ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DEL LITORAL

FACULTAD DE INGENIERÍA EN CIENCIAS DE LA TIERRA

"OPTIMIZACION DE REVESTIMIENTO DE POZOS"

Informe Técnico
Previa a la obtención del título de:
INGENIERO DE PETRÓLEO

Presentada por:

MARIO A. MAYORGA B.

Guayaquil - Ecuador
1.990

AGRADECIMIENTO

A la ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DEL LITORAL: por haberme permitido estar dentro de ella.

Al Ing. KLEBER MALAVE, por su asistencia y recomendaciones en la elaboración de este trabajo.

Al Ing. DANIEL TAPIA F., por sus recomendaciones.

A la CORPORACIÓN ESTATAL PETROLERA - ECUATORIANA, en las personas del Ing. Jorge MORA (UEGG) y del Ing. Fabián Miño (Cepe-Península), por sus consejos y recomendaciones técnicas, fruto de su experiencia, como un aporte para la realización de este trabajo.

Para dichos ingenieros, queda pues mi eterna gratitud.

DEDICATORIA

A MIS PADRES

Don Arturo Mayorga Nieto
Doña María E. Bustillos Núñez

A MI ESPOSA
LIDA MARÍA

A MIS HIJOS Y SOBRINOS
Mario Arturo, Mario Alberto, María Margarita y Jorge Ernesto.

A MI HERMANO
Dr. Jorge A. Mayorga B.

A MIS FAMILIARES

A MIS AMIGOS

TRIBUNAL DE GRADUACIÓN

Ing. Jorge Calle G.
Presidente del Tribunal

Ing. Kléber Malave T.	Ing. Carlos Arnao R.
Director / Tésis	Miembro Principal

DECLARACIÓN EXPRESA

"LA RESPONSABILIDAD POR LOS HECHOS, IDEAS Y DOCTRINAS EXPUESTOS EN ESTE TRABAJO TÉCNICO, ME CORRESPONDEN EXCLUSIVAMENTE; Y, EL PATRIMONIO INTELECTUAL DEL MISMO A LA ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DEL LITORAL".

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

MARIO A. MAYORGA B.

RESUMEN

Si bien este trabajo se refiere en forma concreta al revestimiento de pozos, que es una de las etapas dentro de la perforación, basa sus criterios de diseño en conceptos geológicos, tales como el de la depositación de las capas litológicas y especialmente en dos efectos que esta depositación produce: el de presión de poros y el de gradiente de fractura, los cuales al ser utilizados permiten determinar los puntos donde se debe asentar la tubería de revestimiento.

Es importante indicar que también se realizó el análisis de ciertos tipos de registros eléctricos tomados en los pozos 1, 2 y 3, del campo Amistad (Golfo de Guayaquil), con el fin de realizar el diseño analítico, pero fundamentalmente el trabajo tiende a demostrar la viabilidad de un diseño de tubería de revestimiento en un campo gasífero costa-afuera en presencia de presiones anormales y en formaciones geológicamente jóvenes, con intercalaciones de arcillas y lutitas.

La experiencia de otros trabajos en zonas costa afuera ha demostrado que para este tipo de formaciones, los datos más apropiados para el diseño son los que provienen del registro de conductividad, criterio que ha sido considerado en este trabajo.

Se ha realizado los dos métodos de diseño de tubería de revestimiento; el analítico (ensayo y error) y el gráfico.

Este último constituye una forma rápida de saber que tubería se va a necesitar y para así efectuar comparaciones con lo que se dispone.

ÍNDICE GENERAL

CAPITULO I

CAPITULO II

CONSIDERACIONES INICIALES DE DISEÑO DE REVESTIMIENTO

CAPITULO III

ESFUERZOS SOBRE EL REVESTIMIENTO

CAPITULO IV

DETERMINACIÓN DE PRESIÓN DE FORMACIÓN Y GRADIENTE DE FRACTURA

CAPITULO V

DISEÑO DE TUBERÍA DE REVESTIMIENTO

INTRODUCCIÓN

En la época actual la humanidad ha logrado avances notables en lo que se refiere a nuevos conocimientos e inventos alcanzados en todos los campos del saber. Pero el hombre a pesar de estos logros tan enormes, no ha podido encontrar substancias algunas que puedan reemplazar al petróleo. De ahí que el mundo ha continuado siendo dependiente de este hidrocarburo y de sus derivados.

Si bien esto es cierto, también es verdad que se han realizado muchos avances y mejoras en lo que se refiere a las operaciones relacionadas con la exploración y producción de pozos petrolíferos, ya que se han desarrollado métodos para perforar y producir pozos que hasta unos pocos años antes parecían imposibles, debido principalmente a las profundidades alcanzadas.

Si bien es cierto que la perforación de pozos profundos presenta muchos problemas, es importante notar que de todos ellos el que ha exigido mayor atención para lograr una completación eficaz, ha sido el diseño de la tubería de revestimiento, ya que el costo de ella representa un gran porcentaje del valor total del pozo y el buen funcionamiento del mismo depende del diseño de las sartas de revestimiento.

A pesar de que el primer método de perforación fue realizado en 1829, por un francés de nombre Lsschot (19), los principios básicos de diseño para perforación de pozos profundos fueron analizados por Coberly en 1929, pero no sé aplicaron de inmediato por carecer de los datos técnicos que influyen en los mínimos esfuerzos de trabajo a los que están sometidas las diferentes tuberías (20).

En 1941, investigaciones teóricas y prácticas tanto por parte de los fabricantes de tuberías, como por empresas petroleras culminaron en la publicación por el Instituto Americano del Petróleo (API), de los valores mínimos aceptables de los esfuerzos de colapso, tensión y estallido, dando así un enorme avance en los conocimientos necesarios para la mejor realización de los diseños de tubería de revestimiento de pozos profundos.

Pero el mayor impulso se logró cuando en los diseños de tuberías de revestimiento, se tomaron en cuenta los valores para presión de poros y gradientes de fracturas, introducidos con buen criterio por Ben A. Eaton, entre otros. Bajo este concepto, se ha realizado el presente trabajo.

CAPITULO I

REVISIÓN DE LITERATURA

Siendo el diseño y selección adecuada de la tubería de revestimientos de un pozo, uno de los aspectos más importantes en las operaciones de perforación, surge la necesidad de evaluar entre los métodos disponibles el que mejor se ajuste a las condiciones de operación, de tal manera que se cumplan normas de seguridad y además sea económicamente justificable. (1)

Actualmente, hay una gran cantidad de pozos profundos, en los cuales existen temperaturas estáticas de fondo superiores a los 300° F., la misma que es un factor crítico en la cementación de los revestidores de producción. (2)

Por esta razón, pozos perforados a grandes profundidades son completados con revestimientos superficiales de 13 3/8 a 20 pulgadas y con revestimientos de producción de 4 1/2, 5 1/2 y 7 pulgadas. En algunos pozos se requieren dos revestimientos (intermedio y de producción), con el propósito de alcanzar el objetivo final perforado. (3)

El desarrollo de un buen programa de tuberías de revestimientos de un pozo se realiza considerando tres factores principales: que el tamaño de la tubería de revestimiento se adapte a los futuros requisitos de producción, y las condiciones que razonablemente se estimen puedan presentarse durante la etapa primaria de producción y finalmente, se debe diseñar a pruebas de fallas cuando esté sujeta a esas condiciones. (4)

También se considera la incidencia que tienen otros factores presentes durante la perforación y que de una u otra manera afectan las operaciones de instalación y cementación de los revestimientos. Entre ellos podemos señalar los siguientes: densidad de lodo, cambios en la tasa de perforación, condiciones de hueco no camines, cortes en el lodo y síntomas de reventón. Estos factores ayudan a decidir, específicamente en pozos de alta presión, si se coloca un revestimiento de protección (revestimiento intermedio) a una profundidad determinada. (5)

La utilización de una unidad de Tecnología Aplicada de Perforación - APPLY DRILLING TECHNOLOGY (ADT), permite detectar presiones subnormales y anormales, con la cual tenemos control sobre la presión hidrostática ejercida por el fluido de perforación, la misma que sirve para contrarrestar la presión de formación.

Presiones anormales han sido encontradas en diferentes áreas.

La experiencia indica que estas presiones se alcanzan cuando el gradiente de presión está comprendido entre 0,36 a 0,39 psi/pie. (6)

Por tanto, es necesario realizar una buena predicción de la presión de formación y de los gradientes de fractura, información que llega a ser esencial especialmente en pozos profundos, donde la presión de poros es mayor que la presión normal.

Costos y problemas durante la perforación se pueden reducir substancialmente, por un reconocimiento oportuno de presiones de poros anormales.

Igualmente, una buena determinación de los gradientes de fractura ayuda a definir si es necesario asentar un revestimiento de protección y los límites en que puede ser colocado dependerá de la presión anular durante la operación de perforación. (7)

Varios estudios se han desarrollado para predecir el gradiente de fractura. Uno de ellos es el presentado por Matthews and Kelly (8), el cual relaciona el gradiente de fractura a la presión de poros en la formación y la fracción de capacidad de resistencia normal de la estructura de la roca.

Otro método igualmente utilizado es el propuesto por Eaton (9) el cual es función de densidad, gradiente de presión de poros y relación de Poisson. Este método incorpora asunciones de trabajos realizados anteriormente, como es el presentado por Hubbert and Willis (10), que incluye el desarrollo de una ecuación para predecir la extensión del gradiente de fractura en áreas donde hay fallamiento normal. Esta ecuación permite predecir gradientes de fractura bajos, con los que se llegó a establecer que la relación de Poisson para rocas era igual a 0,25. Mediante experimentos de laboratorio se ha encontrado que el rango de variación es amplio entre 0,25 hasta 0,50. (11)

La práctica recomienda que la tubería de revestimiento se corra retándola, dándole periódicamente un movimiento de vaivén ya que un factor importante durante la cementación es el movimiento de la tubería, debido a que ayuda a romper la costra de lodo, obteniendo una capa más uniforme y homogénea de cemento alrededor de la tubería. (13)

Por esta razón es importante tener un buen acondicionamiento del lodo antes de efectuar la cementación. Para ello se circula hasta obtener uno o dos ciclos completos del lodo de perforación, revisando que la viscosidad del lodo que retorna esté estabilizada. (14)

Además se ha comprobado que un incremento en la densidad del fluido de perforación puede causar un aumento en la presión diferencial, lo que tiende a forzar la tubería hacia la costra de lodo, dando como resultado un atascamiento diferencial o arrastre friccional. Para evitar este problema se recomienda que las propiedades del barro: punto cedente y viscosidad plástica, sean mínimas. (15)

Técnicamente no se podría diseñar un programa de revestimiento para un pozo profundo con una eficiencia óptima que sea compatible con la hidráulica de perforación y aun más con los requerimientos de una alta tensión que exige la tubería de revestimiento, (16) porque debe soportar cargas debido al ensamblaje y a la instalación misma.

Es necesario conocer el medio ambiente del fluido que circula, tanto interna y externamente, por la tubería de revestimiento ya que su fatiga aumentará o disminuirá cuando el medio sea ácido o básico, respectivamente. Por consiguiente, es fundamental analizar la metalurgia constituyente de los aceros de carbón manganeso para establecer los más resistentes en caso de un ambiente con presencia de H2O. Las investigaciones recientes al respecto señalan que las temperaturas más altas tienen un efecto beneficioso sobre la resistencia contra la acción de los ácidos y que quizás también puedan tener el mismo efecto de resistencia con el H2S. (17)

El mecanismo teórico de la fatiga y agrietamiento bajo las condiciones mencionadas ha sido exhaustivamente estudiado.

Sin embargo, no se ha llegado a un acuerdo sobre sus aspectos más fundamentales. El papel del azufre coito agente venenoso catalítico no está muy claro para la mayoría de las tuberías, pero las condiciones que producen la fragilidad son distintas a las que conducen a una falla dúctil normal. (1)

A pesar que los costos son importantes, antes de seleccionar el tamaño adecuado de tubería de revestimiento para un pozo específico se debe considerar el tipo de completación y otros factores como: métodos de producción, tasas de producción, posibilidades de completaciones multizonales, numero de tuberías intermedias, limitaciones del taladro, naturaleza de los fluidos producidos, reacondicionamiento de pozos, disponibilidad de tuberías de revestimiento y finalmente una evaluación entre pozos de exploración -vs.- pozos de producción, ya que desde el punto de vista económico la perforación y la completación de pozos de poco diámetro, puede aumentar significativamente los costos.

Por esta razón se debe considerar, siempre que sea posible, el uso de revestidotes de fondo (camisas) para eliminar la colocación de tuberías extras de protección, fundamentalmente en pozos profundos. (18)

CAPITULO II

CONSIDERACIONES INICIALES EN EL DISEÑO DE TUBERÍAS DE REVESTIMIENTO

2.1. CONSIDERACIONES GEOLOGICAS, PRESIÓN DE FORMACIÓN Y GRADIENTE DE FRACTURA

Para entender mejor el proceso de perforación de pozos petrolíferos y de los problemas que se presentan en sus diversas etapas, es indispensable y necesaria una revisión de ciertos principios geológicos, relacionados con los fenómenos y problemas encontrados en la búsqueda de petróleo y gas.

Ello implica que se debe entender ciertos factores como: tipo dé trampa geológica que retiene el petróleo, si es estructural o estratigráfica, la extensión lateral de la roca yacimiento, el proceso de depositación, posibles afloramientos por donde aguas meteóricas pueden infiltrarse, probable buzamiento, cierre estructural, etc. Por esta razón analizaremos brevemente las propiedades de las rocas de los yacimientos.

Los fluidos emigran de su estructura de origen a través de capas permeables, debido a las fuerzas de gravedad y presión y continuarán moviéndose a menos que alguna barrera lo impida. De acuerdo con la teoría del movimiento de los fluidos en rocas porosas y permeables, el petróleo (o gas) va siendo desplazado por el agua de formación y si hay una capa impermeable superior y una característica estructural o una barrera a la permeabilidad, o una combinación de los dos que atrapen el petróleo evitando que siga su migración el hidrocarburo quedará aislado en la parte superior de la estructura y no podrá escapar. Fenómeno similar sucede en el caso de los entrampamientos estratigráficos,

Hay tres categorías principales de yacimientos petrolíferos:

- de trampa estructural
- de trampa estratigráfica
- de trampas combinadas

a. Yacimiento de Trampa estructural:

Es aquel en que la acumulación de poros se produce como resultado de la configuración estructural de las rocas, ejemplo: Domos, pliegues, fallas y discordancias. (Ver figura Nº 1).

b. Yacimientos de Trampa estratigráfica:

Son aquellos en los que el principal elemento de entrampamiento es estratigráfico o litológico. Cambios laterales de la litología del estrato de roca permeable hace que esta se transforme en impermeable, evitando así la migración del petróleo y por ende constituyéndose en una trampa. Las trampas estratigráficas son las llamadas lenticulares, de poco espesor. (Ver figura Nº 2.).

En los yacimientos combinados se mezclan características estructurales y estratigráficas. (Ver figura Nº 3).

Presión de poros (presión de formación)

Se conoce con este nombre a la presión que ejerce el fluido en todas direcciones dentro del espacio poroso de la roca.

Gradiente de fractura:

Es el valor de presión con el cual un fluido puede fracturar la formación y penetrar en ella.

2.1.1. Rocas y sus propiedades

En la perforación de pozos, no solo son de interés las rocas petrolíferas, sino todas aquellas que se van penetrando hasta llegar al yacimiento productor. El estudio de estas rocas ayuda a resolver problemas de penetración, pérdida de la circulación y presiones anormales.

Las rocas pueden clasificarse básicamente en ígneas, metamórficas y sedimentarias. En las rocas ígneas y metamórficas generalmente no se encuentran acumulaciones petrolíferas.

Las rocas ígneas son el resultado del enfriamiento de la roca líquida.

Las rocas metamórficas se forman de la alteración de rocas ígneas por los efectos de temperatura, presión y actividades químicas.

Las rocas sedimentarias son las formadas por depositación de sedimentos, cubren cerca del 75% de la corteza terrestre y llegan a profundidades de hasta 40,000 pies. Generalmente, las rocas sedimentarias están constituidas por fragmentos de minerales estables erosionados de rocas más viejas y nuevos minerales producidos por la acción del medio ambiente. Las rocas sedimentarias se pueden clasificar de acuerdo con la composición mineral de la matriz y de la textura del volumen poroso.

Desde el punto de vista de los yacimientos que contienen petróleo y gas, las rocas pueden clasificarse en: rocas clásticas, carbonáticas y misceláneas.

En lo que se refiere a las propiedades de las rocas, consideraremos las siguientes:

- porosidad
- permeabilidad
- saturación
- densidad (19, 20, 23)

2.2. CARACTERÍSTICA DE LA TUBERÍA CONDUCTORA

Por tratarse del diseño de la tubería de revestimiento de un pozo costa afuera, se hace imprescindible la presencia de este tipo de tubería debido a que cumple varias funciones.

a. Permite realizar las operaciones posteriores de perforación ya que va anclada en el fondo marino, desplazando así, el agua entre éste y la plataforma de perforación.

b. Protege los equipos utilizados en la perforación, de la acción corrosiva del agua de mar.

c. También protege las formaciones superficiales y el fondo marino mismo, que es donde se encuentran los nutrientes de diversas especies marinas y que corren el peligro de contaminarse con las diversas sustancias utilizadas en la labor de perforación.

2.3. REVESTIDOR DE SUPERFICIE

Este tipo de tubería se instala en todo diseño, ya que cumple una serie de funciones importantes, tales como:

a. Proteger las arenas poco profundas así como el agua de mar, de la contaminación que podría ocasionarse por efectos de los fluidos de perforación.

b. Evitar las pérdidas de fluidos de perforación en las formaciones poco profundas, mientras se perfora a mayor profundidad con lodos de gran peso.

c. Sirve de sostén a todas las sartas de tuberías de revestimiento en el pozo.

d. Aquí se instalan los preventores de reventones, para de esta forma lograr el control del pozo en caso de que se presenten condiciones anormales.

e. Permite reducir la contaminación del lodo al aislar formaciones que tiendan a contaminar el sistema con sólidos indeseables.

2.4. REVESTIDOR INTERMEDIO

Es de uso opcional, pero recomendado cuando se perforan pozos profundos. Lo consideraremos en nuestro diseño, ya que precisamente se trata de un pozo profundo.

Además el revestidor intermedio protege al pozo de los problemas que se puedan presentar por efectos de las presiones anormales. En este caso es importante la utilización de esta tubería, para prevenir problemas de pérdidas de circulación, los cuales son difíciles de manejar.

2.5. REVESTIDOR DE PRODUCCIÓN

Es de vital importancia en todos los pozos y de manera decisiva en los profundos. Cuando es necesario se la puede utilizar como tubería de producción.

En nuestro diseño suponemos que los factores que afectan la estabilidad de la tubería de producción no podrán ser controlados satisfactoriamente por esta sarta, debido a ello consideramos que el revestimiento de producción se podría utilizar como tubería de producción.

Para grandes profundidades hay muchos factores en los cuales la calidad del revestidor de producción seleccionado protege el diseño efectuado de variables tales como: corrosión, fugas de gas, invasiones, etc.

Esta tubería se corre hasta que cubra todos los horizontes productivos pudiendo estar colocada sobre el tope de la zona objeto, o en su defecto atravesarla.

Sobre esta tubería necesariamente se coloca el ensamblaje de producción.

CAPITULO III

ESFUERZOS SOBRE EL REVESTIMIENTO

Para diseñar una tubería de revestimiento hay que conocer muy bien los esfuerzos a los que estará sometida y las diferentes características del tipo de tubería que se usará, ya que al introducirla en el pozo, estará sometida simultáneamente a tres esfuerzos principales, que son:

- tensión
- colapso; y
- estallido

3.1. CARGA POR TENSIÓN

Este esfuerzo es impuesto por el peso de la tubería de revestimiento. Cada unión debe soportar el peso de la tubería de revestimiento que está suspendida por debajo de ella, por lo que la mayor tensión se produce en la parte superior de la sarta.

Otra consideración importante es que una carga adicional puede ser impuesta en la unión de la tubería de revestimiento debido a problemas de atascamiento, o a la necesidad de una carga adicional para la instalación completa de la sarta.

3.2. PRESIÓN POR COLAPSO

Se origina por un desequilibrio entre las presiones externas e internas impuestas a la tubería.

La peor situación ocurre con la tubería de revestimiento vacía (y así como se considera para el diseño) con una hidrostática del peso máximo del barro ejercida en la parte exterior. El diseño por colapso estipula que la tubería de revestimiento más fuerte sea colocada en la parte inferior de la sarta.

3.3. PRESIÓN POR ESTALLIDO

Ocurre cuando la presión interna en la tubería es mayor que la externa.

Con la presión de formación estimada sobre toda la longitud de la tubería de revestimiento y el espacio anular lleno de fluido, se crea una presión externa que se contrapone a la presión interna. La diferencia entre las presiones internas y externa es la presión neta de estallido o ruptura que deberá calcularse para los fines de diseño. Las presiones internas son consecuencia de producción, sacudidas de gas presión hidrostática interna, etc. La secci6n de tubería más crítica para el diseño contra estallido es la parte superior.

3.4. CARACTERÍSTICAS DE LA TUBERÍA

La tubería de revestimiento está constituida por tubos sin costura fabricados con aceros de la más alta calidad y bajo estrictas recomendaciones del Instituto Americano de Petróleo (API).

Ciertas de estas características a las que se hace referencia bibliográfica son: Grados de acero, longitud y diámetro, peso por pie, resistencia a los esfuerzos. (21,22)

Estas características se refieren al tipo de acero usado en su fabricación, así como también a la resistencia a los grandes esfuerzos a los que serán sometidos. Los fabricantes recomiendan las máximas resistencias al colapso, a la tensión y al estallido a que deben ser sometidas dichas tuberías.

Como ejemplo se presentan las tablas Nº 1 y Nº 2, en las cuales están los valores de estas resistencias para dos tipos de tuberías, 5 1/2" y 7".

3.5. EFECTO COMBINADO DE LAS PRESIONES QUE ACTÚAN SOBRE EL REVESTÍMIEINTO

Los valores de las resistencias mostradas en las tablas, se refieren a datos individuales y sin ningún factor de seguridad.

En la práctica los esfuerzos actúan simultáneamente, por consiguiente la tubería estará sometida en forma combinada a dichos esfuerzos. Existe una relación de variación de las resistencias cuando actúan combinadas, representada por una elipse llamada Elipse de los Esfuerzos Bi-axiales. (Ver figura Nº 4).

Para los esfuerzos involucrados en el diseño de una tubería de revestimiento es de mucha importancia, la porción que relaciona la tensión con el colapso. La figura Nº 5, muestra como varía la resistencia al colapso cuando tiene aplicada una tensión.

CAPITULO IV

DETERMINACIÓN DE LA PRESIÓN DE POROS Y GRADIENTES DE FRACTURA

4.1. DIFERENTES MÉTODOS PARA EVALUAR CUALITATIVAMENTE LA PRESIÓN DE FORMACIÓN

A continuación daremos una breve descripción de algunos iré todos que se emplean con este objeto

4.1.1. Método de la densidad de lutitas

Los fundamentos teóricos en los que se basa esta técnica (ya sea de registros de densidad o de ripios, mientras se perfora), son los mismos que los utilizados para el caso de registros acústicos, de resistividad, exponente, ‘dc’ y conductividad.

A medida que avanza la perforación, se obtienen los ripios en los tamices, de donde se seleccionan las lutitas limpias (lutitas puras) a las cuales se determina la densidad. Estos valores se grafican contra profundidad, y se puede ver que la densidad aumenta con la profundidad.

Si las lutitas soportan toda la presión de sobrecarga a medida que más capas se les superponen, es decir no hay una barrera que tupida la compactación de ellas debido al peso de la sobrecarga, entonces la lutita se compactará bajo una tendencia normal.

Esa tendencia se puede representar por una línea recta. En caso de que ocurra un cambio en la tendencia normal de compactación, se puede decir que probablemente este nos en una zona de presión anormal, que puede ser anormalmente alta si el fluido dentro de, los poros de la lutita ha tenido que soportar gran parte de la sobrecarga de la tierra. Estos cambios en la tendencia son los que se analizan cuidadosamente, juntos con otros parámetros de la perforación y las estimaciones cualitativas y cuantitativas de la presión de formación. De esta manera además de recomendar el peso de lodo necesario para continuar perforando con seguridad, también se puede decidir sobre las profundidades más convenientes para la colocación de los revestimientos.

Conclusiones acertadas basadas en los gráficos de densidad de lutita contra profundidad y en otros parámetros de la perforación, permitirán ahorrar por lo menos una SARTA de revestimiento. Otra ventaja es que disponiendo de las herramientas para estimar la presión de formación, lo más próximas a la boca del pozo, se puede utilizar el lodo más liviano posible y esto se reflejará inmediatamente en un incremento de la tasa de penetración. Cuando se está utilizando la técnica del piloteado de lutita contra profundidad para definir las lutitas con presión anormal, es importante considerar el hecho de que los ripios han tenido que viajar desde el fondo transportados por el lodo de perforación y que su estado original está alterado. Los datos serán más representativos a medida que esa influencia del lodo sea mantenida al minino. Por supuesto que esa alteración será para todos los ripios, pero se debe tener cuidado en no dejar los ripios expuestos a dicha influencia mayor tiempo que el necesario para transportarlos hasta la superficie. Las lutitas más hinchables generalmente dan valores por debajo de la línea de tendencia normal de compactación. Si no se tiene cuidado se puede concluir erróneamente que existe una zona de presión anormal. Las lutitas "GUMBO", lutitas tipo chicle, se reportan como tales y no se toman como indicadores representativos porque cuando se lavan se desintegran o porque generan datos no representativos, por su densidad extremadamente baja.

Muchas veces las variaciones en los valores ploteados se debe a la influencia de lutitas contaminadas, como las lutitas calcáreas, lutitas limolíticas o lutitas arenosas. La muestra que se toma debe ser lo más limpia posible.

4.1.2. Método Acústico

Cuando se corre un registro sónico el resultado en cierto tipo de formaciones, como lutitas, será primordialmente una respuesta a las variaciones de la porosidad. En general, la velocidad acústica longitudinal registrada en cualquier tipo de registro acústico, es principalmente una función de la porosidad y la litología.

Cuando se grafica la profundidad contra tiempo de viaje acústico a través de los intervalos de las diferentes formaciones, en papel semi-logarítmico, aparece una línea recta a lo largo de la sección de compactaci6n "NORMAL", puesto que una de las principales causas de la presión de formación es la compactación, esta línea recta representará el gradiente de presión normal en la zona "NORMALMENTE PRESURIZADA".

La figura Nº 6, muestra como el tiempo de viaje disminuye a medida que la profundidad aumenta, lo que indica que la porosidad disminuye con la profundidad. La línea recta trazada en la sección donde la presi6n de formación del fluido es hidrostática, indica zonas de presiones anormales. Los valores que representan el tiempo de viaje a través de un intervalo, se irán separando de la tendencia de compactación normal, lo que es debida a que la porosidad va aumentando porque a tales formaciones (lutitas) no se les permitió que se compactaran normalmente, de tal manera que los fluidos contenidos en ellas no pudieron escapar a medida que aumentaba la presión de sobrecarga.

La magnitud de la divergencia entre los valores de tiempo de viaje con la línea que representa la tendencia de compactación normal, está relacionada con aumentos de porosidad y por tanto con presiones anormales.

Pero, aunque los registros acústicos son muy buenos en el cálculo de presiones pueden aparecer algunos riesgos que es importante considerar. Lutitas sensitivas al agua (lutitas hinchables) y huecos demasiados lavados (diámetro real del hueco mucho más grande que el diámetro de la broca que lo perforó), pueden generar tiempos de viaje altos y en los cálculos esto implicará una presión demasiado alta.

Lutitas contaminadas, como lutitas calcáreas, pueden originar valores bajos de tiempos de viaje y por consiguiente presiones demasiado bajas. Además si el registro acústico no está propiamente calibrado, puede originar problemas de interpretación.

4.1.3. Método a partir de los registros de resistividad

El hecho de que la resistividad de las lutitas disminuya en las zonas anormalmente presurizadas, ha dado origen a estudios cualitativos y cuantitativos efectuados con registros de resistividad en formaciones con alto gradiente de presión.

La resistividad aumenta con:

- baja porosidad
- baja salinidad
- baja temperatura
- alto contenido mineral no arcilloso

La resistividad disminuye con:

- alta porosidad
- alta temperatura
- alta salinidad
- porción no arcillosa menor que el promedio

Si aparece una situación de difícil interpretación, deberán tenerse en cuenta todos los factores.

Si se dispone de datos suficientes para obtener conclusiones de un área determinada, se grafican los valores de resistividad de las lutitas contra profundidad y se establece para esta área una "Tendencia normal de compactación". Si únicamente existen datos de un solo pozo, la gráfica de los valores de resistividad contra profundidad mostrará una sección correspondiente a la "compactación normal". Si se encuentra una zona sobre presurizada, los puntos que representan los valores de la resistividad de la lutita, se separan de la línea de la tendencia normal de compactación hacia valores de resistividad más bajos, señalando una zona de mayor porosidad. El grado de divergencia de los puntos que se separan de la línea (extrapolada) que representa la "tendencia normal de compactación" de las lutitas, está cuantitativamente relacionado con la presión de poros de la formación.

En una serie de gráficos podemos observar en forma objetiva lo que hasta aquí se ha enunciado y también podremos ver que cada método llega a una conclusión común de que cuando las presiones son normales, la sección de compactación normal es una línea recta, lo que significa la tendencia normal de compactación de las distintas formaciones.

Con ese objeto se han realizado gráficos de los valores leídos en los registros de inducción (resistividad y conductividad) vs. Las profundidades (Ver gráfico Nº 1) de las respectivas lecturas realizadas de los valores obtenidos en el registro de densidad vs. Profundidad (Ver gráfico Nº 2) y del factor de formación vs. Profundidad. Este último se obtiene a partir del registro de potencial espontáneo (Ver gráfico Nº 3). Las tabulaciones realizadas se encuentran en la sección de tablas, y los gráficos, se hallan en la sección de gráficos para realizar la gráfica de FACTOR DE FORMACIÓN (Fr) Vs. PROFUNDIDAD, es necesario efectuar una serie de pasos, los describiremos inmediatamente:

1. En el registro de potencial espontáneo se toman los valores de espesores de arcilla a ciertas profundidades. Para ello primero en el registro se debe estabilizar las líneas base de las arenas y las lutitas. El valor que se encuentra entre ambas 1líneas corresponde a los valores de espesores de arcilla a ciertas profundidades. Después se tabulan estos valores bajo el casillero del nombre deflexión del SP (Ver tabla N° 3).
2. Se prepara la tabla para los diferentes valores.
3. Se calcula el gradiente de temperatura, para cada una de las corridas en los registros, por medio de la siguiente ecuación.

$$GT = \frac{TF - Ts}{Pt}$$

Donde:

GT : gradiente de temperatura
TF : temperatura de formación a la máxima profundidad de la corrida.
Ts : temperatura de superficie promedio
Pt ; profundidad total por corrida.

En el registro se pueden ver que se han realizado cuatro corridas, pero únicamente consideraremos tres, ya que la cuarta, realizada a partir de los 11.730 hasta los 14.880 pies, dio valores muy distorsionados y malos en lo que se refiere a resistividad y conductividad, por lo que no se la considera los datos obtenidos para cada corrida fueron los siguientes:

(Ver página siguiente)

	PRIMERA CORRIDA	SEGUNDA CORRIDA	TERCERA CORRIDA
Temp. FM	123°F	123°F	123°F
Profundidad	4525 pies	9200 pies	11680 pies
Temp. Superficie	80°F	80°F	80°F

Con estos datos obtenemos los diversos valores de gradientes de temperatura para cada corrida,

<u>CORRIDAS</u>	G.T. (°F/píe)
Primera	0.00950
Segunda	0.00468
Tercera	0.00368

3. Se calcula las temperaturas corregidas (Ver tabla N°4), para los distintos valores de espesores de arenas, con la siguiente ecuación:

Tco = (Prof. de arena) (GT) + Ts + Tc
Ts : temperatura de superficie (80° F)
Tc : factor de corrección de temperatura (30°F)

Entonces:
Ts + Tc = 110°F

Se desarrolla en forma analítica las operaciones para la profundidad de 2000 pies, ya que los demás valores fueron obtenidos directamente por medio de una calculadora de bolsillo.

Tco = 2000 x 0.0095 + 110 + 19 + 110 = 129°F

Estos valores se tabulan en la columna de temperatura de formación.

5. Después obtenemos los valores de Rmfc a las diferentes profundidades, para lo cual se utiliza el valor de Rmf leído desde el registro para cada corrida.

Los valores leídos desde el registro para cada corrida son los siguientes:

$Rmf_1 = 0.38$

$Rmf_2 = 0.68$

$Rmf_3 = 0.40$

Para obtener los valores de Rmfc a las distintas profundidades se utiliza el gráfico Gen-9 y se procede de la siguiente manera:

a. Se traza una línea para unir el valor de temperatura de superficie, 80°F, en la escala de la izquierda con el valor de Rmf que lo encontramos en la escala de la derecha, para cada corrida. Estos dos valores se cortan en la escala del medio lo que se llamará línea PIVOT.

b. Luego desde la escala de la izquierda se van pasando los puntos de temperatura a distintas profundidades que cortan a la línea PIVOT.

Al prolongar hasta la línea de Rmf se obtendrán los valores de Rmf corregido a las distintas profundidades.

6. Se calculan los valores de Rmfeq

(Rmfeq = Rmf x 0.85)

7. A continuación se determinan los valores de Rweq, para lo cual utilizamos el gráfico SP-1, procediendo de la siguiente manera:

a. Se toman los valores leídos de la columna de deflecci6n del SP y se los localiza en la columna de la izquierda del gráfico SP-1, donde dice SP ESTATICO.

b. Se localizan los puntos para las temperaturas corregidas en la columna pequeña inclinada que se encuentra a continuación. Esta es la línea de correcci6n para temperaturas.

c. Pasando una línea que una los puntos en estas dos escalas y prolongando hasta la columna de Rmfeq/Rweq, se irán obteniendo los diferentes valores para lo que se denominará primera línea PIVOT. Se unen los puntos obtenidos aquí con los diferentes puntos de Rmfeq obtenidos anteriormente y en la línea de la derecha se obtienen los diversos valores de Rweq.

8. Determinación de los valores Rw.

a. Primero hay que referirse al gráfico SP-2.

b. Se localizan los valores de Rmfeq en la ordenada del gráfico b. Se traza desde ahí una línea paralela a la abscisa hasta que corte a las curvas de temperatura que se encuentran en la derecha del gráfico. Para estos valores de temperatura se considerarán los valores de temperatura de formación corregidos obtenidos anteriormente. Desde los puntos de intersección, se traza una perpendicular a la abscisa, que corresponderá a los valores de Rw.

9. Se tabulan los valores obtenidos en el registro para Ro a las diversas profundidades.

10. Se calcula a continuación el factor de formación con la ecuación (Tabla N°5).

$$Fr = \frac{Ro}{Rw}$$

11. Finalmente, se plotea en papel semi-log los valores de Fr vs profundidad.
En la parte de gráficos se puede ver lo que corresponde a esta sección.

Revisando los gráficos obtenidos se observa que alrededor de los 8570 a 8600 pies, hay presiones anormales.

En el siguiente capítulo realizaremos los cálculos cuantitativos de varios métodos, hasta concluir con el método de conductividad para el pozo AAA N°1.

4.2. APLICACIÓN DEL MÉTODO DE CONDUCTIVIDAD EN EL POZO AAA N° 1

A continuación realizaremos varios ejemplos de aplicación, relacionados con diferentes procesos de obtención de presión de poros, que llevarán a la aplicación del método de conductividad en el pozo AAA N°1. Utilizando el registro de resistividad para un pozo que sirve de paralelo para las condiciones futuras de revestimiento (pozo AAA N°1), se realiza la determinación de la presión de poros, primero para los valores leídos de resistividad denominados Ro (resistividad observada) y se los relaciona con los valores de resistividad normal o estándar obtenidos de una curva denominada "OVERLAY", Posteriormente, y considerando que:

$$\text{Resistividad} = \frac{1000}{\text{conductividad}}$$

Se efectúan operaciones para resistividad en función del registro de conductividad, para de esta manera poder establecer comparaciones entre los dos rangos de lectura (Ver tablas N°6 y 7).

Observando el registro de lodo del pozo de referencia, se puede ver que se mantiene aproximadamente hasta 8570 pies con un peso de 9.00 lpg. Entonces revisando el gráfico de resistividad vs profundidad (Gráfico N°1), para determinados valores demuestra que no siguen la línea de la curva normal, tendríamos:

PROFUNDIDAD (Pies)	PRESIÓN POROS (lpg)	Rn Ohm-m	Ro Ohm-m	Rn/Ro
8000	9,00	2,00	2,00	1,00
8630	9,00	1,85	1,80	1,03
9400	9,00	2,05	0,80	2,56
10300	9,00	2,35	0,90	2,61

Hasta la profundidad que según la gráfica resulta ser una zona de presión normal, hemos asumido para presión de formación 9,00 lpg. Para las demás profundidades que se consistieran zonas anormales de presión utilizamos la fórmula del método de Eaton, que expresa:

$P = S - (S - Pn)(Ro/Rn)^{1,2}$

Donde:

P = presión de poros (Psi/pie)

S = gradiente de fractura (Psi/pie)

Pn = gradiente de presión normal (Psi/pie)

Rn/Ro = relación de resistividades

En esta ecuación se hacen las siguientes consideraciones:

$S = 1 pc/pie$

y:

Pn = 0,465 (gradiente de presión normal para agua de mar)

Entonces tenemos:

Para 8570 pies

$P = 1 - (1\text{-}0,465)\ (1,8/1,85)^{1,2}$

$P = 1 - (0,535)\ (0.973)^{1,2}$

P = 1 - 0,518 = 0,482 lpg/pie

$$\text{P Poros} = \frac{0{,}482}{0{,}052} = 9{,}3 \text{ lpg}$$

Para 9.400 pies

$P = 1 - (1-0{,}465)\ (1{,}8 / 2{,}05)^{1{,}2}$

$P = 1 - (0{,}535)\ (0{,}323)^{1{,}2}$

P = 1 - 0,535 x 0,2579

P = 0,862 lpg/pie

$$Pp = \frac{0{,}862}{0{,}052} = 16{,}6\ lpg$$

Para 10.300 pies

$P = 1 - (1 - 0{,}465)\ (1{,}9/2{,}35)^{1{,}2}$

P = 1 – 0,535 x 0,316

P = 1 - 0,1691

P = 0,8308 lpg/pie

$$Pp = \frac{0{,}8308}{0{,}052} = 15{,}97\ lpg$$

Ordenando los valores de presión de formación a las diferentes profundidades de la tabla anterior tendríamos:

PROFUNDIDAD (Pies)	PRESIÓN POROS (lpg)	Rn (Ohm-m)	Ro (Ohm-m)	Rn/Ro
8000	9,00	2,00	2,00	1,00
8630	9,30	1,85	1,80	1,03
9400	16,60	2,05	0,80	2,56
10300	15,97	2,35	0,90	2,61

Luego realizamos para las mismas profundidades nuevos cálculos utilizando el método de Hottmann y Johnson. Estos autores desarrollaron una gráfica, que se encuentra en la sección de gráficos y tablas como Gráfica N°4.

En esta gráfica, se tiene en la ordenada la relación de resistividades (Resistividad normal/ Resistividad observada) y en la abscisa el valor de gradiente de presión en lpg/pie. Al dividir los valores de la curva obtenida para 0,052, obtenemos el valor a la presión de formación en lpg.

Agrupando los valores encontrados de presión de formación, con las de las resistividades y profundidades, tenemos la siguiente tabla:

PROFUNDIDAD	Rn/Ro	Pf/D (lpg/pie)	Pf (lpg)
8000	1,00	0,468	9,00
8630	1,03	0,490	9,42
9400	2,56	0,833	16,01
10300	2,61	0,838	16,12

Realizando un cuadro de relación de los métodos

PROFUNDIDAD	EATON (lpg)	Hottmann y Johnson (lpg)
8000	9,00	9,00
8630	9,30	9,42
9400	16,60	16,01
10300	15,97	16,12

Considerando que:

$$Resistividad = \frac{1000}{conductividad}$$

Podemos realizar las mismas operaciones de los diferentes métodos pero con las conductividades. En función de este principio la ecuación del método de EATON se la representaría así:

$$P = S - (S-Pn)\,(Co/Cn)^{1,2}$$

A continuación aplicaremos la ecuación anterior a las distintas profundidades.

Para 8.630 pies

$P = 1 - (1 - 0{,}465)\ (1{,}675/1{,}70)^{1{,}2}$

$P = 1 - (0{,}535)\ (0{,}985)^{1{,}2}$

$P = 1 - (0{,}535)\ (0{,}9824)$

$P = 1 - 0{,}5255$

$$Pp = \frac{0{,}4744}{0{,}052} = 9{,}12\ \text{lpg}$$

Para 9.410 pies

$P = 1 - (1 - 0{,}535)\ (1{,}1/1{,}9)^{1{,}2}$

$P = 0{,}722$ lpg/pie

$$Pp = \frac{0{,}722}{0{,}052} = 13{,}89\ \text{lpg}$$

Para 10.300 pies

$P = 1 - (1 - 0{,}535)\ (1/2{,}3)^{1{,}2}$

$P = 0{,}803$ lpg

$$Pp = \frac{0{,}803}{0{,}052} = 15{,}44\ \text{lpg}$$

Elaborando una tabla, similar a la anterior con los valores de Pf (Pp), obtenidos para las profundidades indicadas, tenemos:

PROFUNDIDAD (pies)	Pf (lpg)	Co (1000/Ohm-m)	Cn (1000/Ohm-m)	Co/Cn
8000	9,0	1,0	1,0	1,0
8630	9,12	1,675	1,70	0,985
9400	13,89	1,1	1,9	13,89
10300	15,44	1,0	2,3	15,44

Luego aplicando el método de Hottmann y Johnson, para los mismos valores de conductividad, tenemos:

PROFUNDIDAD (pies)	Cn/Co	GRAD. PRES. (lpg)	P.P (lpg)
8000	1	0,456	9,9
8630	1,015	0,5	9,62
9400	1,73	0,725	13,94
10300	2,3	0,81	15,58

Si elaborarnos un cuadro general para relacionar el método HOTTMANN & JOHNSON, a las distintas profundidades para el registro de profundidad tendremos:

PROFUNDIDAD (pies)	EATON (lpg)	Hottmann y Johnson (lpg)
8000	9	9
8630	9,12	9,62
9400	13,89	13,94
10300	15,44	15,58

Para concluir podemos indicar que con el registro de conductividad se desarrolla el método de su mismo nombre, pero con ayuda de los métodos de EATON y de HOTTMANN & JOHNSON, es que se puede realizar una evaluación del método de conductividad.

En este caso preferimos el registro de conductividad por si existieran problemas de filtración.

Así mismo, para la graficación de las curvas se prefiere los valores de HOTTMANN, ya que son los que más se aproximan a los del lodo.

4.3. DIFERENTES MÉTODOS PARA EVALUAR EL GRADIENTE DE FRACTURA

Algunas de las operaciones realizadas en la industria del petróleo encuentran problemas asociados con la predicción de gradientes de fractura de las formaciones.

A continuación realizaremos una revisión de varios métodos empleados para calcular gradientes de fractura. La aplicación de estas técnicas son importantes en el diseño de perforación de pozos, estimulaciones y de inyecciones para recuperación secundaria los diseños de perforación de pozos deben basarse en un conocimiento de curvas de presión de formación vs profundidad y de curvas de gradiente de fractura vs profundidad, de manera que se tenga un correcto control de la perforación.

Las aplicaciones las discutiremos en detalle y podremos notar que cada una se basa en experiencias obtenidas en pozos reales y que únicamente requieren de la aplicación de cálculos simples.

El tema de muchas discusiones y publicaciones técnicas en los últimos 20 años sobre perforación de pozos, ha sido la predicción de los gradientes de presión requeridos para inducir y/o extender fracturas en formaciones del subsuelo porque la frecuencia con que ocurren los problemas, que surgen como resultado de la falta de habilidad para predecir gradientes de fractura, hacen que el tema amerite atención.

En la perforación de pozos, en campos nuevos o viejos, los problemas de pérdida de circulación originan situaciones difíciles y costosas. Pérdidas completas de circulación son desastrosas en algunos casos. Muchas veces tales problemas pueden ser evitados si se conocen técnicas apropiadas de cálculo para gradientes de fractura. En áreas de formaciones de presiones anormales y la predicción de los gradientes de fractura durante la etapa de planificación del pozo es de igual importancia que la predicción de gradientes de presión de formación, por cuyo motivo ha recibido gran atención en los últimos años.

Hay varios métodos publicados para determinar gradientes de fractura entre los cuales mencionaremos los siguientes:

En 1.957, Hubbert y Willis desarrollan una ecuación que predice la extensión del gradiente de fractura en áreas de presiones anormales. Esta ecuación es la siguiente:

$$F = \frac{1}{3}\left(1 + 2\frac{Pf}{D}\right)$$

Donde:

F: gradiente de fractura (psi/pie)
Pf: presión de formación (psi)
D: profundidad (pies)

Inicialmente en esta ecuación también intervenía la razón de Poisson. La carga de sobrepresión, la presión de formación y la razón de Poisson de las rocas, son las variables independientes que controlan la presión de fractura, la cual es la variable dependiente.

Para llegar a esta ecuación Hubbert y Willis asumen un valor promedio para la razón de Poisson de 0,25 y el gradiente de sobrepresión como 1,0 lpg/pie. Este valor promedio es alto y a veces da error en algunas áreas. Así mismo el valor de Poisson en ocasiones es asumido como 0,50.

En 1957, Matthews y Kelly publicaron otra ecuación para el gradiente de fractura. Este método introdujo el concepto de la variable conocida como: "matrix stress coefficient", que significa coeficiente de tensión de la matriz (16), y cuya representación final a nivel de ecuación es la siguiente:

$$F = \frac{Pf}{D} + \frac{Ki}{D}$$

Donde:
= 1,0 * D - Pf
= 0,535 * Di
F= gradiente de fractura (lpg/pie)
Pf = presión de formación (lpg)
D = profundidad (pies)
Di = razón de profundidades
Ki = cte. de esfuerzos.

Este valor de Di posteriormente se usa en un gráfico para obtener Ki.

Varias reglas fueron prepuestas para predecir gradientes de fractura en ciertas áreas, con razonable precisión. Entre ellas están las ecuaciones empíricas de Godsmith y Wilson.

Finalmente Eaton propuso el uso de la siguiente ecuación para determinar el gradiente de fractura.

$$F = \frac{S}{D} - \left(\frac{Pf}{D}\right)\left(\frac{\mu}{1-\mu}\right) + \frac{Pf}{D}$$

Donde:
S/D = presión de sobrecarga (lpg/pie)
Pf = presión de formación (psi)
D = profundidad (pies)
µ = razón de Poisson de determinación empírica

Esta ecuación establece que todas las variables independientes son funciones, de la profundidad. Los problemas que se pueden presentar al aplicar esta ecuación son: la relación de la carga de sobrepresión, la presión de poros y la razón de Poisson con profundidad. Como sabemos los gradientes de presión anormal de las formaciones se pueden determinar de los registros de pozos.

Se asume que la presión de sobrecarga promedio siempre es igual a 1 lpg/pie. (En el laboratorio fue posteriormente demostrado como falso esta asunción).

Se puede obtener la variación de µ con la profundidad en función de datos de campo obtenidos para las otras variables. La presión de formación o de poros es obtenida por medio de alguno de los métodos descritos anteriormente con este fin.

Si S/D es asumido como 1 lpg/pie y µ = 0,25, la ecuación de Eaton se reduce a la presentada por Hubbert y Willis.

Finalmente surge una pregunta de como se puede aplicar esta técnica en la planificación y realización del revestimiento de un pozo. La respuesta está en usar toda la información relacionada con ese problema para lo cual podemos utilizar el gradiente de presión de formación y las correspondientes cartas para calcular un grupo inicial de gradientes. Un número excesivo de sartas de tuberías de revestimiento pueden ser planificadas, pero flexibles en las profundidades. El peso del lodo programado será constantemente controlado a medida que se perfora para poder adicionar peso como factor de seguridad justo en un sobre balance y puede ser usado para determinar las actuales presiones de formación, con las cuales se puede generar las mejores curvas de gradiente de fractura y definir el mejor grupo de tuberías de revestimiento. Estas operaciones requieren una buena supervisión.

4.4. APLICACIÓN DEL MÉTODO DE EATON EN EL POZO AAA N°1

Como se indicó anteriormente, Eaton realizó una serie de investigaciones para obtener los gradientes de fractura de las formaciones, que culminó con una serie de ecuaciones que finalmente fueron reducidas a una carta que es la que se conoce como carta o método de Eaton. Ver gráfico N°5. (20)

En esta carta se tiene en ordenada la profundidad en pies. En el lado derecho hay unas curvas de presión de formación y en la abscisa el gradiente de fractura. Con los valores obtenidos de presión de poros de Hottmann & Johnson, considerados los más óptimos entramos a esta carta y obtenemos los gradientes de fractura.

Es importante notar que más o menos hasta 8570 pies, se consideran formaciones de consolidación normal en donde se utilizan para el caso presiones normales y el peso del lodo que se emplea es de 9,0 lpg.

El procedimiento que se sigue con la carta de Eaton es el siguiente:

Se entra en la ordenada con profundidad y paralelamente a las abscisas se va hasta la presión de poros, que está en libras por galón. Luego con una recta perpendicular hasta la abscisa se encuentra el gradiente de fractura para esa profundidad y presión de formación correspondiente. En función de este procedimiento tenemos los siguientes valores para el trabajo considerado en este informe.

PROFUNDIDAD (pies)	PRESIÓN DE FORMACIÓN (lpg)	GRADIENTE DE FRACTURA (lpg)
1000	9.00	12.10
2000	9.00	12.80
3000	9.00	13.55
4000	9.00	14.15
5000	9.00	14.70
6000	9.00	15.14
7000	9.00	15.55
8000	9.00	15.90
8630	9.62	16.25
9400	13.94	17.50
10300	15.58	17.80

Luego se realiza un gráfico de presión de formación vs profundidad y gradiente de fractura vs profundidad para ver las relaciones de estas curvas con la profundidad. (Ver gráfico N°3).

4.5. DETERMINACIÓN DE PROFUNDIDADES ÓPTIMAS DE REVESTIMIENTO

Cuando se trata de planificar la perforación de un pozo, primero se gráfica el perfil de presiones usando registros eléctricos u otros métodos aceptables. Luego se gráfica el peso del lodo a usar, considerándolo por arriba de la presión de formación. Después se calcula el gradiente de fractura, que es ploteado en el mismo gráfico y finalmente se establecen las profundidades de los revestimientos. (Ver gráfico N°6).

Si el pozo es exploratorio, se pueden ir ploteando los datos del perfil de presiones a medida que se va profundizando y obteniéndose datos de la perforación, un estudio así llevado sirve de gran ayuda para controlar la perforación.

El hecho de representar los gradientes de fractura contra profundidad para cada presión de poros, en una; sola gráfica, tiene el propósito de poder usarla en la planificación de nuevos pozos y justamente con el perfil de presión de poros, gradiente de fractura y de peso del lodo, efectuar una buena selección de profundidades de los revestimientos en los programas de perforación y además mantener un constante control del peso del lodo a medida que se perfora, una vez obtenido el valor del gradiente de fractura para cada profundidad se lo gráfica contra profundidad, en la misma carta donde se está ploteando los valores de presión de poros y peso del lodo que estarnos utilizando. Este perfil de presiones da una visión clara del balance de presiones en el pozo y de los márgenes de presión de fractura disponibles, en casos de necesidad de aumentar el peso del lodo por arriba de lo normal.

En la mayoría de los países hay normas regulatorias para la colocación del revestimiento de superficie, con el propósito de proteger las aguas artesianas y evitar contaminaciones. Para este caso desde los 2500 pies en adelante se estarían cubriendo las regulaciones, así que un punto de selección entre los 2500 y 3000 pies, sería bastante bueno y además se mantendría un buen margen de seguridad cuando el peso del barro subiera a 13,3 lpg sin fracturarse.

El punto clave que se quiere mostrar en la gráfica es que conociendo las profundidades en las cuales hay que colocar revestimientos, se pueden diseñar los diámetros de dichas tuberías de acuerdo a las conveniencias, las presiones y las resistencias de los materiales y además con las características de las formaciones a atravesar.

El procedimiento para la obtención de los puntos de selección es el siguiente:

En el gráfico se toma el punto más alto de presión de poros y se sube verticalmente al gradiente de fractura, para determinar asentamiento primario del revestimiento superficial.

Luego se realiza la corrección por diferencial de presión.

De datos anteriores (registros y gráficos) se observa que tenemos la zona de presión normal más o menos hasta 8000 pies y que entre este valor y 10350 pies, que es la profundidad total del pozo, existen presiones anormales. Luego conociendo que para formaciones normalmente presurizadas, el máximo diferencial de presión permisible es 2400 pies, obtenemos el peso aparente máximo de lodo que no fracture dichas formaciones y de esta forma se determina el nuevo punto de asentamiento para formaciones normales (superficial) y formaciones anormales (intermedio).

Para ello se utiliza la siguiente fórmula:

$$AMW = \frac{P}{Pf * 0,052} + pl$$

Donde:

P : diferencial de presión

Pf : profundidad final

pl : densidad del lodo

$$AMW = \frac{1800}{8000 * 0,052} + 9,0 = 13,3 \text{ lpg}$$

(Máximo peso del lodo para formaciones blandas)

$$AMW = \frac{2400}{10300 * 0,052} + 15,5 = 19,9 \text{ lpg}$$

(Para formaciones con presiones anormales)

Este último valor está fuera del gráfico, no es considerado. Entonces tomando el valor 13.3 lpg y entrando desde arriba con una perpendicular a la abscisa hasta cortar a la curva del gradiente de fractura y de presión de formación, se obtiene varios puntos y pasando una paralela a la abscisa por estos puntos hasta cortar a la ordenada se tendrá dos puntos: el primero a 2700 pies, donde se debe colocar un revestimiento superficial de $13\frac{3}{8}''$. Después se debe bajar un revestimiento de $9\frac{5}{8}''$ a 9350 pies, para finalmente bajar al último revestimiento o liner de 7".

CAPITULO V

DISEÑO DE TUBERÍA DE REVESTIMIENTO

5.1. FACTORES DEL DISEÑO

Para diseñar una tubería de revestimiento debe tenerse buen conocimiento de los parámetros establecidos en el diseño y de los factores usados como medida de seguridad. Cualquier parámetro que escape del conocimiento del ingeniero puede influir negativamente en el diseño. Los principales parámetros son:

- Profundidad del pozo
- Diámetro de la tubería
- Densidad del fluido
- Presión de la formación
- Disponibilidad de tubería
- Longitud mínima de secciones
- Mínimo numero de secciones, etc.

Los factores de diseño, conocidos como factores de seguridad, varían de acuerdo al área y al criterio del diseñador, lo que siempre debe tenerse en cuenta es que el diseño al menos sea seguro.

El rango de valores usados en la industria como factores de diseño es:

Para tensión: 1,6 a 2,00
Para colapso: 1,1 a 1,33
Para estallido: 1,0 a 1,25

Usar un factor para la tensión igual a 2,00 previene al diseño de cualquier esfuerzo de tensión que se presente en el momento de meter la tubería de revestimiento.

Uno de los principales factores que se debe considerar para el diseño es el conocido como factor de flotación, el cual ayuda con el peso de la tubería, ya que lo reduce entre un 15% y 17%. El factor de flotación está dado por la ecuación.

$$FF = 1 - 0.015\ G$$

Donde:
G: peso del lodo (lpg)
FF: factor de flotación

Cuando se diseña por tensión basado en el peso de la tubería en el aire, se está despreciando el efecto de la flotación.

5.2. TIPOS DE DISEÑO

Analítico y gráfico

Las tuberías de revestimiento intermedio medianamente profundo y la tubería de revestimiento de producción, se diseñan combinando diferentes grados y pesos de tuberías con factores económicos.

Por ejemplo, tomemos un tipo de tubería: la N-80 de 29 lbs/pie y que resista la presión al colapso, podría también soportar la tensión y el estallido y podría introducirse desde el fondo hasta la superficie.

Sin embargo, en la zona intermedia se pueden usar otros tipos de tuberías de grado y de peso inferior, siempre que resistan la tensión. Esto traería un diseño de menor costo. El problema se presenta en determinar hasta que profundidad resisten las tuberías por colapso. La solución a este problema se plantea suponiendo una profundidad y luego con la información obtenida, calcular si la tubería resiste hasta esa profundidad. Si hay coincidencia entre la profundidad supuesta y la calculada, la suposición ha sido correcta. Si la diferencia es grande, se debe suponer otro valor para la profundidad y repetir los cálculos hasta que las profundidades supuesta y calculada coincidan, pudiendo existir como diferencia un margen de 40’, que es la longitud promedio de un tubo.

Como puede verse el método de resolución empleado es un método de "ensayo y error".

El diseño puede simplificarse si se disponen de gráficos que indiquen la variación de la resistencia al colapso con la tensión, lo que elimina el ensayo y error. Así se puede proceder directamente. A este procedimiento se conoce como método gráfico.

5.3. DISEÑO DE REVESTIMIENTO DE UN POZO DE XXX PIES

Método de ensayo y error.-

En primer lugar, con los datos de los gráficos y con las profundidades óptimas de revestimientos obtenidos anteriormente, se seleccionan los diámetros de tuberías de acuerdo al hueco perforado.

Para las condiciones de pozo (costa afuera) y las profundidades analizadas, las recomendaciones de tuberías de revestimiento son:

REVESTIMIENTO (pulg)	BROCA (pulg.)
30" (clavado)	36"
20"	26"
13 3/8"	17 1/2"
9 5/8"	12 1/4"
7"	8 3/8"

Luego seleccionamos el tipo de tubería. Para esto primero calculamos la presión de colapso, por medio de la siguiente ecuación:

$$Prof = \frac{Pc}{0{,}052 * P * FF * Fc}$$

Obtenemos una presión de colapso calculada que la evaluamos con la resistencia al colapso que ofrecen los distintos tipos de tuberías bajo las especificaciones API, que se encuentran en las tablas del libro de Halliburton. (Ver Apéndice - Tablas 1 y 2).

Cuando consideremos que se está utilizando una determinada sección que no es la adecuada procedemos a calcular que profundidad se puede tomar para cierta tubería, utilizando la resistencia a la tensión por medio de la siguiente ecuación:

$$Prof = \frac{\frac{Rt}{1,8} - Peso\ Acumulado}{Peso\ de\ tubería\ que\ se\ usa}$$

Como en este diseño debemos utilizar factores de seguridad para cada tipo de esfuerzo, los valores que hemos temado en consideración son los siguientes:

- colapso: 1,125
- estallido: 1.0
- tensión: 1.8

Tratamos de determinar si la tubería de 40 lbs/pie se la puede utilizar hasta superficie. Al hacer la prueba por tensión vemos que sólo podría usarse una longitud de 3976 pies y como hasta la superficie tenemos 4757 pies, la diferencia, o sea los 781 pies, fue revestido con tubería más pesada (43.5 lbs/pies) que tiene mayor resistencia a la tensión.

Para ello utilizamos la ecuación analizada al inicio de este capítulo bajo el nombre de corrección por tensión y los cálculos fueron así:

$$\text{Long.Tub.} = \frac{\text{Rt}(40') - \text{peso acumulado}}{\text{peso}(\text{lbs/pie})}$$

$$\text{Long.Tub.} = \frac{\frac{694000}{1,8} - 226433}{40}$$

La tabla N°8, muestra el resultado total, de lo expresado en este trabajo.

5.4. DISEÑO DE REVESTIMIENTO POR EL MÉTODO GRAFICO

En el perfil de presiones fácilmente se puede ver que a 7000 pies se encuentra el punto crítico de fractura de formación con posibles pérdidas de circulación en zonas que no pueden ser cerradas por medios ordinarios. Entonces hay que bajar tubería protectora.

A esta profundidad (7.000 pies), todavía no se inicia el período de alta presión, ya que la presión de pozos se mantiene normal hasta 8.000 pies. Por lo tanto la tubería protectora se ha bajado por motivos que no están relacionados con la presión y está asentada en una formación que tiene 15,7 lpg de gradiente de fractura. En consecuencia el punto más débil de la formación, considerando que la tubería de revestimiento está diseñada para soportar una presión mayor de gradiente de formación en el punto de asentamiento de la tubería de revestimiento es la profundidad límite donde será necesario bajar el próximo revestimiento.

Para el caso de nuestro gráfico del perfil de presiones, la profundidad es de 10.300 pies, donde el peso del lodo llega a ser igual a 15,7 lpg.

Una vez establecidos los puntos de asentamiento de las tuberías de revestimientos y de acuerdo a los diámetros del pozo se plantean dos alternativas.

PRIMERA ATERNATIVA
Consideramos liner de 5" por efectos de facilidad de maniobra con brocas de fácil adquisición en el mercado, como son las de 5 7/8".
Conductor: 16" (En pozos costa afuera)
Superficie de: 10 3/4" (2.700 pies), hueco de 13 3/4"
Intermedio de: 7 5/8" (7.000 pies), hueco de 9 7/8"
Liner de: 5" (10.000 pies), hueco de 5 7/8"

SEGUNDA ALTERNATIVA
Conductor de: 20"
Superficial: 12 3/8"
Intermedio de: 9 5/8"
Liner de: 7"

De estas dos alternativas, la segunda involucra inversión mayor en lo que se refiere a la parte económica, que no es el objeto de este trabajo, sino más bien minimizar costos.

De esta forma podríamos indicar varios modelos para seleccionar el que más convenga a nuestros intereses, de acuerdo a condiciones de diseño y a la existencia o facilidades logísticas para su utilización, ya que si se considera un modelo económico pero que no se encuentre disponible, podría incidir seriamente en los costos hasta que llegue al pozo. Entonces podría convenir otro modelo.

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

La correcta predicción de la presión de poros y los gradientes de fractura son esenciales en la perforación de pozos con presiones anormales y en la selección de tubería de revestimiento. La correcta determinación de los gradientes de fractura define la necesidad de un casing protector y los límites de presión total, que debe ser considerado en el análisis durante la operación de perforación.

* En pozos profundos se pueden utilizar tuberías combinadas por ejemplo: 9 5/8 y 10 3/4, utilizando copies o puntas largas, con miras a optimizar costos.

* Cuando hay problemas con gases ácidos no se debe utilizar acero de más de 95.000 lbs., porque se resquebrajan con el ácido. Es decir que el tope límite es el C-95 (P-110, ya no es recomendable).

* En presencia de $H2S$ para cualquier temperatura se puede utilizar de H-40 a N-80 y con temperatura superior a 80°F, sólo se puede usar C-95 y P-110 (porque el aumento de temperatura disminuye el efecto del $H2S$).

* Además pueden indicarse ciertas recomendaciones como normas de seguridad en la tubería de revestimiento.

1. Para revestimiento superficial

   Protección de: capas freáticas, gas de superficie, zonas de pérdidas de circulación.
2. Revestimiento intermedio

   Objetivo: Controlar derrumbes en el pozo y profundizar la perforación; para lo cual de acuerdo al diseño y en función del gradiente de fractura, la zapata deberá asentarse a profundidad tal que no permita la fractura de la formación.

Los objetivos del liner en este trabajo son:
Limitar el peso, disminuir el tiempo de bajada de la tubería y facilitar la cementación.

Por facilidades de trabajo, se escoge como cabezal de uso el siguiente:

20” x 13 3/8” x 9 5/8” x 7”

* En caso de que el pozo sea productor se recomienda utilizar tubería de producción y tubing de 2 7/8" o 3 1/2" o combinado.

* En caso de encontrar H2S es importante la selección del metal para los próximos pozos, se recomienda además tratamiento del acero con templado, calentado y revestido.

El templado debe ser con minerales como magnesio, cromo o níquel y usado con retardadores de molibdeno, y aluminio. Para este caso los mejores aceros en el mercado son:

K-55, Y-55, N-80 y C-75

No se recomienda C-95 y P-110 por no ser operacionales.

En caso de que estos dos últimos (C-95 y P-110), sean indispensables se debe utilizar con revestimiento especial de plástico.

APENDICES

APENDICE A

TABLAS

TABLA Nº 1

CARACTERÍSTICAS Y PROPIEDADES DE LA TUBERIA DE REVESTIMIENTO DE 5 1/2" SEGÚN BOLETÍN DEL API 502

GRADO	PESO	PUNTO CED.	ÁREA	DIÁMETRO	RESISTENCIA		
	NOM.	MINIMO	PLANA	INTERIOR.	COLAPSO	ESTALLIDO	TENSIÓN
	lbs/pie	lppc	pulg2	pulg	lppc	lppc	1000 lbs.
J-55	14,8	55.000	4.029	5.012	3120	4270*	172*
	15,5		4.514	4.950	4040	4810	217
	17,0		4.962	4.892	4910	5320	272
K-55	14,0	55.000	4.029	5.012	3120	4270*	189*
	15,5		4.514	4.950	4040	4810	239
	17,0		4.962	4.892	4910	5320	272
C-75	17,0	75.000	4.962	4.892	6070	7250	327
	20,0		5.828	4.778	8440	8610	403
	23,0		6.630	4.670	10640	9260	473
	26.0**		–	4.548	11860	-	–
N-80	17,0	80.000	4.962	4.892	6280	7740	348
	20,0		5.828	4.778	8830	9190	428
	23,0		6,630	4,670	11160	9880	502
	26,0**		–	4,548	12650	–	–
C-95	17,0	95.000	4.962	4,892	6930	9190	374
	20,0		5.828	4.778	10000	10910	460
	23,0		6.630	4.670	12920	11730	540
	26,0**		–	4.548	15020	–	–
P-110	17.0	110.000	4.962	4.892	7460	10640	445
	20,0		5.828	4.778	11080	12640	548
	23,0		6.630	4.670	14520	13080	643
	26,0**		–	4.548	17390	–	–

*Únicamente para unión corta
**No autorizada por el API

TABLA N°2

CARACTERÍSTICAS Y PROPIEDADES DE LA TUBERÍA DE REVESTIMIENTO DE 7" SEGÚN BOLETÍN DEL API 502

GRADO	PESO NOMINAL lbs/pie	PUNTO CED. MÍNIMO lppc	AREA PLANA pulg2	DIAMETRO INTERIOR pulg	RESISTENCIA		
					COLAPSO lppc	ESTALLIDO lppc	TENSIÓN 1000 lbs
J-55	20	55.000	5.749	6.456	2270	3740*	234*
	23		6.656	6.366	3270	4360	313
	26		7.549	6.276	4320	4980	367
K-55	20	55.000	5.749	6.456	2270	3740*	254*
	23		6.656	6.366	3270	4360	341
	26		7.549	6.276	4.320	4980	401
C-75	23	75.000	6.656	6.366	3770	5940	416
	26		7.549	6.276	5250	6790	489
	29		8.449	6.184	6760	7650	562
	32		9.317	6.094	8230	8490	633
	35		10.172	6.004	9710	8660	703
	38		10.959	5.920	10680	8660	767
N-80	23	80.000	6.656*	6.366	3840	6340	442
	26		7.549	6.276	5410	7240	442
	29		8.449	6.184	7020	8160	597
	32		5.317	6.094	8600	9060	672
	35		10.172	6.004	10180	9240	746
	38		10.959	5.920	11390	9240	814
C-95	23	95.000	6.656	6.366	4150	7530	505
	26		7.549	6.276	5870	8600	593
	29		8.449	6.184	7820	9690	683
	32		9.317	6.094	9730	10760	786
	35		10.172	6.004	11640	10970	853
	38		10.959	5.920	13420	10970	931
P-110	26	110.000	7.549	6.276	6210	9960	898
	29		8.449	6.184	8910	11220	797
	32		9.317	6.094	10760	12460	897
	35		10.172	6.004	13010	12700	996
	38		10.959	5.920	15110	12700	1087

* Únicamente para unión corta.

TABLA N° 3
TABULACIÓN DE LOS DATOS OBTENIDOS DE LA LECTURA DEL PERFIL DE POTENCIAL ESPONTANEO DEL POZO AAAA, N°1

PROFUNDIDAD (PIES)	DEFLEXIÓN (SP) (rnv)
2.000	23
2.270	35
2.500	34
2.700	28
3.550	20
3.970	25
4.750	40
4.950	35
5.000	18
6.500	48
6.800	34
7.150	40
7.250	40
7.600	28
8.000	30
8.200	20
8.750	22
9.400	23
9.770	21
10.000	29
10.200	24
10.300	24
10.550	20
10.830	15

11.150	15
11.470	20

TABLA N° 4

TABLA DE GRADIENTES DE TEMPERATURA, TEMPERATURAS DE FORMACIÓN Y TEMPERATURAS CORREGIDAS A LAS DIFERENTES PROFUNDIDADES

PROFUNDIDAD (pies)	GRADIENTE TEMPERATURA (°F/pies)	TEMPERATÜRA DE FORMACIÓN (°F)	TEMPERATURA CORREGIDA (°F)
2.000	0.0095	19.0	129.0
2.270	0.0095	21.6	131.6
2.500	0.0095	23.8	133.8
2.700	0.0095	25.7	135:7
3.550	0.0095	33.7	143.7
3.950	0.0095	37.5	147.5
4.750	0.00468	22.2	132.2
4.950	0.00468	23.2	133.2
5.000	0.00468	23.4	133.4
6.500	0.00468	30.4	140.4
6.800	0.00468	31.8	141.8
7.150	0.00468	33.5	143.5
7.250	0.00468	33.9	143.9
7.600	0.00468	35.6	145.6
8.000	0.00468	37.4	147.4
8.200	0.00468	38.4	148.4
8.750	0.00468	40.7	150.7
9.400	0.00368	34.6	144.6
9.770	0.00368	35.6	146.0
10.000	0.00368	36.8	146.8
10.200	0.00368	37.5	147.5
10.300	0.00368	37.9	147.9
10.550	0.00368	38.8	148.8
10.830	0.00368	39.9	149.9
11.150	0.00368	41.0	151.0
11.470	0.00368	42.2	153.2

Datos para obtener el factor de formación (Primera parte)

TABLA N°5

FACTOR DE FORMACIÓN (2DA. PARTE)

Rmfc a T Ohm-m	Rmfeq	Rweq	Rw Ohm-m	Ro Ohm-m	$Fr = \frac{Ro}{Rw}$
0.244	0.2074	0.105	0.130	1.11	8.54
0.24	0.204	0.073	0.087	1.00	11.49
0.232	0.1972	0.071	0.085	1.00	11.76
0.23	0.1955	0.091	0.105	1.00	9.52
0.22	0.187	0.111	0.113	0.91	8.05
0.20	0.17	0.085	0.100	0.91	9.1
0.235	0.19979	0.063	0.077	1.00	12.99
0.232	0.1972	0.070	0.085	1.00	11.76
0.23	0.1836	0.14	0.169	1.11	6.57
0.216	0.1785	0.048	0.064	1.67	26.09
0.21	0.1785	0.063	0.077	1.11	25.97
0.21	0.1785	0 .059	0.073	2.00	21.10
0,21	0.18275	0.060	0.105	2.00	22.88
0.215	0.18275	0.09	0.100	2.00	19.05
0.215	0.18275	0.084	0.104	1.67	20
0.215	0.18275	0.114	0.130	1.11	17.54
0.215	0.18275	0.109	0.105	1.18	12.85
0.215	0.18275	0.089	0.130	1.18	10.57
0.215	0.18275	0.103	0.307	1.05	9.08
0.20	0.17	0.103	0.087	1.05	13.56
0.20	0.17	0.074	0.100	1.00	10.5
0.20	0.17	0.085	0.100	1.67	10.0
0.20	0.17	0.114	0.104	1.05	14.65
0.215	0.18275	0.43	0.900	1.18	1.17
0.210	0.1785	0.15	0.910	1.18	1.30
0.210	0.1785	0.18	0.220	1.11	5.36

TABLA N° 6

TABULACIÓN DE LOS DATOS OBTENIDOS DE LA LECTURA DE LOS PERFILES DE CONDUCTIVIDAD Y DE RESISTIVIDAD Y SUS CORRESPONDIENTES PROF.

PROFUNDIDAD (pies)	RESISTIVIDAD (ohms-m)	CONDUCTIVIDAD (1/ohms-m)
1.500	1.20	900
2.700	1.15	1000
3.600	1.00	1100
3.950	1.00	1100
4.750	1.15	1000
4.900	1.05	1000
5.080	1.15	900
6.500	1.70	600
6.800	2.50	500
7.150	1.60	650
7.250	1.70	600
7.700	2.00	500
8.100	2.00	500
8.700	1.80	600
9.400	0.80	900
10.000	1.05	850
10.200	0.90	950
10.300	0.90	1000
10.550	1.50	600
10.830	1.00	950
11.150	1.05	850
11.470	1.10	850

TABLA N°7

TABULACIÓN DE CONDUCTIVIDAD Y Rc A DISTINTAS PROFUNDIDADES

OBTENCIÓN DEL Rc A PARTIR DE LA FORMULA: $R = \frac{1000}{Conductividad}$

PROFUNDIDAD (pies)	CONDUCTIVIDAD (1/Ohm-m)	R (Ohm-m)
1.500	900	1.11
2.700	1000	1.00
3.600	1100	0.91
3.950	1100	0.91
4.750	1000	1.00
4.900	1000	1.00
5.080	900	1.11
6.500	600	1.67
6.800	500	2.00
7.150	650	1.54
7.250	600	1.67
7.700	500	2.00
8.100	500	2.00
8.700	600	1.67
9.400	900	1.11
10.000	850	1.18
10.200	950	1.05
10.300	1000	1.00
10.550	600	1.67
10.830	950	1.05
11.150	850	1.18
11.470	850	1.18

TABLA Nº 8
DISEÑO DEL REVESTIMIENTO DEL POZO AAAA Nº 1

Prof. (pies)	Peso Lodo	F.F.	0 (plg)	PC/RC (pie)	T (lpc)	Estallido	Tipo	Peso	Longitud	Intervalo	Peso Acumulado Lbs.	Observaciones
150”	9.0	.865	30”				Tubería soldada	300	150	0.150	45000	Tirante de agua 70” mesa rotaria al nivel del mar 50’ Tubería de 30” clavada
700”	9.0	.865	20”	318/540	323.000	1530	H-40 STC	94	700	0-700	65800	
2650”	9.0	.865	$13\frac{3}{8}''$	1206/1540	331.000	3090	J-55 STC	61	169	2650-2481	10309	Peso de la sección Peso acumulado
				/1130	285.500	2730	J-55 STC	54.5	2481	2481-sup.	135215	
9350”	13.4	.799	$9\frac{5}{8}''$	5856/6380	555.000	7430	C-75	53.5	1998	9390-7392	106893	
				/4630	473.000	6440	C-75 LTC	47.0	1405	7392-5987	66035 (172928)	
				/3750	431.000	5750	C-75 LTC	43.5	1230	5987-4757	53505 (226433)	
				/2980	385.000	5390	C-75 LTC	40	3976	4757-781	159040 (385473)	
				/3750	431.000	6440	C-75 LTC	43.5	781	781-sup.	33974 (419447)	
10350”	15.5	.767	7”	7198/8230	351.600	8490	C-75	32	1300	10350-9050	41600	Se podría combinar con una sección de menor costo pero es muy corto solo se pone ésta

APENDICE B

FIGURAS

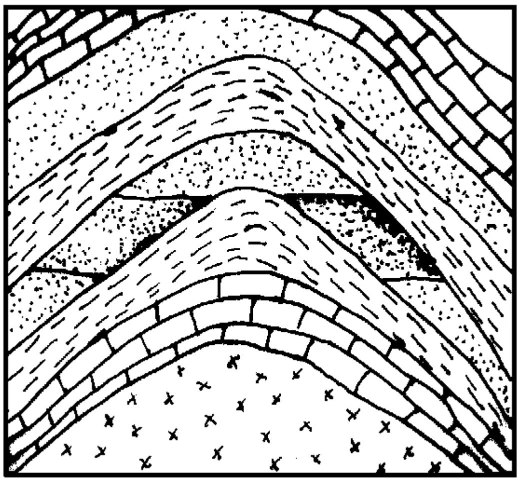


FIG. 1.- TRAMPA ESTRUCTURAL

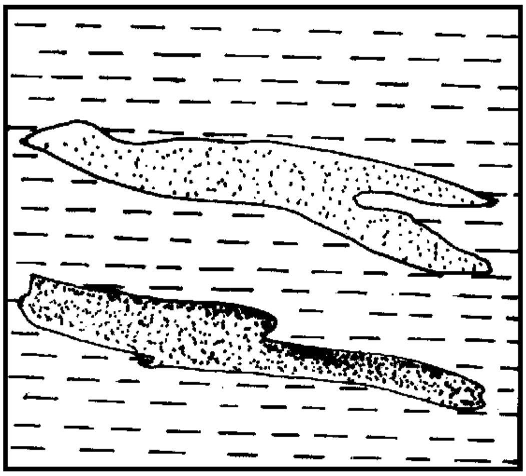


FIG. 2.- TRAMPA ESTRATIGRAFICA

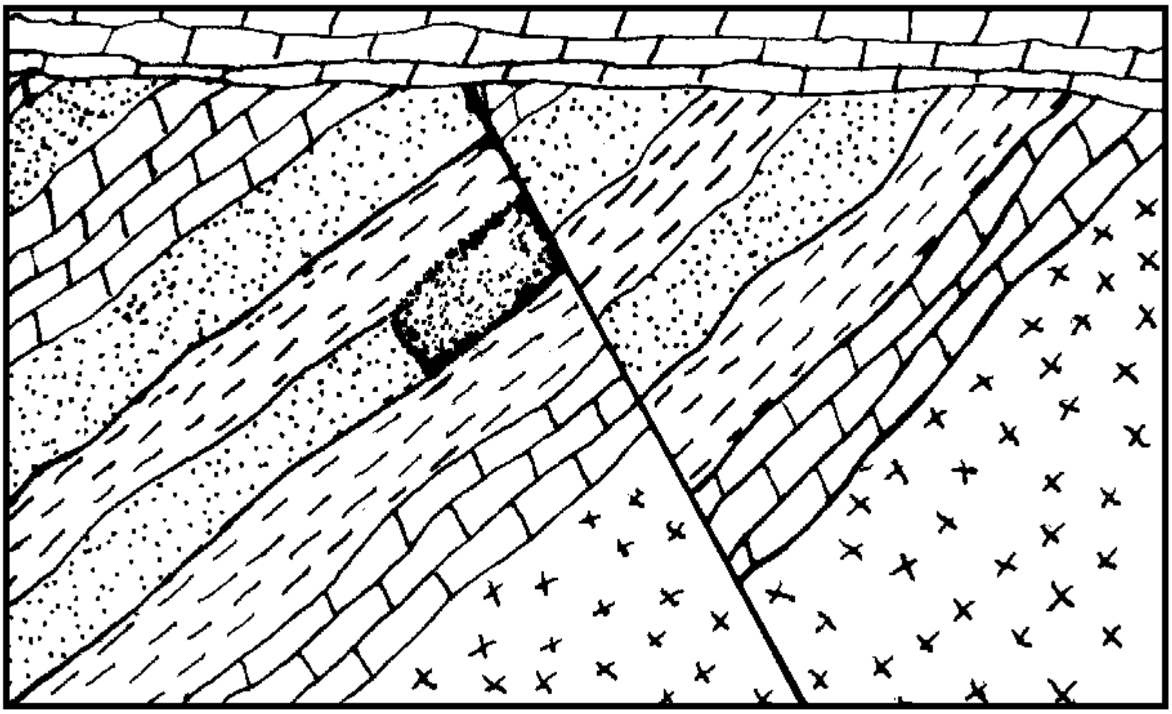


FIG. 3.- TRAMPA COMBINADA

Elipse de los Esfuerzos Bi _ Axiales

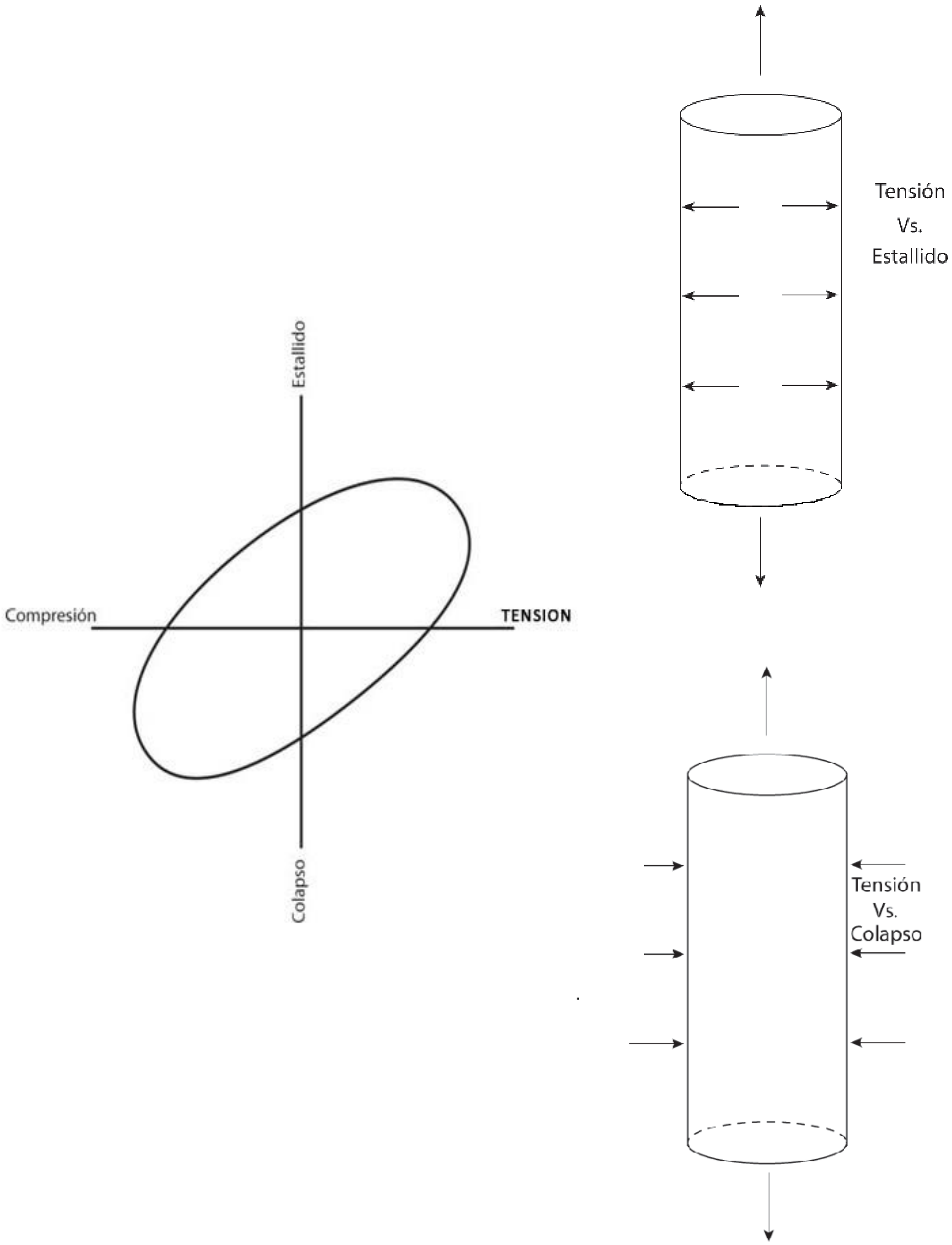


Fig. 4 Combinación de esfuerzos aplicados a la tubería de revestimiento

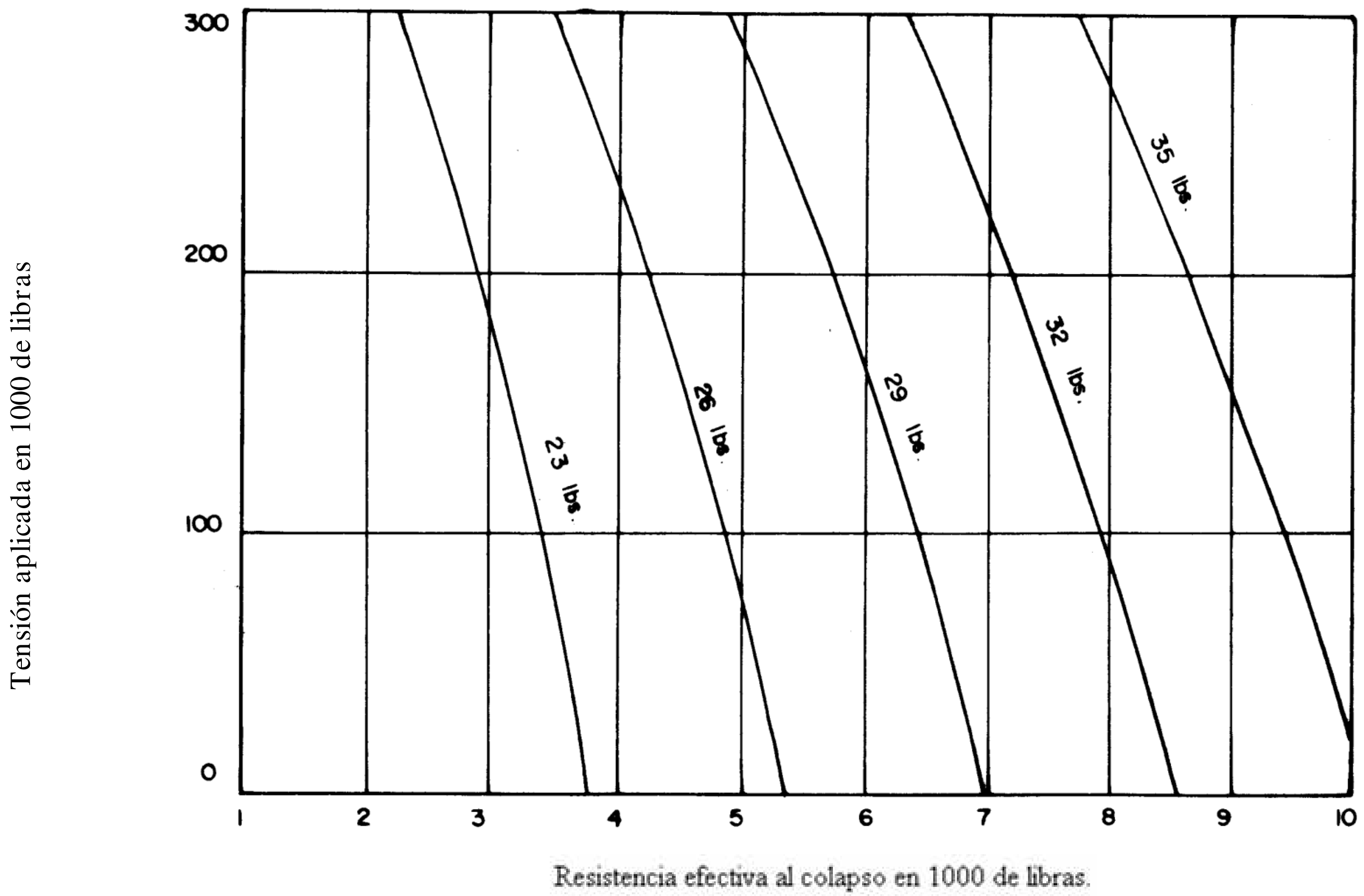


FIG. 5 Variación de la resistencia al colapso con la tensión aplicada (Tubería N - 80 de 7")

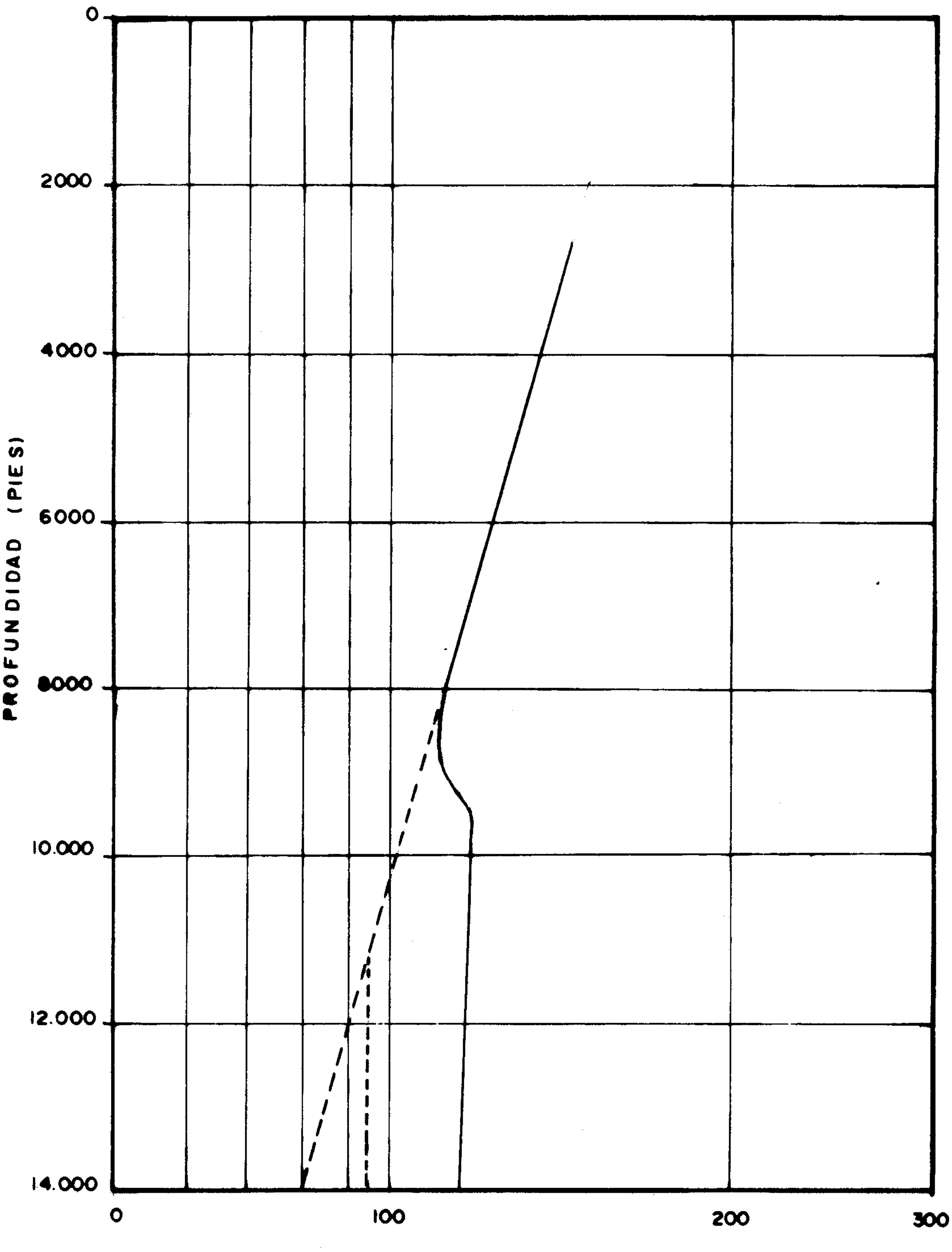


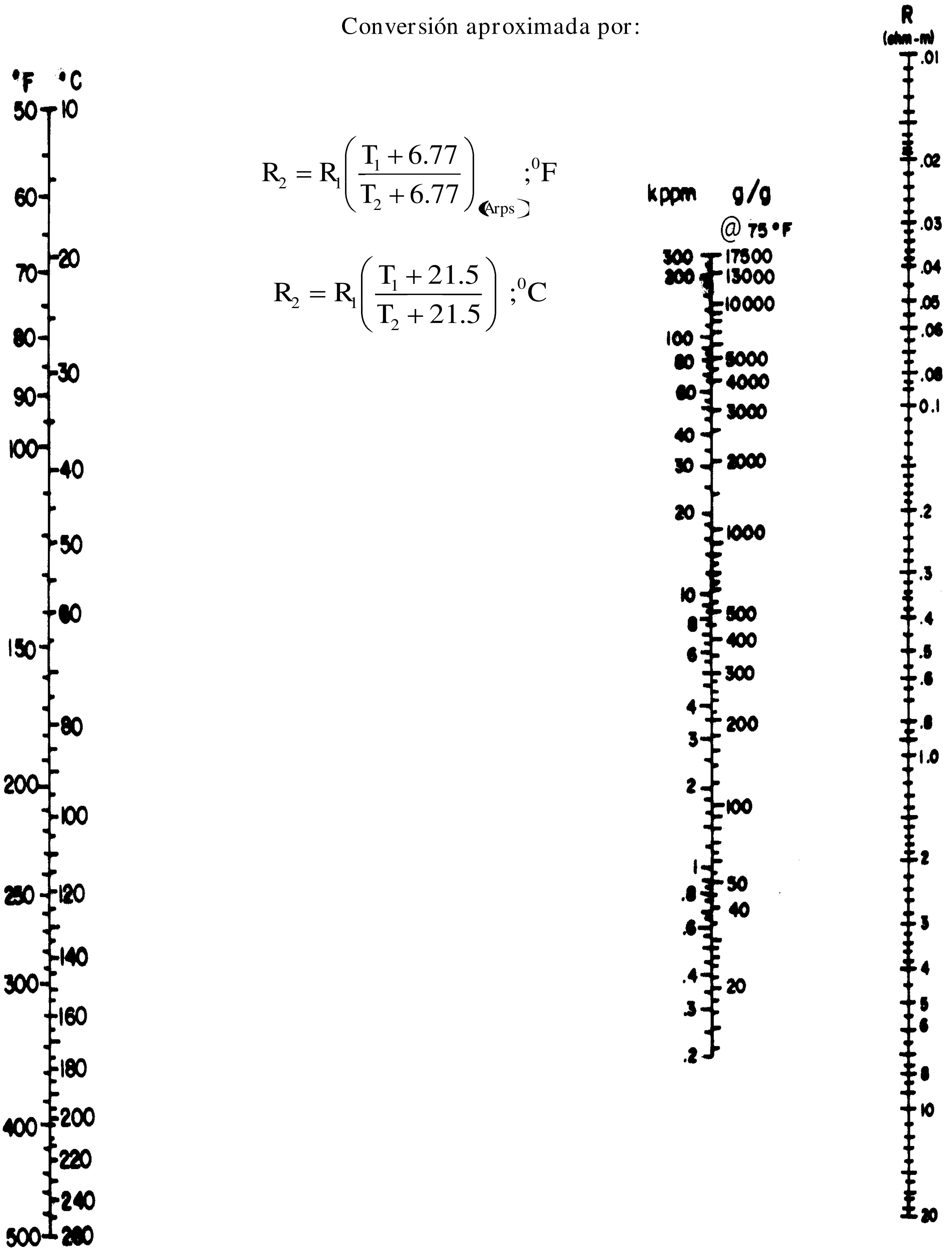
FIG. 6 TIEMPO DE VIAJE
Micro - seg/pie

NOMOGRAMA DE RESISTIVIDADES PARA SOLUCIONES SALINAS

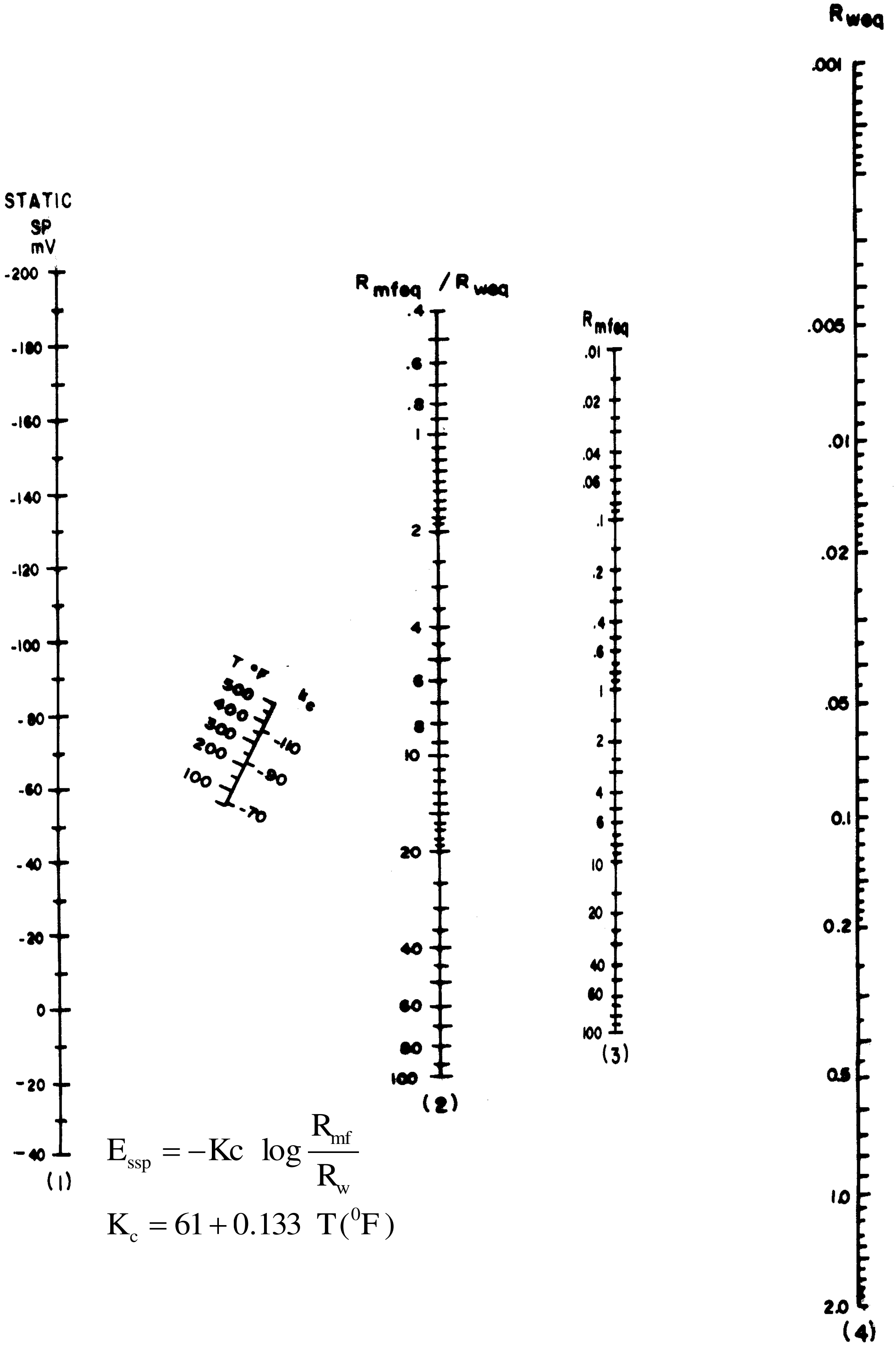
Conversión aproximada por:

$$R_2 = R_1\left(\frac{T_1+6.77}{T_2+6.77}\right)_{(Arps)} \quad ;^0F$$

$$R_2 = R_1\left(\frac{T_1+21.5}{T_2+21.5}\right) \quad ;^0C$$



DETERMINACIÓN DE LA RESISTIVIDAD DEL AGUA A PARTIR DEL SSP (FORMACIONES LIMPIAS)

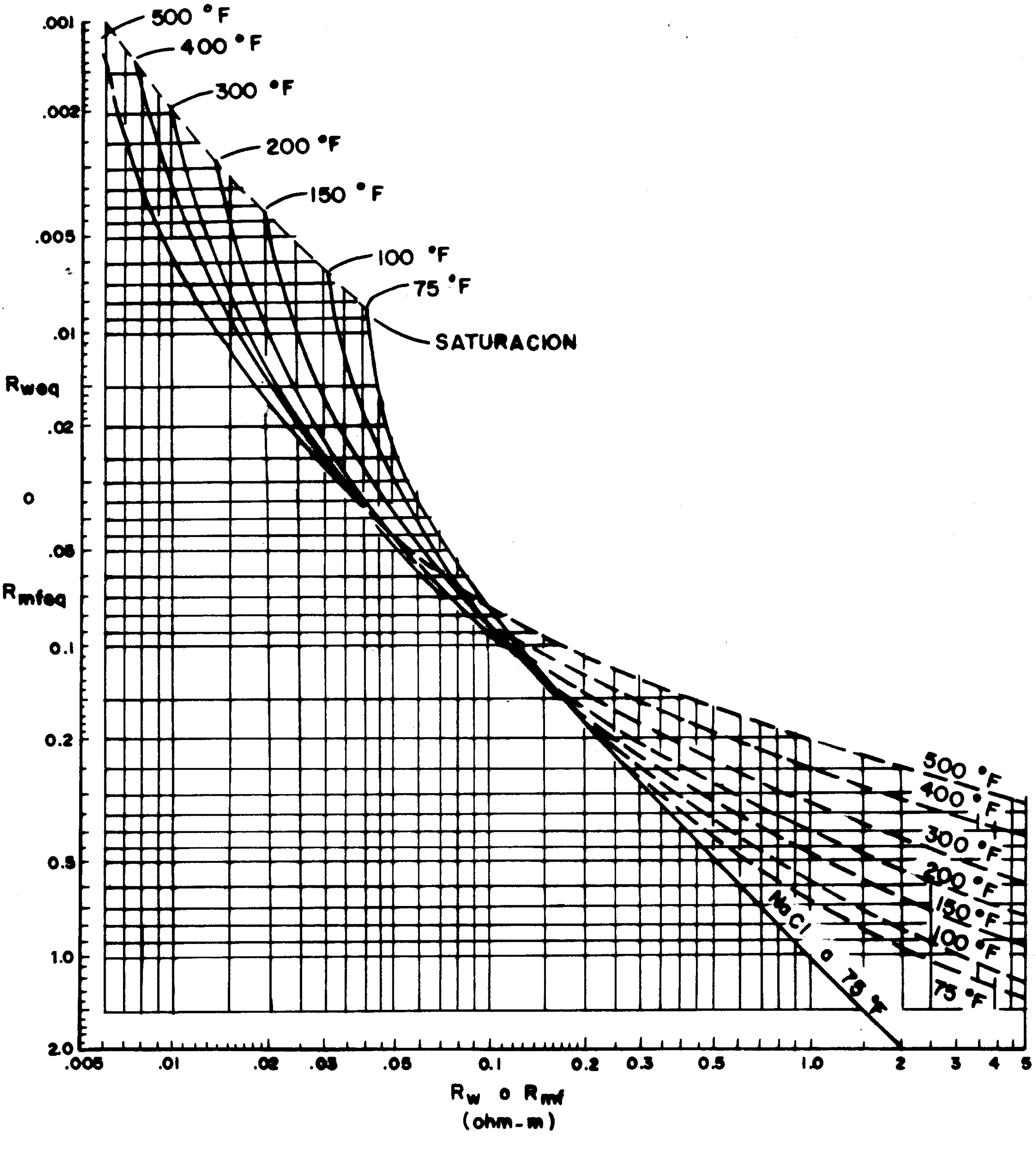


$$E_{ssp} = -Kc \ \log \frac{R_{mf}}{R_w}$$

$$K_c = 61 + 0.133 \ T(^0F)$$

SP-1

R_w vs. R_{weq} Y TEMPERATURA DE FORMACIÓN



SP-2

APENDICE C

GRAFICOS

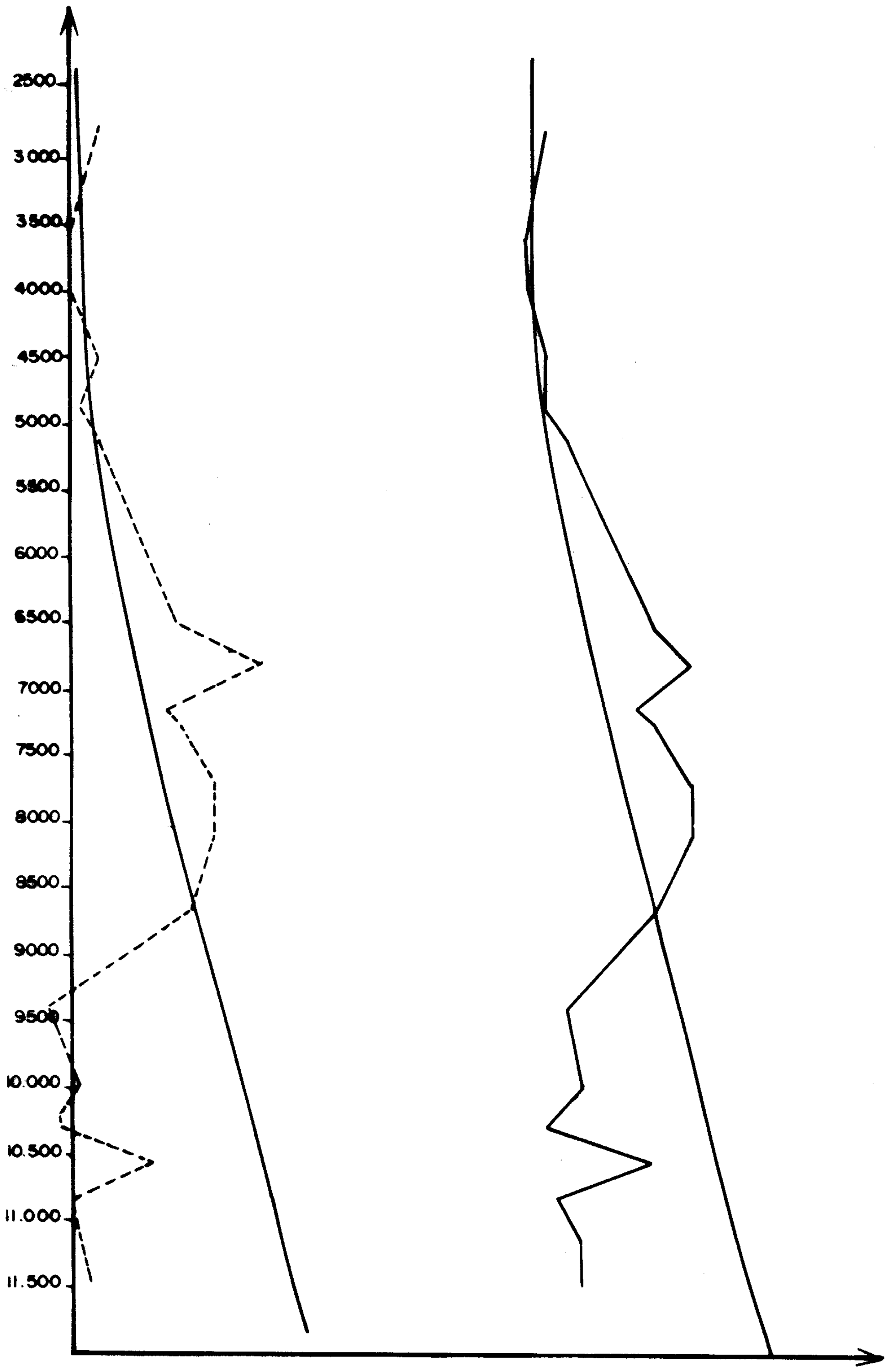


GRAFICO 1. RESISTIVIDAD vs. PROFUNDIDAD (--------)
CONDUCTIVIDAD vs. PROFUNDIDAD (_____)

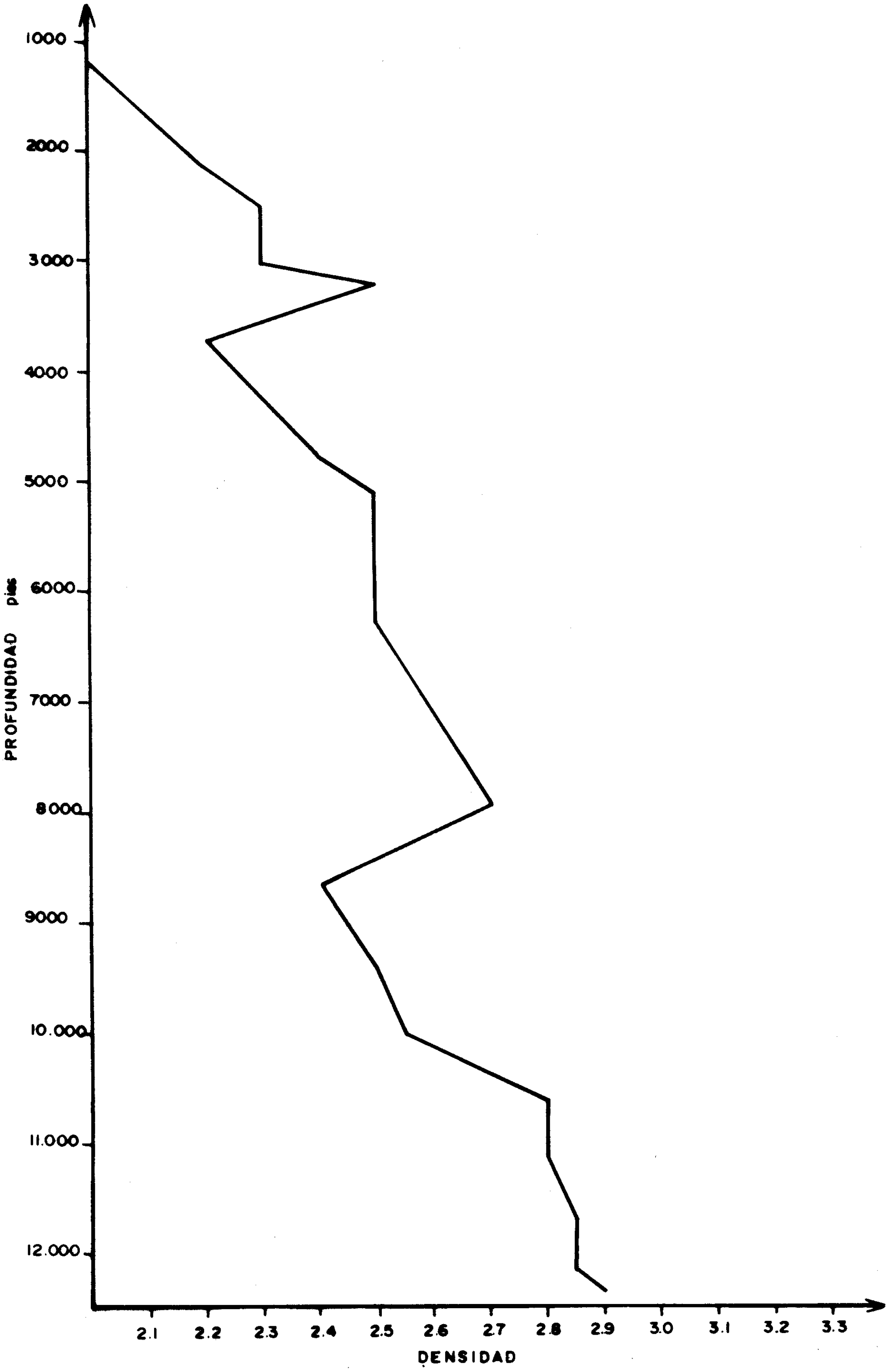
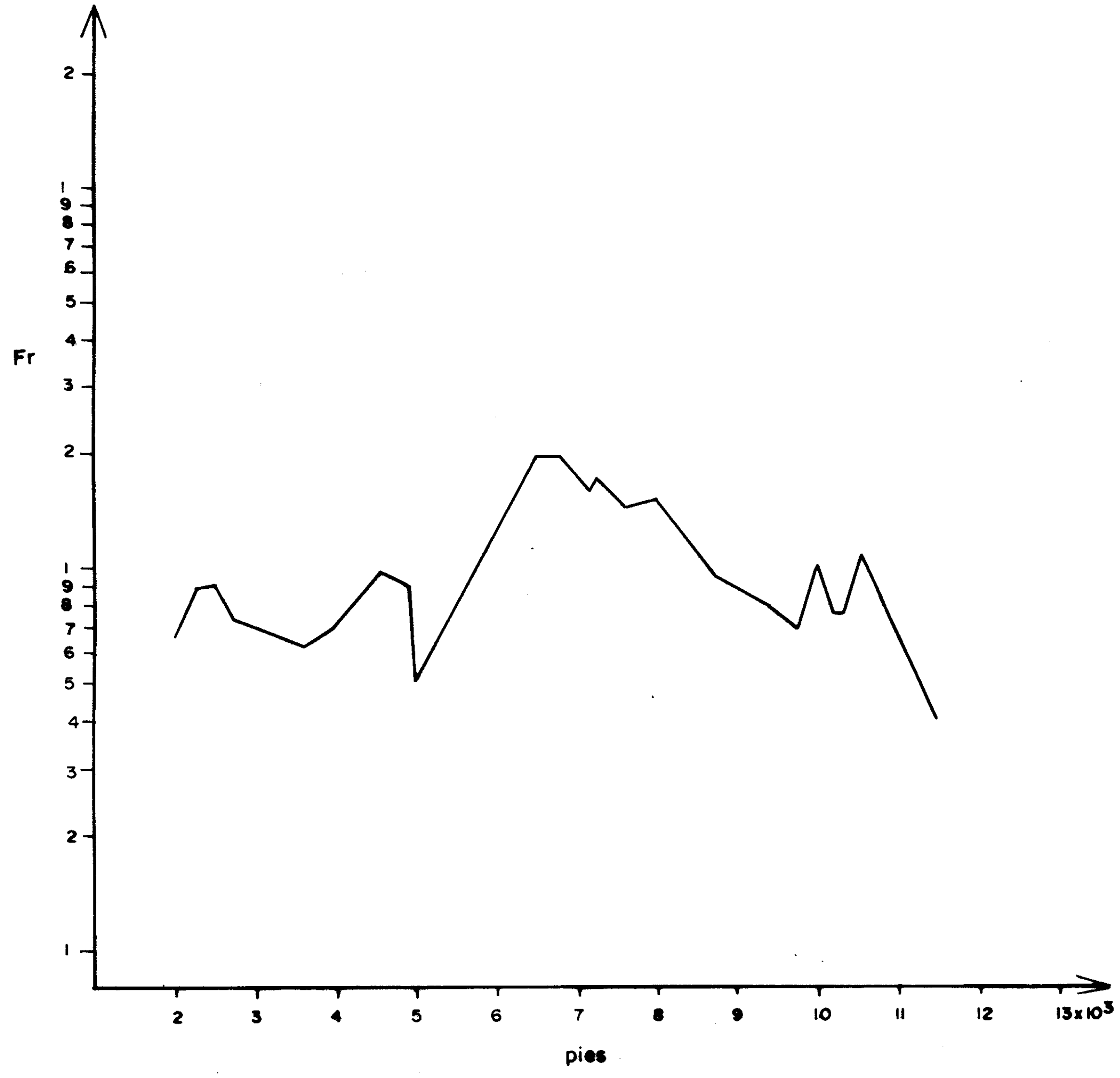


GRAFICO 2. DENSIDAD vs. PROFUNDIDAD



GRAFFICO 3. FACTOR DE FORMACIÓN vs. PROFUNDIDAD

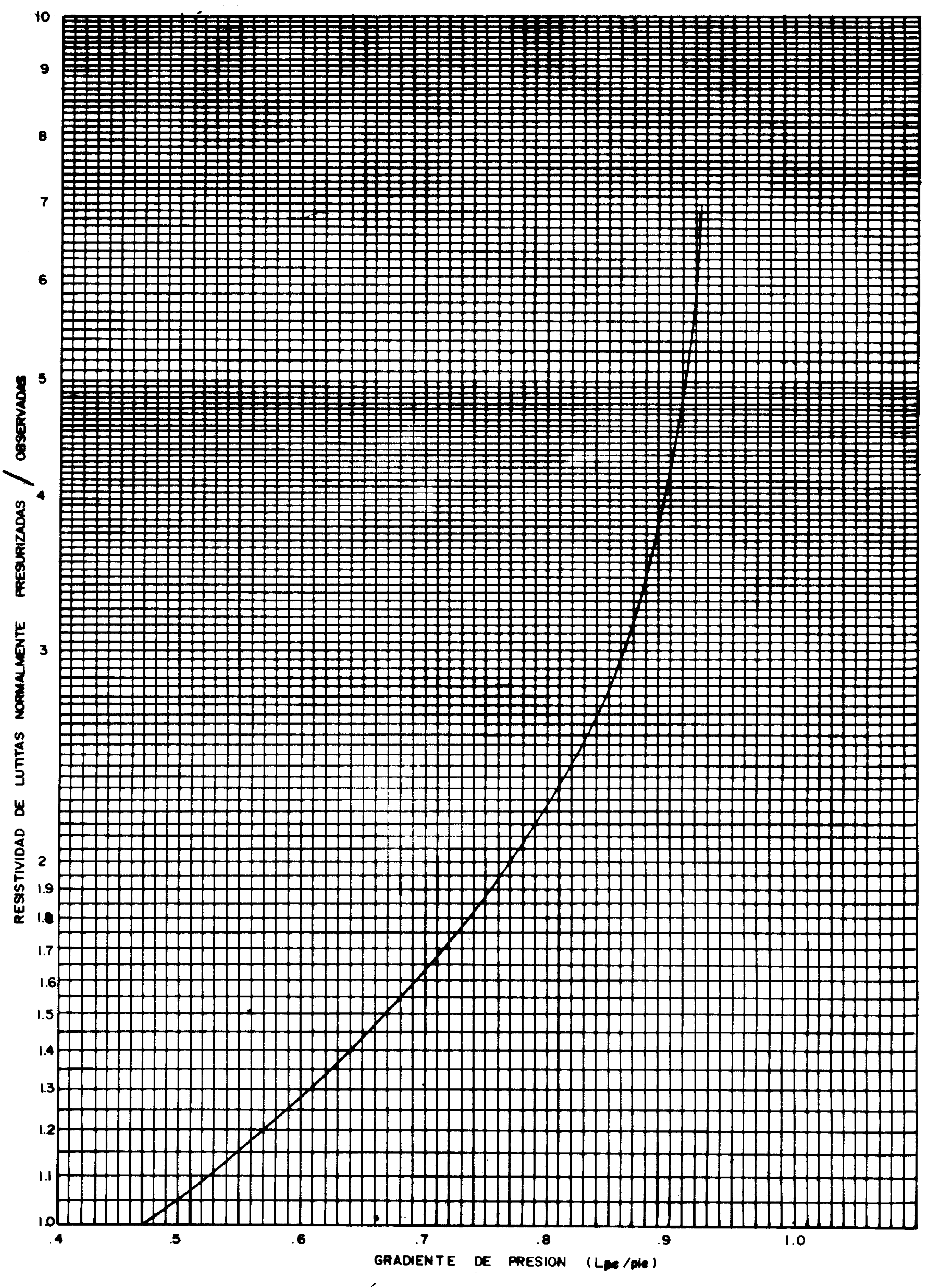


GRAFICO 4. MÉTODO HOTTMANN Y JOHNSON

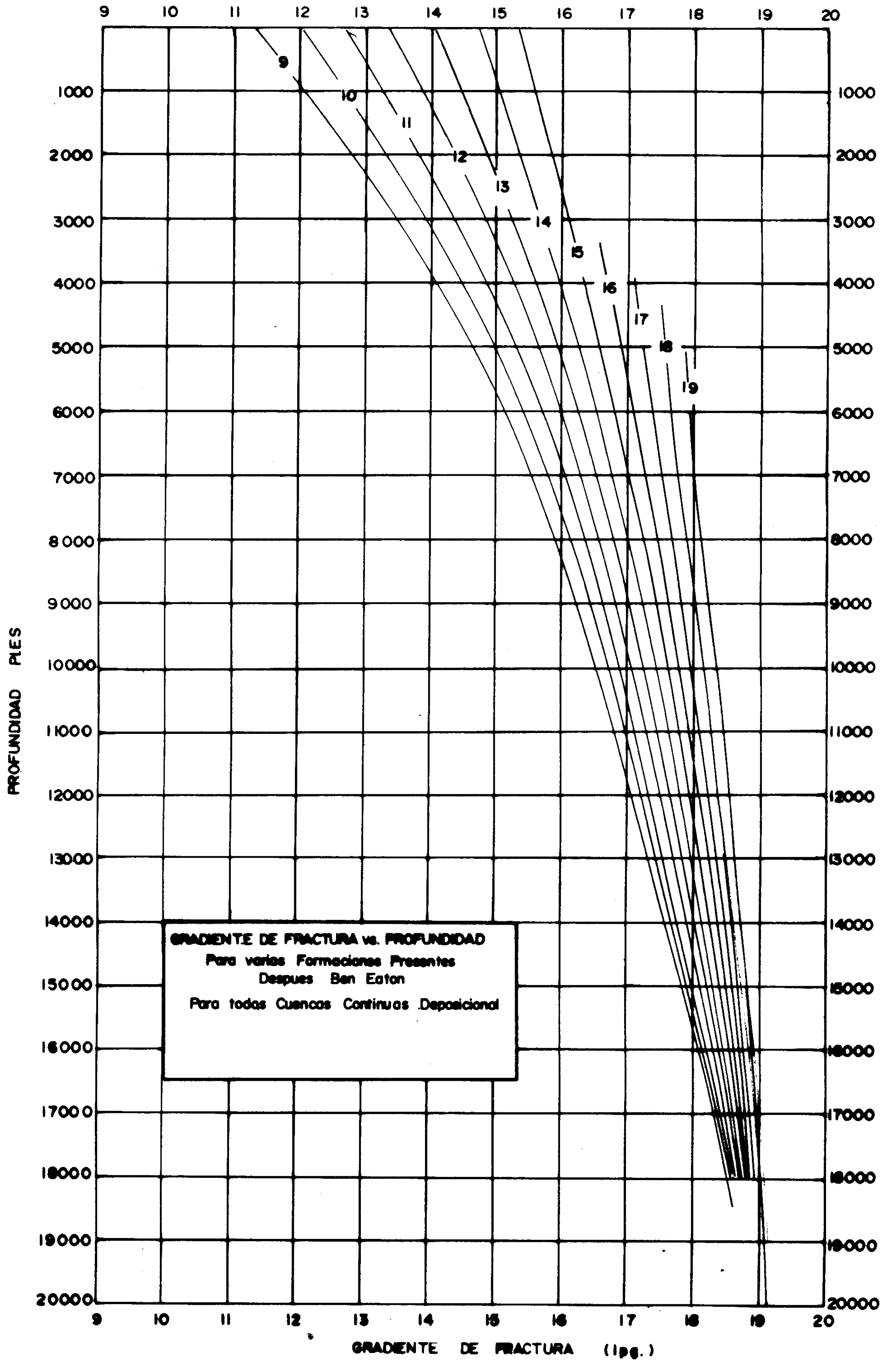


GRAFICO 5. MÉTODO DE EATON

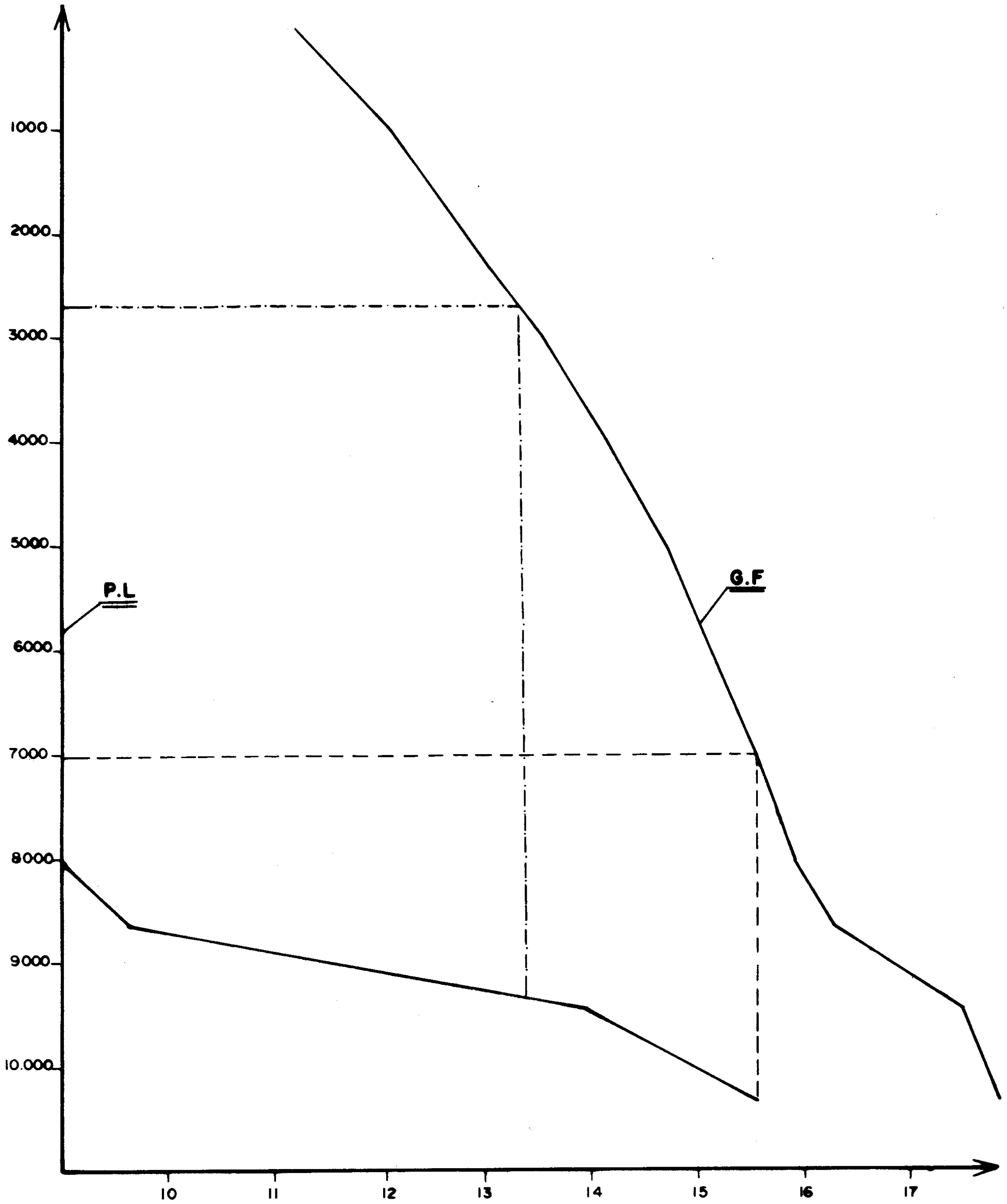


GRAFICO 6. PRESIÓN DE FORMACIÓN vs. PROFUNDIDAD PARA ASENTAMIENTO DE REVESTIMIENTO

BIBLIOGRAFÍA

1. Craft, B.C. y Hawkins, M.P.: Ingeniería pilcada de Yacimientos Petrolíferos. Capítulo VI, pag. 328 - 334.

2. Eaton Ben A.: "Fracture gradient predicfcion techniques and their application in drilling, simulatiotí and secondary recovery operations

3. Eaton Production Research Ccirpany: "Drilling fluid seminar". Seminario dictado en Lagunillas, Venezuela, Junio/1978.

4. Fertí, W.H. y Timko, D.J.: "Hcw dorólole terrperatures, pressures affect drilling", Wórid oil. Parte I, junio/1972.

5. Foster, Joe B.y and Herbert E. Whalen, Júnior Menbers AIME, Tenneoo oil Oo., Lafayette, IA., "EstíJnation of formation pressures from neíectrical surveys Qffshore lousiana".

6. García, J.A.: "Casing and Tubing desing". Drilling engineerircJ school, 1975, pagina 24.

7. García J.A.: "Diseño de equipos tubulares de pozos".- Departamento de Producción, Junio/1978. Pág. 13.

8. García, J.A.: "Utilización - preparación y corrida de camisas". Seminarlo dictado en Lagcven, 1977. P^ag. 2-7.

9. Gatlin, Cari: Drilling and Well ccrnpletions. Petroleum engineering Capítulo V. Pág. 52.

10. Gatlin, Cari: Drilling and well corpletions Petroleon engineering, Capítulo II, página 19.

11. Hill, J.O.: "A review of casing string design principies and practice" Drilling and prrduction practice, 1951. Pág. 91.

12. Hochman, R.P.: "Metalli-irgical factors affecting corrosión" Georgia Institute of Technology Atlanta, GA. Capítulo II Houston - Texas 1969, Pág 10.

13. Hubbert, M.I. and Willis, D.G.: "Mechanics of hidraulit fracturing", Joumal Petroleum Technology, Vol. 210 1958, Pags. 153 - 168.

14. Lawrence, D.K. and Toland, T: "Preplaning deep holes pays off for sun", Petroleum Engineer, Marzo de 1967. Pags. 63-65.

15. León, L. and Háthom, D.H. and Saunders, C.D.; "Conpletions Tachniques in very deep wells". Eightworid Petroleum Congress 1971. Pags. 159-160.

16. Matthews, W.R. and Kelly, J: "How to predict formation orefisure and fracture gradient", Oil and Gas Journal, Febrero 20 de 1.967.

17. Moore, J. "Drilling Practices Manual", Gulf Publishers, Inc., Capítulo 11, 1977. Pág. 269.

18. Motgcmery, P.C. and Smith, D.K.; "Oil Wel Cementing Practices and Materiale", Petroleum Engineer, Mayo - Junio/1961. Pags. 12-A y 12 –B

19. Mino, F.G.: "Cementación de camisas en pozos profundos". Tesis de Grado, Mayo de 1.979.

20. Petroleum Secvíáes/TSIL - Drilling Technology: "Eaton's Method.

21. Pirdon, S.J.: Ingeniería de Yacimientos Petrolíferos. Capítulo II, página 45-61.

22. anith, D.K.; "Qasnting" AIME 1976. Monografía NA 3, Capítulo VIII Pág. 74 - 76.

23. Taush, G.H.: "Squeeze Cementing with Pennanent Type Carpletions".API 1959, Capítulo 15, paginas 161 - 175.

24. Williams, D.G.:"Six Tools help ypu in Selection of Protective Cassing Seats", OIL and Gas Joumal, Octubre 10/1966, páginas 149 - 160.

25. Wuerker, R.G.: "Annotated tables of strenght and Propoerties of Rocks',' Petroleum Transactions, Reprint Series, NA 6, pág. 23.