio de 100 a 300 lts. por minuto (0.6 - 2 bbl/min), esto para que el peso de esa columna regrese los fluidos de la formación a la misma.

Debido a la presión de fondo y a la cabeza hidrostática en el pozo, éste está en equilibrio observándose que el nivel de fluidos se sostiene aproximadamente a 700 mts. (fenómeno del campo Cantarell, en la mayoría de los pozos). Antes de utilizar o generalizar este método, se practicaron otras alternativas, como por ejemplo la utilización de equipos especiales; preventores, etc., para trabajar con pozo arrancado. Estos equipos requieren gastos de inversión mayores, por lo que para campos grandes y de desarrollo como Cantarell y Ku, resulta en fuertes desembolsos económicos.

En la Brecha del Paleoceno, se ha visto que durante la perforación se llega a límites muy difíciles de controlar. Supóngase que se está entrando en la brecha con un lodo de 0.94 gr/c.c. (7.8 lpg) y se manifiesta pérdida -

parcial o total de circulación lo cual obliga a reducir la densidad de lodo a 0.92 gr/c.c. (7.7 lpg) y el pozo trata de manifestarse. Este fenómeno sucede en repetidas ocasiones y escaso límite de control de densidad complica la situación.

Las relaciones de presión se expresan con mayor claridad si se grafican los gradientes de fractura de la formación como perfil de pared de pozo. La siguiente tabla presenta dichos valores para diferentes profundidades.

C A M P O	RANGO DE DENSIDAD LODO.			G. FRACTURA.
CANTARELL.	GR/C.C.			KG/CN ² /M.
0 - 550 mts.	1.0	-	1.05	0.105
550 - 1196 "	1.05	-	1.30	0.13
1196 - 2120 "	.96	-	1.02	0.096
2120 - 4000 "	1.02	-	1.75	0.175
K U .				
0 - 550 Mts.	1.04			0.109
550 - 1500 "	1.04	-	1.30	0.130
1500 - 3080 "	1.30	-	1.52	0.152
3080 - 3400 "	1.0	-	1.05	0.105

Como puede observarse, existe una estrecha brecha entre la presión de fractura y la presión de formación, presentando una situación delicada para las operaciones.

V.2.- EQUIPO DE CEMENTACION.

Con el propósito de facilitar el estudio del equipo requerido en las operaciones de cementación, éste se clasificó en equipo superficial y equipo subsuperficial.

V.2.1.- EQUIPO SUPERFICIAL.

El equipo superficial, es el equipo empleado en la superficie al efectuar una cementación y su descripción es la siguiente ;

- CABEZA DE CEMENTACION.

Es un niple cerrado de longitud y diámetro variable que va entroscado en la parte superior de la tubería de revestimiento. Está provisto de dispositivos laterales para conectar las líneas que conducen; La lechada de cemento proveniente de la unidad cementadora y el lodo utilizado para el desplazamiento.

En toda cementación primaria se debe utilizar cabeza de cementación de igual diámetro interior a la de la tubería que se va a cementar, con el objeto de asegurar la correcta operación de los topones de desplazamiento (Fig. V.I).

- UNIDAD CEMENTADORA.

La unidad cementadora está constituida por dos bombas de alta potencia, con su tablero de control y dos tanques o depósitos (con capacidad de 10 bis. cada uno), en los que se mide el volumen de agua utilizado durante la cementación. Una de las bombas succiona el agua de los depósitos y alimenta al mezclador, proporcionándole el agua necesaria para obtener la lechada de cemento. La otra bomba succiona la lechada y la envía al pozo a través de las líneas que unen la unidad cementadora con la cabeza de cementación.

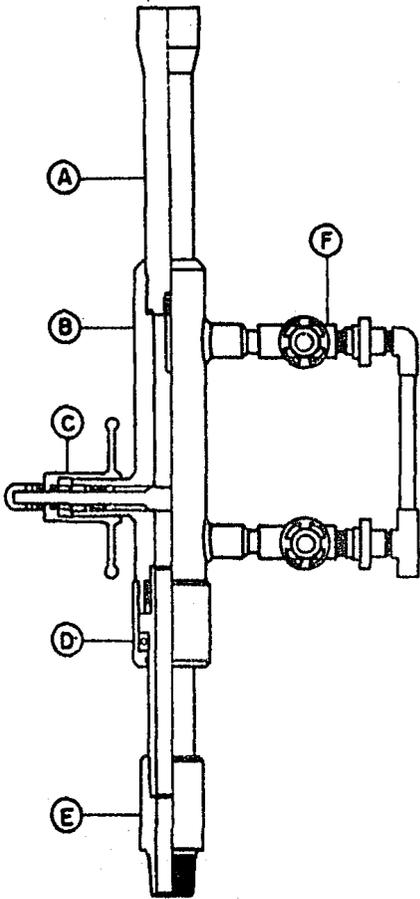
- M E Z C L A D O R .

En este dispositivo se efectúa la mezcla agua-cemento. Su forma es semejante a la de un embudo con la parte ancha hacia arriba en la cual se vierte el cemento. Está provisto en la base de dos uniones que permiten conectar la línea de alimentación de agua y la línea de descarga de lechada. La primera línea se une a una de las bombas de la unidad cementadora y la segunda línea descarga la mezcla de cemento a un depósito, del que es succionada por la otra bomba y enviada al pozo. (Fig. V. 2).

Con el propósito de controlar la densidad de la lechada, está se deter

Cabeza de Cementación

Tipo 1 y 2



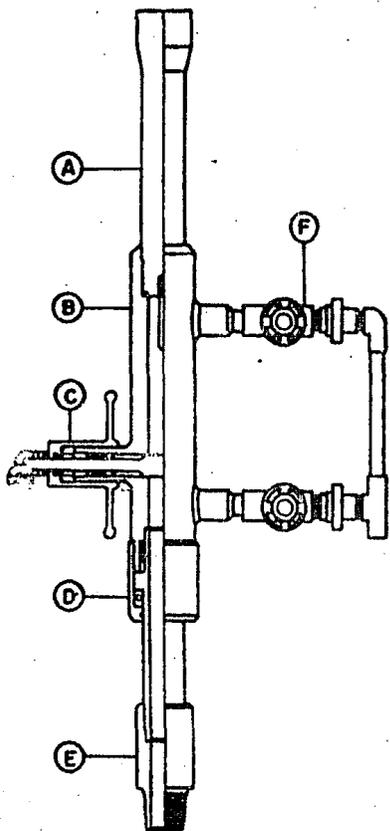
DESCRIPCION

La Cabeza de Cementación, se coloca en la última junta de perforación con que se baja al liner, en todas las operaciones de cementación de tuberías cortas.

Consta de los siguientes elementos.—

- A) Substituto de levanta.— Fabricado en cuerpo sólido, sirve para levantar el aparejo con el elevador; lleva en su parte inferior, un vástago espaciador para el Tapón de Desplazamiento.
- B) Cuerpo.— Fabricado en acero templado, aloja en su interior al Tapón de desplazamiento, y cuenta con tres puertos de entrada; para el fluido de desplazamiento (superior), cemento (inferior) y canica de bronce (posterior).
- C) Pasador.— El Tapón de Desplazamiento se posiciona en la parte superior de este elemento, el cual se opera por medio de tornillo, liberando al Tapón cuando termina la lechada; cuenta con un juego de sellos y baleros que facilitan la operación.
- D) Unión giratoria (Swivel).— Cuenta con un balero de bolas para servicio pesado, el cual permite el giro de la válvula para realizar las conexiones necesarias, sosteniendo el peso de la tubería de perforación y liner.

Fig. V-1.



E) Conexión inferior.— Conecta a la tubería de perforación con la Cabeza de Cementación.

F) Ensamble de válvulas.— Cuenta con dos válvulas de alta presión, que sirven para dirigir el flujo de los fluidos que se bombean al pozo; primero se utilizará la inferior, para bombear el cemento por debajo del Tapón de Desplazamiento, posteriormente, se abrirá la válvula superior, para permitir la entrada del fluido de desplazamiento y accionar el Tapón.

OPERACIONES

Una vez que el Colgador se encuentra en la profundidad deseada, se instala la Cabeza de Cementación en la última junta de tubería de perforación, asegurándose que todos los elementos giratorios y salidas están operando normalmente, los pozos bitamos de la herramienta están limpios de cemento, todo a molarías estrancas, y que el Tapón de Desplazamiento se encuentra alojado en su posición.

Para el caso de los Colgadores Hidráulicos, la Cabeza de Cementación cuenta con un puerto en la parte posterior, para introducir la cancha de bronce que anclará al Colgador.

Una vez que el cemento ha sido bombeado al pozo, a través de la válvula inferior, se deben accionar las válvulas y perno para saltar el Tapón de Desplazamiento al pozo. Será mucho más fácil de operar el manual del perno, si primero se cierra la válvula inferior, se abre el manual del perno para permitir la salida del Tapón, se abre la válvula superior y se bombean veinte barriles, y finalmente, se abre la válvula inferior para limpiar el cemento. Terminando la operación de bombeo, se puede desconectar a la Cabeza de Cementación para recuperar a la Herramienta Saltadora.

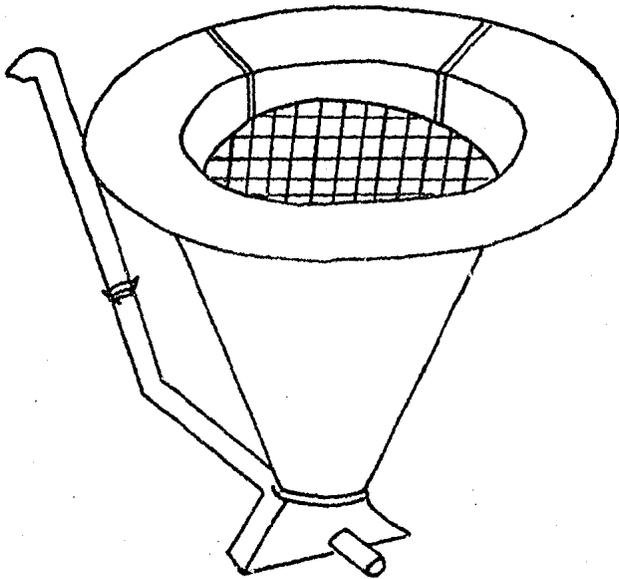


Fig. V-2. Mezclador de chorro.

mina periódicamente tomando muestras del depósito mencionado; o bien, se registra en forma continua, por medio de un dispositivo electrónico colocado en la línea de succión de la bomba que desplaza la lechada al pozo.

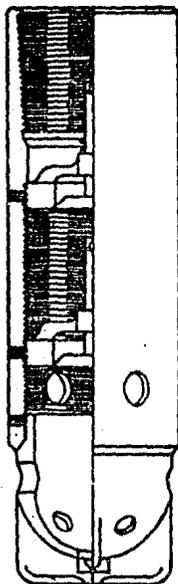
- BOMBAS DEL EQUIPO DE PERFORACION.

Se consideran como parte del equipo de cementación, debido a que en la cementación se emplean para desplazar la lechada al espacio anular, usando lodo de perforación como fluido desplazante.

En el área de la Sonda de Campeche, es frecuente utilizar la unidad cementadora para desplazar la lechada de cemento, debido a que en ella se tiene un volumen exacto de fluido y se reducen los tiempos de desplazamiento.

V.2.3.- EQUIPO SUBSUPERFICIAL.

El equipo subsuperficial se describe como el equipo utilizado dentro del pozo al efectuar una cementación.

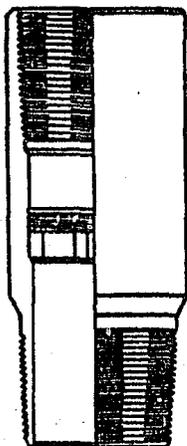


Zapata Flotadora Tipo "V"

DESCRIPCION

La Zapata Flotadora Tipo "V", se instala en el primer tramo de tubería que se va a introducir al pozo, está diseñada para ayudar a flotar la tubería, evitar el regreso de cemento y donde hay mucho asentamiento de formación en el fondo o cuando se atasca esta Zapata en el mismo, permite que el cemento pase a través de los orificios del fondo y los laterales.

Su construcción consta de dos asentos de válvulas con rosca izquierda, y dos válvulas de bronce que asientan por la acción de un resorte; a este conjunto se le llama válvulas de contra-presión, y permite el paso de fluidos por la acción de la bomba de adentro hacia afuera, más no el regreso de los mismos. Este material es fácil de molar, y su resistencia a la presión diferencial es de 2500 lbs/pulg².



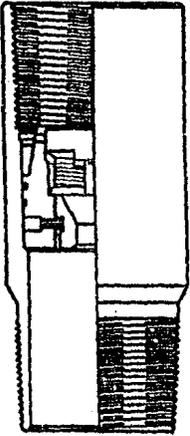
Cople Receptor

DESCRIPCION

El Cople Receptor, sirve para detener a la canica de bronce y su asiento, para que no se obstruya la circulación de fluidos durante la cementación, en donde se utilize un colgador de tubería corta tipo hidráulico.

Se instala, por lo general, dos tramos abajo del cople de retención tipo II, y está construido con un inserto perforado o barba, donde se aloja la canica y su asiento. Este material es fácil de molar.

Cople de Retención Tipo II



DESCRIPCIÓN

El Cople de Retención Tipo II, se coloca siempre, dos tubos arriba del Cople Receptor, en cementaciones donde se utiliza un Colgador de tubería corto de Tipo Hidráulico.

Tiene en su parte media, un asiento de esfera o conico, para que una vez que se suelta ésta desde la superficie, obture la circulación; al bombear todo, se incrementa la presión, lo que hace que se rompan los pernos de corte del Colgador Hidráulico, actúe su mecanismo, y anclen las cuñas en la tubería de revestimiento. Una presión adicional, rompe los pernos de corte del asiento de la esfera, descargándose automáticamente la presión, cayendo este asiento y esfera en el Cople Receptor.

Automáticamente, este cople se convierte en Cople de Retención Tipo I, para recibir al Tapón Limpiador.

Canica de Bronce



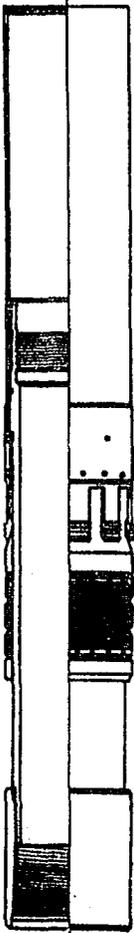
DESCRIPCION

La Canica de Bronce, se utiliza en todas las operaciones de anclaje de un Colgador Hidráulico. Está realizada en un material de bronce, el cual es fácilmente molible una vez terminada la operación.

Existen dos tamaños de Canicas exclusivamente; de 1 1/2" de diámetro, para Colgadores de 4 1/2" y 5", y de 1 3/4" de diámetro, para 7", 7 5/8" y 9 5/8".

OPERACION

Al asentar la Canica en el asiento del Cople de Retención tipo II, el incremento en la presión romperá los pernos de corte del sistema hidráulico del Colgador, permitiendo el anclaje de éste; un incremento adicional en la presión, romperá los pernos de corte del asiento, depositándose éste y la Canica en el Cople Receptor.



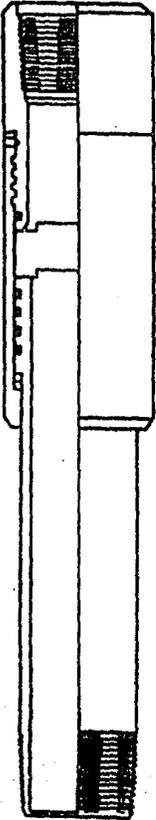
Empacador de Tubería Corta CPH

DESCRIPCIÓN

El Empacador de Tubería Corta CPH, está diseñado para proporcionar un sello de alta presión diferencial a la boca del liner, y va colocado inmediatamente arriba del Recaptáculo Pulido o Válvula de Chameleo, según sea el caso.

Puede ser anclado después de cementar la tubería corta, por medio de peso aplicado, con una Herramienta Soltadora C2 con perros de carga, o también puede ser corrido después de que la tubería corta esté cementada, como un empacador de tubería de extensión o Tie-Back, en caso necesario. En estas condiciones, se requiere una herramienta hidráulica BOT para anclar el Empacador.

Está diseñado con un mandril de una sola pieza para máxima resistencia a la tensión, amplio diámetro interior del aparejo, y rosca soldadora integral con extensión para Tie-Back (6'-0" long. estándar). Cuenta con un sistema de tres sellos con anillos soporte especiales, con una capacidad de 8000 lb/pulg² de presión diferencial, y 350F de temperatura, y un juego de cuñas especialmente diseñadas para mantener a los sellos en compresión y pernos de corte que previenen su anclaje prematuro.



Unión Giratoria Tipo "C"

DESCRIPCIÓN

La Unión Giratoria Tipo "C", se coloca siempre inmediatamente abajo del Colgador, ya sea ésta mecánica o hidráulica.

Consta de tres cuerpos ensamblados que permiten movimiento rotatorio entre sí, ya que se separan del embrague por el peso propio de la tubería corta, permitiendo el giro de la misma mediante un asiento de bronce y un juego de sellos de anillo.

Su diseño incluye un embrague mecánico, el cual permitirá desenroscar a la Herramienta Soldadora en caso de no poder anclar el Colgador; Cargando peso, el embrague mantendrá al Colgador y Copie Soldador fijos, mientras se desenrosca la Herramienta.



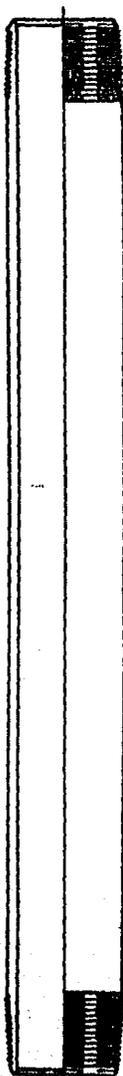
Colgador Hidráulico MC

DESCRIPCION

El Colgador MC Multicono Hidráulico, está construido con un sistema hidráulico con conos, cuñas y flejes; mientras no se aplique una presión diferencial de 1300 lbs/pulg² aproximadamente, su funcionamiento hidráulico no actuará, lo que permite mantener las cuñas en posición de poder introducir la tubería de revestimiento hasta la profundidad programada para cementarla.

OPERACION

Para anclar el Colgador, es necesario instalar tres ó cuatro tramos arriba de la Zapata Flotadora, un Copia de Retención Tipo II, el cual tiene un asiento para recibir una cancha de bronce, que permite incrementar la presión para romper los pernos del sistema hidráulico, el cual consta de un cilindro exterior y camisa interior, conectados a través de unos orificios por los que penetra el fluido de perforación, moviendo la camisa hacia arriba junto con las cuñas desplazándolas a su cono, anclando éstas en la T.R.



Receptáculo Pulido Interior (PBR)

DESCRIPCIÓN

El Receptáculo Pulido Interior (PBR), es una herramienta que se puede colocar inmediatamente arriba o abajo del Colgador, la cual proporciona un sello positivo durante las operaciones de cementación.

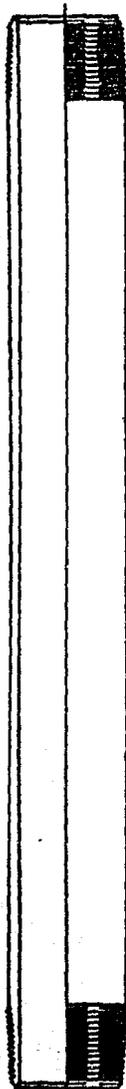
Se utiliza en terminaciones de pozos donde existan altas presiones y temperaturas, o como complemento profundo para grandes volúmenes de producción, almacén de pozos de gas y/o pozos inyectora de agua.

VENTAJAS

Se tiene un amplio diámetro interior del aparejo de producción desde la superficie hasta el fondo del liner. El diámetro interior del Mandril de Sellos es compatible con el diámetro interior del liner.

El ensamble del Mandril de Sellos con el PBR, no permita fugas de fluidos.

Elimina los Empacadores de Producción. Las operaciones de Reparación de Pozos son más seguras y económicas al no tener que molar Empacadores Permanentes.

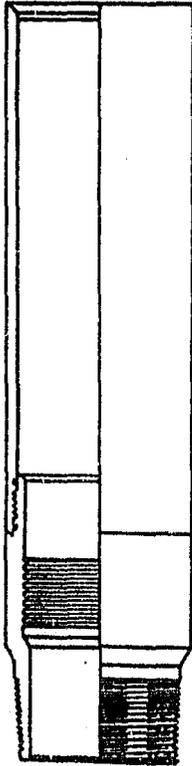


Está provisto de una larga carrera, para contracciones durante las operaciones de tratamiento. Los sellos pueden no tener movimiento durante la etapa normal de producción.

La superficie de sellos del PBR es pulida con un acabado de 10 a 20 micras. El material del Receptáculo es opcional, de acuerdo a lo que se solicite para evitar la corrosión.

Los elementos de sellos que lleva el Mandril, son de teflón Inerte, de un pulido de vidrio convenientemente resistente para altas presiones y temperaturas en el fondo del pozo y H₂S.

Las contracciones de la tubería de producción pueden calcularse por anticipado, de acuerdo a las variaciones de presión y temperatura, durante las operaciones de tratamiento. Normalmente, la longitud del Receptáculo Pulido es el doble de la contracción calculada, y el Mandril de Sellos es la mitad de la longitud del Receptáculo.



Cople Soltador Con Extensión Tipo "C2"

DESCRIPCIÓN

El Cople Soltador con Extensión, es la última herramienta que se coloca en la sarta de la tubería corta, inmediatamente arriba del Receptáculo Pulido, o Válvula de Charnela, y se utiliza en todas las cementaciones de tubería corta que prevean una extensión de la misma (o Tie-Back), a futuro.

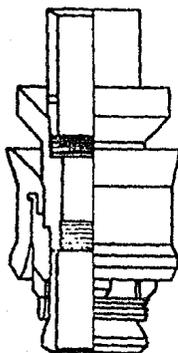
La Extensión del Cople, consiste en un cuerpo de acero con diámetro interior maquinado, de 6'-0" de longitud estándar, el cual se utiliza para prolongar la tubería corta hacia arriba, por medio de una herramienta Tie-Back, ya sea por rotura de la T. R., o bien, por altas presiones esperadas, o algún motivo especial.

Dependiendo del diámetro interior de la tubería de revestimiento, la Extensión contará con un anillo contrador que limita la posición de la boca del liner.

OPERACIÓN

La operación de esta herramienta es similar a la del cople soltador.

Tapón Limpiador Tipo I



DESCRIPCION

El Tapón Limpiador Tipo I, está constituido por una copa de hule vulcanizada al cuerpo del Tapón, y un candado de acoplamiento para el Cople de Retención.

Se ensambla a la parte baja de la Herramienta Soldadora, por medio de pernos de corte que operan hidráulicamente, y sirve para desplazar al cemento del interior del liner, al espacio anular.

La temperatura máxima de operación es de 120°C (250°F) estándar, aunque se pueden obtener Tapones especiales para mayores temperaturas (Vitón 200°C / 400°F).

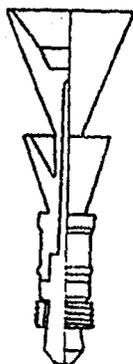
El diámetro interior o peso de la tubería corta, nos determina el tamaño o rango del Tapón a utilizar, por lo que existen varios tamaños disponibles (ver tabla).

OPERACION

Cuando el Tapón de Desplazamiento se acopla y sella en el asiento del Tapón Limpiador, el incremento de presión corta los pernos, y el ensamble completo se mueve hacia abajo, desplazando el cemento.

El Tapón Limpiador, se ensambla positivamente en el asiento del Cople de Retención, lo cual es una protección adicional para evitar el regreso del cemento.

Tapón de Desplazamiento



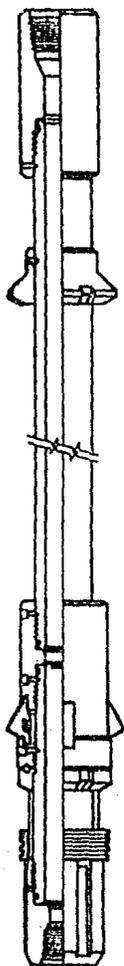
DESCRIPCION

El Tapón de Desplazamiento, es utilizado para desplazar el cemento del interior de la tubería de perforación, con lo que se corre la tubería corta, y separa el cemento del fluido de desplazamiento.

Consta de dos copos de hule vulcanizados a un cuerpo fabricado en aluminio, y un candado en la parte de la nariz, el cual se acopla dentro del asiento del Tapón Umplador, formando un tapón sellado para limpiar el interior del zinc.

Existen dos tamaños exclusivamente, para tuberías de 2 7/8" y 3 1/2", y para tuberías de 4 1/2" y 5".

Nota.— Estos tapones no operarán en tuberías combinadas.



Herramienta Soltadora Tipo "C2" (Básica)

DESCRIPCION

La construcción de la Herramienta Soltadora Tipo "C2", es muy similar a la Herramienta Tipo "C"; la conversión al tipo "C2", se realiza agregando un juego de perros o candados actuados por resortes, entre la tuerca flotadora y el balero de bolas, de tal manera que la Herramienta Soltadora "C2", pueda utilizarse para correr liners equipados con Empacador de Liner operado por peso. Con la excepción de los perros, todas las demás características de la Herramienta Tipo "C2", son las mismas que la Herramienta Tipo "C".

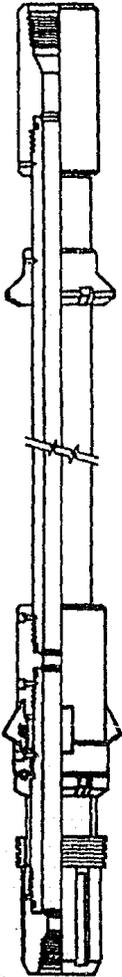
APLICACION

La Herramienta Soltadora Tipo "C2", puede utilizarse para correr cualquier tipo de Colgador, con cualquier tipo de Empacador de Liner operado por peso.

OPERACION

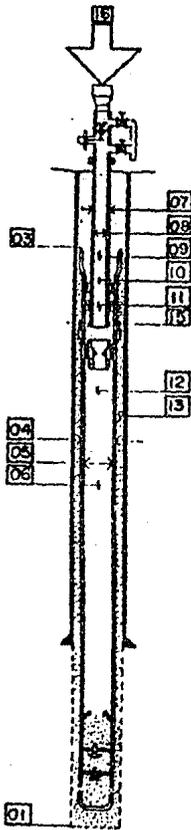
La Herramienta Soltadora Tipo "C2", se conecta con rotación izquierda para que la tuerca flotadora enrosque en las cuerdas del Empacador de Liner. Entonces, se baja al agujero de la misma manera que el Tipo "C".

Cuando el liner alcanza la profundidad deseada, se ancla el Colgador o se sienta el liner en el fondo si no llevara éste.



La Herramienta Soltadora se desenrosca y se bombea el cemento con los mismos procedimientos que con la Herramienta Tipo "C". Cuando los Taponas llegan al Copie de Retención, la Herramienta "C2" se levanta la distancia necesaria para permitir que los perros, acolonados por resorte, se coloquen sobre la comisa del Empacador. En este punto, los perros se extienden hacia afuera, y cuando se baja la T.P., los perros se alentan en la boca de la cunetas; entonces se aplica peso para romper los pernos del Empacador y comprimir el sello. Cuando se ha empacado, se levanta la Herramienta lo suficiente, para desalojar el exceso de cemento con circulación inversa.

V.3.- Cálculos recomendados para la introducción de tuberías cortas .-



DATOS REQUERIDOS

01) Profundidad total del pozopies
02) Longitud del linerpies
03) Boca del linerpies
04) Diámetro exterior T.R.pulgs
05) Diámetro interior T.R.pulgs
06) Peso T.R.lbs/pie
07) Diámetro exterior T.P.pulgs
08) Diámetro interior T.P.pulgs
09) Peso T.P.lbs/pie
10) Capacidad a la Tensión T.P.lbs
11) Cap. de Carga Hta. Soltadoralbs
12) Peso del ladolbs/gal
13) Peso del cementolbs/gal
14) Presión máxima durante la cementación (pres. final)psi
15) Diámetro del sello .-	
P.B.R. diámetro interiorpulgs
Agujón diámetro exteriorpulgs
16) Peso adicional a recargar durante la cementaciónlbs
17) Distancia entre la Zapata y el Cople de Retenciónpies

Cálculos recomendados para la introducción de tuberías cortas .-

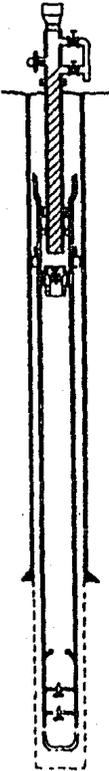
DATOS CALCULADOS

- | | |
|---|---------------|
| 20) Capacidad total de la T.P. |barriles |
| 21) Capacidad total de la T.R.
hasta la Zapata |barriles |
| 22) Capacidad total de la T.R.
hasta el Cople de Retención |barriles |
| 23) Peso de la T.R. en lodo (flotada) |lbs |
| 24) Peso de la T.P. en lodo (flotada) |lbs |
| 25) Peso de la T.R. + T.P. en
lodo (flotada) |lbs |
| 26) Elongación de la T.P. debida
al peso del liner en lodo |pies |
| 27) Fuerza de pistón actuando
sobre los sellos |lbs |
| 28) Longitud requerida para contrarrestar
el efecto de pistón, mas el peso
adicional (a recargar durante la
cementación) en la Herramienta |pies |
| 29) Carga máxima en el gancho, que
resistirá la T.P. al jalón |lbs |
| 30) Carga máxima en el gancho, que
resistirá la Hta. Soit. al jalón |lbs |

SOLUCIONES Y FORMULAS

20) Capacidad total de la T.P. (barriles) .-

Cap. tot. T.P. = Long. tot. T.P.(pies) X Capacidad (barriles/ pie lineal)



a) Calcular la longitud total de la T.P.

- [01]..... pies (prof. total)

[02]..... pies (long. liner)

[31]..... pies (long. tot. T.P.)

b) Determinar la capacidad (barr./pie lineal) para la T.P. en cuestión (o ver manual, secc. B)

$$\text{Cap.} = \frac{\pi \times D^2 \times .1781}{4 \times 144} \quad (\text{barr./pie lin.})$$

D .- Diámetro interior T.P. [08]

$$\text{Cap.} = .000971 \times [08]^2 \quad (\dots\dots\dots)^2$$

[32]Cap. = barriles/pie lineal

c) Capacidad total T.P.

[31]..... pies (long. tot. T.P.)

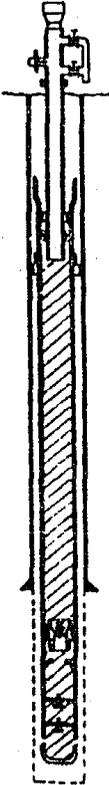
X [32]..... barr./pie lineal

[20]..... barriles

SOLUCIONES Y FORMULAS

**21) Capacidad total de la T.R.
hasta la Zapata (barriles) .-**

Cap. tot. T.R. = Long. tot. T.R.(pies) X Capacidad (barriles/ pie lineal)



- a) {02} Longitud total del liner pies
- b) Determinar la capacidad (barr./pie lineal) para la T.R. en cuestión (o ver manual, secc. B)
Cap. = .000971 X {05}² (.....)²
{33}Cap. = barriles/pie lineal
- c) Capacidad total T.R.
X {02}..... pies (long. del liner)
X {33}..... barr./pie lineal

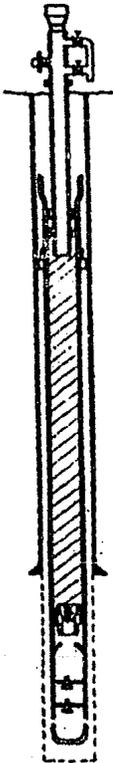
{21}..... barriles

SOLUCIONES Y FORMULAS

22) Capacidad total de la T.R. hasta el Cople de Retención (barriles) .-

Cap. tot. T.R. = Long. tot. T.R. (pies) X Capacidad (barriles/ pie lineal)

(*) Longitud hasta el Cople de Retención



a) Longitud total de la T.R. hasta el Cople de Retención

-	{02}	pies (long. del liner)
	{17}	pies (dist. Zapata/Cople Ret.)
	<hr/>		
	{34}	pies (long.T.R./Cople)

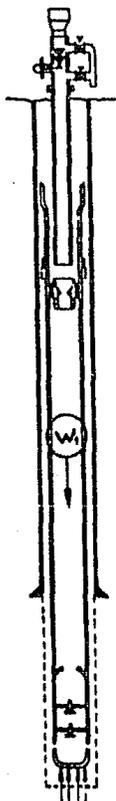
b) Capacidad total T.R. hasta el Cople de Retención

	{34}	pies (long.T.R./Cople)
X	{33}	barr./pie lin. (cap. T.R.)
	<hr/>		
	{22}	barriles

SOLUCIONES Y FORMULAS

23) Peso de la T.R. en lodo (flotada) (lbs) .-

Peso flotado T.R. = Peso T.R. en aire (lbs) X factor de flotación



a) Calcular el peso de la T.R. en aire

$$\begin{array}{r} \text{[02]} \dots\dots\dots \text{pies (long. del liner)} \\ \times \\ \text{[06]} \dots\dots\dots \text{lbs/ple (peso T.R.)} \\ \hline \text{[35]} \dots\dots\dots \text{lbs (peso T.R. en aire)} \end{array}$$

b) Encontrar el factor de flotación para el fluido en cuestión

$$\text{Fact. de flot.} = \frac{65.4 - \text{Peso del lodo (lbs/gal)}}{65.4}$$

Fact. de conversión = 1 kg/lto X 8.345 = lbs/gal
(o ver manual, tabla de fluidos, secc. ingrfa.)

$$\text{[36] Fact. de flot.} = \frac{65.4 - \text{[12]} \dots\dots\dots (\text{lbs/gal})}{65.4}$$

$$\text{[36] Fact. de flot.} = \dots\dots\dots$$

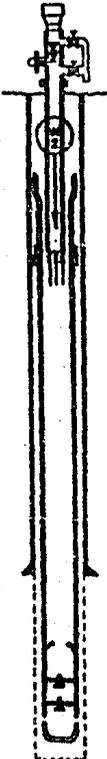
c) Peso de la T.R. flotada

$$\begin{array}{r} \text{[35]} \dots\dots\dots \text{lbs (peso T.R. en aire)} \\ \times \\ \text{[36]} \dots\dots\dots (\text{factor de flotación}) \\ \hline \text{[23]} \dots\dots\dots \text{lbs} \end{array}$$

SOLUCIONES Y FORMULAS

24) Peso de la T.P. en fodo (flotado) (lbs). -

Peso flotado T.P. = Peso T.P. en aire (lbs) X factor de flotación



a) Calcular el peso de la T.P. en aire
x [31]..... pies (long. tot. T.P.)
[09]..... lbs/pie (peso T.P.)

[37]..... lbs (peso T.P. en aire)

b) Encontrar el factor de flotación
para el fluido en cuestión
(utilizar fórmula, o ver manual, tabla de
fluidos, secc. ingría.)

[36]Fact. de flot. = $\frac{65.4 - [12]..... (lbs/gal)}{65.4}$

[36]Fact. de flot. =

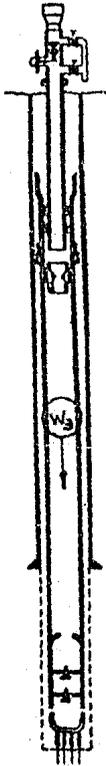
c) Peso de la T.P. flotada
x [37]..... lbs (peso T.P. en aire)
[36]..... (factor de flotación)

[24]..... lbs

SOLUCIONES Y FORMULAS

25) Peso total de la T.R. + T.P. en lodo (flotado) (lbs) .-

$\text{Peso flot. T.R. + T.P.} = \text{Peso T.R. en lodo (lbs)} + \text{Peso T.P. en lodo (lbs)}$



a) Calcular el peso de la T.R. + T.P. en lodo

+ (23)..... lbs (peso T.R. en lodo)

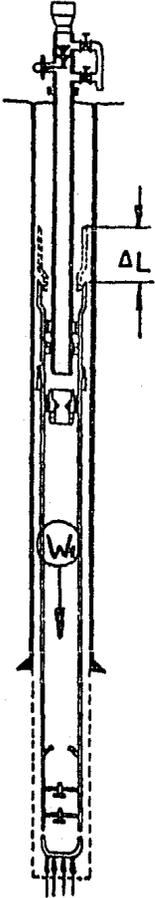
+ (24)..... lbs (peso T.P. en lodo)

(25)..... lbs

SOLUCIONES Y FORMULAS

26) Elongación de la T.P.(*) , debida al peso de la T.R. en lodo (ΔL1) (pies) .-

(*)Nota.- Esta longitud, es la distancia que debera ser "bajada", para transferir el peso de la T.R. al Colgador



$$\Delta L = \frac{L \times P}{E \times A_s}$$

En donde .-

ΔL .- Elongación o estiramiento de la T.P. (pies)

[31] L .- Longitud de la T.P. (pies)

[23] P .- Peso de la T.R. en lodo (lbs)

E .- Módulo de Young o de Elasticidad (psi)
(30,000,000 psi para el acero)

[38] As.- Area secc. transversal T.P. (pulg2)

a) Calcular el área de secc. transversal T.P.

$$A_s = \frac{\pi}{4} (D.E.^2 - D.I.^2) = (\text{pulg}^2)$$

$$A_s = \frac{3.1416}{4} ([07]^2 \dots \dots \dots - [08]^2 \dots \dots \dots)$$

[38] As = pulg2

b) Calcular la elongación en la T.P.

$$\Delta L_1 = \frac{[31] \dots \dots \dots \times [23] \dots \dots \dots}{30,000,000 \times [38] \dots \dots \dots}$$

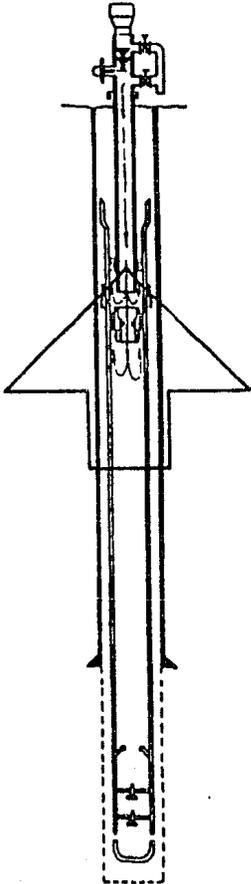
26) ΔL1 = pies

SOLUCIONES Y FORMULAS

27) Fuerza de pistón actuando sobre los sellos (lbs) .-

Fp = Presión máxima (psi) X Area (pulg2)

Nota.- Si se utiliza PBR o Sello de Copas, la fuerza de pistón será hacia arriba; para Válvula de Charnela y Agujón, la fuerza será hacia abajo.



- a) Calcular el área interna de la T.P.
Area T.P. = (Diam. int. T.P.)² X .785 = (pulg2)

$$\begin{array}{r} (08)^2 \dots\dots\dots^2 \text{ pulg2 (diam. int. T.P.)} \\ \times \quad .785 \\ \hline (39) \dots\dots\dots \text{ pulg2 (Area int. T.P.)} \end{array}$$

- b) Calcular el área del sello
Area.sello = (Diam. int./ext sello) X .785

$$\begin{array}{r} (15)^2 \dots\dots\dots^2 \text{ pulg2 (diam. sello)} \\ \times \quad .785 \\ \hline (40) \dots\dots\dots \text{ pulg2 (Area del sello)} \end{array}$$

- c) Diferencia de áreas
(40)..... pulg2 (Area del sello)
- (39)..... pulg2 (Area int. T.P.)

$$\begin{array}{r} (41) \dots\dots\dots \text{ pulg2 (Dif. en áreas)} \end{array}$$

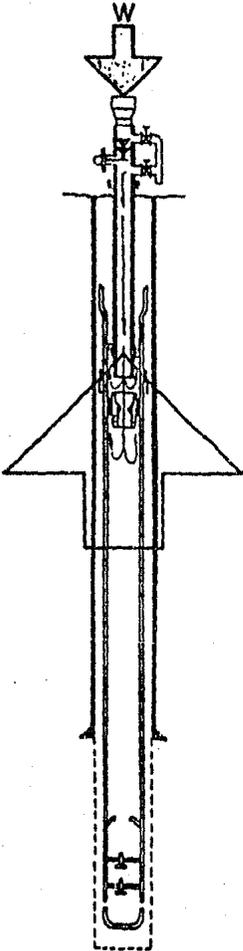
- d) Calcular la magnitud de la fuerza
(41)..... pulg2 (Dif. en áreas)
X (14)..... psi (Presión máxima)

$$\begin{array}{r} (27) \dots\dots\dots \text{ lbs} \end{array}$$

SOLUCIONES Y FORMULAS

28) Longitud requerida para contrarrestar el efecto de pistón, más el peso adicional (a recargar durante la cementación) en la herramienta ($\Delta L2$) (pies) .-

Nota.- En caso de utilizar Válvula de Charnela, el valor de la fuerza será "0"



a) Calcular el peso Total a aplicar

$$\begin{array}{r}
 [27] \dots\dots\dots \text{ lbs (Fuerza de pistón)} \\
 + [16] \dots\dots\dots \text{ lbs (peso adicional)} \\
 \hline
 [42] \dots\dots\dots \text{ lbs (Peso total)}
 \end{array}$$

b) Calcular la elongación

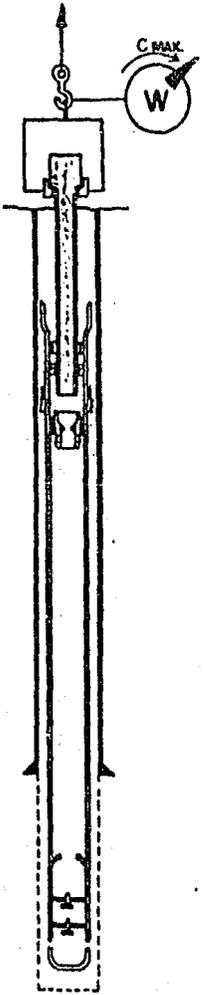
$$\Delta L2 = \frac{[31] \dots\dots\dots \times [42] \dots\dots\dots}{30,000,000 \times [38] \dots\dots\dots}$$

28) $\Delta L2 = \dots\dots\dots$ pies

SOLUCIONES Y FORMULAS

29) Carga máxima (en el gancho), que resistirá la T.P. al jalón (lbs) .-

Capacidad = Resistencia (lbs/pulg2) X Area (pulg2)



(o ver manual, secc. C, Dimensiones y Resistencias)

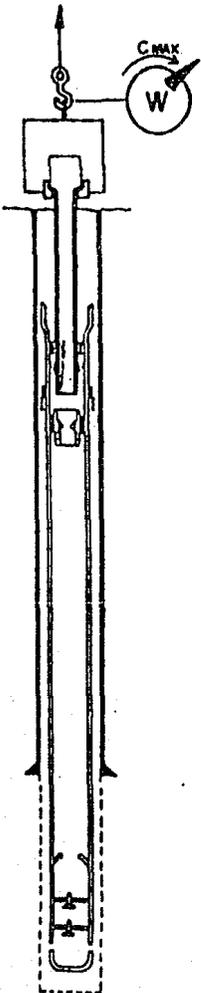
a) Calcular la capacidad a la tensión

[44]..... lbs/pulg2 (Resistencia de la T.P.)
x [38]..... pulg2 (Area secc. transv. T.P.)

[29]..... lbs (Carga máxima)

SOLUCIONES Y FORMULAS

30) Carga máxima (en el gancho), que resistirá la herramienta soldadora al jalón (lbs) .-



a) Determinar la capacidad de carga máxima de la herramienta (ver manual de tuberías cortas, II.26.1)

[11] Cap. hta. soldadora = lbs

b) Peso de la T.P. en lodo

[24] Peso T.P. en lodo = lbs

c) Calcular la carga máxima en el gancho

+ [11]..... lbs (Cap. herramienta)

+ [24]..... lbs (Peso T.P. en lodo)

[30]..... lbs (Carga máx., herramienta)

d) Comparar

[29]..... lbs VS. [30]..... lbs

Utilizar el menor valor obtenido de ambas

SOLUCIONES Y FORMULAS

31) Elongación de la T.R., debida a su propio peso, en todo ($\Delta L3$) (pies) .-

$$\Delta L3 = \frac{L^2 \times W \times \text{Fact. flotación}}{2 \times E \times As}$$

En donde .-

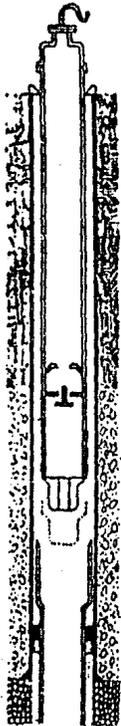
$\Delta L3$.- Elongación o estiramiento de la T.R. (pies)

L .- Longitud de la T.R. (pies)

W .- Peso de la T.R. (lbs/pie)

E .- Módulo de Young o de Elasticidad (psi)
(30,000,000 psi para el acero)

As .- Area de secc. transversal T.R. (pulg²)



a) Calcular el área de secc. transversal T.R.

$$As = \frac{3.1416}{4} ((D.E.)^2 \dots\dots\dots^2 - (D.I.)^2 \dots\dots\dots^2)$$

$$As = \dots\dots\dots \text{ pulg}^2$$

b) Calcular la elongación de la T.R.

$$\Delta L3 = \frac{[L]^2 (\dots\dots\dots)^2 \times [W] \dots\dots\dots \times [F.F.] \dots\dots\dots}{2 \times 30,000,000 \times [As] \dots\dots\dots}$$

$$\Delta L3 = \dots\dots\dots \text{ pies}$$

V.4.- CEMENTACION DE LA TUBERIA CORTA.

En la perforación de un pozo es importante combinar los aspectos técnicos y económicos, por lo que cada tubería de revestimiento debe cumplir funciones específicas de acuerdo a las formaciones que sean perforadas. En la Fig. V-3, se puede observar las profundidades de asentamiento de las tuberías, las formaciones aisladas, los diámetros utilizados y principalmente la tubería de 7".

Habiendo diseñado la tubería para cumplir con las necesidades de resistencia es conveniente seleccionar el equipo adecuado para las operaciones de introducción y cementación.

Estos son distribuidos a lo largo de la tubería de la siguiente manera:

- 1.- Cabeza de cementación.
- 2.- Tubería de Perforación.
- 3.- Herramienta saltadora.
- 4.- Camisa saltadora.
- 5.- Receptáculo pulido.
- 6.- Colgador de tubería.
- 7.- Unión giratoria.
- 8.- Empacador Externo.
- 9.- Tubería de Revestimiento.
- 10.- Cople de Retención.
- 11.- Tramo de Tubería.
- 12.- Cople Receptor.
- 13.- Tramo de Tubería.
- 14.- Cople flotador.
- 15.- Tramo de Tubería.
- 16.- Zapata flotadora.

Cualquiera que sea la decisión tomada en el momento de presentarse la pérdida durante la perforación, ya sea controlandola o perforando ciego, las operaciones siguientes consideren descenso de la tubería y su cementación. A

PROGRAMA DE TUBERIAS CAMPOS: CANTARELL - KU

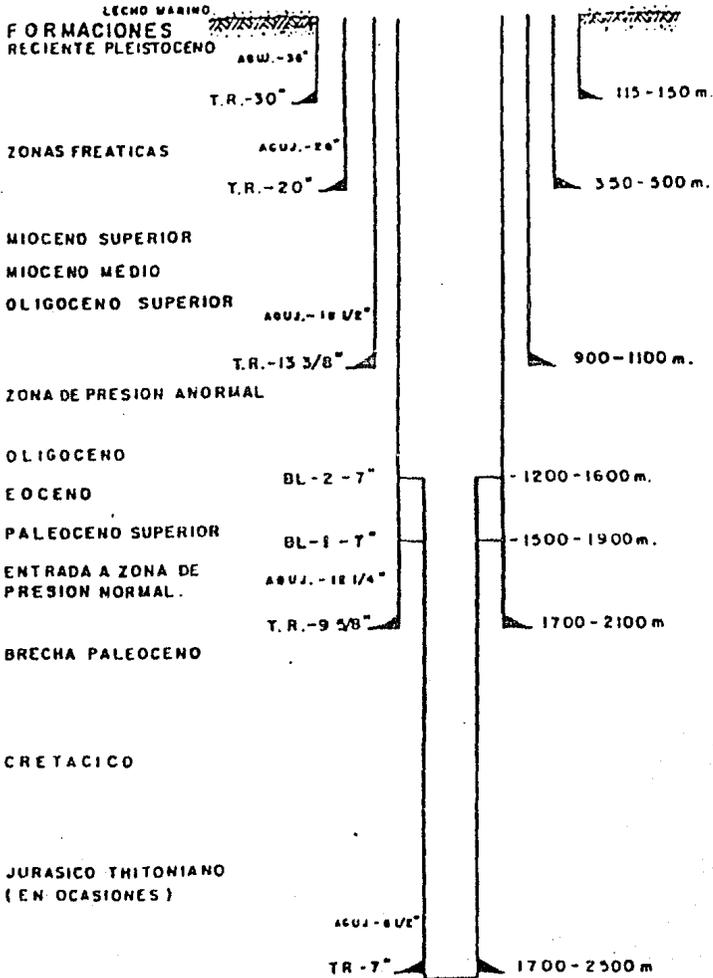


Fig. V-3.

través del tiempo se ha visto la importancia de controlar todos los factores que tienen que ver con esta última operación. Se integran por lo tanto, una serie de factores que son tenidos en cuenta para lograr el éxito buscado el cual consiste en un aislamiento completo (sello) de la zona. Tales factores incluyen acondicionamiento del lodo de perforación, utilización de número adecuado de centralizadores, uso de espaciadores y colchones lavadores, técnicas de desplazamiento del cemento, diseño del sistema del cemento consistentes con las diferentes situaciones de pozo, etc. La unión y el control de todos los puntos mencionados anteriormente conducen a buenas adherencias.

Pero la situación tratada aquí, no es la normal. Cementaciones efectuadas anteriormente presentan adherencia a la altura del Cretácico, pero en la Brecha del Paleoceno hasta la boca de la tubería corta, no se encuentra cemento. Debido a la pérdida y al hecho de ser una estructura productora, se tomó la decisión de utilizar empacadores externos que aislen el espacio anular al terminar la cementación, como medida de seguridad. Los empacadores externos, al igual que todas las herramientas, pueden presentar fallas, lo cual obliga en algunos casos a operaciones remediabiles adicionales, como es la de sellar la zona de superposición de la tubería corta con la tubería anteriormente cementada.

El propósito de efectuar un sello con el empacador externo en la superposición, consiste en permitir la corrida de una tubería de prolongación (tie-back), la cual se debe cementar de tal forma que asegure un completo aislamiento dentro del espacio anular.

Se han utilizado muchos sistemas de baja densidad para la cementación de estas tuberías, incluyendo los tixotrópicos, diferentes sistemas de pozzo lana y otros aditivos de baja densidad (burbujas de Sílice), etc. con rango de densidades de 1.30 - 1.60 gr/c.c., sin prestar buenos resultados a la altura de la Brecha.

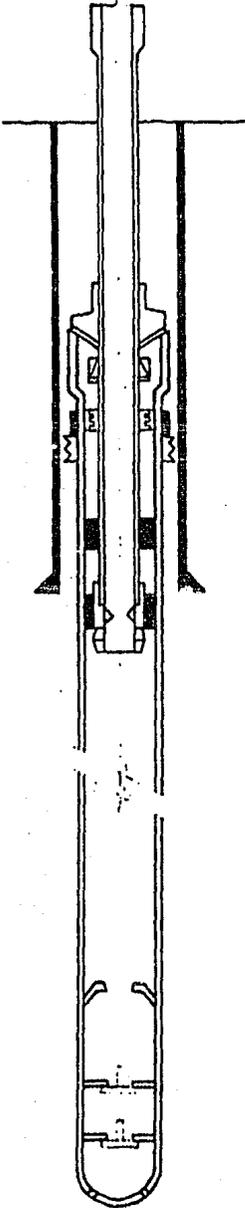
Generalmente, en los campos de desarrollo, se conocen los gradientes de fractura de la formación de acuerdo con la experiencia de campo. Si la

presión de fractura o el gradiente de cada formación es conocida antes de la cementación de la tubería de explotación, el diseño de la colocación del cemento se convierte exclusivamente en un problema de hidráulica. La columna del lodo, cemento y presiones de fricción, debe ser regulada para evitar el exceder la presión de fractura de cualquiera de las formaciones en el pozo.

Corrida de Tuberías Cortas

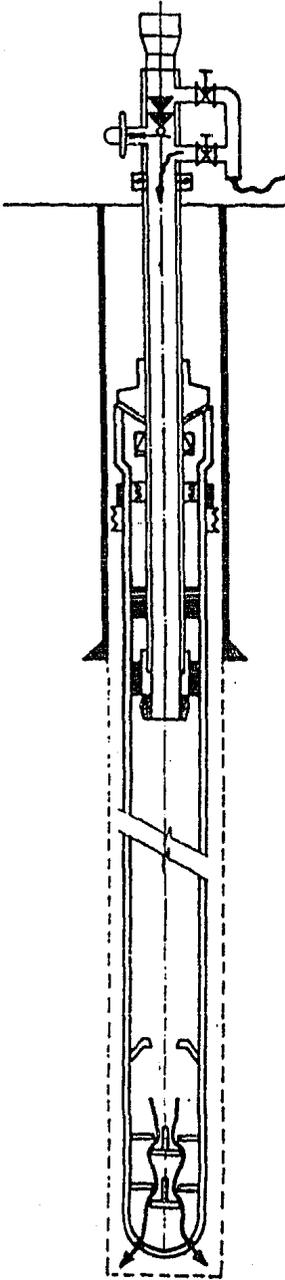
SECUENCIA

- 1) Correr en el agujero
- 2) Colgando el liner
- 3) Desconectar Herramienta
Soltadora
- 4) Aplicar peso
- 5) Cementando el liner
- 6) Anclando el Empacador
del liner
- 7) Remover Herramienta
Soltadora
- 8) Tubería corta cementada



1) Correr en el agujero

- a) Soldar o pegar las dos o tres primeras juntas de tubería, y la Zapata Flotadora
- b) Checar el funcionamiento del equipo de Flotación
- c) Llenar cada tramo de tubería con lodo, usando una línea auxiliar
- d) Levantar el ensamble del Colgador y roscar en la tubería corta
- e) Llenar completamente la tubería corta con lodo, antes de empezar a bajar con la T.P.; anotar el peso del liner con lodo
- f) Llenar la T.P. a cada tres lingadas (270' aprox.)
- g) Instalar Cabeza de Cementación
- h) Acondicionar fluido de perforación
- i) Levantar Zapata a la profundidad que se programe cementar
- j) Anotar el peso de la T.R. + T.P. con lodo (peso flotado)



2) Colgando el liner

Colgador Mecánico CMC

SECUENCIA

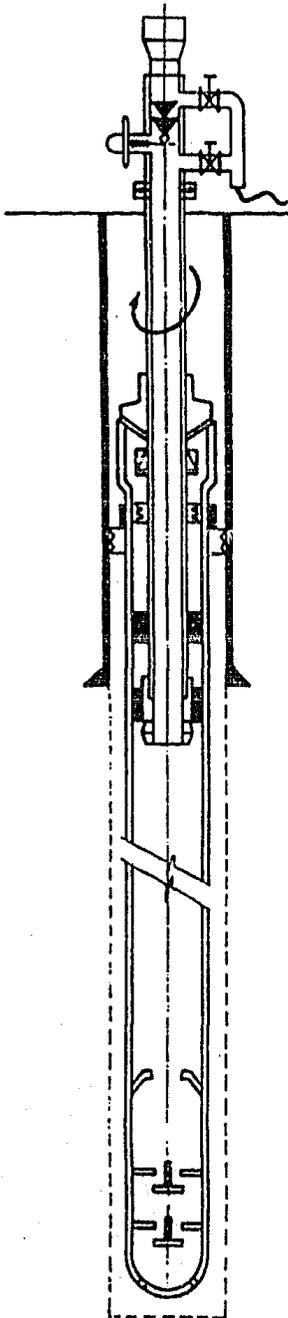
- a) Levantar aproximadamente 1 metro
- b) Giro a la izquierda (1/6 de vuelta efectiva en la Herramienta)
- c) Bajar y anclar cuñas
- d) Recargar peso.-
5000 a 10000 lbs para liners cortos
17000 a 20000 lbs para liners largos

Colgador Hidráulico MC

SECUENCIA

- a) Soltar canica de bronce
- b) Incrementar presión (1200 a 1300 psi recomendable)
- c) Romper pernos de corte y anclar cuñas
- d) Recargar peso (idem anterior)
- e) Incrementar presión para romper pernos del asiento de la canica (2000 a 2500 psi recomendable)

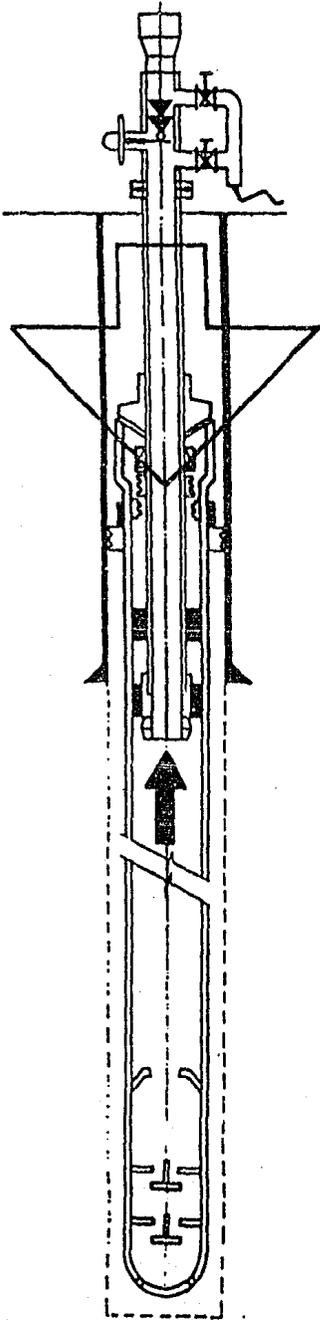
Una vez anclado el Colgador, establecer circulación sin desenroscar a la Herramienta Soltadora



3) Desconectar Herramienta Soltadora

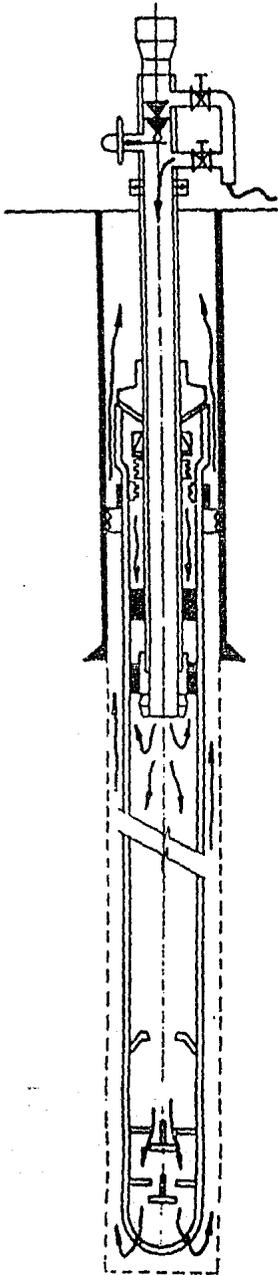
OPERACION

- a) El peso de la T.P. estará soportado por el balero
- b) Aplicar torque a la tuerca flotadora
- c) Girar 10 a 12 vueltas (efectivas en la Herramienta, a la derecha
- d) La tuerca "flota", y se posiciona en neutral (desconectada)
- e) Levantar la T.P. lentamente, y observar el indicador de peso



4) Aplicar peso

- a) Prevenir que las copas, sellos o aguijón sean expulsados de su alojamiento, durante el bombeo de cemento (efecto de pistón)
- b) Peso aplicado recomendable.-
Calcular el efecto de pistón (en libras), y sumar 20000 lbs, para colocar este peso sobre el Colgador
- c) Vigilar el peso aplicado durante la etapa de cementación



5) Cementando el liner

Sistema de sello entre la Herramienta Soldadora y el liner

a) Tres tipos de sellos.-

-Copas Invertidas

-Sellos Mollyglass/PBR

-Aguijón/Válvula de Charnela

PROPOSITO

a) Forzar circulación hacia el fondo

b) Prevenir circulación a la profundidad de la Herramienta

SECUENCIA

a) Circular para limpiar el agujero

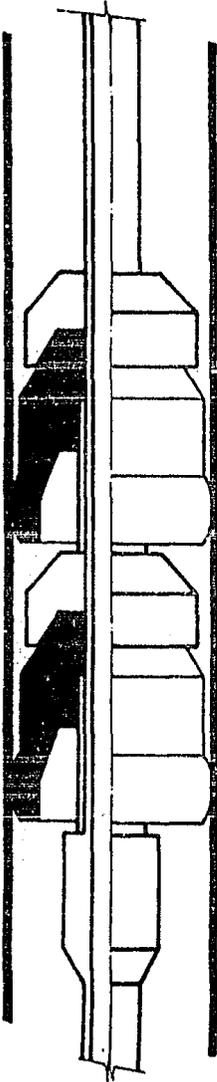
b) Bombear cemento

c) Soltar Tapón de Desplazamiento

d) Bombear Tapón de Desplazamiento al Tapón Limpiador

e) Romper pernas de corte del Tapón Limpiador

f) Bombear Tapón Limpiador al Cople de Retención

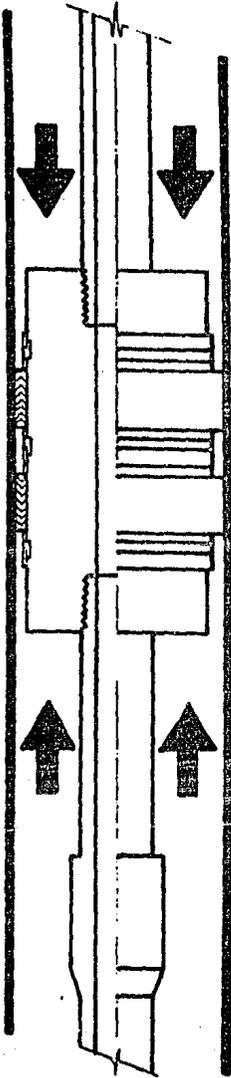


5) Cementando el liner

Sistema de sello entre la Herramienta Soldadora y el liner

Sistema de Copas Invertidas.-

- a) Abertura completa
- b) Sostiene presión de abajo solamente
- c) Temperatura máxima de operación.-
180F (80C)
- d) Fuerza de pistón hacia arriba
- e) Solución económica, no requiere de áreas pulidas

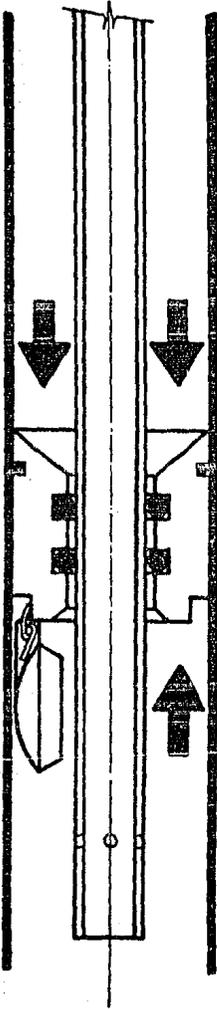


5) Cementando el liner

Sistema de sello entre la Herramienta Soltadora y el liner

Sellos Mollyglass/PBR. -

- a) Abertura completa
- b) Sostiene presión en ambas direcciones
- c) Temperatura máxima de operación. -
450F (200C)
- d) Fuerza de pistón hacia arriba
- e) Aplicación para servicio pesado y presencia de H₂S

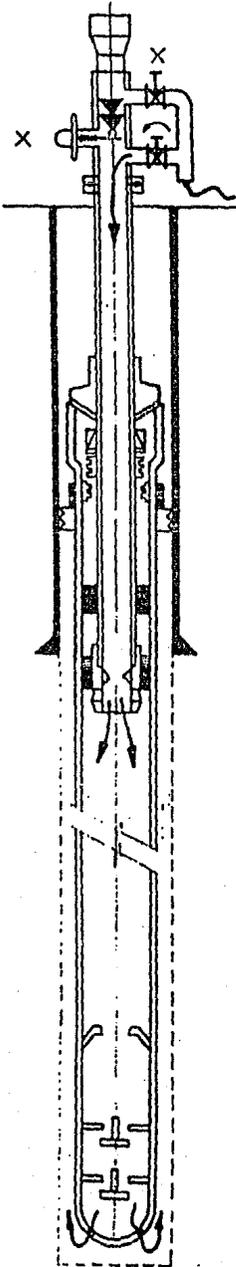


5) Cementando el liner

Sistema de sello entre la Herramienta Soltadora y el liner

Agujón/Válvula de Charnela.-

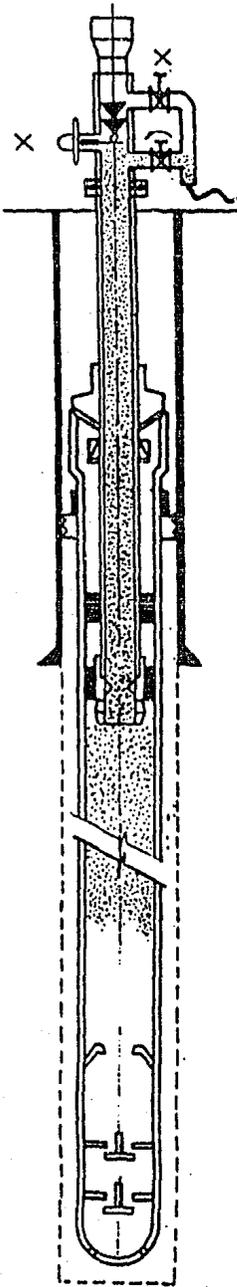
- a) No es abertura completa, requiere moler posteriormente
- b) Sostiene presión en ambas direcciones
- c) Temperatura máxima de operación.-
450F (200C)
- d) Fuerza de pistón hacia abajo
- e) Aplicación para servicio pesado
- f) El Agujón puede utilizarse repetidas veces
- g) Solución mas económica que el PBR



5) Cementando el liner

SECUENCIA

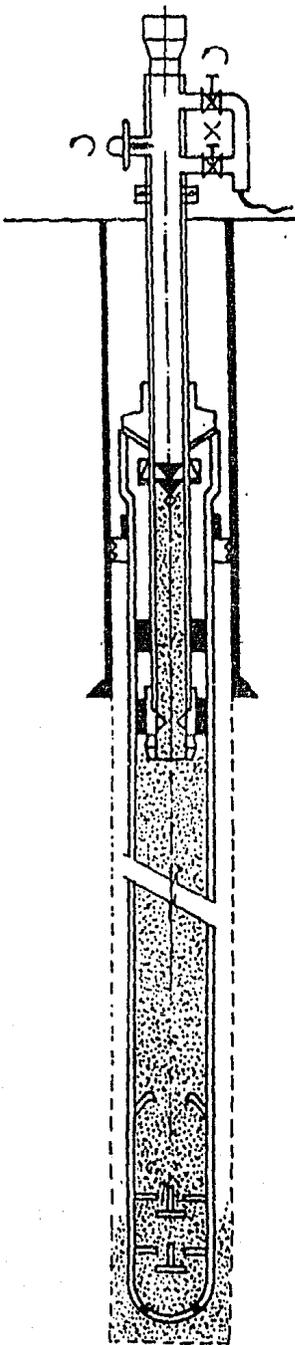
- a) Circular para limpiar el agujero.—
 - Válvula superior cerrada
 - Maneral cerrado
 - Válvula inferior abierta



5) Cementando el liner

SECUENCIA

- b) Bombear cemento. -
 - Válvula superior cerrada
 - Maneral cerrado
 - Válvula inferior abierta

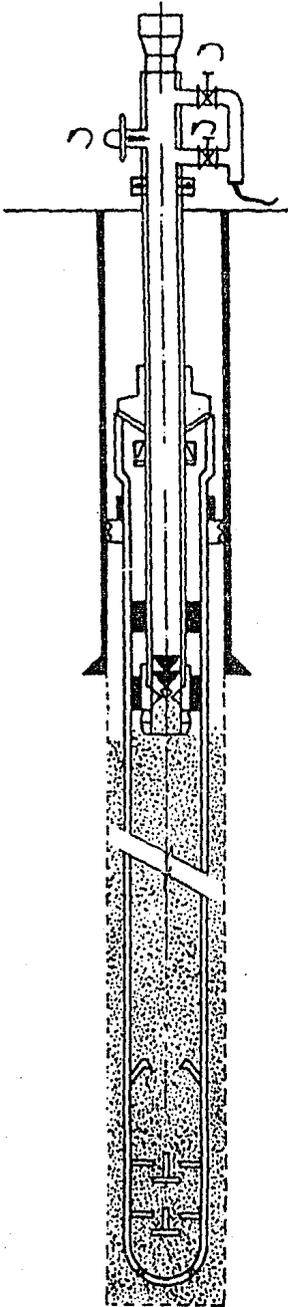


5) Cementando el liner

SECUENCIA

- c) Soltar Tapón de Desplazamiento
- Válvula inferior cerrada (1)
 - Maneraol abierto (2)
 - Válvula superior abierta (3) *
 - Válvula inferior abierta (4)

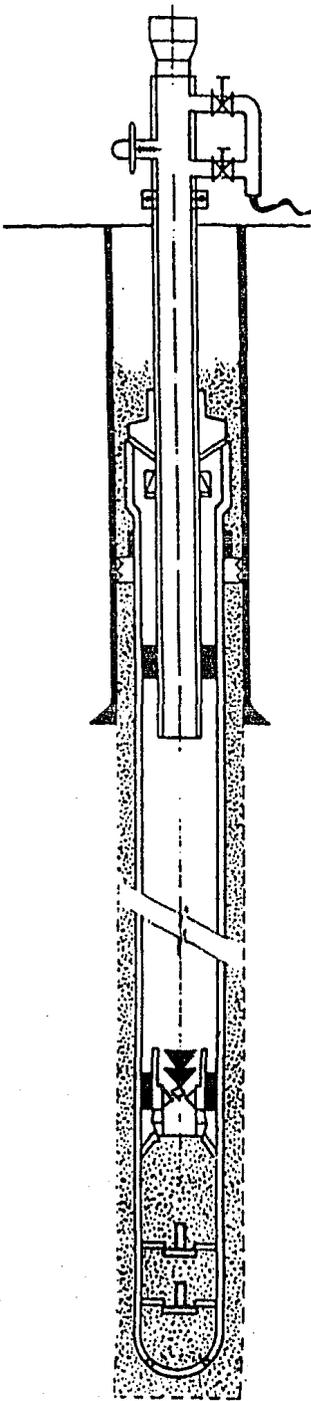
* Bombear 20 barriles



5) Cementando el liner

SECUENCIA

- a) Bombear Tapón de Desplazamiento al Tapón Limpiador
 - Incremento en la presión al hacer contacto
 - Abrir válvula inferior
- e) Romper pernos de corte del Tapón Limpiador
 - Presión maxima recomendable.-
-1200 a 1300 psi
 - Tapón Limpiador I.- PBR / Sellos Mollyglass o de Copas
 - Tapón Limpiador II.- Válvula de Charnela / Agujón



5) Cementando el liner

SECUENCIA

- f) Bombear Tapón Limpiador al Cople de Retención
-Cemento desplazado al espacio anular

V.5.- CONTROL DE LA PERDIDA DE CIRCULACION.

" La cabeza hidrostática ejercida sobre cada zona expuesta es crítica. En algunos casos, la presión de poro determinará la presión hidrostática requerida para limitar el flujo de fluidos hacia la formación. Los esfuerzos naturales actuando sobre la roca de la formación, limitarán la presión a la cual la pérdida será iniciada. La columna hidrostática entera (lodo, cemento, espaciadores, etc.), se debe conformar con estos límites para la zona más crítica. (Brecha del Paleoceno)."

Lógicamente, si con lodos de muy baja densidad se tienen serios problemas (pérdida total), no se puede hablar de obtener resultados, pensando en la densidad de los cementos hasta hoy utilizados.

Se cuenta hoy en la actualidad con programas basados en registros eléctricos que computan las propiedades mecánicas de la formación a partir de los registros de densidad y sónico. También se obtiene información de las características elásticas de la formación:

Módulos de Cizallamiento, Relación de Poisson, Módulo de Young, Gradiente de presión de fractura y Gradiente de presión de Poro. Con base en esos datos, en los registros que son tomados normalmente;

Densidad-Neutrón (Porosidad), Doble lateralog (Resistividad), y en la información de perforación de acuerdo con el comportamiento del pozo, se determinan los siguientes puntos, los cuales son la base de cualquier tratamiento por aplicar ;

- 1.- Localización de la zona de pérdida.
- 2.- Identificación del tipo de pérdida:
 - a) Parcial.
 - b) Total.
- 3.- Selección del tratamiento de control:
 - a) Material o técnica.
 - b) Volúmenes.

c) Caudales de bombeo.

d) Lugar.

4.- Aplicación del tratamiento

a) diseño operativo.

Se busca ahora un punto de partida para la solución del problema. La primera herramienta que se tiene disponible es la experiencia de los tratamientos efectuados en la brecha del Paleoceno. Un estudio de la forma en como se han desarrollado y aplicado dichas operaciones da una respuesta inmediata al procedimiento actual de perforación y cementación de los pozos en Canterell y Ku.

Para controlar la pérdida, se recurre a la utilización de uno de los métodos tradicionales, el cual consiste en el bombeo de tapones compuestos por mezclas de Diesel-Bentonita, seguidos de cemento. Este sistema actúa cuando el agua de la formación hidrata a la bentonita formándose un frente que comienza a obturar las zonas que aceptan fluidos (zonas de pérdida).

Los tapones Diesel-Bentonita han venido utilizándose durante muchos años debido a las ventajas económicas y operativas que presentan :

- Bajo Costo.

- Se utilizan materiales que siempre se tienen disponibles en los equipos.

Si al colocar tapones Diesel-Bentonita (o cualquier tratamiento de control) no se obtiene respuesta en superficie, hay que revisar lo que está fallando. Repetidas operaciones sobre el mismo intervalo llevan a excesivo tiempo de equipo perdido, lo que obliga a extremar precauciones o tomar un riesgo. La respuesta al riesgo, consiste en perforar con pérdida total, con los consecuentes resultados.

Durante la perforación ciega, los recortes, a medida que avanza cada etapa, van depositándose en la base de la Brecha del Paleoceno, lo cual ayuda a los tapones de Diesel-Bentonita que son colocados cuando cierra la boca del liner.

Pero estos tapones tienden a degradarse muy rápido, además de no formar un frente fuerte al contactar los fluidos que se encuentran en la formación.

Se requiere por lo tanto de un tratamiento más fuerte, que trabaje al frente de la Brecha del Paleoceno. La solución planteada comprende la utilización de una técnica de agente obturante (Zonelock), la cual está compuesta por dos soluciones que son bombeadas separadamente y al encontrarse en la formación reaccionan de inmediato, formando un frente que va obturando de tal forma que se comienza a incrementar la presión en superficie como respuesta al frague de las soluciones.

La severidad de la pérdida requiere que un frente mínimo se forme adelante. Debido a eso no se descarta la utilización del Tapón Diesel-Bentonita. Para hacer más fuerte su estructura se agrega un polímero con el propósito de que comience a reaccionar dentro de la formación. Así se permite que el Zonelock sostenga altura sobre el nivel de interés para la reacción de las soluciones. Este sistema - Tapón Polímero, debe bombearse delante del Zonelock.

COMENTARIOS OPERATIVOS.

Volúmenes de 20-30 m3. de solución obturante son los recomendados con el fin de obturar la brecha del Paleoceno. La severidad de la pérdida exige que la operación se efectuó de una manera continua, tanques de capacidad suficientes que permitan este procedimiento.

Es recomendable intentar llenar el pozo con lodo de baja densidad (0.92-0.95 gr/c.c., 7.7 - 7.9 lpg) con el fin de poder tener un control de fluidos en superficie, que permita observar el desarrollo de la operación. El bombeo continuo de las soluciones y la determinación del gasto de desplazamiento (a bajos gastos se obtienen mejores resultados debido a que el frente inicial del Tapón Diesel-Benconita es muy débil y tendería a perderse) así como la altura a la cuál la T.P. es colocada, son fundamentales para obtener

buenos resultados en estos tratamientos.

V.6.- EVALUACION DE LA CEMENTACION,

Una vez revestido el pozo, es importante evaluar la calidad de la cementación con el propósito de conocer si verdaderamente existe una buena adherencia entre tubería - cemento y cemento-formación, para así poder evitar canalizaciones que ocasionen problemas en las subsecuentes operaciones del pozo.

Por ello, se presentan dos técnicas para los fines tratados anteriormente.

V.5.1.- REGISTRO DE CEMENTACION CBL-VOL.

El registro de control de cementación CBL asociado con el registro de densidad variable VOL, ha sido durante muchos años el único método para evaluar la calidad de la cementación. (Fig. V.4). -

- PRINCIPIO DE MEDICION.

El registro CBL está compuesto por ; un transmisor que permite periódicamente una frecuencia aproximada de 20 khz hacia la formación, y dos receptores ubicados a una distancia de 3 y 5 pies respectivamente del transmisor. (Fig. V.5).

La medición consiste en registrar la amplitud o atenuación de las ondas que se propagan axialmente a lo largo de la tubería. Dichas mediciones dependen del grado de acoplamiento mecánico entre el cemento y la tubería. La distribución del cemento alrededor de la tubería afecta considerablemente la transmisión de la energía.

El receptor ubicado a 3 pies de distancia del transmisor mide la amplitud de la primera cresta de la onda acústica recibida, así como su tiempo de tránsito. El receptor a 5 pies recibe los trenes completos de onda, para la presentación de la densidad variable VOL.

En el tren de ondas registrado por el receptor de 3 pies, el primer eco E1 corresponde generalmente a la onda transmitida por la tubería, puesto que la velocidad de propagación es generalmente mucho mayor en el acero que en las formaciones o en los fluidos que llenan el pozo. La amplitud es máxima-

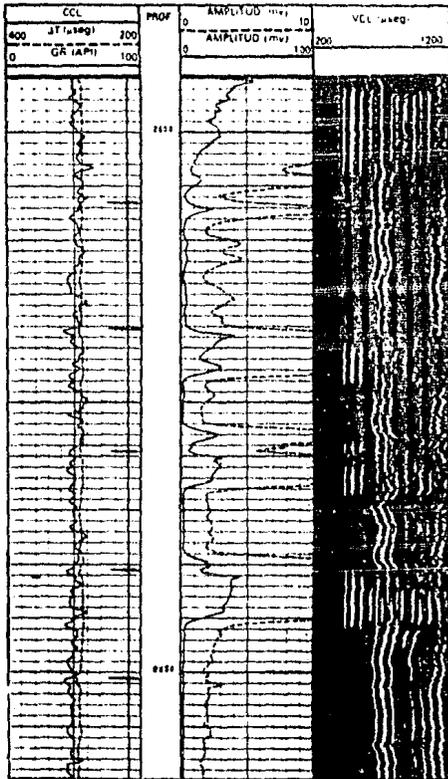


Fig. V-4. Registro CEL-VDL.

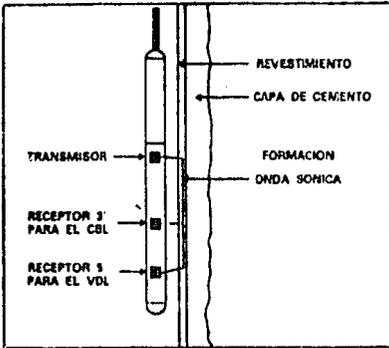


Fig. V-5. Control de cementación con la herramienta de sónico com pensado.

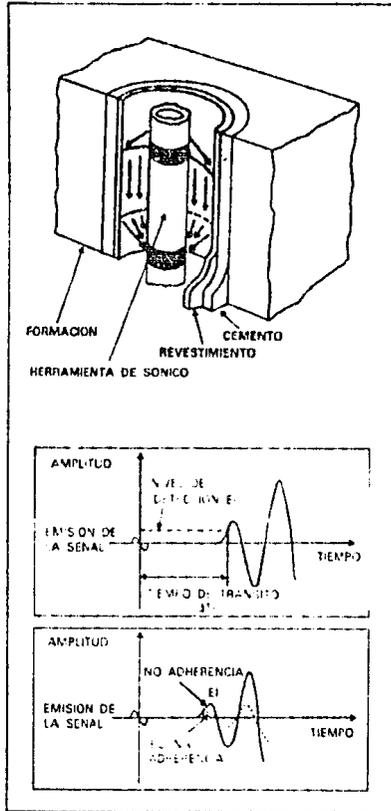


Fig. V-6. Análisis de la señal de medición.

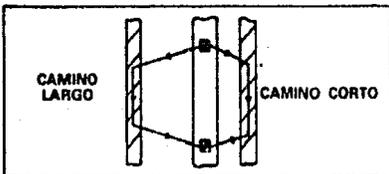
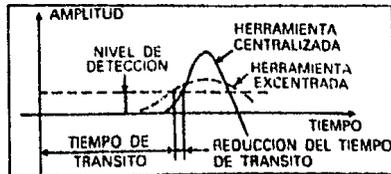


Fig. V-7. Efecto de excentricidad de la herramienta sobre la medición de amplitud.



para una tubería sin adherencia de cemento y mínima cuando la cementación es buena. El análisis de amplitud constituye el principio fundamental de la medición. (Fig. V.6).

Debe de mantenerse una centralización perfecta de la sonda en la tubería para obtener la máxima amplitud de señal (Fig. V.7). Una excentración de $\frac{1}{4}$ " reduce la amplitud aproximadamente en un 30%. La curva de tiempo de tránsito es útil para reconocer este efecto así como las anomalías de detección que causan saltos de ciclos.

El registro de la densidad variable VDL es un complemento muy útil del registro CBL para reconocer las condiciones poco comunes, donde la interpretación del CBL se vuelve difícil, como formaciones de alta velocidad, microanillos o canales y mal acoplamiento entre cemento y formación.

- EVALUACION CUANTITATIVA.

Mediante gráficas derivadas de fórmulas empíricas se puede relacionar la amplitud de la onda acústica con la resistencia del cemento a la compresión. Sin embargo es preferible expresar la amplitud en términos de Índice de adherencia o atenuación de la onda. La gráfica de la Fig. V.8 permite, a partir de la amplitud, calcular directamente la atenuación de la onda. El índice de adherencia (B.I) se define como la relación entre la atenuación en un nivel considerado y la atenuación máxima calculada en un nivel bien cementado.

$$BI = \frac{\text{Atenuación al nivel considerado}}{\text{Atenuación máxima.}}$$

Se ha demostrado que en condiciones normales de cementación, un índice de adherencia superior a 0.8 es suficiente para asegurar un buen aislamiento a condición de que el intervalo sea suficientemente largo.

- ANOMALIAS DEL REGISTRO CBL.

Ciertas condiciones poco usuales pueden ser la causa de un comportamiento anómalo de las curvas del registro CBL, tales son ;

- MICROANILLO.

En ciertas condiciones, un pequeño espacio anular logra formarse entre-

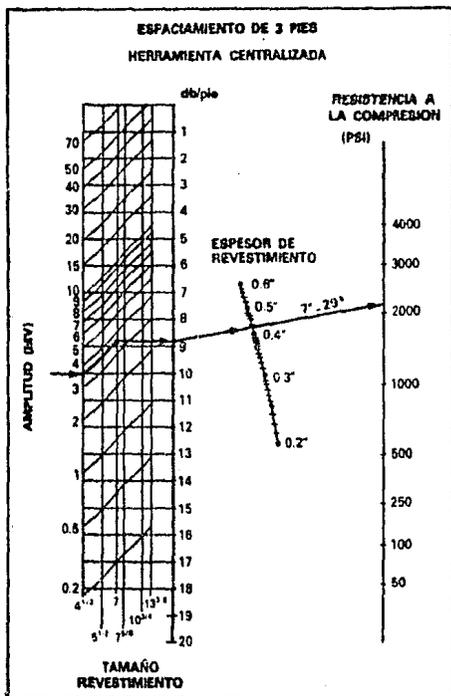


Fig. V-8. Evaluación cuantitativa del registro CBL.

la tubería y el cemento. Generalmente se provoca por la contracción de la tubería después de saltar la presión final de la cementación o después de un cambio importante de presión hidrostática en el pozo. Esto causa que cierta cantidad de energía acústica se transmita por la tubería causando valores altos de amplitud (Fig. V-9).

- FORMACIONES DE ALTA VELOCIDAD.

Algunas formaciones (carbonatos compactos y evaporitas) causan, generalmente, lecturas de la curva de tiempo de tránsito inferiores a las del acero, por lo que la medición de la amplitud del primer eco ya no es representativa de la calidad del cemento. Este fenómeno se puede observar igualmente en la densidad variable (Fig. V-10).

- MAL ACOPLAMIENTO CEMENTO-FORMACION.

Aunque la curva de amplitud muestre niveles bajos que indican buena adherencia entre tubería y cemento, el registro de densidad variable puede, en ciertos casos, carecer de señales de formación, como por ejemplo: El cemento ejerce una buena adherencia con la tubería, pero no con la formación.

- CANALIZACION.

El efecto de canalización detrás de la tubería constituye una de las limitaciones mayores del registro CSL-VOL. Eso se debe a la característica omnidireccional de los transmisores y receptores.

La medición de la amplitud se relaciona con la adherencia promedio del cemento alrededor de la tubería y no permite distinguir entre un sello uniformemente pobre y un canal abierto en una masa homogénea de cemento.

Se pueden presentar las siguientes situaciones: (Fig. V-11).

- a).- Canalización a lo largo de la tubería;
- b).- Canalización detrás del cemento.
- c).- Canalización dentro de la formación.

En el primer caso, la curva de amplitud indicará niveles relativamente altos, mientras que el registro de densidad variable mostrará reflexiones fuertes de formación.

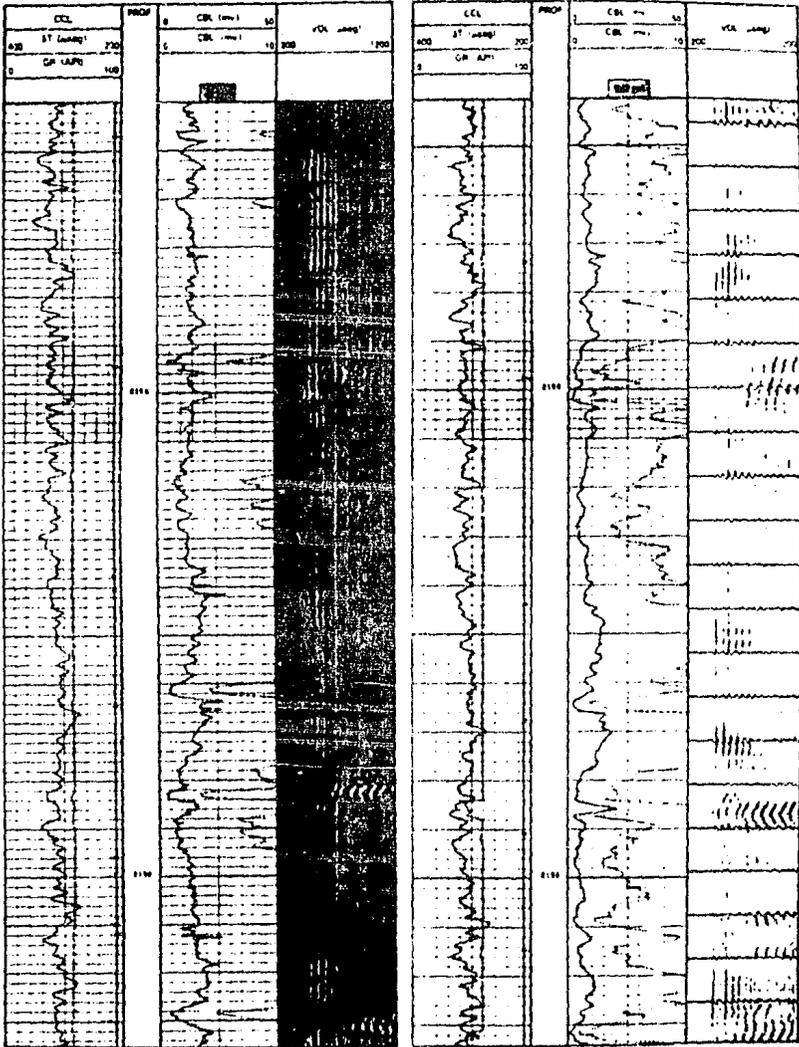


Fig. 2. Efecto de microanillo sobre las oscilaciones del registro CCL-VCL. Registro con " sin presión.

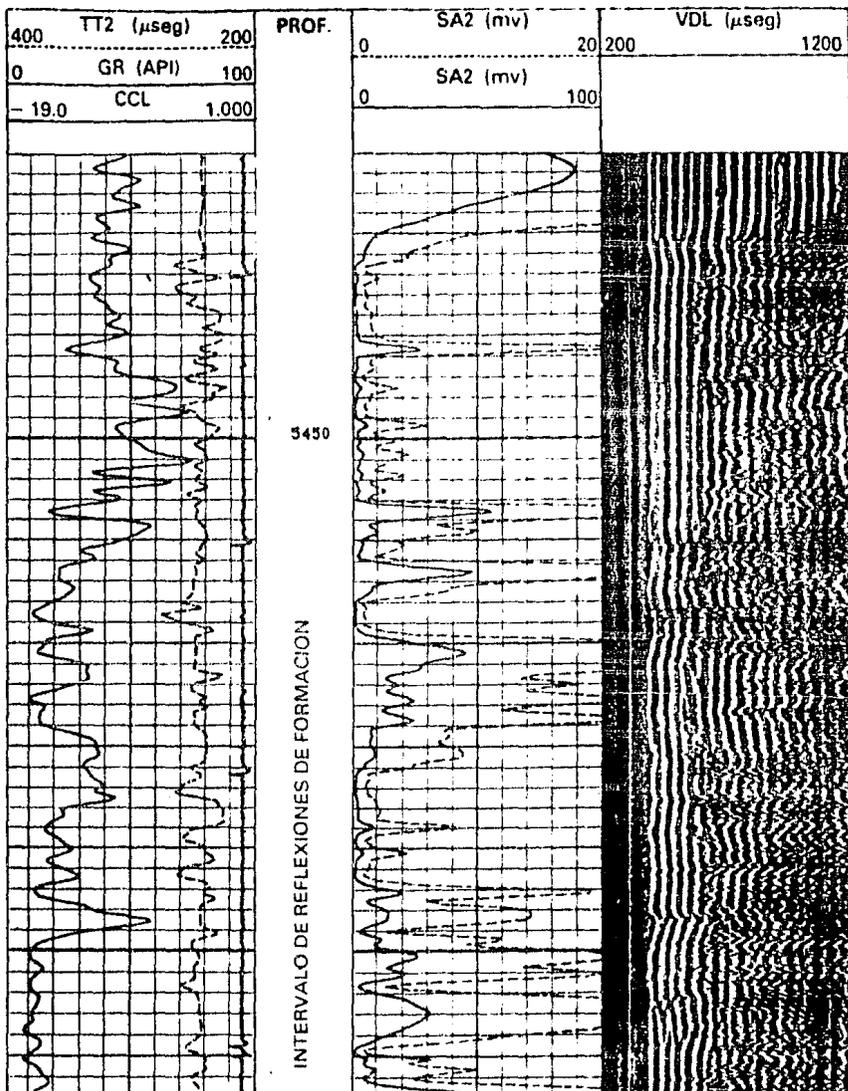


Fig. V-10. Registros CCL-VDL afectado por la presencia de ondas rásidas de la formación.

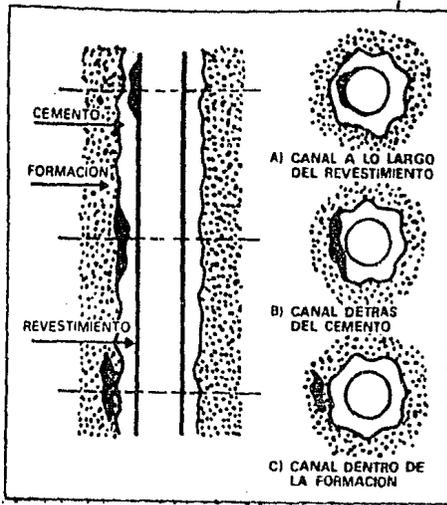


Fig. V-11. Configuración de canales.

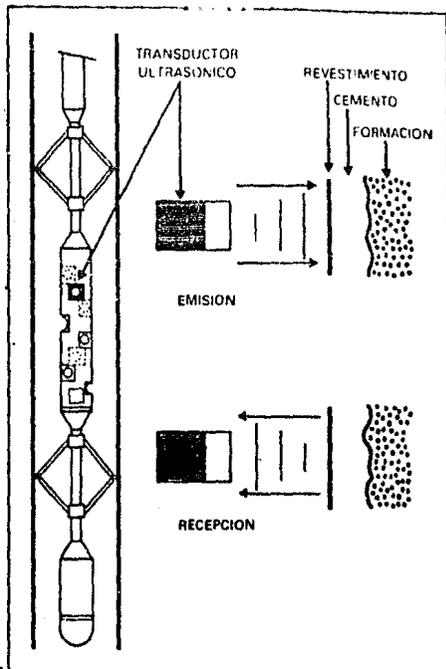


Fig. V-12. Herramienta CET.

En el segundo caso, el canal podrá no ser detectado con el registro CBL-VOL, si el espesor de cemento es lo suficientemente grueso.

En el tercer caso, no será posible detectar la comunicación con el registro CBL-VOL.

Los métodos que permiten poner en evidencia el fenómeno de canalización cuando existan dudas sobre la calidad de la cementación son: Herramienta de Evaluación de cemento (CET), Registro de temperatura y Pruebas de comunicación.

V.5.2.- HERRAMIENTA DE EVALUACION DE CEMENTO (CET).

La herramienta de Evaluación de Cemento CET, tiene ciertas características que permiten mejorar considerablemente la calidad de la evaluación del cemento. No solamente es insensible a los diferentes factores que limitan generalmente la interpretación de los registros CBL-VOL, tales como microcanales, formaciones de alta velocidad, sino que ofrece también la ventaja de poder detectar la presencia de canales, por medio de un análisis circular del ambiente que rodea la tubería. (Fig. V-12).

El registro permite obtener curvas de resistencia del cemento a la compresión y un análisis visual de la capa de cemento detrás de la tubería. La condición geométrica de la tubería se puede también evaluar mediante 4 calibradores acústicos.

- PRINCIPIO DE MEDICION.

El concepto fundamental de la medición consiste en hacer resonar el espesor del revestimiento, mediante una excitación provocada por la emisión de pulsos ultrasónicos (Fig. V-13). La presencia de cemento detrás del revestimiento produce una rápida atenuación de la resonancia, mientras que la ausencia de cemento provoca un alargado período de atenuación.

El registro CET incluye las siguientes curvas. (Fig. V-14).

Carril 1. Curvas de excentricación y de rumbo relativo de la herramienta y curva de diámetro promedio de la tubería. El rumbo relativo, representa el ángulo entre el lado alto de la herramienta y una dirección de referencia de

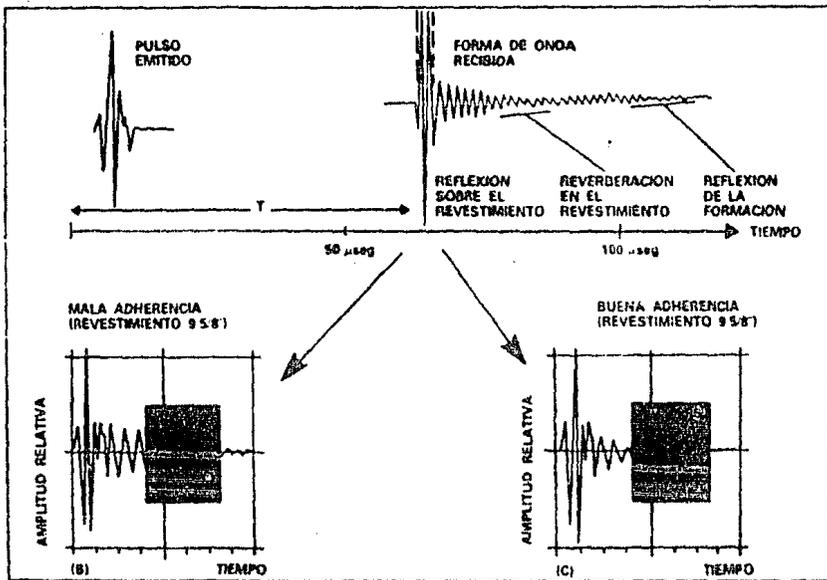


Fig. V-13. Principio de medición de la herramienta CET.

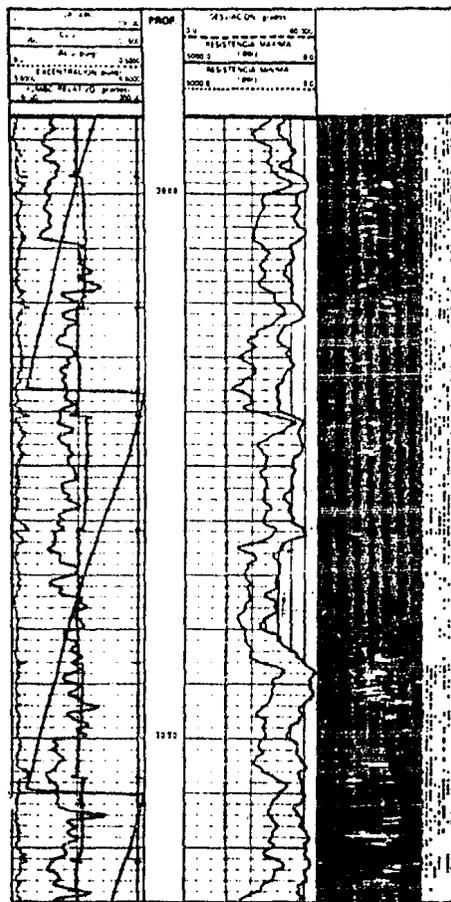


Fig. V-14. Presentación técnica - del registro CET.

finida por el transductor No. 1. Esta medición permite orientar la sonda en agujeros desviados. Normalmente se pueden añadir curvas de Rayos Gamma y CCL como correlación.

Carril 2. Curva de desviación del agujero y dos resistencias a la compresión del cemento, la máxima y la mínima. La curva de resistencia mínima a la compresión se identifica por el sombreado gris.

Carril 3. Esta pista es una presentación gráfica de la calidad del cemento detrás de la tubería. Está formada por yuxtaposición de las 8 trazas vistas por cada uno de los transductores. El negro significa buena adherencia mientras que el blanco representa ausencia de cemento. De esta manera, es posible efectuar un control visual rápido de la calidad del cemento y detectar canales.

Carril 4. Esta pista, permite identificar los eventos especiales de detección de gas o reflexiones de la formación. Las rayas delgadas señalan eventualmente la presencia de gas, mientras que las gruesas indican reflexiones de formación. Las líneas verticales permiten identificar el número del transductor que está al origen del efecto representado, (por orden ascendente 1 a 8, de izquierda a derecha).

- LIMITACIONES.

El factor principal de limitación de la herramienta se debe a las características atenuantes de los fluidos del pozo. Para una operación normal de la herramienta, el fluido debe tener una atenuación inferior a 2 db/cm. La impedancia acústica depende de la naturaleza del fluido y de su densidad. Se ha podido observar que la atenuación aumenta cuando incrementa la densidad del fluido, por su alto contenido de sólidos.

Por lo tanto, en lodos base agua con densidades de 1 gr/cm^3 a 1.4 gr/cm^3 es normal el uso de esta herramienta. En el caso de los lodos a base de aceite que tienen mayor cantidad de sólidos, el rango de operación puede ser aproximadamente de 0.8 gr/cm^3 a 1.2 gr/cm^3 .

Los trenes de ondas acústicas contienen una gran cantidad de informa-

ción sobre las condiciones de la tubería y del medio ambiente que la rodea, de la cuál sólo una pequeña parte ha sido analizada hasta ahora.

C O N C L U S I O N E S .

El problema no solamente es referido a la cementación de las tuberías de explotación sino también a la etapa de perforación, ya que el riesgo de trabajar con pérdida total es alto y costoso, mientras que la operación de control de la pérdida total de circulación durante la etapa de perforación, nos asegura el efectuar cementaciones normales obteniendo el cemento por encima de la boca de la tubería corta, lo que sería difícil conseguir cuando no se conocen y controlan las pérdidas de circulación de fluido durante la operación.

La presión hidrostática ejercida sobre cada zona expuesta es crítica. La presión de poro determinará la presión hidrostática requerida para limitar el flujo de fluidos hacia la formación. Los esfuerzos naturales actuando sobre la roca de la formación, limitarán la presión a la cual la pérdida será iniciada.

El bajo gradiente de presión de formación (Brecha Paleoceno), obliga a utilizar nuevas técnicas para el control de la pérdida de circulación durante la cementación y lograr buena adherencia en las operaciones.

Los mejores resultados se han obtenido controlando la pérdida de circulación durante la cementación, con soluciones obturantes.

En el uso de cements espumosos, los factores que reducen las posibilidades de éxito del sistema son: Limitada resistencia a la compresión, altas permeabilidades.

Las recementaciones no solamente son operaciones que consumen tiempo, estas no siempre son exitosas y aunque la tecnología ha alcanzado un avance significativo, en este campo el porcentaje de éxito sigue siendo bajo.

Es indispensable para obtener buenos resultados la exactitud en el diseño y operación de cualquiera de las soluciones planteadas.

BIBLIOGRAFIA

Modern concepts and classifications of carbonate rocks

William E. Ham and Lloyd C. Pray.

Clasificación de las Rocas Carbonatadas.

Alvarez, M.

Comisión Nacional de Energía Nuclear.

México, 1966.

Petrología.

Huang, Walter T.

McGraw Hill.

Ed. 1960.

Evaluación de Formaciones en México.

D. Marnissolle - Daguerre.

Schlumberger.

Septiembre 1984.

Consideraciones Teórico-Prácticas en el Diseño de las Tuberías de Revestimiento.

Ing. Daniel S. Rodríguez Patiño.

Ingeniería Petrolera 1986.

Tecnología de la Perforación de Pozos Petroleros.

Artur W. Mac Cray and Franck W. Cole.

1980.

Apuntes de Tecnología de Perforación.

Ing. Miguel A. Benitez Hernández.

UNAM. 1984.

Diseño de Tuberías de Revestimiento.

Instituto Mexicano del Petróleo.

Diciembre 1985.

Cementaciones.

Ing. Miguel A. Benitez Hernández.

Instituto Mexicano del Petróleo - 1982.

Foamed Cement - A Cement With many Applications.

David R. Davies and Jan J. Hartog.

S. P. E. - 1981.

Catálogo Dowell - Schlumberger.

Octubre - 1984.

Catálogo Haliburton - 1981.

Running and Cementing Liners in the Delaware Basin Texas API Bulletin D-17,

Second Editions.

March - 1983.

Successful Liner Completions on the Murchison Platform.

Johnston, K. and Burdyle L.

European Petroleum Conference.

October - 1982.

Cementación de Tuberías Cortas en Zonas Altamente Fracturadas.

Ricardo Palomo y Fernando Aguilar.

Congreso Latinoamericano de Perforación.- 1984.

Catálogo Premesa- 1985.