



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA DE MEXICO

FACULTAD DE INGENIERIA

" APLICACION Y FUNCIONAMIENTO DEL
REGISTRADOR AMERADA "RPG-3" EN
LAS PRESIONES DE FONDO, DE LOS
POZOS DE VILLA HERMOSA, TABASCO "

T E S I S

QUE PARA OBTENER EL TITULO DE:

INGENIERO PETROLERO

P R E S E N T A :

AGUSTIN GOMEZ LOPEZ



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-I-46

Señor GOMEZ LOPEZ AGUSTIN.
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 el Profr. Ing.- Miguel Angel Benítez Hernández, para que lo desarrolle como - - tesis para su Examen Profesional de la carrera de INGENIERO - - PETROLERO.

"APLICACION Y FUNCIONAMIENTO DEL REGISTRADOR AMERADA "RPG-3"
EN LAS PRESIONES DE FONDO, DE LOS POZOS DE
VILLAHERMOSA, TABASCO"

- I TEMAS GENERALES SOBRE EL PETROLEO.
 - II DESCRIPCION E INSTRUCCIONES DE OPERACION DEL REGISTRADOR AMERADA "RPG-3".
 - III EQUIPO AUXILIAR PARA LA CORRIDA DEL REGISTRADOR AMERADA RPG-3.
 - IV PREPARATIVOS, OPERACION, CALCULO E INTERPRETACION PARA LAS PRESIONES DE FONDO EN LOS POZOS PETROLEROS.
- 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 10 de 1986.

EL DIRECTOR

Dr. Octavio A. Rascón Chávez

INDICE

| | PAGINA |
|--|--------|
| INTRODUCCION | 1 |
| CAPITULO I | |
| 1.- TEMAS GENERALES SOBRE EL PETROLEO | 3 |
| 1.1.- Nociones sobre el origen del petróleo | 3 |
| a).- Teorías inorgánicas | 4 |
| 1.1.a.- Teoría de Berthelot o teoría de los metales - alcalinos | 4 |
| 1.2.a.- Teoría de Mendeleeff, teoría de los carburos - metálicos | 4 |
| 1.3.a.- Teoría de las emanaciones volcánicas | 5 |
| 1.4.a.- Teoría del origen cósmico | 5 |
| 1.5.a.- Teoría de la caliza, el yeso y el agua | 5 |
| 1.6.a.- Conclusión de las teorías inorgánicas | 6 |
| b).- Teoría sobre el origen orgánico del petróleo | 7 |
| 1.1.b.- Teoría del metal orgánico | 7 |
| 1.2.- Yacimiento petrolífero | 9 |
| 1.2.1.- Clasificación de los yacimientos por factores- geofísicos, estructurales y estratigráficos. | 9 |
| 1.2.2.- Clasificación de los tipos de yacimientos de - acuerdo con los diagramas de fase | 11 |
| 1.3.- Algunas propiedades de los fluidos del yacimiento. | 14 |
| 1.3.1.- Propiedades físicas del gas natural. | 15 |
| a).- Factor de compresibilidad (Z) | 15 |
| b).- Densidad del gas (ρ_g) | 16 |
| c).- Factor de volumen de gas (B_g) | 17 |
| 1.3.2.- Propiedades físicas del aceite | 19 |
| a).- Viscosidad del aceite (μ_o) | 19 |
| b).- Factor de volumen de aceite (B_o) | 20 |

| | PAGINA |
|--|--------|
| c).- Densidad del aceite (ρ_0) | 21 |
| d).- Razón de solubilidad del gas en el aceite o razón- gas disuelto en el aceite (R_S) | 23 |
| e).- Factor de volumen de la fase mixta (B_t) | 24 |
| 1.4.- Gasto (q) | 25 |
| 1.5.- Propiedades de la roca | 26 |
| a).- Porosidad (ϕ) | 26 |
| a).- Porosidad absoluta (ϕ_a) | 26 |
| b).- Porosidad efectiva (ϕ_e) | 27 |
| c).- Porosidad primaria | 27 |
| d).- Porosidad secundaria | 27 |
| b).- Permeabilidad (k) | 27 |
| 1.5.b.1.- Permeabilidad absoluta (k) | 28 |
| 1.5.b.2.- Permeabilidad efectiva (k_o, k_g, k_w) | 29 |
| 1.5.b.3.- Permeabilidad relativa (k_{rg}, k_{rw}) | 29 |
| 1.6.- Rocas productoras | 32 |

CAPITULO II

2.- DESCRIPCION E INSTRUCCIONES DE OPERACION DEL REGISTRADOR "AMERADA" RPG-3.

| | |
|---|----|
| 2.1.- Camara de registro | 34 |
| 2.1.1.- Cartas | 35 |
| 2.1.2.- Reloj | 35 |
| 2.1.3.- Precisión | 37 |
| 2.2.- Elemento de presión | 37 |
| 2.2.1.- Calibración de registradores "Amerada" | 37 |
| 2.2.2.- Elementos que forman el equipo de calibración | 40 |
| 2.2.3.- Operación de los elementos | 46 |
| 2.2.4.- Cálculo de la constante del elemento de presión | 55 |
| 2.3.- Elemento de temperatura | 57 |

| | |
|--|----|
| 2.4.- Preparación y mantenimiento del equipo "Amerada" - - antes de cada registro | 59 |
| 2.4.1.- Lubricación | 60 |

CAPITULO III

3.- EQUIPO AUXILIAR PARA LA CORRIDA DEL REGISTRADOR "AMERADA" -
RPG-3.

| | |
|--|----|
| 3.1.- Equipo superficial | 61 |
| 3.1.1.- Pluma telescópica manual | 61 |
| 3.1.2.- Estoperos | 62 |
| 3.1.3.- Lubricadores | 67 |
| 3.1.4.- Preventores | 73 |
| 3.1.5.- Polea libre | 78 |
| 3.1.6.- Indicadores de peso | 78 |
| 3.2.- Descripción de la línea de acero | 86 |
| 3.3.- Nociones sobre los equipos fundamentales | 87 |

CAPITULO IV

4.- PREPARATIVOS, OPERACION, CALCULO E INTERPRETACION PARA LAS -
PRESIONES DE FONDO EN LOS POZOS PETROLEROS .

| | |
|--|-----|
| 4.1.- Petición y preparativos para la intervención de un --- pozo | 95 |
| 4.2.- Operación | 101 |
| 4.3.- Interpretación y cálculo, de los resultados | 101 |
| 4.3.1.- Pozo fluyendo | 103 |
| 4.3.2.- Pozo cerrado | 113 |
| 4.3.3.- Curva de incremento | 122 |

| | |
|------------------------|-----|
| CONCLUSIONES | 132 |
| BIBLIOGRAFIA | 134 |

I N T R O D U C C I O N

En la Industria Petrolera en la etapa de explotación y -- enfocado a la Zona Sureste del País, particularmente a Villahermosa, Tabasco. Encontramos un grán número de ramas de grán importancia primordial de esta Industria como son: Estudios del sub--suelo para encontrar nuevos yacimientos, Perforación, Reparación y Terminación de Pozos, Producción, Ingeniería Petrolera, etc., pero, tambien existen otras ramas (o departamentos) tal vez -- más secundarios pero con importancia propia, que dan grán realce al fin esencial que es la producción; como es el departamento de Geofísica y Cementación de Pozos, en especial a la sección Pre--siones de Fondo, que proporciona información de las características roca-fluidos del yacimiento en estudio, y del comportamiento de la presión en relación al tiempo de explotación.

El presente trabajo trae consigo el conocimiento del yacimiento después de la Perforación y Terminación del pozo, y se basa en el conocimiento de dos parametros importantísimos como -- son la presión y la temperatura que con el auxilio de la mecánica, comportamiento de yacimientos y la evaluación de la produc--ción, se logran determinar parámetros como son los contactos gas aceite y agua-aceite en relación al tiempo de producción. Así -- como el tiempo de estabilización de un pozo (o sea el tiempo -- que tardan los fluidos en el pozo a permanecer estáticos, después de estar fluyendo este o viceveros), logrando tener datos -- precisos de producción.

El instrumento empleado para conocer los parámetros ante riormente citados, se le conoce con el nombre de "Amerada" RPG-3.

También se presenta la descripción, instrucciones de op ración y mantenimiento del registrador de presión, y el equipo -

auxiliar para la corrida de este. Por lo que el presente trabajo se puede tomar como un manual de apoyo para el personal de campo especializado en las pruebas de presión, sobre todo los Capítulos (II Y III).

Finalmente se presenta el método analítico y el gráfico-que se lleva a cabo para la localización de las profundidades de los niveles gas-aceite y agua-aceite, y la consiguiente interpretación llevada a cabo.

CAPITULO I

1.- TEMAS GENERALES SOBRE EL PETROLEO.

1.1.- NOCIONES SOBRE EL ORIGEN DEL PETROLEO.

¿ QUE ES EL PETROLEO ? .-- Químicamente el petróleo bruto es una mezcla de hidrocarburos es decir, un compuesto de hidrógeno y carbono exclusivamente, castellanizando la palabra petróleo del latín petroleum, significa aceite de piedra, (petra-piedra y oleum-aceite), así como --- también el termino chapapote o chapopote es castellanizado de la palabra Néhuatl chapapoctli, de chahuatl-grasa y poctli-humo.

Los elementos químicos en el petróleo crudo en porcentaje son:

CARBONO de 76 a 86 por ciento.

HIDROGENO de 10 a 14 por ciento.

En algunas ocasiones puede contener, mezcladas, algunas impurezas como: oxígeno, azufre y nitrógeno, también se han encontrado huellas de compuestos de hierro, níquel, vanadio y otros metales.

Los geólogos petroleros hén escrito mas sobre el origen del petróleo constituyendo uno de los problemas más difíciles que todavía no hén sido resueltos satisfactoriamente.

Para tratar de explicar el origen del petróleo, instituciones como el Instituto Americano del Petróleo, la Asociación Americana de Geólogos Petroleros y muchos más, encaminan gran parte de sus esfuerzos a la solución de este problema.

A juicio de los investigadores, explican logicamente la formación de hidrocarburos por medio de grupos de teorías.

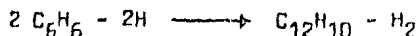
1.- Comprende varias hipótesis que postulan el origen inorgánico o --- mineral.

2.- Se atribuye a la vida orgánica la fuente generadora de los hidrocarburos.

a).- TEORIAS INORGANICAS.

1.1.a.- TEORIA DE BERTHELOT O TEORIA DE LOS METALES ALCALINOS.

En 1866 Berthelot, suponía que en el interior de la tierra podrían existir metales alcalinos en estado libre, y que al reaccionar con dióxido de carbono formaban carburos que con el agua a su vez reaccionaban para generar acetileno. Demostró que si el acetileno se calienta a una temperatura de 900 °C aproximadamente, se polimeriza en benceno (C₆H₆) y si el benceno se calienta en condiciones apropiadas pierde hidrógeno y los residuos se combinan para formar diphenil, (C₁₂H₁₀).



Los hidrocarburos de mas alta graduación pueden ser generados del acetileno y estos actuando unos sobre otros a altas temperaturas forman hidrocarburos mas complejos. La debilidad de esta teoría estriba en que supone que en la tierra existen metales alcalinos en estado libre.

1.2.a.- TEORIA DE MENDELEEFF, TEORIA DE LOS CARBURDS METALICOS.

En 1877, Mendeleeff presento esta teoría basada en la preunción de que en la tierra existen carburos de fierro en estado nativo y que las aguas de infiltración, al reaccionar con estos carburos de fierro, podrían formar hidrocarburos. Se supone que esta teoría fue inspirada en experimentos de Hahn Cloez y Williams, quienes hace mucho tiempo demostraron que los hidrocarburos podrían producirse tratando el fierro fundido y el ferromanganeso con ácidos y agua.

Esta teoría al igual que la de Berthelot se basan en la existencia en la tierra de metales alcalinos y de carburos metálicos, elementos cuya existencia de estado libre no se conoce todavía en la naturaleza, pues no son muy inestables.

1.3.a.- TEORIA DE LAS EMANACIONES VOLCANICAS.

Se basa en el hecho de que algunos gases de las emanaciones volcánicas contienen pequeñas cantidades de hidrocarburos, se supone que estos gases son originados a grandes profundidades, por consiguiente son indicativos de la composición química de los elementos que constituyen el interior de la tierra y de sus reacciones.

1.4.a.- TEORIA DEL ORIGEN COSMICO.

Es una de las teorías más antiguas, fundada en la hipótesis de que el petróleo y el gas formaron parte constitutiva de la materia nebulosa original o de las capas de gases que envolvieron la materia original de la que se forma la tierra.

La hipótesis dice que conforme se iba enfriando el globo terrestre, el petróleo se precipitó de la atmósfera de gases y penetró en los poros de las rocas para llegar a formar con el tiempo los actuales yacimientos. Un apoyo de esta teoría, es que en algunos meteoritos se han encontrado pequeñas cantidades de aceite y también que la composición de la tierra es similar a la de los meteoritos.

1.5.a.- TEORIA DE LA CALIZA, EL YESO Y EL AGUA.

Esta teoría supone que cuando los carbonatos y sulfatos de calcio se sujetan a la acción del agua caliente forman hidrocarburos como los que constituyen al petróleo.

Las calizas, el yeso y el agua existen en abundancia y tan -- intimamente asociados a la naturaleza, por otra parte, contiene todos los elementos necesarios para la formación de hidrocarburos y es posible que bajo condiciones favorables de presión y temperatura el petróleo se puede haber formado de esta manera, pero las reacciones químicas en las que se apoya esta teoría no han sido explicadas a satisfacción.

1.6.a.- CONCLUSION DE LAS TEORIAS INORGANICAS.

Estas teorías no han sido aceptadas por la mayor parte de los investigadores porque suponen en la tierra condiciones y materiales -- que en la actualidad no se sabe que existán. Tampoco explican la grán abundancia del petróleo en las cuencas sedimentarias, ni la variedad en la composición de los hidrocarburos encontrados en el petróleo.

Por otra parte, si el petróleo fuera de origen inorgánico, -- sería lógico encontrar chapopoterías o emanaciones de gases de hidro--carburos, en áreas en donde existen extensos afloramientos de rocas -- ígneas y metamórficas.

b).- TEORIAS SOBRE EL ORIGEN ORGANICO DEL PETROLEO.

Estas teorías son en la actualidad las mas aceptadas por los - hombres de ciencia, aunque todavia quedan con respecto a ellas muchos problemas sin solución. En general se cree que el petróleo es el resultado de una serie de complicados procesos a los que han sido sometidos los materiales de origen vegetal y animal y aunque la exacta naturaleza de estas sustancias aun no se conoce, cuando menos, se cuenta con - cantidad de datos que señalan a la teoría orgánica como a la mas aceptable, tampoco se conocen los procesos biológicos completamente químicos y geológicos, necesarios para transformar la materia orgánica animal y vegetal en hidrocarburos.

Queda establecido que el petróleo es de origen orgánico por -- las siguientes razones:

- a).- Algunos petróleos son ópticamente activos y de acuerdo con Walden, solamente el petróleo derivado de materia orgánica tiene esta propiedad. Esta actividad óptica es atribuida a los derivados de la- colesterina de origen animal o a su equivalente la fitosterina de origen vegetal.
- b).- El petróleo contiene compuestos nitrogenados y estos a su vez se- encuentran en la naturaleza, siendo de origen animal y vegetal.
- c).- Algunos de estos petróleos contienen cierta variedad de clorofila acusando por lo tanto su origen orgánico.

1.1.b.- TEORIA DEL METAL ORGANICO.

Durante varios años se han hecho investigaciones encaminadas a conocer la materia orgánica de la cual se deriva el petróleo, si embargo, todavia existen divergencias de opinión acerca del tipo de material orgánico que pueda ser convertido en aceite mineral, así Lalicker cita a las plantas marinas como probable fuente del petróleo.

Lesquereux al observar la fantástica cantidad de plantas marinas del mar de los bargasos y al estudiar entre otras cosas las -- marismas de Suecia, las que en ocasiones se encontraban cubiertas -- por hojas de plantas marinas en proceso de descomposición, dando ori-- gín a sustancias parecidas al petróleo, surgió que el petróleo de -- Pensilvania era probablemente de origen vegetal. Debido a la presen-- cia de fucoide en las lutitas devónicas de esa región.

Renault observó abundantes algas en las lutitas petrolíferas de Escocia. Davis encontró restos de pequeñas plantas marinas parci-- almente descompuestas en las lutitas de la formación. Green River de la región de las montañas Rocallosas, B. Haquet Neuremberg (1790), fue aparentemente el que sugirió que el petróleo es de origen orgáni-- co. Decía que el petróleo mineral de Galicia proviene de ciertas es-- pecies de molucos. Murchison, sugirió como origen del petróleo de - Sefeld en el Tírol a grandes depósitos de peces.

Trask, como resultado de sus intensas investigaciones dedujo que los compuestos nitrogenados y los compuestos de humus constituyen la mayor parte de la materia orgánica de la que se origina el petró-- leo, que las sustancias grasas y oleaginosas lo son en mucho menor - escala y que los compuestos de celulosa de las plantas de mayor desa-- rrollo, lo son en menor cantidad.

Este investigador realizó pruebas de laboratorio estudiando-- muestras de sedimentos petrificados, de sedimentos recientes y de -- Planktón (sustancia orgánica de la cual se cree se deriva el petró-- leo) y llegó a la conclusión de que la materia orgánica tiende a -- ser más compleja cuando el planktón original se transforma en sedi-- mentos petrificados debido al decrecimiento progresivo del oxígeno - al aumentar la profundidad. La materia orgánica en los sedimentos -- constata por lo tanto de compuestos que contienen menor cantidad de-- oxígeno que el Planktón original.

Resumiendo, se puede decir que el petróleo se origina de materia orgánica de bajo contenido de oxígeno y poco o nada grasoso y que los compuestos nitrogenados y las proteínas constituyen la mayor parte de la materia orgánica de los sedimentos generadores.

1.2.- YACIMIENTO PETROLIFERO.

Un yacimiento petrolífero es una formación porosa y permeable que contiene una acumulación de hidrocarburos bajo condiciones geológicas que evitan su migración por las fuerzas existentes en el yacimiento, como son: presión, empuje, gravedad, inercia y viscosas.

En esta acumulación pueden existir otros fluidos que se separan conforme a su densidad, por lo tanto, los fluidos de diferente densidad y viscosidad, interconectados como el agua el aceite y el gas, adquieren un movimiento influenciado por la fuerza capilar que segrega el aceite del agua y la fuerza de gravedad específica que da al petróleo un movimiento ascendente.

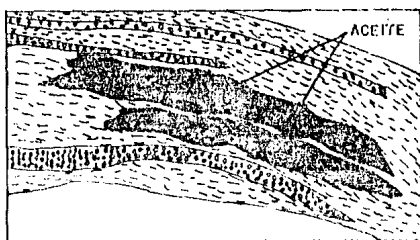
1.2.1.- CLASIFICACION DE LOS YACIMIENTOS POR FACTORES GEOLOGICOS, ESTRUCTURALES Y ESTRATIGRAFICOS.

Los yacimientos generalmente se clasifican de acuerdo a factores estructurales y estratigráficos, las trampas se forman por la combinación de dos o más factores geológicos como son:

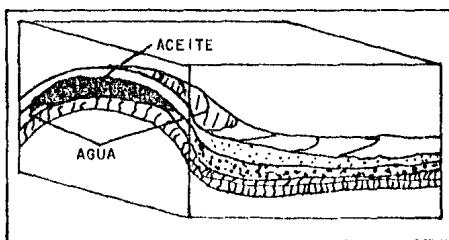
- a).- Medio estructural.
- b).- Convexidad de la capa receptáculo debido a plegamiento, espesor diferencial, porosidad diferencial o a la combinación de estos factores.
- c).- Acuñamiento estratigráfico de la capa receptáculo.
- d).- Pérdida de porosidad y permeabilidad de la capa receptáculo en dirección lateral, incluyendo la interrupción de

LAS FIGURAS SIGUIENTES ILUSTRAN:

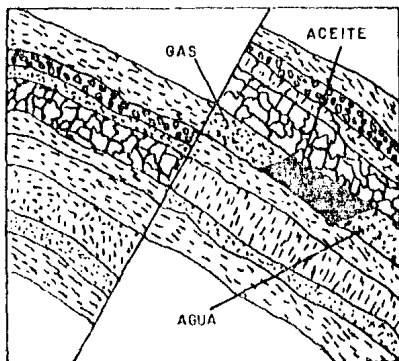
ACUMULACIONES DE HIDROCARBUROS POR FACTORES ESTRUCTURALES Y
ESTRATIGRAFICOS.



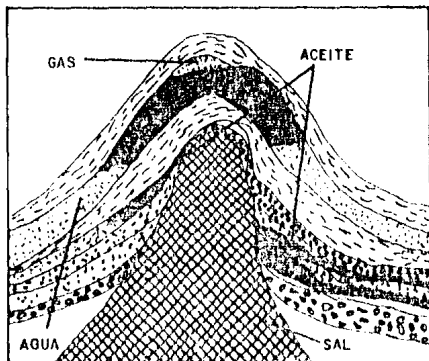
1.- CUERPOS DE ARENA EN UNA FORMACION IMPREMEABLE QUE A MENUDO FORMA TRAMPAS.



2.- ESTE ES UN TIPO ANTICLINAL DE ESTRUCTURA PLEGADA.



3.- TRAMPA RESULTANTE DE UN AFALLAMIENTO EN QUE EL BLOQUE DE PISO SE MOVIO CON RESPECTO AL BLOQUE DE TECHO.



4.- SE INDICAN TRAMPAS ESTABLECIDAS EN UN DOMO SALINO.

porosidad y permeabilidad, por cambios litológicos por ejemplo de arena a lutita.

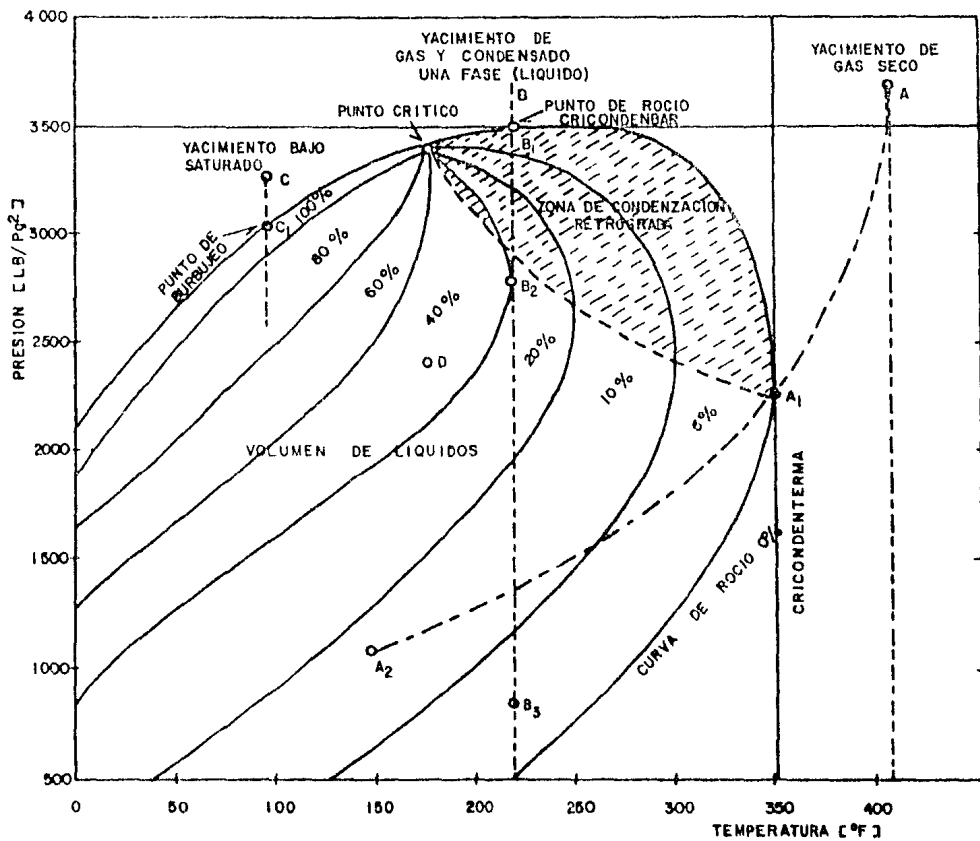
e).- Interrupción estructural de la capa receptáculo ya sea por fallas o por intrusión ígnea o sedimentaria.

El factor geológico se presenta naturalmente en todos los casos, puesto que expresa la posición de los estratos en la estructura sin referirse a la capa receptáculo propiamente dicho.

1.2.2.- CLASIFICACION DE LOS TIPOS DE YACIMIENTOS DE ACUERDO CON LOS DIAGRAMAS DE FASES. (FIG. 1.1).

Es inapropiado clasificar a los yacimientos según las razones gas-aceite instantáneas y algunas propiedades físicas de los fluidos producidos tales como el color, ya que la clasificación adecuada de yacimientos se debe hacer según: a).- composición de la mezcla de hidrocarburos, b).- temperatura, c).- presión de yacimiento, o sea que los diferentes tipos de yacimientos pueden clasificarse de acuerdo con la ubicación de la temperatura y presión iniciales del yacimiento con respecto a la región de dos fases (gas y aceite), en los diagramas de fase que relacionan temperatura y presión.

FIGURA No. 1.1 DIAGRAMA DE FASES TÍPICO PARA UNA MEZCLA DE HIDROCARBUROS



El área encerrada por las curvas del punto de burbujeo y del punto de rocío, hacia el lado izquierdo inferior, es la región de combinaciones de presión y temperatura en la cual existen dos fases muestran el porcentaje de líquidos en el volumen total de hidrocarburos, para cualquier presión y temperatura. Toda acumulación de hidrocarburos tiene su propio diagrama de fases que depende solo de la composición de la mezcla. De acuerdo con lo anterior, los yacimientos de hidrocarburos se encuentran inicialmente ya sea en estado monofásico (A, B y C) o en estado bifásico (D) de acuerdo a la composición relativa de sus presiones y temperaturas en los diagramas de fase.

Cuando la presión y la temperatura inicial de un yacimiento caen fuera de la región de dos fases. Se le conoce como:

- a).- Yacimientos de gas (A), cuando la temperatura del yacimiento excede la cricondenterma.
- b).- Yacimientos de gas y condensado (B), donde la temperatura del yacimiento se encuentra entre la temperatura crítica y la cricondenterma.
- c).- Yacimientos de aceite bajo-saturado (C), donde la temperatura del yacimiento esta por debajo de la temperatura crítica.

Cuando la presión y la temperatura inicial del yacimiento caen dentro de la región de dos fases, pueden comportarse como:

- d).- Yacimientos de aceite saturado, donde, existe una zona de aceite con un casquete de gas.
- e).- Yacimientos de aceite saturado sin estar asociados a un casquete de gas. esto es, cuando la presión inicial es igual a la presión de saturación o de burbujeo. La presión y temperatura para este tipo de yacimientos se localizan exactamente, sobre la línea de burbujeo (E).

1.3.- ALGUNAS PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS DEL YACIMIENTO.

Un yacimiento de aceite o gas no está definido únicamente por la roca en la cual están contenidos los fluidos sino también por los mismos fluidos (Gas, Aceite y Agua).

El estado de la mezcla de hidrocarburos a las condiciones estándar depende sobre todo de su "composición" y de la presión y temperatura a la cual se recupere la muestra, además los fluidos remanentes en el yacimiento en cualquier etapa de agotamiento, sufrirá cambios físicos y su presión se vera disminuida por la producción de aceite o gas de dicho yacimiento.

Por lo cual es necesario estudiar las propiedades físicas de los fluidos contenidos en el yacimiento y en particular, sus variaciones con la temperatura y presión.

Los fluidos pueden ser identificados por medición directa de ciertas propiedades, el procedimiento de medir las propiedades es a partir de muestras de los fluidos producidos. Para mayor seguridad en la estimación de las propiedades del yacimiento, se pueden hacer las mediciones en muestras representativas de dichos fluidos, sometiendo los a varios análisis de laboratorio. un muestreo adecuado de fluidos es de gran importancia en la exactitud de los datos.

El Ingeniero de campo o de yacimientos deberá decidir cuando una muestra es requerida, que técnicas de muestreo deberán ser utilizadas y cómo deberá estar preparado el pozo para el muestreo.

Una vez obtenidas las muestras de fluido, son llevadas, al laboratorio para su análisis completo. El tipo de análisis de laboratorio, dependerá sobre todo del tipo de yacimiento y de la información deseada. Los análisis de laboratorio son semejantes a los métodos usados en la obtención de la muestra.

1.3.1.- PROPIEDADES FISICAS DEL GAS NATURAL.

a).- FACTOR DE COMPRESIBILIDAD (Z).

La relación básica para el cálculo de las propiedades del gas, es la relación de los gases perfectos, sin embargo, esta misma ley -- aplicada a los gases reales opera solamente sobre un rango limitado de presiones y temperaturas.

Las razones sobre las que se basan para hacer estas consideraciones estriban en que la ley de los gases perfectos, esta derivada considerando que las moléculas del gas no ocupan espacio y no ejercen fuerzas de atracción entre ellos mismos, lo cuál no es el caso para los gases reales.

Para estimar la desviación de los gases reales, de uno ideal, - lo usual consiste en introducir un factor de corrección (Z), dentro - de la ley de los gases ideales, esto es:

$$P V = Z n R T \text{ --- (1)}$$

Este factor (Z) es una cantidad adimensional llamado de "compresibilidad" del gas, es una función de la presión, temperatura y composición del gas.

El valor de (Z) se puede calcular a partir de la composición de la mezcla o por medio de su densidad relativa (S. G.) utilizando - correlaciones de variación del factor de compresibilidad con la presión y temperatura de mezclas de gases conocidos.

Sin embargo, estas correlaciones no estan hechas directamente - con temperatura y presión, sino con "Temperatura Pseudoreducida", conceptos definidos por las expresiones:

$$P_r = \frac{P}{P_c} \text{ --- (2)}$$

$$P T_R = \frac{T}{P T_C} \text{ ----- (3)}$$

Donde:

- $P P_R$ = Presión Pseudorreducida (Adimensional)
- $P T_R$ = Temperatura Pseudorreducida (Adimensional)
- $P P_C$ = Presión Pseudocrítica (lb/pg² abs.)
- $P T_C$ = Temperatura Pseudocrítica (°R)
- P = Presion absoluta de la mezcla (lb/pg² abs.)
- T = Temperatura absoluta de la mezcla (°R)

Existen otros métodos para la obtención de (Z) a partir de composición de la mezcla.

Y a partir de la densidad relativa del gas (S. G.)

b).- DENSIDAD DEL GAS.

Para el calculo de la densidad del gas, partiendo de la ecuación de estado de los gases reales.

$$P V = Z n R T \text{ ----- (4)}$$

Donde:

$$n \text{ (mole-lb) } = \frac{W}{M} \frac{(\text{ lb })}{(\text{ lb/mol-lb })}$$

$$= \frac{\text{Masa}}{\text{Peso Mol - Medio}}$$

Sustituyendo el valor de (n) en la ecuación (4), tenemos que:

$$P V = Z \frac{W}{M} R T \text{ ----- (5)}$$

$$\text{Pero } \rho_g = \frac{W}{V}$$

$$\text{Luego: } \frac{P}{\rho_g} = \frac{Z R T}{M}$$

$$\therefore \rho_g = \frac{\bar{M}_{\text{Gas}} P}{Z R T} \quad \text{----- (6)}$$

c).- FACTOR DE VOLUMEN DEL GAS (B_g) (FIG. 1.2).

El factor de volumen del gas es una razón que permite comparar el volumen que ocuparía al pasar a las condiciones del yacimiento, es decir, se define como sigue:

$$B_g = \frac{(\text{Vol. de gas c.y.})}{(\text{Vol. de gas c.s.})} \quad \text{----- (7)}$$

Las expresiones que proporcionan los valores del factor de volumen del gas en función de la presión y la temperatura del yacimiento Para una mezcla dada, se obtiene aplicando la ecuación de los gases reales a las condiciones estandar, o sea.

$$p_y V_{cy} = Z_{cy} n R T_{cy} \quad \text{----- (8)}$$

$$V_{cy} = \frac{Z_{cy} n R T_{cy}}{p_y} \quad \text{----- (9)}$$

$$p_{cs} V_{cs} = Z_{cs} n R T_{cs} \quad \text{----- (10)}$$

$$V_{cs} = \frac{Z_{cs} n R T_{cs}}{p_{cs}} \quad \text{----- (11)}$$

Por definición.

$$B_g = \frac{V_{cy}}{V_{cs}} \quad \text{-----} \quad (12)$$

Sustituyendo los valores respectivos de V_{cy} y V_{cs} . Se tiene:

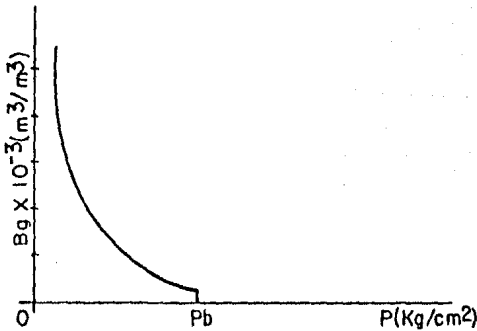
$$B_g = \frac{Z_{cy} n R T_{cy}}{P_y} \frac{P_{cs}}{Z_{cs} n R T_{cs}}$$

$$B_g = \frac{P_{cs} T_{cy} Z_{cy}}{Z_{cy} T_{cs} P_{cy}} \quad \text{-----} \quad (13)$$

Donde Z_{cy} es una función de T_{cy} , P_{cy} y de la composición de gas.

La variación de B_g VS P , tiene una forma típica tal como se ilustra a continuación:

FIGURA No. 1.2



En la Figura anterior se observa que el factor de volumen de gas tiene valores muy inferiores a la unidad, lo cual se explica -- por el efecto grande de la compresibilidad de los gases.

1.3.2.- PROPIEDADES FISICAS DEL ACEITE.

a).- VISCOSIDAD DEL ACEITE. (μ_0) (FIG. 1.3).

Generalmente, la viscosidad de los líquidos se incrementa al aumentar la presión, cuando únicamente la compresión del líquido y -- la viscosidad disminuye al aumentar la temperatura.

Todas las variaciones de la viscosidad del aceite, tanto a -- condiciones estándar como a las condiciones de yacimiento, se deben considerar, debido a que el aceite en el yacimiento se encuentra a -- una presión y temperatura mucho mayor que en la superficie; por lo -- tanto el aceite tendrá una cantidad de gas en solución. El efecto de este gas disuelto es el de disminuir la viscosidad del aceite, lo -- que constituye un factor muy importante, entre las condiciones estándar y de yacimiento, el incremento de temperatura tendrá por sí solo a disminuir la viscosidad del aceite, pero el aumento en la presión -- tendrá por sí solo a incrementar la viscosidad del aceite. La importancia de estos efectos es tal, que los resultados pueden ser atribuidos solamente al gas en solución; puesto que existe frecuentemente una cantidad apreciable de gas en solución en el aceite, el cambio total en la viscosidad del aceite es sumamente marcado; claro -- que si no varía la cantidad de gas en solución, porque no hay variación en la presión del yacimiento, entonces no habrá cambio en la viscosidad debido al gas en solución arriba de la presión de saturación (P_b) * del aceite, la disminución en la viscosidad resultaría de la disminución en la presión, se observan estos efectos, en la -- gráfica típica de viscosidad del aceite contra presión; se ilustra -- en la siguiente figura: Donde se observa el valor mínimo de la viscosidad en la presión de saturación.

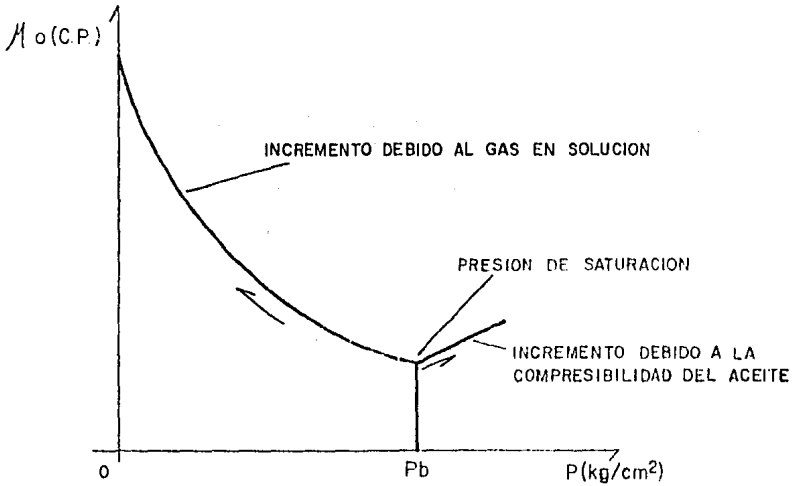


FIGURA No. 1.3

- Se entiende por presión de saturación (P_b) o de burbujeo, a aquella presión a la cual todo el gas, ha sido incorporado a la fase líquida, es decir, todo el gas ha sido disuelto por el aceite.

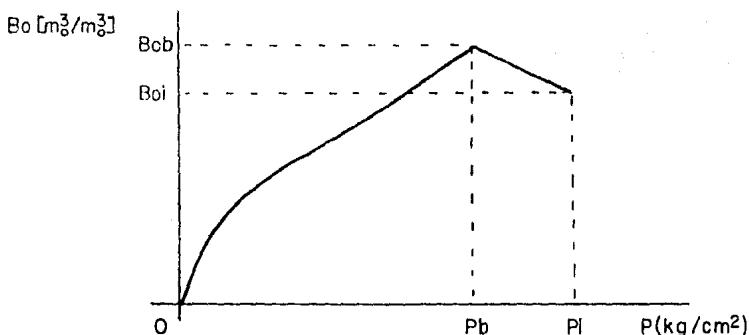
b).- FACTOR DE VOLUMEN DEL ACEITE (β_o) (FIG. 1.4).

El factor de volumen del aceite, se define como: el "volumen de aceite en el yacimiento con su gas disuelto, entre volumen de aceite medido a las condiciones estandar, y se expresa en la siguiente --
 forme.

$$\beta_o = \frac{(\text{vol. (aceite + gas dis.) en yac.})}{(\text{vol. de aceite en estandar})} \quad \text{--- (14)}$$

La variación típica del factor de volumen del aceite con la presión a la temperatura del yacimiento y para una muestra dada, se presenta en la Figura siguiente.

FIGURA No. 1.4



Bob .- FACTOR DE VOLUMEN DE ACEITE A LA Pb

Boi .- FACTOR DE VOLUMEN DE ACEITE A LA Pi

Pb .- PRESION DE SATURACION.

Pi .- PRESION INICIAL DEL YACIMIENTO.

Observamos que γ_o tendrá valores mayores que la unidad esto se debe a que el aceite, al pasar de condiciones de yacimiento a condiciones atmosféricas se contrae, por la liberación del gas disuelto como resultado de que la presión disminuye.

c),- DENSIDAD DEL ACEITE.

La densidad relativa del aceite (γ_o), se define como: la relación que existe entre la densidad del aceite con respecto a la densidad del agua, ambas medidas a las mismas condiciones de presión y temperatura.

$$\gamma_o = \rho_o / \rho_w \text{ ----- (15)}$$

Esta densidad comunmente es reportada a 60°/60°, lo cual significa que tanto el aceite como el agua fuerón medidos a las condiciones estándar (60 OF y presión atmosférica), estos casos se identifican - frecuentemente por los subíndices c.s., en la industria petrolera se - usan también otras unidades para referirse a la densidad del aceite, - se les conoce como grados API (la ecuación 16 propone como estimarla).

La predicción de la densidad del aceite a condiciones in-situ, es de gran importancia en los cálculos de caídas de presión en flujo- multifásico.

$$\rho_o = \frac{\gamma_o (62.4) + \frac{\gamma'_{gd} (0.0764) R_B}{5.615}}{\beta_o}$$

o

$$\rho_o = \frac{350.4 \gamma_o + 0.0764 \gamma'_{gd} R_B}{5.615 \beta_o}$$

Donde:

ρ_o .- densidad del aceite (lbm/pie³)

R_B .- relacion gas disuelto-aceite (pie³/bl)

β_o .- factor de volumen de aceite (bl/bl)

Para presiones arriba del punto de burbujeo (aceites bajo saturados), la densidad del aceite puede calcularse a partir de:

$$\rho_o = \rho_{ob} \text{ Exp. } (C_o (p - p_b)) \text{ --- (16)}$$

Donde ρ_{ob} es determinada a partir de alguno de los métodos -- descritos para: $R_B = R_p$ y $B_o = B_{ob}$.

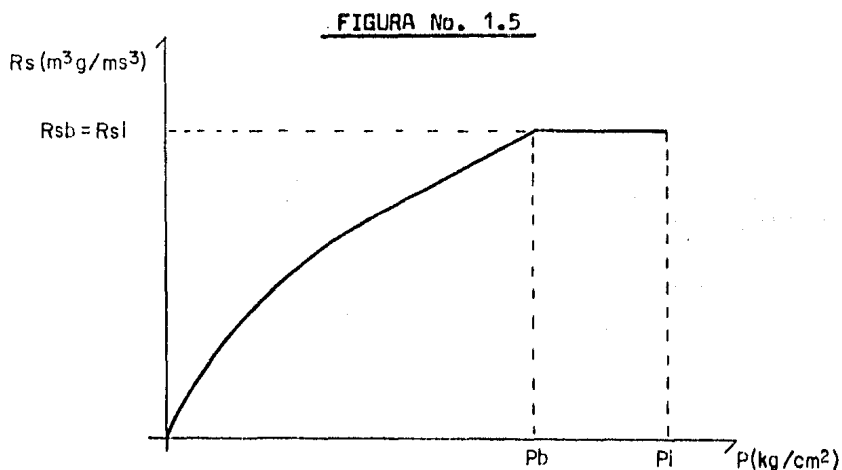
d).- RAZON DE SOLUBILIDAD DEL GAS EN EL ACEITE O RAZON GAS DISUELTO ACEITE, (R_G) (FIG. 1.5).

La razón gas disuelto en el aceite, es una función de la presión y temperatura del yacimiento como de la composición del aceite y gas.

Se define como la razón del volumen de gas disuelto a la presión y temperatura del yacimiento y medido a las condiciones estándar, al volumen de aceite residual y medido también a las condiciones estándar, o sea.

$$R_G = \frac{(\text{vol. de gas disuelto a } P_y, T_y \text{ c.s.})}{(\text{vol de aceite c.s.})} \quad \text{--- (17)}$$

La gráfica típica del comportamiento de la R_G VS P para una muestra dada a la temperatura del yacimiento, es la siguiente:



- P_b .- PRESION DE SATURACION.
 P_i .- PRESION INICIAL.
 R_{sb} .- RAZON DE SOLUBILIDAD A LA P_b.
 R_{si} .- RAZON DE SOLUBILIDAD A LA P_i.

e).- FACTOR DE VOLUMEN DE LA FASE MIXTA (B_t). (FIG. 1.6).

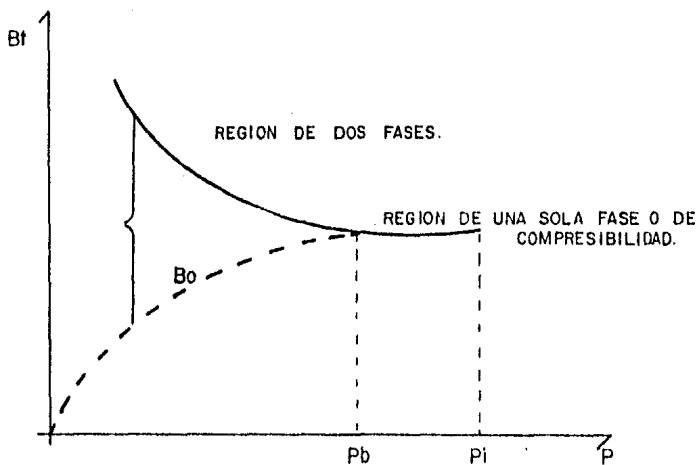
Se define como "El volumen de aceite en el yacimiento con su gas disuelto y liberado entre el volumen de aceite medido a condiciones estandar. por lo tanto:

$$B_t = B_o + B_g (R_{s1} - R_o) \frac{(\text{vol. (ac. + gd + gl) c.v.})}{(\text{vol. de aceite c.s.})}$$

ac. + gd + gl = aceite + gas disuelto + gas liberado de P_i a P .

La representación gráfica del factor de volumen de la fase mixta como una función de la presión, se ilustra en la siguiente Fig.

FIGURA No. 1.6



1.4 . - G A S T O (q)

Debido a la dificultad de medir o estimar los factores que intervienen en el escurrimiento de los fluidos en el yacimiento, no se puede desarrollar una formula que pueda evaluar con exactitud el gas de fluido que produce un pozo o yacimiento, ya que las propiedades y características físicas de la roca almacenadora son muy variables en el recorrido que hacen los hidrocarburos hacia el pozo.

El gasto depende fundamentalmente de las propiedades físicas tanto de la roca como de los fluidos. Los fluidos que se mueven en los yacimientos de aceite o gas son multifásicos, consistentes de mezclas de diferentes cantidades de aceite, gas y en ocasiones agua fluyendo juntos hacia los pozos productores. El aceite y el gas, con frecuencia se mueven con diferentes velocidades y las propiedades del aceite y el gas varían de un punto a otro.

Observando la expresión:

$$- q \text{ c.s.} = \frac{2\pi h k (P_e - P_w)}{\mu \ln \frac{r_e}{r_w}} \quad \text{--- (a)}$$

Se puede ver que el gasto es una función de las propiedades y características físicas de la roca. Se manifiesta un incremento en el gasto, si se aumenta la permeabilidad, saturación del mismo fluido, espesor de la formación y también si se aumenta la diferencia de presiones.

Con el conocimiento de todos estos elementos, se estará en condiciones de escoger el gasto óptimo para la explotación y control del yacimiento.

1.5.- PROPIEDADES DE LA ROCA.

a).- POROSIDAD: (ϕ).

La porosidad es la capacidad que tiene una roca de contener fluidos. Para que un yacimiento sea comercialmente productivo, es obvio que debe tener una porosidad suficiente para almacenar un volumen apreciable de hidrocarburos.

En los cálculos de la porosidad puede expresarse en porcentaje o en fracción decimal. Por definición, la porosidad es el volumen de los espacios vacíos o huecos contenidos en una roca (aquel lleno de fluido), dividido por el volumen total de dicha roca.

Lo anterior expresado matemáticamente es:

$$\phi = \frac{V_b - V_s}{V_b} = \frac{V_p}{V_b} = \frac{\text{volumen de poros}}{\text{volumen de roca}}$$

Donde:

V_b .- volumen total o volumen bruto de roca.

V_s .- volumen ocupado por los sólidos o volumen de granos.

V_p .- volumen de poros = volumen total - volumen de sólidos.

Existen dos tipos de porosidad.

a).- POROSIDAD ABSOLUTA: (ϕ_a), Es la razón del espacio poroso total, al volumen total de roca, sin considerar si los poros están o no comunicados entre sí.

$$\phi_a = \frac{V_p}{V_b} \frac{\text{(poros comunicados y no com.)}}{\text{(volumen total de roca)}}$$

b).- POROSIDAD EFECTIVA: (ϕ_e), Es la razón del espacio poroso intercomunicado al volumen total de roca.

$$\phi_e = \frac{(\text{volumen de poros intercomunicados})}{(\text{volumen total de roca})} = \frac{v_p}{v_b}$$

La porosidad también puede ser clasificada en: Primaria y Secundaria, de acuerdo con el tiempo geológico de formación.

c).- POROSIDAD PRIMARIA: Es consecuencia de los espacios vacíos entre los fragmentos o partículas después de su acumulación como sedimento.

d).- POROSIDAD SECUNDARIA: Es consecuencia de agentes geológicos tales como lixiviación, fracturamiento y fisura de la roca durante el proceso de formación. Por ejemplo, la disolución de caliza o dolomita por aguas subterráneas es un proceso de lixiviación que produce cavidades o cavernas.

La producción de hidrocarburos en rocas tanto clásticas como carbonatas, proviene de porosidad primaria, sin embargo frecuentemente la producción de carbonatos es consecuencia de porosidad secundaria, la cual es variable.

b).- PERMEABILIDAD. (k).

La permeabilidad es la capacidad de flujo de los fluidos obtenidos dentro de una roca. Para que un yacimiento sea comercialmente económico, es necesario no solo que la roca contenga aceite o gas sino que estos fluidos puedan desplazarse dentro de la roca, solo es permeable, cuando los poros estén comunicados entre sí, si esta comunicación no existe, la roca puede ser porosa pero no permeable.

La permeabilidad en Darcys (expresión numérica que recibe el nombre del Ingeniero Frances Henry D'arcy, quién en 1865 diseñó un méto-

do para medir la permeabilidad). La mayor parte de las formaciones -- productoras tienen una permeabilidad promedio inferior a un Darcy; por consiguiente, la permeabilidad se mide en milésimos de Darcy o milidarcy (md), con esta unidad, la permeabilidad puede variar entre 5,000 milidarcys para una arena no consolidada y 0.1 milidarcys para algunos carbonatos.

Aparentemente el concepto de permeabilidad es un concepto básico simple, en la práctica puede ser muy complejo. El flujo aumenta con la presión en el fluido, pero disminuye con el aumento en la viscosidad por ejemplo, el gas fluye más fácilmente que el agua y esta más fácilmente que el aceite. En consecuencia, es necesario conocer varios factores para determinar la permeabilidad de una roca, estos factores son: tamaño y forma del yacimiento, propiedades de los fluidos, presión de los fluidos y cantidad de flujo.

LA PERMEABILIDAD ES: 1 Darcy, cuando por 1 cm² de superficie de roca fluye 1 cm³ de fluido de un cp de viscosidad, en un segundo bajo una -- presión de 1 atmosfera sobre cm².

CONCEPTOS DE PERMEABILIDAD.

1.5.b.1.- PERMEABILIDAD ABSOLUTA: (k).

Se denomina "permeabilidad absoluta" de la roca, cuando esta se encuentra saturada al 100 % de un fluido homogéneo igual al que se usa como fluido desplazante durante la prueba.

$$k = \frac{q \mu l}{A \Delta p} \quad (\text{Darcy}).$$

1.5.b.2.- PERMEABILIDAD EFECTIVA (k_g , k_o , k_w).

Se define como "permeabilidad efectiva" de una roca, a la permeabilidad a un fluido particular cuando la saturación de este en la roca es menor del 100 %.

La permeabilidad efectiva se escribe utilizando un subíndice para designar el fluido bajo consideración (aceite, agua, gas).

La suma de permeabilidades efectivas, es menor que la permeabilidad absoluta, es evidente que los valores de permeabilidades efectivas de aceite, agua y gas. Pueden variar desde 0 hasta la permeabilidad absoluta (k), con excepción de la permeabilidad del gas, que puede valer mas que la absoluta cuando la muestra esta saturada 100 % de gas.

Las relaciones típicas de permeabilidad efectiva para un sistema agua-aceite en un medio poroso saturado por agua analizando las curvas se pueden obtener evidencias directas acerca de las relaciones de permeabilidad existentes.

1.5.b.3.- PERMEABILIDADES RELATIVAS (k_{ro} , k_{rw} , k_{rg}).

La permeabilidad relativa, se define como: "la razón de la permeabilidad efectiva entre la permeabilidad absoluta".

O sea:

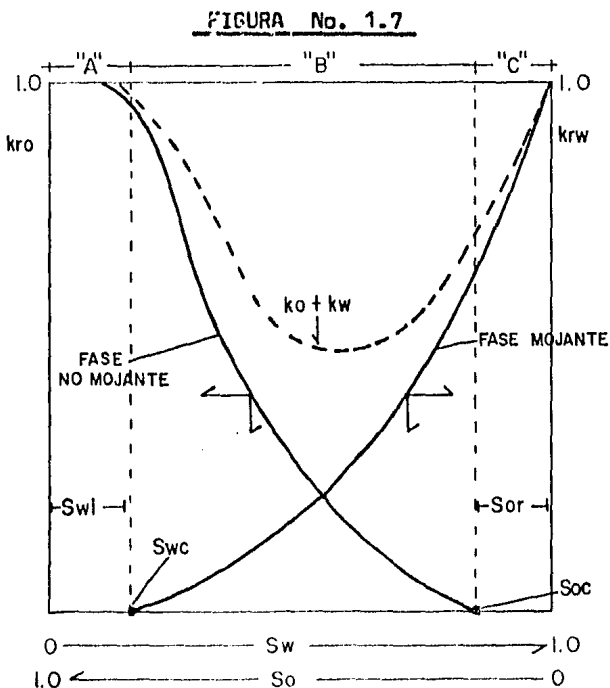
$$k_{ro} = \frac{k_o}{k} ; \quad k_{rw} = \frac{k_w}{k} ; \quad k_{rg} = \frac{k_g}{k}$$

$$0 \leq k_{ro}, k_{rw}, k_{rg} \leq 1$$

La razón de permeabilidades relativas, es igual a la razón de permeabilidades efectivas. o sea:

$$\frac{k_{rw}}{k_{ro}} \quad \frac{k_w/k}{k_o/k} \quad \frac{k_w}{k_o} \quad \frac{k_{rg}}{k_{ro}} \quad \frac{k_g/k}{k_o/k} \quad \frac{k_g}{k_o} \quad \text{Etc.}$$

La Figura siguiente muestra una gráfica típica de curvas de permeabilidades al agua y al aceite, para una muestra determinada, en función de la saturación de agua.



Las relaciones de permeabilidad efectiva para agua y aceite se divide en tres regiones: (FIG. 1.7).

La región (A): Presenta una saturación funicular que es mayor que la saturación crítica para la fase aceite y una saturación pendular menor que la saturación crítica para el agua.

Funicular, se le llama así, por la analogía existente con el funcionamiento funicular en el terreno montañoso y pendular porque la fase mojante (agua) forma círculos al rededor de los puntos de contacto de los granos, en forma similar a una roca. Estos círculos no estarán en contacto, es decir, a esta saturación el agua no forma una fase continua como para empesar a fluir.

La región (B) muestra las relaciones existentes cuando ambas fases de agua y aceite tienen una configuración de saturación funicular. Es evidente que la suma de los valores de k_0 y k_w , no será igual a la permeabilidad absoluta en el sistema.

La región (C) muestra una gráfica de relación de permeabilidades efectivas cuando la saturación de aceite es insular, es decir discontinua y la saturación de agua permanece en configuración funicular.

Queda claro que a una saturación de 100 % de agua la permeabilidad efectiva al agua viene a ser la permeabilidad absoluta del sistema.

También con la saturación de agua al 85 % (un aumento en la $S_0 = 15\%$) reduce fuertemente la permeabilidad relativa al agua de 100 % a 60 %, en cambio a la saturación de 15 % de aceite, la permeabilidad relativa al aceite es prácticamente cero. Este valor de saturación de aceite del 15 % se denomina "saturación crítica" ($S_{0c} = 0.15$) o sea la saturación a la que el aceite comienza a fluir a medida que la saturación de aceite aumenta. También se denomina saturación residual de aceite " S_{0r} " al valor por debajo del cual no puede reducirse la saturación. En un sistema agua aceite.

A medida que la saturación de agua continúa disminuyendo, la permeabilidad relativa al agua también disminuye en tanto que la permeabilidad relativa al aceite aumenta.

1.6.- ROCAS PRODUCTORAS

Las rocas ígneas o metamórficas ocasionalmente contienen aceite o gas. la mayoría de las rocas productoras son de origen sedimentario.

Las rocas sedimentarias pueden dividirse en dos grandes grupos Clásticas y Carbonatos. Los tres tipos de rocas productoras de importancia en la industria son areniscas, calizas y dolomitas.

ROCAS SEDIMENTARIAS

| | |
|-----------------|------------|
| ROCAS CLASTICAS | CARBONATOS |
| ARENAS | CALIZAS |
| LUTITAS | DOLOMITAS |

ROCAS CLASTICAS.

Las rocas clásticas están compuestas principalmente como consecuencia de la meteorización, erosión y transporte, estos fragmentos eventualmente se depositan en cuencas marinas junto con fragmentos de origen orgánico. Esta depositación generalmente se lleva a cabo en -- capas sucesivas.

Las rocas clásticas son característicamente arenas o silice - de grano fino, el tamaño de las partículas varía entre 1 mm. y 1/16 - de mm.

Hay otras rocas clásticas productivas, tales como los conglomerados, las cuales están compuestas por partículas de tamaño mucho - mayor.

La presencia de arcilla o lutita en las arenas de un yacimien

to clástico es un parámetro que debe tenerse muy en cuenta en la evaluación del yacimiento. Debido a esta presencia afecta tanto las características de la formación como las respuestas de los instrumentos de registros geofísicos.

CARBONATOS :

Los carbonatos están compuestos por caliza y dolomita, la matriz o cemento de esta roca se deposita directamente del agua marina o es extraída de ella por los organismos vivientes. A menudo se encuentran fósiles de estos organismos en la matriz. Los sedimentos sufren el efecto de varios procesos químicos que pueden alterarlos o reestructurarlos.

C A P I T U L O I I

DESCRIPCION E INSTRUCCIONES DE OPERACION DEL REGISTRADOR DE PRESION

RPG - 3

El registrador de presión "AMERADA" es uno de los instrumentos de medición para registrar presiones de fondo, está construido en su mayor parte de acero inoxidable, de forma exterior cilíndrica y tiene dimensiones tales que permite introducirlo en la mayoría de las tuberías de producción.

Se tiene actualmente dos tipos de instrumentos de la misma marca RPG-3 y RPG-4, en el Distrito de Villahermosa el mas utilizado es - el primero. (el segundo se utiliza solo en casos especiales), ya que las tuberías de producción (T.P.) permite el facil acceso del RPG-3- tiene un diámetro de 1 1/4" (3.17 cm.), la longitud total es aproximadamente de 77 1/16" y su peso de 15 lb. (7 kg.).

2.1.- CAMARA DE REGISTRO.

Todas las partes del registrador están hechas de aleaciones a base de níquel (no corrosivas), tanto interior como exteriormente. - El elemento activo de presión es un "TUBO DE BOURDON" helicoidal (mas adelante se detallará ya que no forma parte de la cámara de registro) fijado en la parte inferior del instrumento, el cual queda en contacto directo con la presión del fluido del pozo, a través de un orificio de la funda exterior.

La rotación resultante del extremo libre del "TUBO DE BOURDON" se transmite directamente a un estilote grabador, el cual no emplea en su funcionamiento engranes ni palancas, el estilote graba sobre una carta metálica. Que está alojada en un cilindro metálico (porta-carta) suspendido de un colgador y controlado en su carrera hacia abajo por - un mecanismo de relojería. El mecanismo grabador ha sido diseñado de - tal manera que su funcionamiento no afecta la precisión del instrumento (FIG. 1.9).

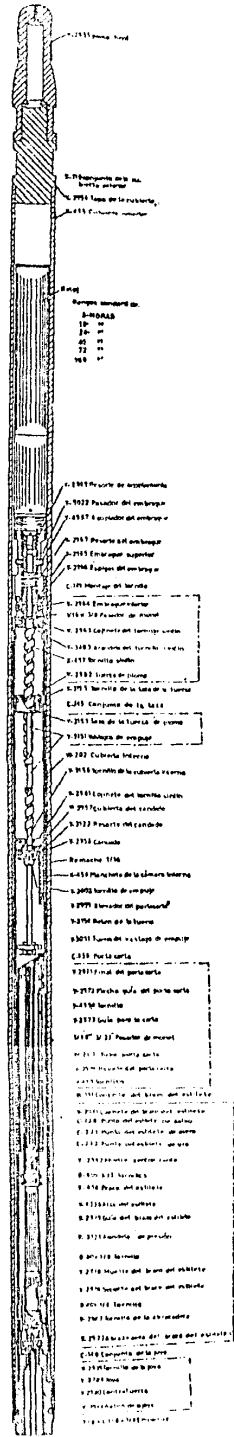


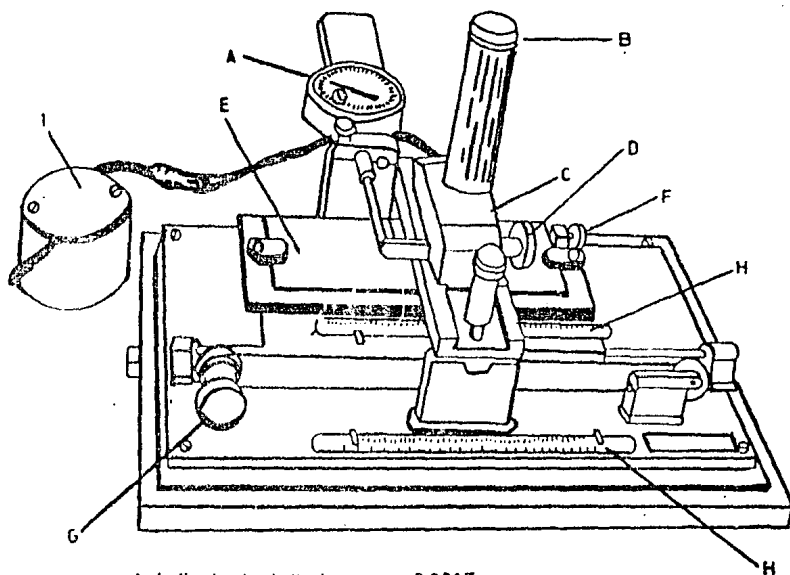
FIG. No.1.9 SECC. CAMARA DE REG. DEL MANOMETRO AMERADA RPG-3

2.1.1.- CARTAS .

Existen dos tipos de cartas, sin dobles y predobladas, cada una se adapta a un porta-carta diferente según el caso. Actualmente se emplean cartas predobladas, pues se adhieren uniformemente al cilindro porta-carta y evitan errores, ambos tipos están fabricadas de lamina de bronce con una copa de pintura, color gris oscuro. El nuevo tipo de cartas tienen mayores ventajas sobre las anteriores como son: Se requiere menor fricción del estilote, la presión requerida por el estilote no es crítica, las líneas inscritas en la carta pueden ser leídas fácilmente, las cartas pueden ser usadas en pozos donde la temperatura sea hasta de 550 °F (288 °C). Un estilote con punta de acero, zafiro o diamante, puede ser usada para imprimir una fina y brillante línea sobre la carta, el eje de presión es de 2" (5.08 cm.) y el eje del tiempo recorrido de la carta es de 5" (12.70 cm.), para interpretar la gráfica que el instrumento reproduce, es necesario emplear un aparato con lente tipo microscopio. El cual mide la separación del eje de referencia hecho inicialmente por el operador con el estilote a la línea constante (estación). la medición puede ser en milésimas de pulgadas o de centímetro de acuerdo al aparato (FIG. 2.0).

2.1.2.- RELOJ .

El reloj se usa para regular el movimiento descendente del porta carta, es de construcción especial cilíndrica y presenta cierta precisión en cuanto al tiempo; prácticamente no es afectado por la temperatura y se puede emplear en pozos hasta de 275 °F (135 °C), se puede obtener en ocho rangos diferentes: de 3 (que es el mas usado), -- 12, 24, 48, 72, 120, 144, 180 horas (ver la Figura 2.1), el rango -- del reloj se refiere al tiempo requerido para bajar el porta carta una longitud de 5" (12.70 cm.).



- A.-Indicador de deflexiones en $0,001''$
- B.-Microscopio provisto de coordenadas
- C.-Carro porta lente
- D.-Tornillo para el movimiento del carro porta lente
- E.-Carro porta carta
- F.-Tornillo para alinear el porta carta
- G.-Tornillo para el movimiento del carro porta carta
- H.-Escala para medir tiempos
- I.-Transformador

FIGURA No. 2.0.- MICROMETRO PARA LA LECTURA DE CARTAS

2.1.3.- P R E C I S I O N .

La precisión normal del instrumento es de 0.2 % para todo el rango. Para lograr esta precisión es necesario calibrar el instrumento a temperatura elevada, es decir, a la temperatura aproximada al fondo de los pozos donde se usará.

2.2.- E L E M E N T O D E P R E S I O N .

Los elementos de presión se pueden obtener en cualquier rango deseado desde un mínimo de 500 lbs/pg². (35 kg/cm²), hasta un máximo de 25,000 lbs/pg². No siempre es posible encontrar un rango exacto, pero se puede armar con el instrumento un elemento de presión que contenga el rango especificado con un 5 % de precisión mas o menos.

Todos los elementos son fácilmente intercambiables. cada elemento de presión es calibrado individualmente. a temperatura ambiente y a alta temperatura. La casa fabricante proporciona una carta de calibración que sirve de base para comprobar las calibraciones efectuadas donde se utiliza el instrumento.

Temperaturas mayores de 200 °F (94 °C), afectan la precisión de la mayoría de los "TUBOS DE BOURDON", por lo que será necesario calibrarlos periodicamente (ver la FIG. 2.2.).

2.2.1.- C A L I B R A C I O N D E R E G I S T R A D D O R E S " A M E R A D A " .

El objeto de calibración del instrumento medidor de presión-"AMERADA" se hace principalmente, con el objeto de determinar con precisión su respuesta a las presiones aplicadas al mismo.

En las calibraciones se obtiene una gráfica sobre una cartón laminilla metálica (de la cual ya se hizo mención), en la cual se imprimen líneas paralelas a la línea de base.

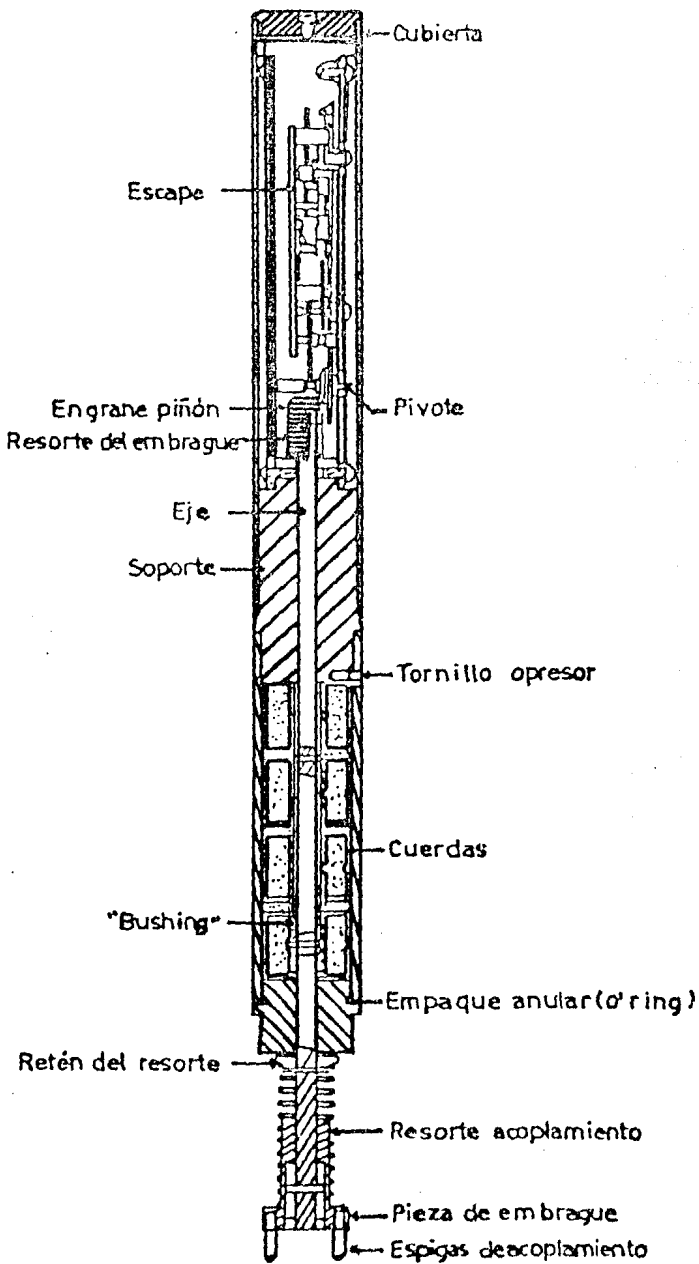


FIGURA No. 2.1 .- RELOJ PARA INSTRUMENTO " AMERADA "

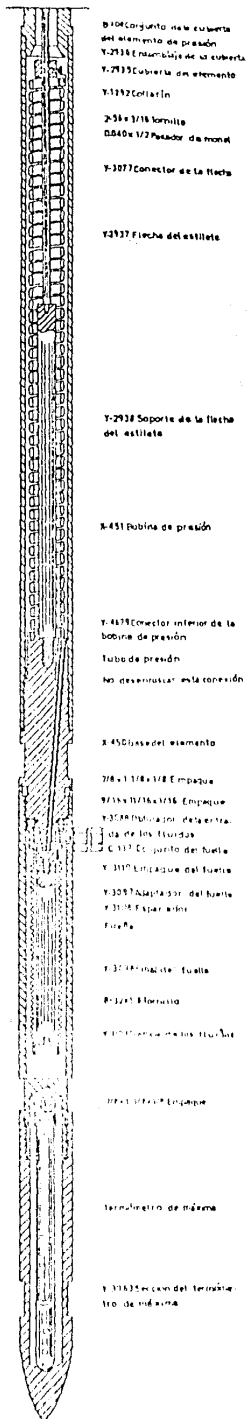


FIG. No. 2.2 ELEMENTO DE PRESIÓN DEL REGISTRADOR AMERADA RPG-3

Las líneas paralelas a la línea de base, como estaciones, se logran por medio del sistema de reloj. Las líneas perpendiculares a la línea de base son las deflexiones que corresponden a las presiones --- aplicadas (FIG. 2.3).

Por medio del instrumento con lente microscópico y un medidor en milésimas de pulgada (o de centímetro en otro caso), se determinan las deflexiones del tubo de "BOURDON", las cuales se forman generalmente en kg/cm². Los valores de las deflexiones son proporcionales a las presiones de calibración.

Con los datos de la calibración se traza otra gráfica en papel milimétrico, la cual sirve comparativamente para interpretar los registros que se forman posteriormente.

Las líneas paralelas a la línea base son las estaciones que se imprimen a través del movimiento del tornillo sinfín y el reloj.

Las líneas perpendiculares a la línea de base son las deflexiones del elemento de "BOURDON" las cuales nos indican las presiones aplicadas.

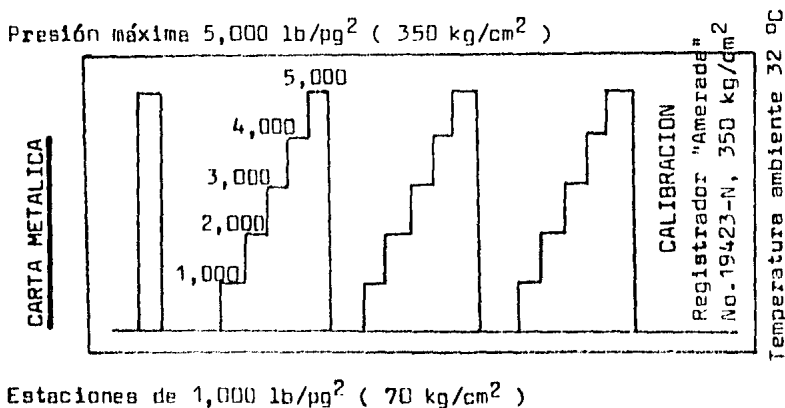


FIGURA No. 2.3 . - GRAFICA DE CALIBRACION DEL REGISTRADOR "AMERADA"

Las calibraciones de los registradores se deberán efectuar -- periódicamente, sobre todo si el instrumento ha sido sometido a presiones iguales o mayores que su rango. Primeramente se calibran a temperatura ambiente y después a temperaturas elevadas, tratando de que la temperatura de calibración sea equivalente o aproximada a la del yacimiento donde se usara el instrumento.

Se obtiene mayor presión en las calibraciones si los instrumentos son sometidos a presión antes de calibrarlos.

Con los datos obtenidos por la calibración, es posible obtener un factor de corrección por temperatura y se puede calcular también el modulo para cada instrumento.

2.2.2.- ELEMENTOS QUE FORMAN EL EQUIPO DE CALIBRACION.

a).- BAÑO DE CALIBRACION. Es empleado para alojar en su interior un registrador "AMERADA" el tiempo necesario para efectuar la calibración del mismo a temperatura elevada; esta temperatura deberá ser lo mas aproximada a la temperatura de la formación en la cual se empleará el instrumento registrador.

El equipo actualmente empleado en el Distrito de Villahermosa, Tab. es de marca "Cimco" modelo "B" (FIG. 2.4), que consta de una -- cámara de presión con capacidad para una presión de trabajo de 10,000-PSI. (700 kg/cm²), montada verticalmente sobre la base del aparato, -- tiene un diámetro interior de 1 3/4" (4.45 cm.), y longitud de 72" -- (1.83 m.), la cual esta cerrada inferiormente. El sello en la parte -- superior se obtiene por medio de un tapón de acero provisto de un empaque de hule de sección circular. En el centro del tapón, se hace la conexión para entrada de aceite por medio de una línea "tubing" flexible de acero inoxidable para 10,000 lb/pg² (700 kg/cm²), la cámara de -- presión esta cubierta por una camisa exterior, la cual a su vez. Esta aislada termicamente para conservar el calor; a través, de esta camisa exterior que deja un espacio anular, se circula aceite por medio de --

una bomba centrífuga, accionada por un motor eléctrico de 1/4 de H.P.

El aceite que se emplea para este propósito, puede ser aceite lubricante SAE. Nº 20, este aceite es calentado por dos grupos de elementos calefactores cada grupo consta de dos resistencias de 500 --- Watts. Marca Chromalox, el circuito eléctrico que alimenta a las resistencias no debe operar cuando no este funcionando la bomba centrífuga y circulando el aceite, en esta forma se obtiene una temperatura uniforme en todo el circuito de circulación y a la vez se protegen -- los elementos calefactores. La temperatura del aceite de circulación-- es controlada por la posición de los interruptores que operan con las resistencias y por un termostato instalado en el circuito; su lectura se obtiene por medio de un termóstato de cristal graduado de 30 - 300 ºF.

Las dos resistencias superiores son controladas atraves del - termostato que cierra el circuito para operar un relevador con inte-- ruptor de mercurio, en esta forma se puede hacer la operación automá-- tica mediante la correcta posición del termostato.

El fabricante del equipo "Cimco" recomienda las siguientes -- posiciones de los interruptores para obtener un amplio rango mediante la combinación de los elementos de calefacción.

| TEMPERATURA EN GRADOS CENTIGRADOS | POSICION DEL TERMOSTATO | INTERRUPTOR SUPERIOR | INTERRUPTOR INFERIOR |
|---|-------------------------------|-------------------------|-------------------------|
| 50 | cerrado | low (bajo) | off (apagado) |
| 60 | cerrado | med (mediano) | off (apagado) |
| 70 | cerrado | low (bajo) | low (bajo) |
| 75 | cerrado | med (mediano) | low (bajo) |
| 80 | cerrado | low (bajo) | med (mediano) |

Estas tres posiciones se han comprobado en calibraciones efectuadas en esta sección.

| TEMPERATURA EN GRADOS CENTIGRADOS | POSICION DEL TERMOSTATO | INTERRUPTOR SUPERIOR | INTERRUPTOR INFERIOR |
|-----------------------------------|-------------------------|----------------------|----------------------|
| 90 | cerrado | med (medio) | med (medio) |
| 100 | cerrado | high (alto) | med (medio) |
| 120 | cerrado | high (alto) | high (alto) |

En todos los casos deberá permanecer el termostato cerrado con el foco piloto encendido y unicamente se variará la perilla del mismo para efectuar ajustes finos cuando el valor de la temperatura este proximo al requerido, en esta forma permanecerá, el baño con una temperatura constante por largo tiempo. El foco piloto se apagará cuando disminuya la temperatura, pero por la acción automática del termostato -- volverá a encenderlo, formando oscilaciones y haciendo más crítico el ajuste de la temperatura del aceite. En la Figura 2,5 se muestra un diagrama del circuito eléctrico.

b).- BOMBA DE ACEITE Y CALIBRADOR DE PESOS MUERTOS.

La bomba de calibración empleada, es manual y tiene los siguientes datos de placa.

MARCA - - - - - ASHCROFT
 TIPO - - - - - PORTABLE
 RANGO - - - - - 10,000 lb/pg².
 CATALOGO - - - - - 1305-B-100

La bomba y el calibrador de pesos muertos forman una sola unidad y nos permite elevar la presión del circuito al cual va conectado el instrumento por calibrarse. Esta diseñada para dos rangos de presión bajo y alto. El rango bajo de presión es de "0" a 2000 lb/pg², --

Baño de calibración

- 1.- Tapón superior
- 2.- Purga para derrame
- 3.- Termómetro
- 4.- Tanque de aceite
- 5.- Bomba centrífuga
- 6.- Interruptor general
- 7.- Relevador
- 8.- Interruptor superior
- 9.- Termostato
- 10.- Interruptor inferior
- 11.- Motor de la bomba

Bomba de aceite

- 12.- Pesas del calibración
- 13.- Válvula de compensación
- 14.- Válvula principal
- 15.- Tanque de aceite
- 16.- Tapón de llenado
- 17.- Palanca manual

Circuito de presión

- 18.- Válvula de paso
- 19.- Válvula de purga
- 20.- Válvula de paso

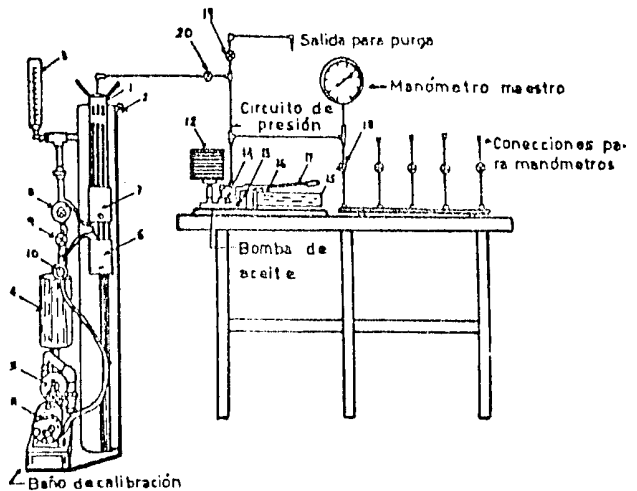


FIGURA No. 2.4.- EQUIPO PARA CALIBRACION DE REGISTRADOR AMERADA

y el rango alto es de "0" a 10,000 lb/pg².

La bomba consta principalmente de un émbolo movido por una palanca manual al cual bombea aceite que toma de un tanque que forma parte de la misma bomba, el émbolo tiene en su area transversal un diámetro de 1/4" con lo cual se nota que la cantidad de aceite que succiona y empuja es reducida obligando con esto a llenar y purgar el circuito exterior, para lograr incremento en la presión.

Al levantar la palanca el embolo succiona, abriendo una válvula "check" que se encuentra entre el tanque del aceite y el embolo; al bajar la palanca la válvula "check" se encierra y el aceite succionado es empujado por el émbolo hacia el circuito de presión.

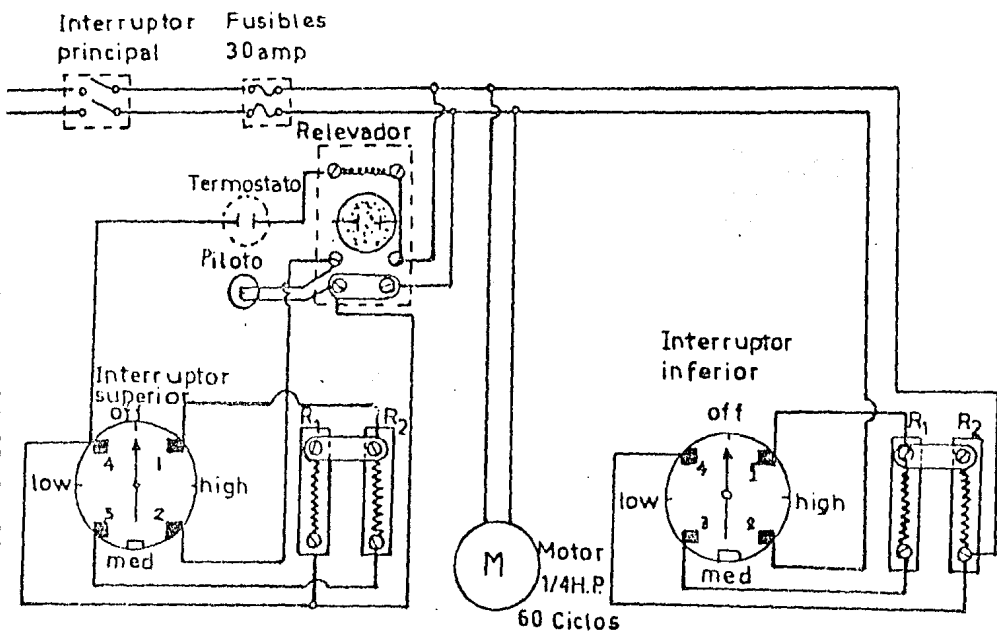
En paralelo con el circuito de presión, se encuentra la otra parte denominada "calibrador de pesos muertos" el que funciona mediante el equilibrio que se forma al actuar un peso conocido sobre un líquido a cierta presión.

El peso conocido se puede variar aumentando o disminuyendo --- pesas, las cuales tienen dos marcas e indican la relación de presión -- en la cual trabajaran ya sea en alto o bajo rango. El dispositivo para formar el equilibrio entre las pesas y la presión del líquido es un -- vástago de acero que en la parte superior termina en un disco de 3" de diámetro, sobre el cual se ponen las pesas.

La parte inferior del vástago es la que esta en contacto directo con el líquido que transmite la presión de la bomba (FIG. 2.4).

En la FIG. 2.5.- muestra el diagrama del circuito eléctrico -- del baño de calibración.

El calibrador de pesos muertos común viene con dos vástagos para rango bajo y alto y bastará montar uno de los dos para ponerlo en condiciones de trabajo. El diámetro inferior del vástago para rango alto es de 1/4" y el rango bajo es de 9/32". El aceite empleado en la -- bomba es SAE Nº 20, del tipo lubricante se determina ese grado de acei



Posición de los interruptores

off-cierra contactos 1-3

high-cierra contactos 1-2 3-4

med-cierra contactos 1-2-3

low-cierra contactos 2-3

Resistencias conectadas

high- R_1 y R_2 en paralelo

med-una sola resistencia

low- R_1 y R_2 en serie

FIGURA No. 2.5.- DIAGRAMA DEL CIRCUITO DEL BAÑO DE CALIBRACION

te con el objeto de que la presión se transmita, de inmediato al vástago y se hagan notorios los pequeños cambios de presión en el circuito.

c).- MANOMETRO PRINCIPAL (MAESTRO).- El manómetro empleado tiene -- los siguientes datos:

MARCA - - - - - HEISE
RANGO - - - - - 10,000 lb/pg² (700 kg/cm²)
CARATULA - - - - - 16" (0.407 m.) de diámetro
TIPO - - - - - Bourdon de acero inoxidable

Este manómetro va conectado directamente al circuito de presión y nos permite tomar las lecturas de presión aplicadas al instrumento; también es de gran importancia por el hecho de que cualquier fuga que exista en la bomba, la indicará de inmediato, pudiéndose corregir a tiempo.

El tipo de manómetro empleado tiene manera de poder ajustar el "0" de la carátula. Con respecto a la aguja indicadora mediante -- una perilla instalada en la parte inferior del manómetro la cual se opera fácilmente con la mano.

2.2.3.- OPERACION DE LOS ELEMENTOS.

a).- PREPARACION DE LA BOMBA Y CALIBRADOR DE PESOS MUERTOS.

- 1.- Levante el plato del vástago de acero, límpielo y lubríquelo con aceite delgado para que la rotación del mismo sea libre.
- 2.- Revise el nivel del aceite en el tanque de reserva y llénelo colocando nuevamente el tapón.
- 3.- Agregue los pesos sobre el plato del vástago; el número de pesos -- estará determinado por la presión que se desea.

- 4.- Tenga en cuenta el equivalente del pistón empleado (marcado en el plato) con respecto a la marca grabada en las pesas.
- 5.- Cierre la válvula principal (N^o 14), de la bomba (FIG. N^o 2.4)
- 6.- Abra la perilla de ventilación del tapón del tanque, con lo cual funcionará mejor la bomba evitando que se forme algún pequeño vacío dentro del tanque.
- 7.- Opere manualmente la palanca de bombeo y cuando se encuentre la presión en el punto próximo a la seleccionada, gire el conjunto de pesas; siga bombeando hasta que la fuerza de la presión levante las pesas aproximadamente 1 cm. (equivalente a la mitad de la carrera del pistón.
- 8.- Se pueden hacer pequeños ajustes de presión mediante el desplazamiento del vástago de la válvula de compensación (N^o 13), de la (FIG. 2.4), estos ajustes se efectúan mientras permanecen flotando las pesas.
- 9.- Para bajar la presión totalmente, abra la válvula (N^o 14) lentamente. No toque ninguna otra conexión ni purgue el circuito de presión hasta que la aguja del manómetro baje a "0" el circuito de presión se purgara totalmente mediante la válvula (N^o 19), de la Figura 2.4.

b).- PREPARACION Y ADAPTACION DEL INSTRUMENTO AMERADA.

El registrador deberá estar completo en todas sus partes como son elementos de presión, cámara interna con su porta carta y estilete armado (sin conectar).

La primera parte será someter el fuelle y tubo de Bourdon a la presión máxima indicada por su rango, esto se hará varias veces -- con el objeto de poner el elemento de presión en condiciones de trabajo, y efectuar el acondicionamiento del mismo,

pués están fabricados de diferentes materiales, los cuales son flexibles y como han estado en "reposo", se han reducido por falta de uso; por lo tanto será necesario estibarlos lo suficiente para reducir los errores propios por histéresis del instrumento. Para esto se aplica la presión durante el tiempo que duren las pesas girando sobre el calibrador de pesos muertos, además se baja la presión a cero y se purga el circuito de presión a la atmósfera, se espera otro tiempo igual sin aplicar la presión, esto se repite para que sumen diez minutos las aplicaciones de presión para elementos nuevos. Para elementos de presión recalibrados (usados), lo anterior descrito se debe repetir únicamente durante 5 minutos, inmediatamente después se deberá poner el instrumento en reposo durante 10 minutos antes de trazar la línea de base.

Se puede lograr mejor precisión si se hace una corrida en un pozo para presionar el elemento antes de calibrarlo.

Otro ajuste importante que deberá observarse en el ajuste de la chumacera (joya), con respecto al eje del elemento de presión deberá tener en todos los casos una ligera tolerancia para evitar que la fricción llegue a frenar el eje y producir errores en la gráfica de calibración.

Para efectuar el ajuste de la "joya" y el eje, será necesario mover la contratuerca, en la cual se indica que la tolerancia deberá de ser de $1/16$ " antes de aplicar la presión. El desplazamiento máximo del eje será de $1/32$ " con la presión máxima aplicada, por lo tanto, tendrá suficiente tolerancia, para no frenarse.

c).- CALIBRACION A TEMPERATURA AMBIENTE.

Para efectuar la calibración del registrador "AMERADA" una vez armado y preparado el instrumento. Se detecta la pieza llamada cámara de aceite y en su lugar se conecta una funda o adaptador en una línea "tubing" de acero inoxidable de 1 1/4" de diámetro. El adaptador se llena con aceite lubricante y se enrosca al instrumento. Una vez preparado, se harán los pasos siguientes:

- 1).- Se conecta el instrumento "AMERADA" con adaptador y línea a la válvula Nº 20 (FIG. 2.4).
- 2).- Se somete el elemento a la presión máxima (sin conectar el estilote), con el objeto de poner en condiciones de trabajo el fuelle y el Bourdon esto se hará antes de la calibración.
- 3).- Se conecta la línea a la válvula Nº 20 (FIG. 2.4), y después de esperar unos minutos, se marca la línea base (debe ser a la presión atmosférica), se vuelve a conectar el instrumento a la válvula Nº 20, se levanta el porta carta sosteniendolo nuevamente -- sin usar reloj, pues no es necesario por ser a temperatura ambiente y aumentaría mas el tiempo.
- 4).- Con el porta carta en la parte superior se conecta el estilote y se aplica la presión máxima, se asegura que las pesas estén flotando a la misma altura y en ese punto se gira la perilla superior del tornillo sinfín para imprimir la estación en la carta -- después de imprimir la estación se baja la presión a cero, (la perilla del tornillo sinfín se debe girar en sentido contrario a las manecillas del reloj).
- 5).- Con la presión en cero, purgando el circuito y sin soltar el porta carta, se avanza otro peso para poder iniciar las estaciones de presión. En este otro avance, el estilote remarcará un pequeño tramo sobre la línea de base.

- 6).- Se aplica la presión correspondiente a cada estación y después de cada aplicación se gira la perilla del tornillo sinfín para imprimir la deflexión equivalente, procurando que la presión - se estabilice; de no lograrlo fácilmente, se logrará operando suavemente la válvula Nº 13.
- 7).- Se hacen todas las estaciones dos veces y se obtendrá una gráfica en la carta como la mostrada en la (FIG. 2.3).
- 8).- Una vez terminada la gráfica se purga el circuito, se desconecta el estilete del instrumento y la línea de la válvula Nº 20- de la Figura 2.4, se retira la carta en la cual se imprimió la gráfica y en esas condiciones el instrumento se prepara para - la siguiente calibración a temperatura elevada.

En la gráfica de calibración se anotan los siguientes datos:

REGISTRADOR (Nº DE SERIE).

RANGO DE PRESION (kg/cm^2).

TEMPERATURA DE CALIBRACION ($^{\circ}\text{C}$).

FECHA DE CALIBRACION.

NOMBRE DEL OPERADOR DEL EQUIPO.

La gráfica de calibración se acompaña de una forma para anotar datos de calibración y datos del cálculo. De las estaciones cuando se interpreten. En la parte inferior se anotan dos datos necesarios: Juego en la chumacera y longitud del fuelle (FIG.- 2.7).

JUEGO EN LA CHUMACERA.- Será la medida de la tolerancia que hay en el eje del elemento de Bourdon. El ajuste de esta longitud se hace antes de calibrar el instrumento,

en la parte correspondiente a la preparación del instrumento se indicará con detalle el ajuste de la chumacera.

LONGITUD DEL FUELLE .- Se deberá medir antes y después de cada calibración y anotar su longitud. Este dato es de importancia, pues se debe controlar la deformación del fuelle y comparar en cada calibración cualquier rotura o filtración del elemento de presión variará su longitud original, la cuál deberá ser de 6" (15.24 cm.), para elementos de presión RPG-3.

PREPARACION DEL BAÑO DE CALIBRACION.- El baño de calibración debe calentarse antes de calibrarse a una temperatura elevada, pues para obtener la temperatura de calibración se necesita un tiempo aproximado de una hora.

Se deberá llenar la cámara de presión con aceite SAE Nº 30, - hasta el tapón y deberá estar incluido el instrumento, dentro de la cámara. Al estar calentándose el baño, se deberá enroscar el tapón - Nº 1, para no tener pérdidas considerables de calor.

Mientras se calienta el baño, se deberá tener la precaución - de revisar que el motor de la bomba este funcionando continuamente y - para que la función de las resistencias sea correcta, se observará - continuamente la posición del termostato.

e).- CALIBRACION A TEMPERATURA ELEVADA.

1).- Se conecta y prepara el baño de calibración.

2).- Se prepara el instrumento en la misma forma que se haría para introducirlo en el pozo. Para efectuar un registro, es decir; que la línea de base se debe trazar a la presión atmosférica antes - de la introducción del instrumento al baño de calibración,

se conecta un reloj "Amerada" de 3 hrs. para obtener el movimiento necesario para imprimir las estaciones en la carta.

- 3).- Una vez preparado con reloj y con carta y habiendo trazado la -- línea de base, se arma completo con cámara de aceite (llena de este) y funda exterior con cabeza.
- 4).- Con el baño de calibración ajustado a la temperatura seleccionada, se mete el instrumento a la cámara de presión y se deja dentro aproximadamente durante 20 minutos, para que todas las partes del instrumento esten a la misma temperatura, o sea la temperatura seleccionada.
- 5).- Se enrosca y aprieta el tapón Nº 1 del baño de calibración, se conecta la línea de acero flexible de 1/4" a la válvula Nº 20, - se purga bién el circuito y en estas condiciones se inicia la ca libración.
- 6).- Se aplica la presión máxima procurando estabilizarla, se esperan dos minutos, mientras tanto las pesas deben continuar flotando - y girando. Terminado el tiempo, se baja la presión lentamente a cero y se purga el circuito.
- 7).- Con la lectura del manómetro en cero y purgando el circuito, se esperan dos minutos. Mediante el reloj se logra otro avance del estilete que remarcará un pequeño trazo sobre la línea de base.
- 8).- Se aplica la presión por estaciones mediante las pesas seleccionadas, y en cada una se debe esperar dos minutos para imprimir - cada estación.
- 9).- Se imprimen todas las estaciones dos veces y se obtiene una gráfica en la carta, similar a la Figura 2.3.
- 10).- Terminada la gráfica se baja la presión a cero, se purga el circuito, se desconecta la línea de acero en el tapón Nº 1, se ----

quita el tapón y se saca el instrumento de la cámara de presión -- (se recomienda limpiar el aceite que escurre del instrumento y emplear guantes de asbesto para manejarlo).

11).- Se enfría el instrumento con agua para poder quitar la funda exterior, después se desconecta el estilete, se quita el reloj y se retira la carta en la cual se imprimió la gráfica.

12).- En la carta y en la forma adjunta se anotan todos los datos correspondientes a la calibración y al registrador. La temperatura de calibración que se anote será tomada del termómetro del baño de calibración, (temperatura del aceite en ---^oC).

f).- PRINCIPALES CUIDADOS EN LA CALIBRACION.

Tomando en cuenta ciertos cuidados que deben tomarse en cuenta en la calibración, se puede eliminar posibilidades de error y -- lograr mayor eficiencia en la operación.

Cualquier pieza correspondiente al elevador de la carga que-- no se tenga limpia y lubricada aumentará la fricción entre las partes, obstruyendo el funcionamiento correcto del reloj. El porta -- carta no deberá tener deformaciones y de preferencia se utilizará-- uno nuevo, cualquier deformación en su forma cilíndrica alterará-- la gráfica en la carta.

Antes de efectuar la operación correcta se deberá de elimi-- nar todo tipo de fugas de aceite de la bomba, cualquiera por pequeña que sea, causará bajas en la presión y se tendrá que compensar-- continuamente, lo cual origina cambios bruscos en la presión apli-- cada al instrumento.

Al llegar a la presión máxima de cada estación las pesas del calibrador deberán estar flotando y girando; se deben de impulsar-- las pesas para que giren antes de llegar a la presión de la esta-- ción, una vez que permanezcan flotando no deberán ser tocadas ---

ni presionadas, ya que esto causaría una presión adicional, que -alteraría la gráfica, obteniéndose lecturas erróneas.

En la calibración a temperatura elevada, está deberá mantenerse lo mas cerca a la seleccionada, procurando que no varía considerablemente; cambios bruscos en la temperatura del baño de calibración equivalente a los cambios en la presión aplicada al instrumento.

2.2.4.- CALCULO DE LA CONSTANTE DEL ELEMENTO DE PRESION.

Para encontrar la constante ó módulo del elemento de pre---sión se procede a leer la carta en el instrumento de interpreta---ción de registros (microvernier) como sigue:

- a).- Se coloca la laminilla en la base de la carta y se procede a alinear la línea base corriendo las perillas centradoras y observando por el microscopio.
- b).- Después de efectuado el centrado se coloca el indicador de -deflexiones de presión que mide en milésimas de pulgada ó de centímetro poniéndolo en ceros.
- c).- En la forma apropiada (FIG. 2.7) se anotan las presiones leídas en el manómetro en lb/pg^2 y kg/cm^2 , anotando las tres lecturas (de las tres gráficas de escalera) para que poste---riormente se saquen los factores.
- d).- Para encontrar los factores se saca el promedio de las tres lecturas y se divide la presión en kg/cm^2 , entre las milésimas de pulgada, repitiendo el procedimiento con las otras --lecturas.
- e).- Para encontrar el módulo real se saca el promedio de los 5 factores, haciendo la conversión (sacando la presión con el módulo) y sacando el error con el módulo promedio o real, la gráfica típica de la curva de calibración del elemento de

CURVA DE CALIBRACION

Elemento: Amerada Serie No. 0000-N Tipo RPG-3
 Rango: 0-6000 PSI.

DATOS DE CALIBRACION (CARTA FLEXIBLE)

| Presión (PSI) | Deflexión | |
|------------------|-----------|--------|
| | 75-170 °F | 250 °F |
| 1000 | 331 | 331 |
| 2000 | 663 | 662 |
| 3000 | 996 | 994 |
| 4000 | 1327 | 1324 |
| 5000 | 1656 | 1652 |
| 6000 | 1984 | 1979 |

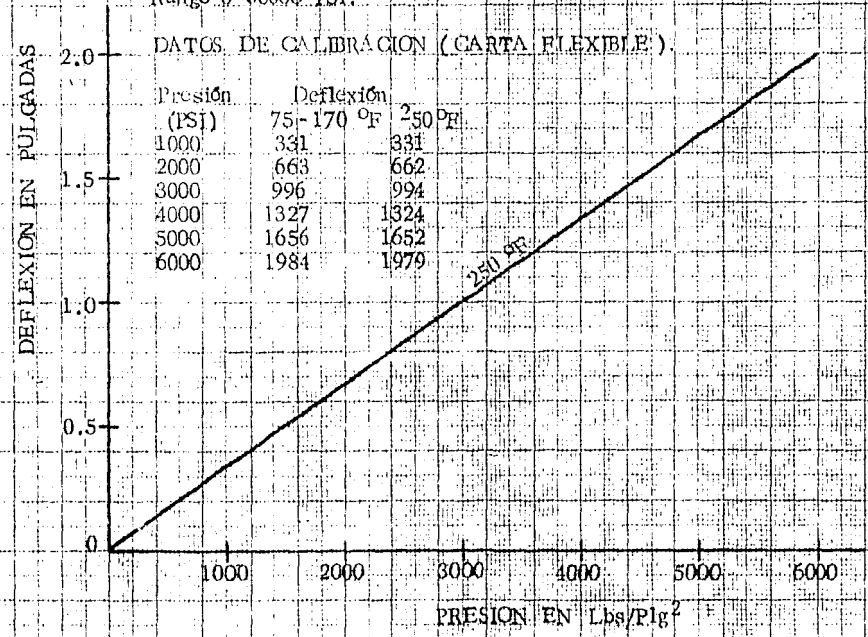


FIGURA No. 2.8 - CURVA DE CALIBRACION TIPICA DE UN ELEMENTO DE PRESION.

presión se puede apreciar en la (FIG. 2.8).

2.3.- ELEMENTO DE TEMPERATURA.

Los instrumentos RPG-3, se pueden convertir a registradores de temperatura, para lo cual se cambia únicamente el elemento de presión por el de temperatura (FIG. 2.9).

El elemento de temperatura, es del tipo de vapor en el cual, un bulbo que contiene un fluido. Está conectado y sellado al tubo de Bourdon (helicoidal), del mismo tipo que el usado en el elemento de presión, el exterior del bulbo está expuesto al fluido del pozo y le comunica la temperatura al fluido volátil del elemento, el cual se expande y transmite la presión al interior del tubo de Bourdon.

El elemento de temperatura también deberá ser calibrado, pero su curva de calibración no es una línea recta; su precisión y sensibilidad depende del rango del elemento y de la temperatura que se va a registrar. En general una precisión de más o menos 2°F , puede obtenerse cuando la sensibilidad sea tal, que pueda detectar diferencias de temperatura de menos de $1/2^{\circ}\text{F}$ --- (FIG. 3.0).

Cada elemento de temperatura es calibrado individualmente, la carta de calibración viene de fábrica e incluida con cada elemento; los valores de la carta de calibración viene en forma tabulada con un valor de temperatura para cada deflexión de ---- $0.002''$. Se pueden obtener en varios rangos hasta 400°F (205°C) ($32 - 150^{\circ}\text{F}$), ($75 - 200^{\circ}\text{F}$), ($100 - 250^{\circ}\text{F}$), ($100 - - 350^{\circ}\text{F}$), etc. su longitud es de $66\ 3/4''$ (169.55 cm), y su diámetro es de $1\ 1/4''$ (3.17).

CURVA DE CALIBRACION

Termómetro Amerada Serie 0000-N Tipo RT-7

Rango 100 - 241 °F

Tipo RT-7

Datos de calibración

| Temp. °F | Deflexiones |
|----------|-------------|
| 127.0 | 0.174 |
| 150.5 | 0.386 |
| 175.2 | 0.688 |
| 200.0 | 1.075 |
| 232.0 | 1.762 |
| 239.7 | 1.950 |

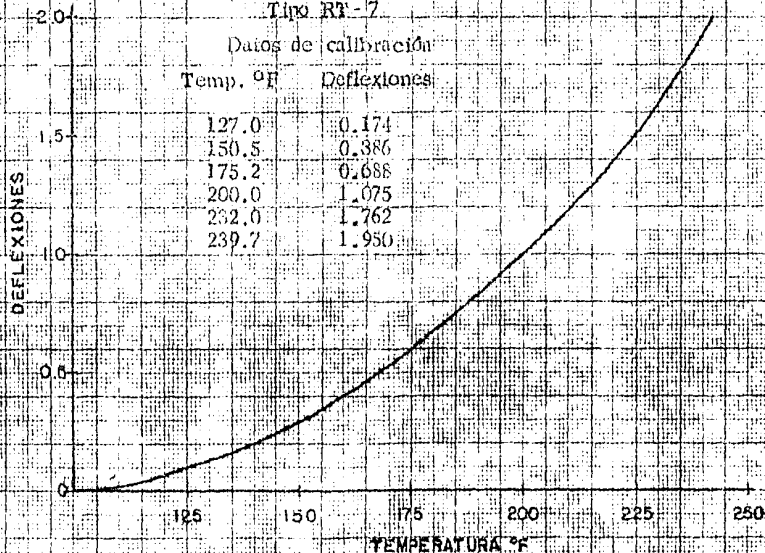


FIGURA No. 3.0.- CURVA DE CALIBRACION TIPICA DEL ELEMENTO DE TEMPERATURA.

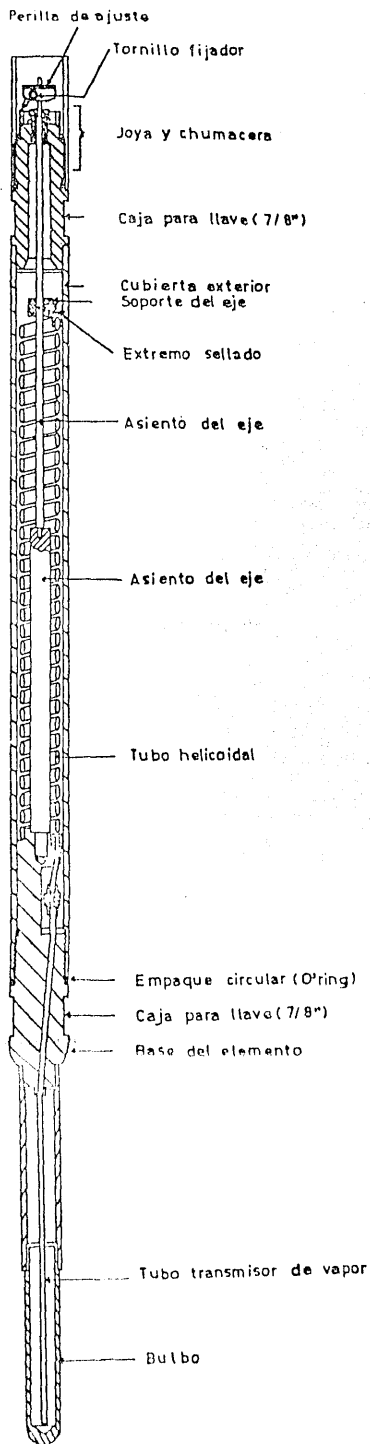


FIG. No.2.9 ELEMENTO DE TEMPERATURA RT-7 PARA EL REGISTRADOR AMERADA RPG-3

2.4.- PREPARACION Y MANTENIMIENTO DEL EQUIPO "AMERADA" ANTES DE CADA REGISTRO (FIGURAS 1.9 Y 2.2).

- a).- Quite la cubierta exterior (cámara exterior).
- b).- Suba el cilindro porta-carta al máximo.
- a).- Quite la plancheta y el porta-carta.
- d).- Coloque una nueva carta.
- e).- Ponga el porta-carta nuevamente en su lugar, asegurándose que se aloje el porta estilete dentro de la guía del porta-carta.
- f).- Coloque la plancheta asegurandola con el candado.
- g).- Con el instrumento colocado verticalmente, suba el porta-carta - al máximo, conecte el estilete y marque la línea de base, desplazando el porta-carta hacia abajo. La línea de base registrará la presión atmosférica.
- h).- Desconecte el estilete.
- i).- De cuerda al reloj (por lo menos veinte vueltas en sentido contrario a las manecillas del reloj).
- j).- Conecte el reloj en la parte superior de la cámara interior aprételo con el porta-carta colocado en la parte superior, acople el reloj mediante los dos pernos (espigas), al disco perforado del tornillo sin fin.
- k).- Conecte el estilete.
- l).- Revise el empaque de hule de sección circular (O'RING) que sella la cámara interior con la cámara exterior con la cámara exterior; si está deformado o en mal estado, cambíese de inmediato.

(un desperfecto en esta unión causará daños graves al instrumento).

m).- Coloque la cámara exterior, apretandola.

n).- Coloque el termómetro de máxima, cuidando de bajar su columna de mercurio (sacudirlo para bajar al mínimo).

ñ).- Conecte la cabeza en el extremo del instrumento habiendose hecho el nudo con alambre.

2.4.1.- LUBRICACION.

Todas las partes del instrumento deberan limpiarse con un solvente; la chumacera del eje (parte superior del elemento de presión- deberé ser lubricada frecuentemente aplicando aceite fino). (aceite para manómetros).

La chumacera del tornillo sinfín deberá ser lubricada con aceite para máquina.

El tornillo sinfín se lubricará con aceite para maquina, aplicandose en los agujeros de la cámara interna (inmediatamente abajo - de la chumacera).

Todas las cuerdas del instrumento deberán limpiarse y lubri- carse, para tal caso deberá usarse lubricante Nº. 130-AA.

CAPITULO III

3.- EQUIPO AUXILIAR PARA LA CORRIDA DEL REGISTRADOR "AMERADA" RPG-3.

3.1.- EQUIPO SUPERFICIAL.

Para el equipo superficial será necesario contar con ciertas piezas que formen un grupo de trabajo, el cual se instala en la superficie del pozo y permite la corrida de Herramientas bajo presión, proporcionando seguridad tanto al personal como al pozo mismo.

El propósito general, es conseguir el control del equipo y dispositivos (Herramientas Sub-superficiales), que se introducen al pozo con presión existente, con un máximo de seguridad y un mínimo de dificultad. El equipo que debe emplearse varía con las condiciones del pozo y, de acuerdo con las medidas específicas de las herramientas que deberán ser introducidas al mismo.

EL EQUIPO SUPERFICIAL INCLUYE LO SIGUIENTE:

- 3.1.1.- PLUMA TELESCOPICA MANUAL.
- 3.1.2.- ESTOPEROS.
- 3.1.3.- LUBRICADORES.
- 3.1.4.- PREVENTORES PARA LINEA DE ACERO.
- 3.1.5.- POLEA LIBRE.
- 3.1.6.- INDICADOR DE PESO.

3.1.1.- PLUMA TELESCOPICA MANUAL.

Sirve para levantar, sostener y viajar con seguridad el equipo de control superficial (Lubricador, Preventor, Estopero, etc.), con el objeto de ser instalado sobre el árbol de válvulas.

Consiste en tres secciones de tubería. para operaciones normales se extienden los tres tramos de tubería telescópica. La primera sección es de tubería de 2 7/8" (7.3 cm.), la segunda es de 2 3/8" (6.03 cm.), la tercera es de 1 1/2" (3.81 cm.).

las secciones tienen una longitud aproximada de 8 pies (2.50 m.), y se opera manualmente.

La tercera sección (parte superior), de 1 1/2" (3.81 cm.), consta de una pieza con orificio soldada en la parte superior que sirve para colgar el conjunto elevador de polea y cable.

Los tres tramos cuentan con agujeros de inserción de pasadores - que sirven, para espaciar el tramo de 2 3/8" (6.03 cm.), y el de 1 1/2" - (3.81 cm.).

Primeramente se instala cerrada y en forma vertical apoyándose en la brida o carrete de la tubería de revestimiento y se sujeta al árbol de válvulas por medio de una cadena y un tensor (ver Fig. NQ. 3.1).

Una vez instalada su pluma y alineada sobre el árbol de válvulas, en el tramo de 1 1/2" (3.81 cm.), se cuelga el block elevador y se levanta dicho tramo manualmente insertando un pasador en uno de los agujeros - del tramo de la segunda sección.

En caso necesario se extenderá la segunda sección, colocando otro pasador en el primer tramo.

Se debe tener especial cuidado en no sacar las secciones totalmente; es conveniente poner marcas de pintura en los extremos finales de cada sección. Como medida de precaución.

3.1.2.- ESTOPEROS.

Los estoperos pueden ser:

- a).- ESTOPERO DE ALTA PRESIÓN .- Se utiliza para sellar la parte superior del lubricador de alta presión, permitiendo el paso de la línea de acero, sellándolo por medio de un juego de empaques de hules perforados, los cuáles son comprimidos para prevenir cualquier fuga de fluido del pozo al exterior.

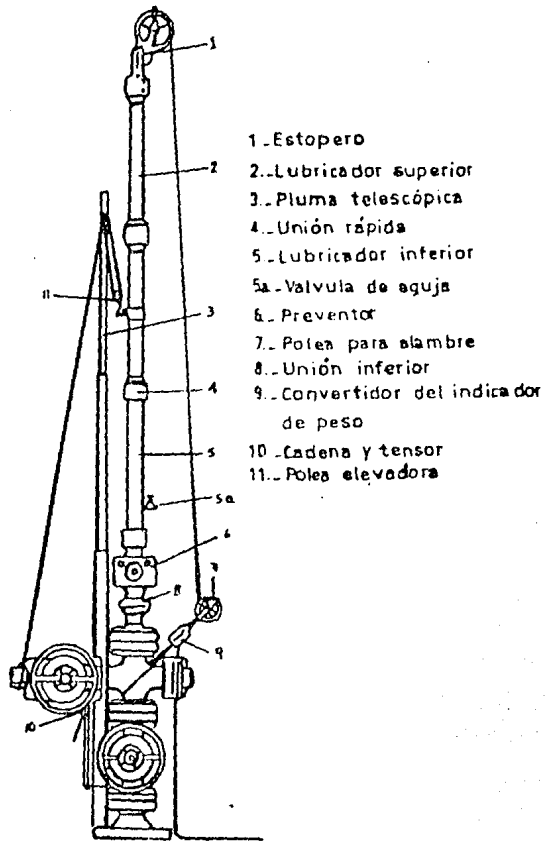


FIGURA No. 3.1.- INSTALACION DE PLUMA Y LUBRICADOR

Consiste principalmente en un cuerpo de acero de forma cilíndrica, en el cual se aloja un juego de tres empaques cilíndricos de hule, taladrados, que sellan herméticamente la línea de acero que se introduce junto con el instrumento dentro del pozo (Fig. Nº. 3.2).

El conjunto de hules (e) es oprimido entre los cilindros metálicos (f y d), la presión sobre los hules es regulada por el tornillo (g), el cual está taladrado y terminado en su parte superior en forma cónica y hueca y sirve para alojar una porción de aceite que lubrica la línea de acero durante la acción de bajado del instrumento. La presión que ejerce el tornillo (g) sobre los hules, dependen de la presión de la cabeza del pozo.

Para un pozo con presión muy elevada se tendrá que apretar más los hules, con lo cual se aumenta la fricción considerablemente, para vencer la fricción se tendrá que hacer uso de un contrapeso, conectándolo a la herramienta que se desea introducir al pozo.

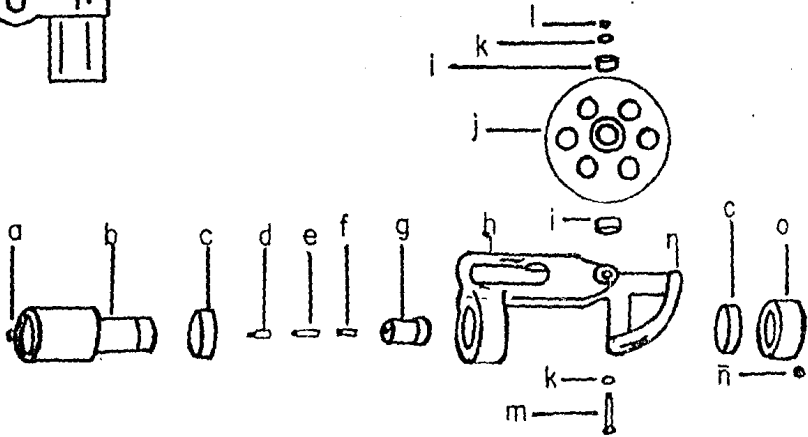
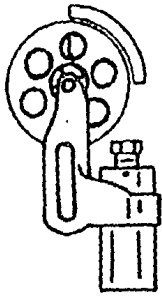
Cuando se recupera la herramienta es conveniente aflojar un poco los hules para evitar la fricción.

La polea que esta montada en la parte superior del estopero gira libremente sobre los baleros axiales. Los rodamientos se pueden lubricar periódicamente por medio de la grasera (h).

El estopero se adapta al lubricador por medio de una unión rápida de alta presión y se aprieta manualmente, sella interiormente por medio de un empaque anular de sección circular (O'RINGS).

Para trabajos de presiones de fondo, se utiliza la unión "Yale" para 3,000 lb/pg² (210 kg/cm²), presión de trabajo.

Para trabajos diversos en pozos con más presión se utiliza la unión "Yale" para 5,000 lb/pg² (352 kg/cm²), PRESION DE TRABAJO.



- | | |
|------------------------|------------------------------|
| a.- TUÉRCA | l.- BALEROS PARA LA POLEA |
| b.- CUERPO | j.- POLEA |
| c.- BALEROS AXIALES | k.- RONDANAS DE PRESION |
| d.- CILINDRO INFERIOR | l.- TUERCA |
| e.- EMPAQUES DE HULE | m.- PERNO |
| f.- CILINDRO SUPERIOR | n.- CANAL DE LA POLEA |
| g.- TORNILLO REGULADOR | ñ.- TORNILLO OPRESOR (ALLEN) |
| h.- GRASERA | o.- TUERCA DEL BALERO |

FIGURA No. 3.2.- ESTOPERO DE ALTA PRESION

b).- ESTOPERO "OTIS" TIPO "D".- El propósito de este dispositivo es el de permitir el paso de la línea de acero hacia el interior del lubricador por medio de una polea.

La línea de acero entra al lubricador y es empaçada por medio de un juego de hules, los cuales son comprimidos por dos cilindros de acero, el inferior (o) y el superior (1), la presión de los hules sobre la línea es controlada por el tornillo regulador (h) el cual apretará más los hules si se introduce más su cuerda; en esa forma se evitarán fugas del pozo. La construcción del estopero tipo "D" proporciona las siguientes ventajas:

- a).- Está diseñado para trabajar con todas las medidas de línea de acero. Puede ser convertido a cualquier medida fácilmente.
- b).- Se puede usar para presiones de prueba de 12,000 y 20,000 --- lb/pg² (8440 y 13060 kg/cm².); su peso es de 19 kg.
- c).- Un tapón de hule tipo pistón (r) sellará automáticamente en el caso de que los empaques superiores escapen demasiado o cuando la línea se rompe.
- d).- Purgando la presión a través de la válvula (q) es posible sellar con el tapón (r) y cambiar los hules superiores, al haber diferencia de presión, el tapón (r) se mueve hacia arriba y sella contra el cilindro inferior (o), el cual está atornillado al cuerpo del estopero.
- e).- La combinación del cilindro superior (1) y el tornillo regulador (h) hacen posible el control de los hules para que no haya fuga y a la vez el tornillo (h) permite la lubricación de la línea de acero, almacenando en la parte central una poca -- porción de aceite.
- f).- La polea acanalada (c) tiene diámetro de 10" (24.0 cm.) y está diseñada para trabajar con línea de acero sin causar fatigas ni raturas. Esta soportada por baleros reforzados, los cuales a su vez pueden ser lubricados a través de la grasera (g).

Cambio de hules superiores .- Como se indicó anteriormente se puede cambiar en pleno trabajo cuando se hayan gastado demasiado y no sellen aún apretando el tornillo regulador (h) al máximo.

- a).- Primeramente purgue la presión en la parte superior (sección empaques), por medio de la válvula de relevo (q) mantengala abierta.
- b).- Ya que no exista presión, quite el tornillo regulador (h) y el cilindro superior (l).
- c).- Extraiga los hules con la ayuda de un alambre o un tirabuzón, córtelos lateralmente para sacarlos del alambre.
- d).- Prepare más hules nuevos, córtelos lateralmente, colóquelos en el alambre e introdúzcalos. Poniendo un poco de grasa será más fácil colocarlos dentro del estopero.
- e).- Coloque el cilindro superior (l) y el tornillo regulador (h), apriete los hules a una presión equivalente a la anterior. Cierre la válvula de relevo (q) y en esa forma podrá continuar la operación. Si persiste la fuga, ajuste más el tornillo regulador (h) (ver Fig. 3.3)

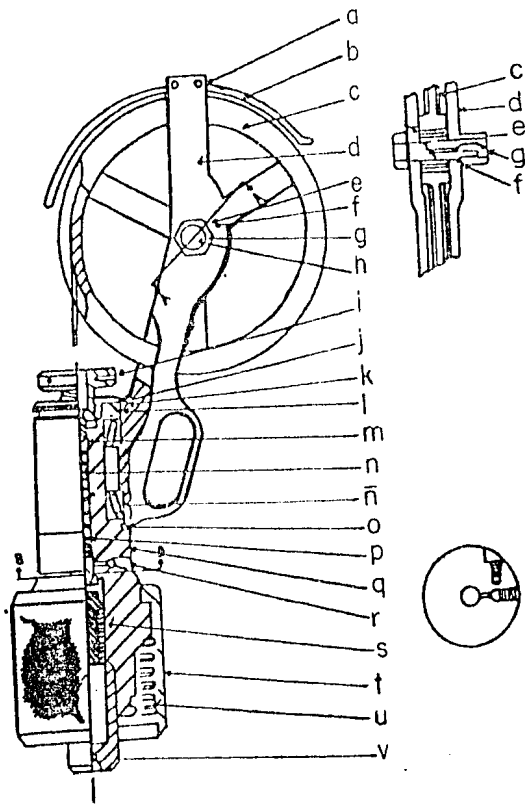
3.4.3.- LUBRICADORES .

LOS LUBRICADORES PUEDEN SER:

- a).- Lubricadores para presiones de fondo . - El lubricador es una cámara de presión en el cual se alojan el aparejo y la línea de acero mientras son operadas las válvulas del pozo. Es un tubo de pared gruesa que queda sujeta a la presión interna y se conecta al cabezal de la boca del pozo (brida de la válvula superior).

Esta conexión se hace por medio de una unión de alta presión con sello de anillo de bronce y un niple para alta presión. La unión empleada es del tipo "UNIBOLT" (De golpe) de 2" (5.08 cm.), (Fig. No. 3.4).

La medida del niple o botella esta determinada por la terminación -- (diámetro de la cuerda) de la brida superior; se usa generalmente una botella reductora construida de una sola pieza sin costura y diseñada para soportar altas presiones.



- a..Tornillos con tuercas hexagonales
- b..Protector de la polea
- c..Polea acanalada
- d..Soporte de la polea
- e..Tuerca
- f..Eje de la polea
- g..Grasera
- h..Tornillo regulador
- i..Caja para el opresor
- j..Opresor tipo "Allen"
- k..Tuerca de retención
- l..Cilindro de empaque

- m..Empaques de hule
- n..Balero
- ñ..Empaque anular (O'ring)
- o..Cilindro de empaque(inferior)
- p..Cuerpo principal
- q..Tornillo de la válvula
- r..Tapón de hule(tipo de hule)
- s..Tuerca de la unión
- t..Empaque anular(O'ring)
- u..Tope del tapón de hule
- v..Empaque de "Nylon"

FIGURA No. 3.3.- ESTOPERO DE ALTA PRESION " OTIS " TIPO "D"

Como se indico anteriormente, habiendo pasado la línea de acero por el estopero sujeto al registrador con su cabeza y nudo de alambre, se introduce dentro del tubo lubricador y posteriormente se conecta el estopero, teniendo cuidado de tensar la línea a efecto de levantar un poco el registrador que estaba descansando sobre la válvula superior de la tubería de producción. En estas condiciones, las válvulas del pozo pueden abrirse para comunicar la presión al lubricador, sin temor de que haya flujo al exterior.

El lubricador tiene en su cuerpo una conexión para instalar una válvula (generalmente) de 1/2" ó sea 1.27 cm.), también de alta presión llamada válvula de purga, la cual sirve para bajar la presión en el lubricador cuando el registrador ya ha sido recuperado del pozo y se encuentra cerrada la válvula se puede conectar un manómetro para obtener la presión en la cabeza del pozo (T.P.).

La válvula de purga es de 1/2" (1.27 cm.), se puede utilizar en acero al carbon o acero inoxidable, los detalles se muestran en la Fig. NO. 3.5.

La longitud del lubricador dependerá de la longitud de las herramientas e instrumentos que se introduzcan; en algunos casos los instrumentos se usarán provistos de contra peso y para el caso se utilizará el lubricador más grande. (existen tres medidas), para el uso de presiones de fondo, los lubricadores se pueden construir mediante tramos de tubería de producción (N-80) la cual da buenos resultados. Las cuerdas que se hacen en los extremos deberán ser maquinados en tornos y también terminadas; dichas cuerdas son cónicas, a las cuales se acoplan las uniones de alta presión aplicando cualquier sellador para cuerdas y apretando perfectamente (el sello hermético se logra por medio de apriete).

La unión inferior, como se indicó, es de marca "UNIBOLT" de 2" (5.08 cm.), para una presión de trabajo de 3,000 lb/pg² (211 kg/cm²).

La media unión superior se conecta con el estopero, es de marca "Yale" para una presión de trabajo de 5,000 lb/pg² (352 kg/cm²).

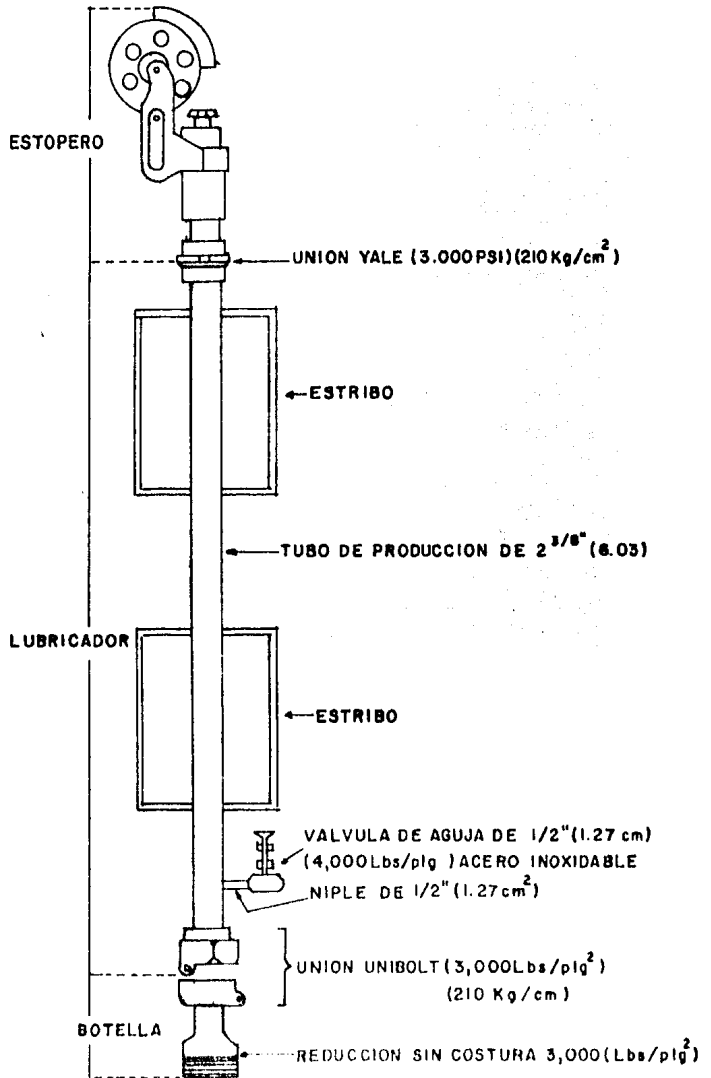


FIGURA Nº 3.4- ESTOPERO LUBRICADOR Y BOTELLA EMPLEADOS EN PRESIONES DE FONDO.

la botella para unir con la brida deberá ser para una presión de trabajo mínima de 3,000 lb/pg² (211 kg/cm²).

Existe un lubricador especial para pesca, el cual es más largo - que el descrito y se utiliza cuando se va a introducir en el pozo herramientas para la recuperación de algún instrumento que accidentalmente se quedó dentro del pozo.

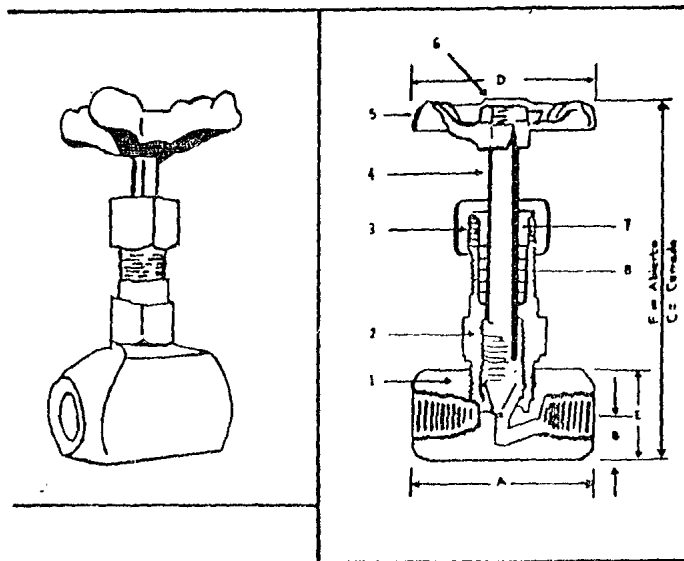
El lubricador para pesca generalmente es de mayor diámetro y para mayor presión y puede formarse de varios tramos.

b) . - LUBRICADOR DE ALTA PRESION (OTIS TIPO "A").

Es una cámara de presión en la cual la línea de acero y las herramientas Sub-Superficiales son suspendidas mientras que el preventor y -- las válvulas del pozo son operadas.

En un tubo de pared gruesa, el cuál queda sujeto a la presión interna del pozo y se conecta al árbol de válvulas (bridas superiores) la conexión se hace por medio de una unión de alta presión "Vale" (con empaque de hule de sección circular) para 1,000 lb/pg² (703 kg/cm²), ver la Fig. No. 3.1, la medida del niple de unión esta determinado por la brida superior y por el diámetro de las herramientas que pasaran a través del mismo.

Regularmente está formada por dos secciones superiores de tubo - de 2 3/8" (6.03 cm.) y una sección de tubo de mayor diámetro 2 7/8" --- (7.30 cm.). Los dos tramos de sección menor son para alojar en su interior unicamente las herramientas de golpeo, cabeza, barra, tijera; el de mayor diámetro es para contener las herramientas tales como soldadores, pescantes, así como herramientas subsuperficiales de control. La sección de mayor diámetro tiene instalada una válvula de aguja. Para bajar la -- presión (purgar) después que las herramientas que se corrieron han regresado y pasado por el árbol de válvulas, encontrándose en el tope superior del lubricador. El extremo del lubricador es sellado por medio de - un estopero de alta presión (HALLIBURTON).



| Tamaño | | A | B | C | D | E | F | Peso | |
|--------|------|---------|------|--------|--------|--------|--------|------|-----|
| M.M. | Pulg | | | | | | | Gr. | Oz. |
| 13 | 1/2" | 2 5/32" | 5/8" | 5 1/8" | 3 1/2" | 1 1/2" | 5 1/2" | 650 | 23 |

| No | Parte | Material |
|----|---------------------|--|
| 1 | Cuerpo | Acero al carbón Acero inoxidable AISI-316 |
| 2 | Boneta | " " |
| 3 | Tuerca prensaestopa | " " |
| 4 | Vástago | Acero inoxidable 11-13 % CR " |
| 5 | Volante | Hierro maleable |
| 6 | Tuerca del volante | Acero al carbón |
| 7 | Prensaestopa | " " |
| 8 | Empaque | Asbesto grafitado preformado |

FIGURA No. 3.5.- VALVULA DE AGUJA PARA EQUIPO SUPERFICIAL

Cada sección del lubricador es acoplada por medio de uniones rápidas de alta presión, las cuales están diseñadas para apretarse manualmente sellando interiormente por medio de un empaque anular de sección circular-"O'RING". El lubricador de tres secciones es fácilmente manejable.

La casa fabricante proporciona dos tipos de lubricadores. OTIS tipo "A" que tiene sus uniones atornilladas y se usán para presiones medias, hasta de 5,000 lb/pg²(352kg/cm²) y el OTIS tipo "W", que tiene sus uniones soldadas y se usa para presiones altas hasta de 10,000 lb/pg²(703 kg/cm²).

3.1.4.- PREVENTORES.

Los preventores utilizados son:

a).- Preventores para líneas de acero marca "Bowen". Es un dispositivo que forma parte del equipo superficial y se utiliza para proporcionar una positiva protección en los casos en que existan flujos en forma brusca cuando se esta operando en los pozos con línea de acero. Al operar se, el preventor obtura completamente la tubería de producción sin -- dañar la línea de acero, debido a que sus mordazas (Rams) son de una-- construcción de metal y hule, y por supuesto, las partes de hule son-- las que están en contacto con la línea de acero.

Este dispositivo es de construcción ligera en comparación con o--- tros preventores y soporta presiones hasta de 10,000 lb/pg². Se puede obtener en medidas desde 2 1/2" (6.35 cm), hasta 6 1/2" (16.51 cm.),-- de diámetro interior.

Se fabrican dos tipos de preventores para la línea de acero el de-- operación manual y el de operación hidráulica la elección del tipo -- será de acuerdo con el trabajo por realizar y con la frecuencia del -- uso.

PREVENTOR MANUAL.- El preventor manual tiene un mecanismo que opera dos -- barras para abrir y cerrar las mordazas y esta provisto de una válvula --- igualadora para equilibrar la presión entre el pozo y el lubricador. Este-- tipo de preventor se utiliza en los casos en los cuales no es necesario -- operarlo con mucha frecuencia, o en los casos en que las mordazas (Rams) -

deben permanecer cerradas durante periodos largos.

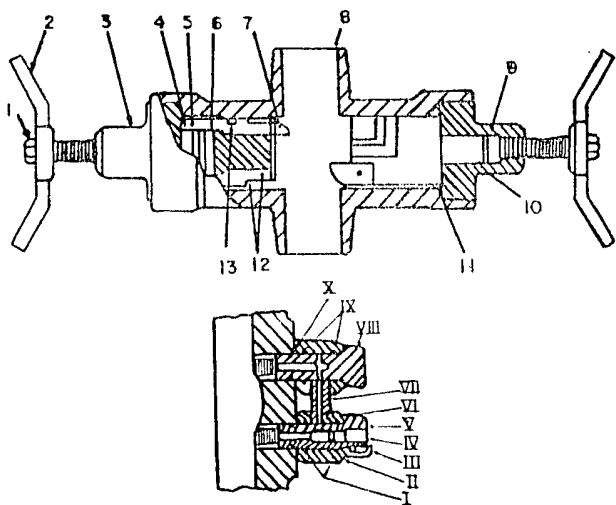
FORMA DE DESARMAR EL PREVENTOR MANUAL (FIG. NO. 3.6).

- 1.- Coloque el preventor en una prensa o tornillo de banco sujetándolo del cuerpo.
- 2.- Regrese las barras que operan las mordazas hasta el máximo, quedando - el preventor totalmente abierto.
- 3.- Retire la tuerca y los manerales.
- 4.- Afloje y desatornille las dos tapas laterales.(3).

Nota: Será necesario quitar las mordazas junto con las tapas laterales y tener cuidado de no dejar caer ninguna de las piezas mientras - son retiradas.

Mientras permanece el cuerpo del preventor en la prensa desarme el conjunto de la válvula igualadora (Pasos del 5 al 11).

- 5.- Quite el tornillo (III), que sirve de reten del vástago de la válvula - igualadora.
- 6.- Afloje y quite el vástago (IV) con la llave "ALLEN".
- 7.- Afloje el cuerpo de la válvula (V) y el cuerpo del puente (VIII), jun - to con el tubo de igualación. Quite las dos partes simultaneamente.
- 8.- Quite el tubo conector (VII).
- 9.- Quite los anillos metálicos exteriores del cuerpo de la válvula y del - cuerpo del puente. Extraiga los empaques anulares (O'RING) (I y IX).
- 10.- Quite los empaques anulares (O'RING) (VI y X).
- 11.- Limpie e inspeccione todas las partes. Cambie cualquier pieza gastada - o dañada y engrásela antes de ser armada.
- 12.- Con piezas de punta delgada quite el candado (4) el cual mantiene la - barra dentro de la mordaza (Rams).
- 13.- Saque la barra (10) de la mordaza (Rams).
- 14.- Quite el plato de empuje (6) del interior de la mordaza. Si no sale -- fácilmente, golpee la mordaza con un mazo de fibra o de hule, para no - dañar las partes metálicas.
- 15.- Quite los tornillos que se encuentran en la cuña de la mordaza.



- 1.- TUERCA DEL MANERAL
- 2.- MANERAL
- 3.- TAPA LATERAL
- 4.- ANILLO RETEN (CANDADO)
- 5.- RONDANA
- 6.- PLATO DE EMPUJE
- 7.- CUERPO DEL PREVENTOR
- 8.- CUERPO DEL PREVENTOR
- 9.- SELLO DE LA BARRA
- 10.- BARRA (HUSILLO)
- 11.- SELLO DE LA TAPA LATERAL (O'RING)
- 12.- MORDAZA "RAM"
- 13.- CUÑA DE LA MORDAZA

- I.- SELLOS DE LOS ANILLOS METALICOS (O'RING)
- II.- ANILLO METALICO
- III.- TORNILLO RETEN DEL VASTAGO
- IV.- VASTAGO DE LA VALVULA IGUALADORA
- V.- CUERPO DE LA VALVULA REGULADORA
- VI.- SELLO DEL TUBO CONECTOR (O'RING)
- VII.- TUBO CONECTOR
- VIII.- CUERPO DEL PUENTE
- IX.- SELLOS DE LOS ANILLOS METALICOS (O'RING)
- X.- SELLOS DEL CUERPO DE LA VALVULA (O'RING)

FIGURA No. 3.6.- PREVENTOR MANUAL "BOWEN"

- 16.- Quite la cuña de la mordaza (13) en caso necesario utilice un desarmador de hoja delgada para extraer la cuña.
- 17.- Si el tipo de mordaza es de hules intercambiables revíselos cuidadosamente y cámbielos si están dañados.
- 18.- Saque las barras de las tapas laterales y revise el conjunto de empaques (O'RING), si los encuentra en mal estado, cámbielos.

ARMADO DEL PREVENTOR MANUAL.- (FIG. NO. 3.7).

Antes de armar el preventor deberán estar limpias y engrasadas -- todas las partes. Es conveniente empear por armado de las mordazas. Las barras, los candados, las cuñas y las rondanas. Arme los sellos de las barras y ponga las tapas laterales.

Introduzca las mordazas dentro del preventor, Atornille y apriete las tapas laterales.

Arme las partes de la válvula igualadora de presión y acoplelas al preventor. Asegúrese de que la válvula este cerrada.

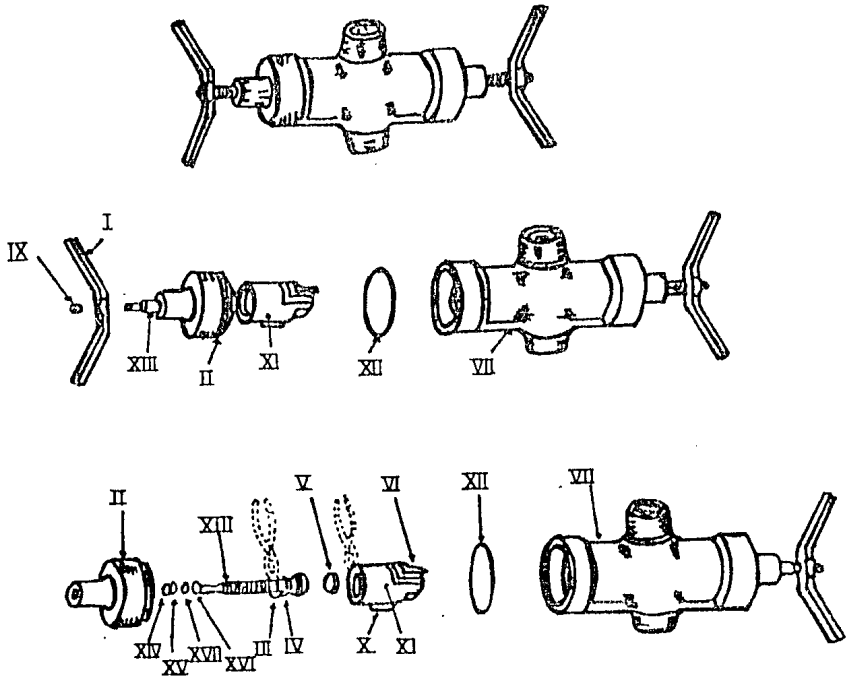
Revise las uniones de alta presión (Superior o inferior), y cambie el sello (O'RING) de la unión inferior.

Una vez armado el preventor se puede conectar a una bomba de prueba y aplicar por lo menos $4,000 \text{ lb/pg}^2$ (281 kg/cm^2), cerrando las mordazas perfectamente y observando las precauciones necesarias.

PREVENTOR HIDRAULICO :

El preventor hidráulico es accionado por una bomba conectada a -- través de mangueras, la cual proporciona la fuerza necesaria para operar las mordazas.

Tanto para abrir como para cerrar la dirección del fluido de la bomba es controlada y cambiada a través de una válvula manual de dos pasos. Este tipo de preventor está provisto de mordazas construidas de metal y hule y cuenta también como válvula igualadora para equilibrar las presiones entre el pozo y el lubricador.



- I.-Maneral
- II.-Tapa lateral
- III.-Anillo retén(candado)
- IV.-Rondana
- V.-Plato de empuje
- VI.-Guía de la mordaza
- VII.-Cuerpo del preventor
- VIII.-Tuerca del maneral

- X.-Cuña de la mordaza
- XI.-Mordaza "Ram"
- XII.-Sello de la tapa lateral(O'ring)
- XIII.-Barra (usillo)
- XIV.-Anillo metálico para empaque
- XV.-Anillo protector del sello
- XVI.-Anillo protector del sello
- XVII.-Sello de la barra (O'ring)

FIGURA No. 3.7.- PREVENTOR MANUAL "BOWEN"

El preventor hidráulico se utiliza en los casos en los cuales es necesario un frecuente uso, es decir, en los casos en que las mordazas - tienen que ser abiertas y cerradas repetidas veces en corto tiempo.

3.1.5.- POLEA LIBRE:

Se utiliza principalmente para dar paso a la línea de acero, ayudando a devanarla en forma apropiada y proporcionando el punto de apoyo para jalar la línea que sale de la polea del estopero hacia el malacate.- En la operación de bajada del instrumento dentro del pozo, la línea sale del malacate pasando por la polea libre, sube vertical y paralelamente al lubricador, pasa por la polea del estopero y luego baja verticalmente. -- dentro de la tubería de producción.

Se instala en la base del lubricador, de preferencia en el árbol de válvulas o lo mas cercana al mismo, con el objeto de evitar tensiones excesivas sobre el lubricador cuando hay cargas pesadas.

Si se instala muy retirada del lubricador, la componente horizontal de la fuerza resultante actuaría sobre este deformándolo.

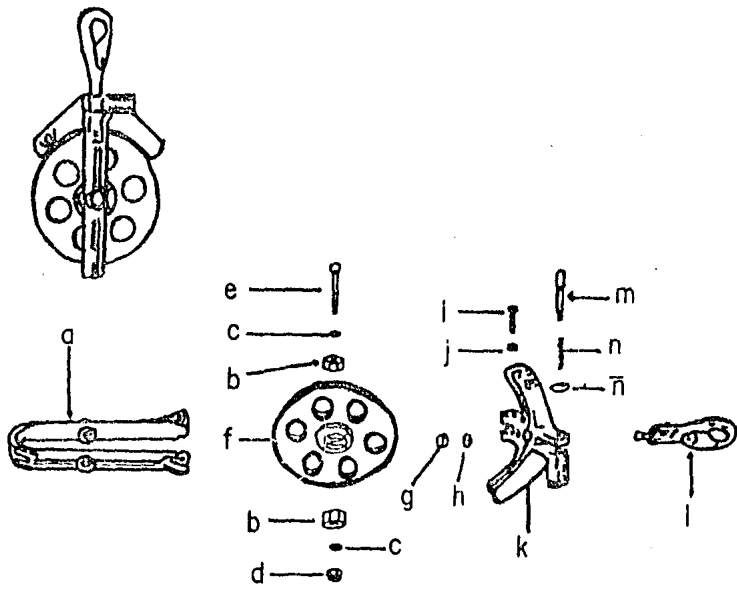
Se puede fijar a la polea un dispositivo para limpiar la línea de acero cuando sale del pozo y se debe tener la precaución de limpiar y lubricar las poleas de cada operación.

Los detalles para el armado y las partes de la polea libre, se muestran en la Figura No. 3.8.

3.1.6.- INDICADORES DE PESO :

Los indicadores de peso son:

- a).- INDICADOR DE PESO MARCA "DOWEN".- Es un instrumento preciso y compacto, utilizado en la medición de tensión en líneas de acero; es muy simple en su ajuste y operación, y no requiere ninguna fuente de --- electricidad exterior o adicional para su funcionamiento,



- | | |
|-------------------------|-----------------------|
| a.- HORQUILLA | i.- TONILLO |
| b.- BALEROS DE POLEA | j.- TUERCA |
| c.- RONDANAS DE PRESION | k.- CANAL DE LA POLEA |
| d.- TUERCA DEL PERNO | l.- GANCHO |
| e.- PERNO | m.- PERNO (CANDADO) |
| f.- POLEA | n.- RESORTE |
| g.- TUERCA DEL GANCHO | ñ.- PERILLA DEL PERNO |
| h.- RONDANA DE PRESION | |

FIGURA No. 3.8.- POLEA LIBRE

el conjunto lo forman, un convertidor, un cable interconector y el instrumento indicador (Figura N^o. 3.9).

Indicador, el cual registra el peso sobre la línea de acero.

Con el convertidor sujeto al árbol de válvulas por medio de una -- cadena, la línea de acero es tensada sobre la polea libre; el cable es conectado entre el convertidor y el instrumento puede ser colocado en cual-- quier parte, convenientemente cerca y a la vista del operador.

Para obtener lecturas de peso sobre la línea de acero en la escala de 0 a 1,000 lb. (453.7 kg.), la perilla de rango será puesta en la posi-- ción de escala baja (Low), para pesos en la escala de 0 a 2,000 lb. (907.4 kg), la perilla de rango se pondrá en posición de escala alta (High).

a).- OPERACION:

La carga en la línea es aplicada directamente al convertidor en forma de dos componentes, debido a que la línea pasa por la polea en forma horizontal y vertical. La fuerza aplicada al convertidor sera igual a la carga de la línea multiplicada por el valor 1.414 (Raíz cuadrada de dos), debido al angulo de inclinación formado por el convertidor bajo carga. El valor - de la carga es convertido a una señal eléctrica, que se transmite al ine-- strumento indicador por medio del cable conductor de dos polos, la señal es indicada en la carátula del instrumento el cual ha sido calibrado previa-- mente para proporcionar al operador la carga que actúa sobre la línea. Las lecturas en la carátula se leerán directamente en libras de peso y no será necesario hacer ninguna corrección.

b).- CALIBRACION:

Deberá hacerse antes de cada operación, pues de ella depende la pre cisión del instrumento y se hará con el convertidor y el indicador conecta dos por el cable, sin carga.

c).- CALIBRACION PARA RANGO BAJO. (0 - 1,000 lb.) (453.7 kg.).

1.- Ponga la perilla de calibración en el punto bajo (Low).

2.- Ponga la perilla de rango en el punto bajo (Low) hasta que la aguja indique 0 (a la derecha de la escala).

3.- Regrese la perilla de rango al punto fuera (Off).

4.- Regrese la perilla de calibración al punto fuera (Off).

d).- CALIBRACION PARA RANGO ALTO (0 - 2,000 lbs.) (907.4 kgs.).

1.- Ponga la perilla de calibración en el punto alto.

2.- Ponga la perilla de rango en el punto alto.

3.- Ajuste la perilla de arriba a la izquierda (High) hasta que la aguja indique 0 (a la derecha de la escala).

4.- Regrese la perilla de rango al punto fuera (Off).

5.- Regrese la perilla de calibración al punto fuera (Off).

Hecho lo anterior se puede seleccionar el rango de trabajo deseado, es decir, se trabajará en escalas bajas o altas simplemente moviendo la perilla de rango al punto adecuado.

e).- AJUSTE DE "0" (SOLO EN CASO NECESARIO).

Si la aguja indicadora no marca el cero correctamente en rango - bajo y sin carga en el convertidor, se tendrá que hacer una nueva corrección. Ponga el "Switch" de rango en bajo (Low), el "Switch" de calibración fuera (Off), quite el tapón de la placa del panel (abajo del medidor), y ajuste el resátato con un desarmador adecuado, con lo cual la -- aguja llegará al punto "0". Ponga el tapón nuevamente y siga los pasos - de calibración indicados anteriormente.

f).- FALLAS LIGERAS.- Si con el instrumento en posición de trabajo conectado en rango bajo, notamos que la aguja permanece cargada a la izquierda alguna de las conexiones debe estar suelta, rota o haciendo falso contacto; para lo cual debén efectuarse pruebas y determinar la falla.

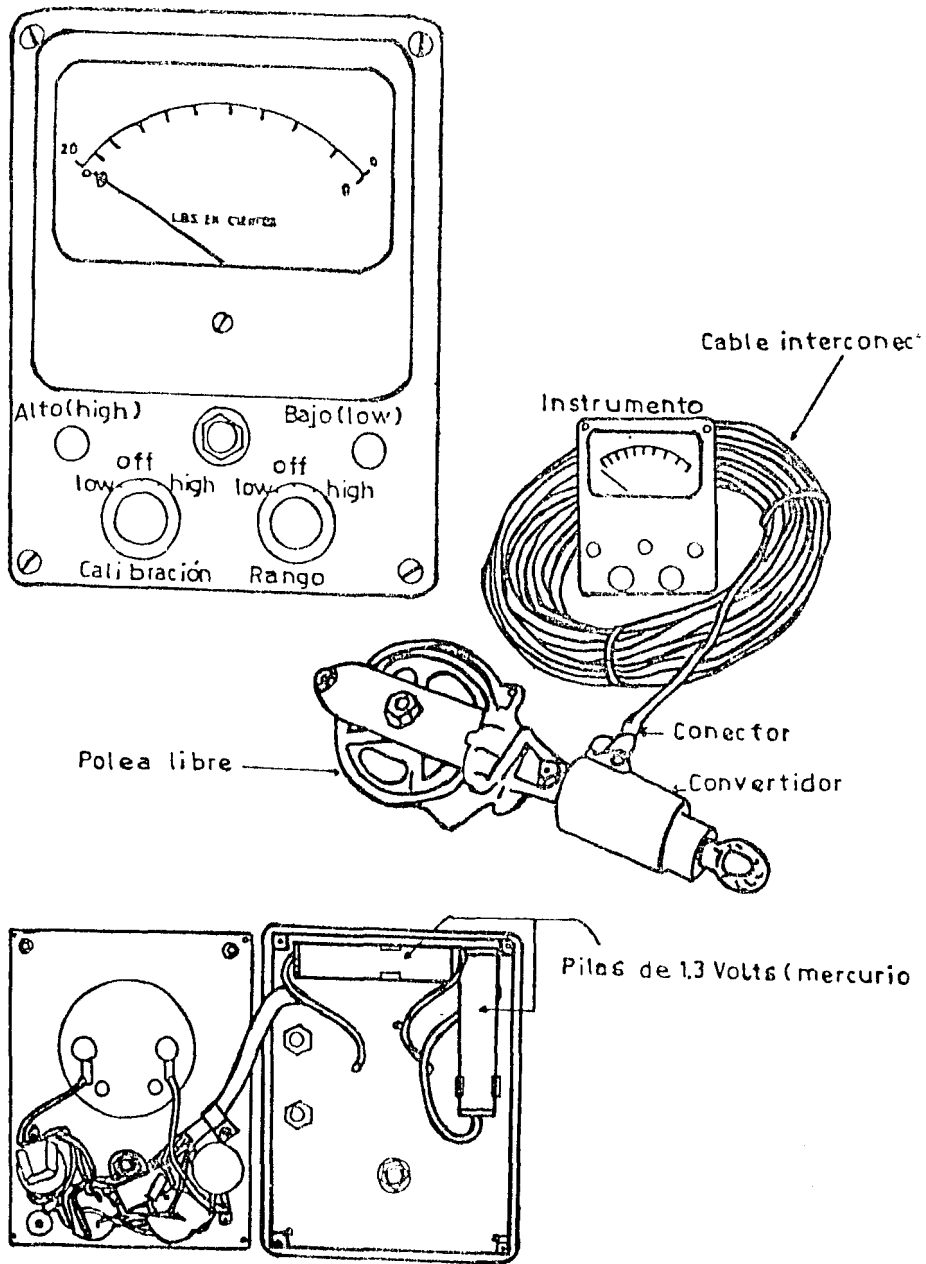


FIGURA No. 3.9.- INDICADOR DE PESO TIPO ELECTRICO

- 1.- Separe el conector del convertidor, haciendo corto circuito con cualquier alambre (formando puente), si la aguja permanece cargada a la izquierda es probable que las pilas o el cable interconector estén dañados.
- 2.- Haga la misma prueba con el conector del instrumento que se encuentra en la parte posterior; si la aguja permanece a la izquierda, --- existe casi la seguridad de que las pilas estén dañadas, de otra manera, si la aguja deflexiona a la derecha se dara por buena la prueba y se buscará la falla únicamente en el cable interconector y en los conectores.

g).- CAMBIO DE PILAS :

Se recomienda utilizar en el instrumento medidor, pilas del tipo de mercurio 1.3 volts, las cuales son propias para estos instrumentos y ademas tienen la característica de mantener mas tiempo su carga y una vez dañada se descargan bruscamente, lo que sirve para dar una idea en caso de localizar fallas. Si es necesario cambiarlas, - remueva los 4 tornillos de la cara del panel, quite la tapa cuidando no dañar el alambrado del resto del circuito y reemplace las pilas dañadas por nuevas.

Las pilas deberán conectarse correctamente, el polo positivo deberá conectarse a los alambres color rojo o amarillo y el polo negativo a los alambres color negro.

b).- INDICADOR DE PESO "MARTIN DECKER":

Se usa para medir la tensión aplicada a la línea de acero en trabajos tales como: Calibraciones, pescas, colocación y recuperación - de tapones, Etc.

Es de gran importancia el uso del indicador de peso para proteger la línea de acero y no someterla a grandes esfuerzos su funcionamiento

to es hidráulico, no está expuesto a calentamiento y se puede operar por tiempo indefinido.

Está compuesto principalmente de una celda de carga (convertidor) un medidor de presión (Manómetro), conectados por una manguera de alta presión.

El convertidor es muy sensible, y bien calibrado. Tiene un error de 0.5 a 1.0 %.

El manómetro es de una construcción especial para operar con precisión y todo su mecanismo interior trabaja sumergido en el fluido (Martin Decker) (W-15), el cual elimina las vibraciones y protege el mecanismo amortiguador de vibraciones que regula los impulsos y lo protege de fuertes oscilaciones.

El convertidor está provisto de conexiones para manguera en uno de sus extremos se agrega la polea libre para dar paso a la línea, en el otro extremo se introduce una cadena que sirve para sujetar todo el conjunto (Convertidor y polea), en el árbol de válvulas.

Al jalar la línea de acero el convertidor deberá guardar una posición tal que permita a la línea formar un ángulo de 90° aproximadamente.

La calibración del convertidor se ha efectuado en la fábrica con relación a un ángulo de 90° y la precisión del instrumento será afectada ligeramente si este ángulo cambia.

La manguera que transmite la presión del convertidor al manómetro debe ser de construcción especial, es decir, para alta presión $1,500 \text{ lb/pg}^2$ por lo menos (105.5 kg/cm^2), para conducir aceite.

OPERACION :

Las lecturas que el indicador de peso proporciona son en libras e indican directamente la carga aplicada a la línea de ace

ro y es la suma del peso de las herramientas más la fuerza de fricción o rozamiento, más el efecto de la aceleración y viscosidad -- del fluido del pozo, al jalar la línea de acero.

El rango del indicador de peso más empleado en operaciones con línea de acero, es el que tiene una escala total (Rango) de -- 0 - 2,000 lb. (0 - 907.4 kg.), se puede obtener indicadores de peso de 0 - 4,000 lb. (0 - 1814.9 kg.), o más, y están diseñados para ser operados con cable.

Para poner en cero el manómetro se deberá mover la perilla estriada que se encuentra en la parte derecha del mismo. Se deberá hacer sin carga (tensión en la línea de acero).

RECOMENDACIONES :

- a).- Revise con frecuencia el líquido que llena la manguera de --- 1/4" (0.64 cm), en especial cuando se trabaje con herramientas pesadas.
- b).- Para cargar el sistema ponga el convertidor en alto y no aplique ningún peso, conecte la bomba manual (Que surte la casa - fabricante) a la válvula de retención (Check), llene la bomba con líquido Martin Decker W-15; si no cuenta con ese líquido- puede utilizar aceite para turbinas, aceite para transmisión- ó líquidos para frenos.
- c).- Desconecte la manguera en la parte del convertidor y llénela- hasta que derrame el líquido por el extremo y conéctela; quite el tapón en el convertidor y manténgalo en un nivel más -- alto.
- d).- Aplique algunos bombazos hasta que expulse el aire y derrame- el líquido por el tapón. Apriete el tapón hasta lograr una -- abertura de 3/8" (0.95 cm.).
- e).- Quite la bomba de mano y coloque el tapón de la válvula de re- tención (Check).
- f).- Pruebe el indicador de peso; si ha sido llenado correctamen- te, deberá obtenerse una respuesta rápida en las lecturas.

Si existe aire en el sistema del convertidor de peso, se comprimirá y las lecturas en el manómetro serán erróneas.

3.2.- DESCRIPCION DE LA LINEA DE ACERO.

DATOS SOBRE LA LINEA DE ACERO (CARGA MINIMA DE RUPTURA).

| <u>DIAMETRO</u> | <u>GALVANIZADA</u> | <u>INOXIDABLE 316</u> | <u>NIQUELADA</u> |
|------------------|--------------------|-----------------------|------------------|
| 0.092" (2.34 mm) | 1545 lb (701 kg) | 1130 lb (513 kg) | 1480 lb (672 kg) |
| 0.082" (2.08 mm) | 1240 lb (563 kg) | 900 lb (408 kg) | 1190 lb (540 kg) |
| 0.072" (1.83 mm) | 960 lb (436 kg) | 690 lb (313 kg) | 920 lb (418 kg) |
| 0.066" (1.68 mm) | 810 lb (368 kg) | 580 lb (263 kg) | 770 lb (350 kg) |

La línea de acero niquelada (NICKEL-PLY), es actualmente la más empleada debido a su resistencia a la corrosión. Tiene alma de acero revestida con una capa de níquel de 5 % por unidad de peso aproximadamente, tiene esencialmente las mismas propiedades físicas que la línea de acero regular, excepto que las resistencias a la tensión y los límites de elasticidad son ligeramente menores. Las líneas de capa niquelada se han empleado en sistemas diferentes de corrosión y han dado buenos resultados, sin embargo su eficacia depende de su recubrimiento, si se daña el revestimiento de níquel, la corrosión inutilizará pronto la línea de acero.

PESO POR 1,000 PIES (305 m.).

| <u>DIAMETRO</u> | <u>GALVANIZADA</u> | <u>INOXIDABLE 316</u> | <u>NIQUELADA</u> |
|--------------------|-----------------------|-----------------------|-----------------------|
| 0.092" (2.34 mm) | 22.58 lb (10.25 kg) | 22.62 lb (10.26 kg) | 22.58 lb (10.25 kg) |
| 0.082" (2.08 mm) | 17.93 lb (8.14 kg) | 17.85 lb (8.10 kg) | 17.93 lb (8.14 kg) |
| 0.072" (1.83 mm) | 13.82 lb (6.27 kg) | 13.88 lb (6.30 kg) | 13.82 lb (6.27 kg) |
| 0.066" (1.68 mm) | 11.62 lb (5.27 kg) | 11.76 lb (5.34 kg) | 11.62 lb (5.27 kg) |

Bajo cualquier circunstancia la línea debe mantenerse limpia y lubri cada al enrollarse y debe observarse mucho cuidado para evitar los doble ces y tensiones en exceso.

3.3.- NOCIONES SOBRE LOS EQUIPOS FUNDAMENTALES.

(Camiones y unidades estacionarias).

- a).- UNIDADES PARA LA LINEA DE ACERO .- Las unidades móviles para operar herramientas con línea de acero, están instaladas en camiones y se pueden transportar a cualquier pozo terrestre. Las unidades destinadas para trabajar en pozos marinos vienen montadas en patines de --- acero, formando conjuntos compactos y transportables.

LA UNIDAD TERRESTRE COMPLETA SE DIVIDE EN DOS PARTES CAMION Y MALACATE.

C A M I O N . - El camión está dotado de dos cabinas instaladas sobre su chasis es decir, una cabina normal para el manejo del propio camión y -- otra cabina especial para operaciones, en la cual se encuentra instalado el malacate con todos sus controles e instrumentos.

Anteriormente las unidades armadas de fábrica, incluyendo el ca-- mión, y en algunos casos venían adaptadas para operarse con un solo mo-- tor, es decir, el motor delantero se utilizaba para proporcionar la fuer za de tracción, tanto al camión como al malacate.

Actualmente nuevos diseños han incluido un motor extra para operar en forma independiente la unidad de línea de acero (malacate), otra ventaja actual es la de obtener directamente de las casas fabricantes - únicamente la cabina de operación que incluye el motor y el malacate, - es decir, la unidad completa de línea sin camión, la cual se puede montar a cualquier chasis Ford, Chevrolet, International, Dodge, Etc. (incluso esta misma cabina de operación se puede transportar a los pozos - marinos.

Estas unidades están diseñadas para trabajo pesado y ofrecen un máximo de versatilidad en la operación del motor y malacate, los cuales se pueden independizar para su mantenimiento, pues están unidos por manijas de hule para alta presión.

El conjunto incluye un motor diesel, el cual puede ser de 6 ó 4 cilindros, un malacate reforzado para alojar la línea de acero y en el cual está instalado un dispositivo medidor para profundidad con un tablero de controles para velocidad, freno mecánico, freno hidráulico e instrumentos indicadores de presión y temperatura.

Las unidades también incluyen compartimientos para herramientas (lubricadores, barras, tijeras, pescantes, soldadores, etc.), además -- cuentan con un tornillo de banco para reparar herramientas. Tanto en la cabina como en los compartimientos se tienen lamparas eléctricas para trabajos nocturnos.

b).-- DESCRIPCION DE UNA UNIDAD "CAMCO" INSTALADA EN UN CAMION .

A continuación se describen las partes y datos mas importantes de una unidad "CAMCO", LA CUAL UTILIZA UN SOLO MOTOR, PARA PROPORCIONAR LA FUERZA DE TRACCION AL CAMION Y AL MALACATE.

M A L A C A T E . - 20,000 pies (6,100 m) para línea de acero de 0.092" (2.34 mm) de diámetro.

F R E N O M E C A N I C O : De balata operado manualmente caja de --

transmisión, 3 velocidades hacia adelante 3:1, 2:1, 1:1 y una velocidad de reversa 4:1.

MOTOR HIDRAULICO: Denison TAMC-3, tipo paleta para rotación direccional

BOMBA HIDRAULICA: Denison tipo paleta TD-16 gal/mín. (60.64 lt/min), - a 1,200 rpm.

TANQUE DE ACEITE: Para 25 galones (95 lt).

A C E I T E : Cualquier tipo de aceite de alta calidad para uso hidráulico SAE-10W. Se puede utilizar el aceite Nacional Turbinas No. 15, con rango de viscosidad, 150-300 SSU a 100 °F.

F I L T R O : Filtro "CUNO" 1B-1-2278 (25 Micron) instalado sobre la -- línea de retorno.

ENFRIADOR HIDRAULICO CON VENTILADOR.

INDICADOR DE PRESION MARSH. Para 3,000 lb/pg² (211 kg/cm²).

INDICADOR DE TEMPERATURA:

ODOMETRO (Para indicar las rpm del motor de gasolina).

VALVULA DE 4 PASOS: Denison 211-D.

VALVULA DE 2 PASOS : Republic 8012-1/2 H.

VALVULA DE RELEVO: Denison RV-20 para 3/4".

VALVULA DE CONTROL REMOTO: Denison RE-021.

DIAGRAMAS.-- Las Figuras 4.0 y 4.1 muestran los diagramas de los circuitos hidráulicos para unidades "CAMCO" y "OTIS". En forma general. Su funcionamiento es como sigue:

El aceite que proviene del tanque almacenador pasando a través de una manguera de baja presión y alimenta directamente a la bomba hidráulica, la cual es operada con el motor diesel, la bomba manda el -- aceite a presión por la manguera de acoplamiento de alta presión hacia una válvula la de relevo.

La cuál permite el paso directo del aceite que continúa hacia la válvula de cuatro pasos, esta válvula se encarga de enviar el aceite por un conducto del motor hidráulico o por el otro en forma alternada, logrando así invertir la rotación del motor hidráulico y a la vez del malacate. Si la válvula de 4 pasos permanece en su posición central, el aceite únicamente estará circulando por la línea de retorno hacia el tanque almacenador.

Todas las válvulas tanto de operación manual como de relevo tienen una línea de retorno.

El manómetro conectado al circuito nos indica la presión de trabajo de la bomba y del motor hidráulico (línea de alta presión).

El termómetro nos indica la temperatura del aceite circulante.

La válvula de control remoto se opera para aumentar o disminuir la velocidad del malacate, la cual a su vez está conectada a la válvula de relevo.

La válvula puente está incluida en algunas unidades (OTIS) y sirve para evitar el aceite hacia el enfriador en caso de que la temperatura exceda 185 °F (35 °C), su operación es manual.

La válvula de dos pasos solamente está incluida en algunas unidades CAMCO, la cual sirve para regular ampliamente la velocidad del motor hidráulico.

En las unidades OTIS generalmente no se usa la válvula de dos pasos, en este caso, la válvula de cuatro pasos se encarga de regular la velocidad, además de invertir el sentido de rotación del motor hidráulico.

NOTA: El circuito hidráulico (línea de alta presión) está calibrado para operar a una presión de 2,000 lb/pg² (141 kg/cm²), si esta presión aumenta, inmediatamente actúan las válvulas de relevo,

enviando el aceite hacia el tanque almacenador y protegiendo en esta forma a todas las partes, en especial a las mangueras de hule.

OPERACION DEL MALACATE (BAJADA).- Teniendo las herramientas que se --
ván a introducir al pozo dentro del lubricador y después de haber pue--
sto ceros en el contador de profundidad, haga lo siguiente:

- a).- Aplique el freno mecánico del malacate.
- b).- Ponga la palanca de la caja de transmisión en posición neutral.
- c).- Abra la válvula de control remoto al máximo.
- d).- Arranque el motor diesel y mantenga una velocidad de 1,000 rpm, --
cuando menos.
- e).- Ponga tercera velocidad en la caja de transmisión.
- f).- Ponga la válvula de cuatro pasos en la posición de recuperar línea
- g).- Suelte el freno mecánico lentamente para que el malacate gire li--
brenmente debido al peso de las herramientas.
- h).- Mientras el malacate esta girando, cierre lentamente la válvula de
control remoto hasta lograr una velocidad tal que mantenga la lí--
nea de acero tensionada y no caiga la polea libre.

Si las herramientas son muy pesadas, usar la segunda velocidad--
en la caja de transmisión.

Se pueden bajar las herramientas con el motor diesel funcionan--
do, pues el haber alguna obstrucción en la tubería, el malacate se fre--
na solo, sin soltar mas el cable, en esta forma se puede operar de inme--
diato para recuperar la línea de acero y para volver a insistir en la --
bajada.

OPERACION DEL MALACATE (SUBIDA).

- a).- Aplique el freno mecánico del malacate.
- b).- Conociendo el peso de las herramientas y la profundidad de opera--
ción, seleccione la velocidad en la caja de transmisión (general--
mente la 3a. velocidad, pero si las herramientas fueran muy pesa--

das se usará la segunda velocidad).

c).- Abra la válvula de control remoto al máximo

d).- Arranque el motor diesel.

e).- Ponga la válvula de 4 pasos en la posición de recuperar la línea.

f).- Suelte el freno mecánico lentamente y al mismo tiempo ajuste la -
válvula de control remoto para que el malacate sea impulsado y re
cupere la línea.

g).- Ajuste la válvula de control remoto a una velocidad regular, sín-
exceder demaciado, pues al aumentar la velocidad, aumenta la ten-
sión sobre la línea de acero.

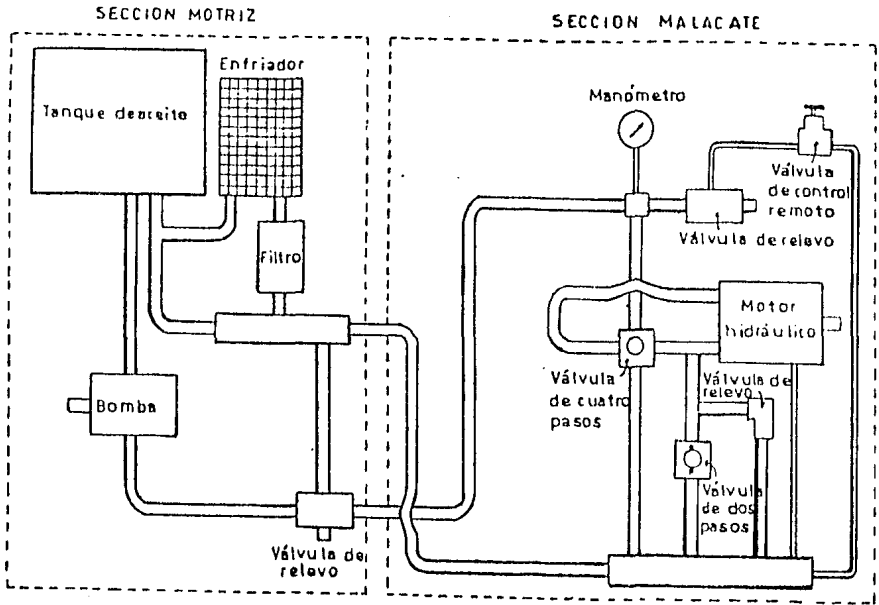


FIGURA No. 4.0 .- CIRCUITO HIDRAULICO PARA UNIDADES " CAMCO "

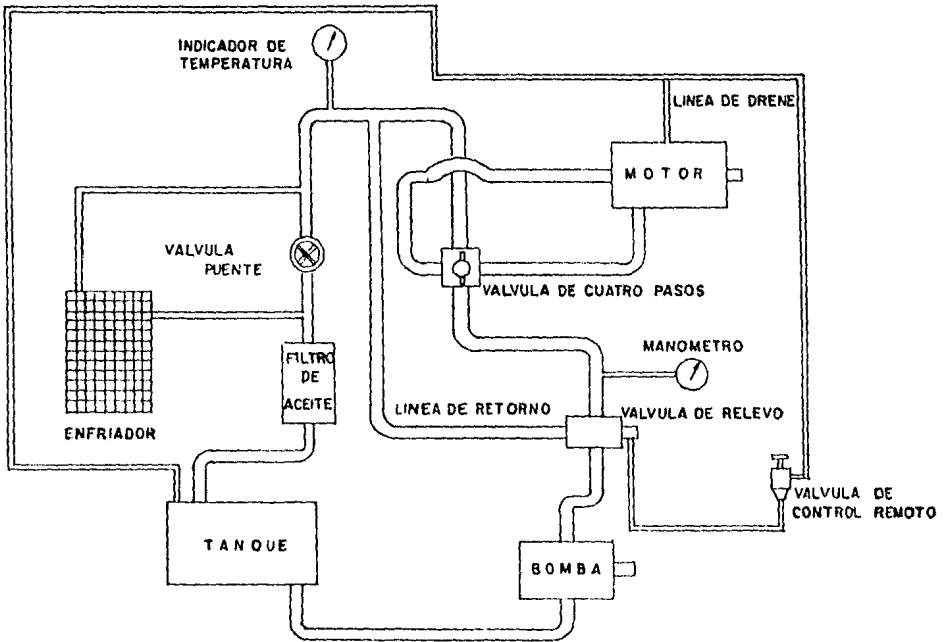


FIGURA Nº 4.1 CIRCUITO HIDRAULICO PARA UNIDAD "OTIS"

4.- PREPARATIVOS, OPERACION, CALCULO E INTERPRETACION PARA LAS PRESIONES DE FONDO EN LOS POZOS DEL DISTRITO DE VILLAHERMOSA, TAB.

4.1.- PETICION Y PREPARATIVOS PARA LA INTERVENCION DE UN POZO.

El departamento de Ingeniería de Yacimientos será el que formule, por escrito la petición de un levantamiento de presiones de fondo, al -- departamento de Ingeniería Petrolera, que a su vez, turnará el escrito a la Sección Presiones de Fondo.

Los primeros pasos son determinar en que estado, se encuentra el pozo (o pozos) por registrar, es decir, si se encuentran fluyendo, si estan cerrados o si se trata de determinar la curva de incremento, que -- son las operaciones mas comunes.

El paso siguiente será el de conocer que clase de tubería de pro ducción (T.P.), se tiene a la profundidad total (extremo de la T.P.), si esta de un solo diámetro o si esta provista de empacador (ver FIG.-- 4.1), en cuyo caso interesa conocer el tipo del mismo, para establecer la posibilidad de rebasar su profundidad o no.

Las profundidades de tuberías, formaciones geológicas y demás -- elementos de un pozo siempre son referidas a la mesa rotatoria, ya que -- conociendo la elevación de esta, es fácil relacionar los datos correspon dientes al nivel del mar.

El caso mas sencillo de registros de presiones de fondo, es aquel en que el pozo se encuentra cerrado o fluyendo por la tubería de revesti miento (T.R.), debido a que estas condiciones favorecen al registrador a bajar sin oposición alguna; esto no sucederá en caso de que el pozo en el cual se va a efectuar el registro se encontrara fluyendo por la tubería -- de producción (T.P.), pues en este caso el flujo del pozo se opone al -- descenso del registrador dentro del mismo, siendo imposible el descenso --

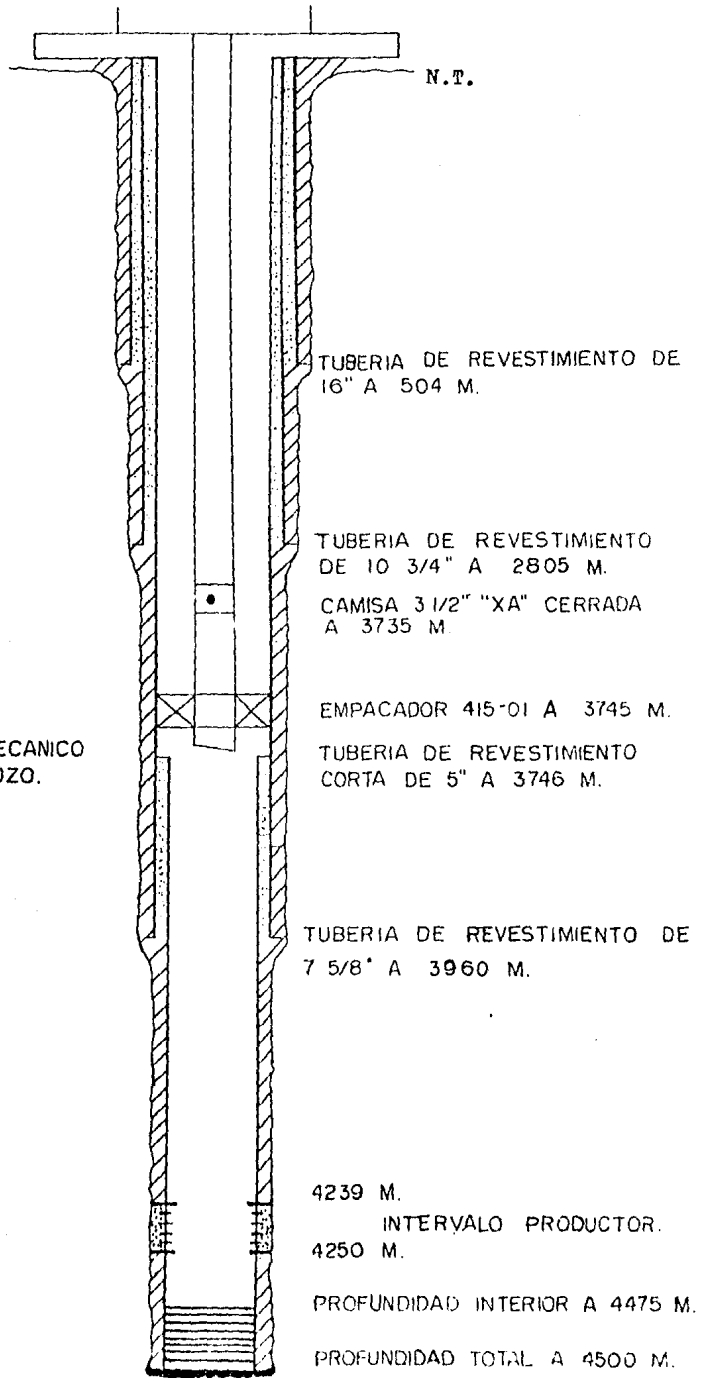


FIG. 4.1: ESTADO MECANICO DE UN POZO.

en algunas ocasiones en que el flujo es tan fuerte que impide el paso del registrador, (no obstante, haber empleado contrapesos), para lograrlo - bajar se notificará al departamento de Producción para que se reduzca el diámetro del estrangulador, disminuyendo así, la producción del pozo, y - por consecuencia el escurrimiento dentro de la tubería de producción, --- efectuadas estas operaciones el pozo citado no podrá registrarse hasta -- que hayan transcurrido 8 a 12 horas, a partir del cambio del estrangulador tiempo en el que se supone ha sido alcanzado el equilibrio en el nuevo -- régimen de producción.

Cuando la tubería de producción de un pozo es de un solo diámetro y libre o sea sin empacador, lo mas probable es que no se tenga dificultad en efectuar el registro; esto sin embargo no es una regla ya que puede suceder que durante la operación que se efectuó al meter la tubería, - no se haya tenido la precaución necesaria y ésta haya sufrido deformaciones de consideración en cuyo caso el aparato registrador ("AMERADA" RPG-3), no logrará pasar.

La manera de evitar estas posibilidades, ya que en ocasiones puede traer por consecuencia la pérdida del registrador; es aconsejable hacer - una corrida de exploración, con una barra calibradora de las mismas dimensiones que el registrador, cuya finalidad es determinar la profundidad -- deseada también comprobar si no hay probabilidades de atrapamiento, esta - corrida de exploración solo se efectúa en pozos en los que nunca se han - efectuado registros de presión de fondo, o en aquellos en los que no obstante se hayan tomado registros, posteriormente hayan sido reparados, --- dichas reparaciones pueden consistir en; que hayan sacado la tubería de - producción, profundizando el pozo o toponando algunos intervalos de la -- formación productora, operaciones mediante las cuales puede haber sufrido algún desperfecto la tubería y como consecuencia no lograr que se efectúe el registro.

En ambos casos (que se realice o no), es necesario anotar en el registro de campo (ver FIG. 4.2), las dificultades encontradas, valien-

REGISTRO DE CAMPO

PETROLEOS MEXICANOS

PRESIONES DE FONDO

CAMPO: _____

POZO: _____

OPERO: _____

FECHA DE REGISTRO: _____

DATOS DEL POZO:

| | | | |
|----------------|-------|----------------------|------------------|
| Elevación M.R. | _____ | Producción | _____ |
| Prof. Total | _____ | Aceite | _____ |
| Prof. T.R. | _____ | Gas | _____ |
| Prof. LIner | _____ | R.G.A. | _____ |
| Prof. T.P. | _____ | Agua | _____ |
| Prof. Disparos | _____ | Estranguladores T.P. | _____ T.R. _____ |
| | | Presiones T.P. | _____ T.R. _____ |

RESULTADO DE LA OPERACION

Estado del Pozo al Registrarse _____

Fecha del Cierre _____

Se Inició a las _____

Se Terminó a las _____

Presión T.P. _____

Presión T.R. _____

Temperatura Máxima del Fondo _____

Temperatura Boca Del Pozo _____

Temperatura De Calibración _____

Instrumento y Flango _____

Coefficiente Termal _____

| PROFUNDIDAD (Metros) | HORA | LECTURA | PRESION (Kg/cm ²) | AP (Kg/cm ²) | GRADIENTE (Kg/cm ² /m) | OBSERVACIONES |
|-------------------------|------|---------|----------------------------------|-----------------------------|--------------------------------------|---------------|
| | | | | | | |
| | | | | | | |
| | | | | | | |
| | | | | | | |
| | | | | | | |
| | | | | | | |
| | | | | | | |
| | | | | | | |
| | | | | | | |
| | | | | | | |
| | | | | | | |
| | | | | | | |
| | | | | | | |
| | | | | | | |
| | | | | | | |
| | | | | | | |
| | | | | | | |
| | | | | | | |
| | | | | | | |
| | | | | | | |
| | | | | | | |
| | | | | | | |

FIGURA No. 4.2

dose para ello de la columna final que dice observaciones, reportando - como referencias, la profundidad correspondiente, pues en caso de prescindir de ello, se considerará un pozo sin problema y como consecuencia un peligro para la vida del registrador.

Se considera como norma, para que un registro de presión de fondo sea completo, se deben obtener por lo menos nueve presiones sub-superficiales, distribuidas convenientemente, distribución que se hace partiendo de el hecho que el pozo bajo estudio se encuentre cerrado, ya -- que si se encuentra abierto al flujo combinado de gas, aceite y agua -- impiden el conocer los gradientes (posteriormente se explicará el método a seguir), y por lo tanto los niveles del gas, aceite y agua.

Sin embargo el número de estaciones no es una regla, esto y su distribución se harán de acuerdo a la clase de datos que se desee obtener, estaciones se denomina a las profundidades a las cuales se detiene el instrumento (generalmente tres minutos), cuando se esta descendiendo al pozo para efectuar el registro.

En los campos de Villahermosa, Tabasco. La práctica es elegir - las estaciones a partir de la mesa rotatoria de la siguiente manera: la primera a 0 mts. que es la altura de la mesa rotatoria propiamente dicha (o del árbol de válvulas en caso de no tener equipo de perforación o reparación), la segunda a 100 mts. la tercera a 200 mts. la cuarta a 500 mts. luego 1000 posteriormente a 1500 y 2000 mts. y así sucesivamente, hasta llegar a unos 200 mts. arriba de la última estación, las estaciones comprendidas entre esos 200 mts. ya no se eligen partiendo desde la mesa rotatoria, sino por el contrario a partir del fondo, o lo que es lo mismo, las dos últimas estaciones quedarán separadas respectivamente 100 mts. ésta cercanía de las últimas estaciones es con el fin de facilitar la determinación del nivel de agua o condensados en caso de que existán, ya que por diferencia de densidades siempre se localizan - en el fondo, (la FIG. No. 4.4), muestra como se localiza gráficamente el nivel o contacto gas-aceite y agua-aceite.

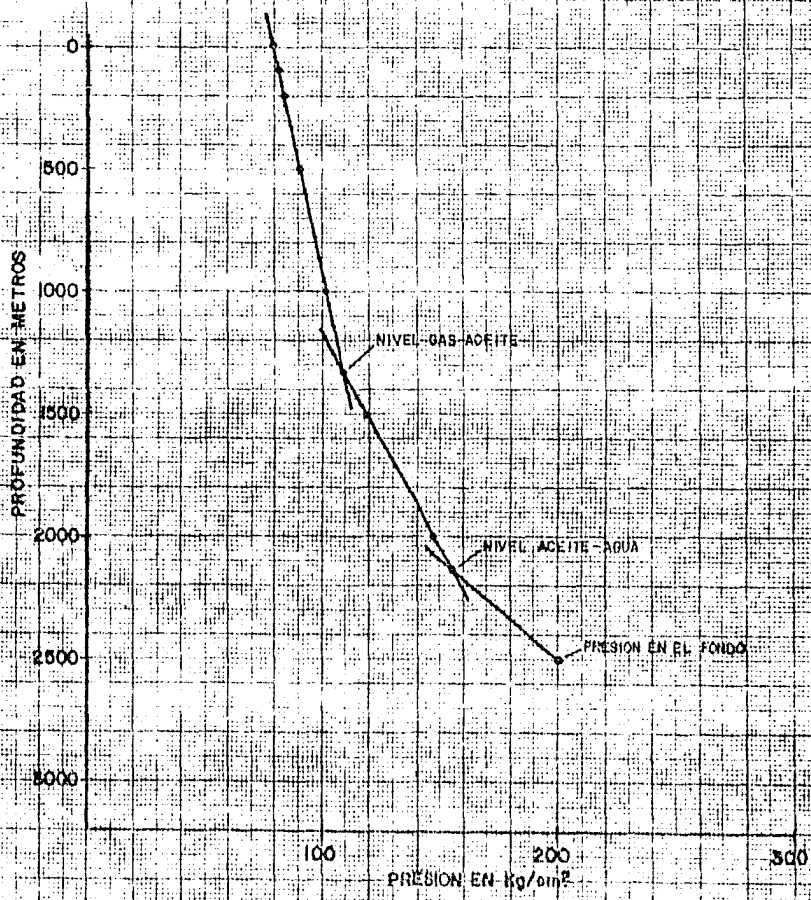


FIGURA No. 4.4

El punto de contacto será aquel en que el gradiente, tenga un cambio de consideración. En pozos productores de aceite se localizan -- dos niveles que son el de gas-aceite y el de aceite-agua, (la FIG. No. 4.4), muestra estos casos, y (la FIG. 4.5), muestra el punto de contacto solo del gas-aceite por carecer de agua.

4.2.- OPERACION.

La operación, así como el armado del registrador "AMERADA" ---- RPG-3, se mencionó en páginas anteriores, primero se realiza una corrida con un sello de plomo, de 1 3/4" (4.45 cm.), diámetro mayor al registrador que es de 1 1/4" (3.14 cm.), inspeccionando así, si la tubería tiene colapsos u otras anomalías, hecho esto, se arma el registrador (Capítulo II), y se realiza la operación (Capítulo III).

4.3.- INTERPRETACION Y CALCULO DE LOS RESULTADOS.

Obtenidas las gráficas de presión de fondo se procede a efectuar la interpretación y cálculo de las mismas, pendientes a llenar el reporte correspondiente de presión de fondo.

Con este objeto el supervisor (técnico) que es el encargado de verificar el cálculo de los registros efectuados por el operador de campo debe proveerse de el manómetro (micrómetro) (FIG. No. 2.0) en condiciones de leer milésimas de pulgada (o milésimas de cm.), y provisto de una escala especial, para medir directamente los tiempos, la que puede ser proporcionada por el fabricante de los registradores, --- deberá contar también con un juego de escuadras.

PROFUNDIDAD EN METROS

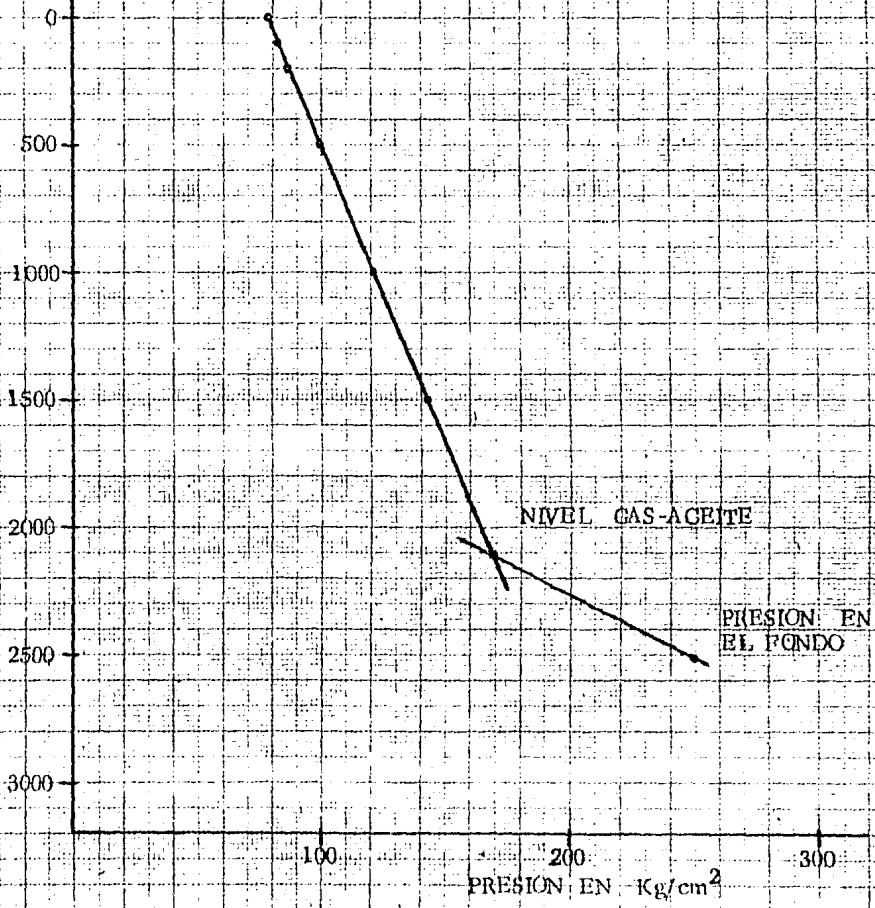


FIGURA No. 4.5

4.3.1.- POZO FLUYENDO.

El sistema seguido es colocar la carta en el dispositivo porta carta "E", por medio de los tornillos "D" y "F" y con movimientos horizontales por medio del tornillo "G" se alinea la horizontalidad de la línea de presión atmosférica del registro con la ebcisa de que esta -- provisto el microscopio, en seguida por medio del tornillo "D" se corre el porta-lente verticalmente hasta encontrar la primer línea horizontal del registro, que será la primera estación, leyendose una deflexión en milésimas de pulgada, equivalente, a la presión medida en la boca del pozo, sucesivamente se siguen leyendo las estaciones o escalones hasta llegar a la última que será el correspondiente a la presión en el fondo del pozo.

Mas adelante se explicará como por medio de las deflexiones se encuentra la presión en cualquier punto del pozo, la (FIG. 4.6), muestra una carta extraída del aparato registrador con el registro grabado.

x - x' = Línea de referencia o de presión atmosférica.

1 - 7 = Son las estaciones (o escalones), en que se suspende - un tiempo determinado (generalmente tres minutos), el registrador.

A = Es la presión instantánea al abrir el pozo.

T = Indica el descenso del registrador de una estación a - otra sucesivamente más abajo.

C = Es el ascenso del registrador hasta la boca del pozo.

B = Es el mismo punto "A" o sea la presión en la boca del - pozo.

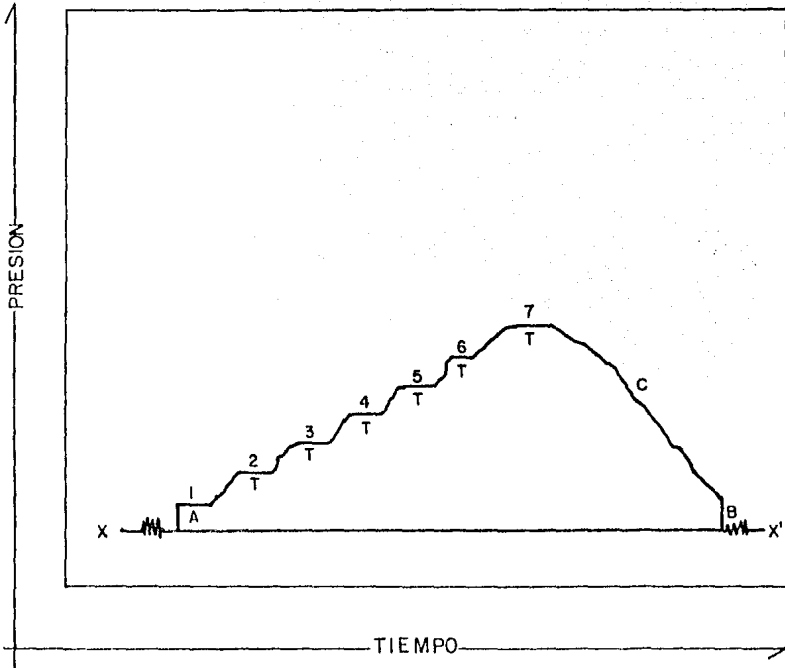


FIGURA No. 4.6.- GRAFICA PROTOTIPO DE PRESIONES DE FONDO (FLUYENTE Y CERRADO)

Ahora se terminará de llenar la forma proporcionada para los registros de presiones de fondo (ver FIG. 4.7), los datos de la parte superior izquierda son proporcionados por el departamento de Producción (excepto cuando se hace el registro en el pozo cerrado), y los de la parte central, los datos obtenidos en el campo, en la parte inferior.

- a).- En la columna "profundidad", se anotarán las profundidades o estaciones escogidas de antemano, en las cuales se va a suspender el registrador ("AMERADA" RPG-3).
- b).- En la columna "hora" se indica el tiempo en el que llega el aparato registrador a cada estación.
- c).- En la columna "lectura" se anotarán las lecturas leídas con el -- micrómetro en milésimas de pulgada, correspondientes a cada estación (o escalón).
- d).- Las siguientes tres columnas que son "AT" (diferencia de temperatura), "corrección" (corrección por temperatura), y "lectura - corregida", se aplicaban a los registros que se efectuaban con -- registradores, los cuales al ser introducidos al fondo del pozo, eran afectados por las altas temperaturas existentes, y por haber mas probabilidades de error al calcular los registros, se optó -- por eliminar estas tres columnas.
- e).- Columna "presión" en (kg/cm^2), una vez que han sido determinados los valores de las lecturas, bastará con tener la constante del - elemento de presión obtenida en la calibración de este (ya se -- mencionó anteriormente la forma de encontrarla), y se procederá al cálculo usando la fórmula;

$$P = K D$$

Donde:

P = Presión dada en kg/cm²/pg.

K = Constante del elemento de presión en kg/cm²/pg.

D = Deflexión de la estación en la cartilla en milésimas de pulgada.

f).- Columna (AP) "diferencia de presiones" quedando expresada también en kg/cm², a la altura correspondiente a la primera estación no se tendrá ningún dato, debido a que las diferencias son las existentes entre una estación y otra.

Una vez con todos los datos, se procede a la determinación de la siguiente columna.

g).- Columna "gradiente" en kg/cm²/m. para obtener éstos valores bastará con dividir la diferencia de presiones antes obtenidas (AP), entre la diferencia de profundidades correspondientes a las dos estaciones consideradas. Así que, para obtener el primer gradiente se procede a la siguiente forma.

$$G_1 = \frac{AP_1}{AH_1}$$

Donde:

G₁ = Gradiente de presión entre la primera y segunda estación.

AP₁ = Diferencia de presiones entre las dos estaciones.

AH₁ = Diferencia de profundidades entre las dos estaciones.

Y así se realiza sucesivamente con las demás estaciones hasta encontrar el gradiente de la última estación (o escalón).

PETROLEOS MEXICANOS

REPORTE DE PRESIONES DE FONDO

CAMPO: AGAVE

POZO No. 103

FECHA: 20-AGOSTO-85

ESTADO DEL POZO: PLUYENDO

HORA: 11:34

ESTRANGULADOR: 0.5 cm.

| PROFUNDIDAD | PRESION KG/CM ² | AP KG/CM ² | GRADIENTE KG/CM ² M | |
|-------------|----------------------------|-----------------------|--------------------------------|---|
| 0 | 182.9 | — | — | PRESION T. R. <u>5/G</u> |
| 100 | 183.2 | 0.3 | 0.0030 | PRESION T. P. <u>182.90 kg/cm²</u> |
| 200 | 183.8 | 0.6 | 0.0060 | NIVEL ACEITE <u>—</u> |
| 500 | 191.6 | 7.8 | 0.0260 | NIVEL AGUA <u>—</u> |
| 1000 | 200.3 | 8.7 | 0.0174 | TIEMPO CERRADO <u>—</u> |
| 1500 | 209.0 | 8.7 | 0.0174 | TEMPERATURA BOCA POZO <u>50 °C</u> |
| 2000 | 217.5 | 8.5 | 0.0170 | TEM. MAX. DE FONDO <u>111 °C</u> |
| 2105 | 219.4 | 1.9 | 0.0190 | ELEV. MESA ROTARIA <u>14.19 m.</u> |
| 2205 | 221.1 | 1.7 | 0.0170 | FECHA ULTIMO REG. <u>7-AGO-84</u> |
| | | | | PRESION ULTIMO REG. <u>215.6 kg/cm²</u> |
| | | | | VARIACION PRES. FONDO <u>5.50 kg/cm²</u> |
| | | | | PERDIDA/DIA <u>0.0169 kg/cm²/dia</u> |
| | | | | INSTRUMENTO <u>Am-1834-N, 370 kg/cm²</u> |
| | | | | PROFUNDIDADES SUB-ROTARIA <u>—</u> |
| | | | | T. P. <u>2 3/8" a 1939 m.</u> |
| | | | | T. R. <u>6 5/8" a 1947 m.</u> |
| | | | | CIMA FORMACION PROD. <u>—</u> |
| | | | | BASE FORMACION PROD. <u>—</u> |
| | | | | LINER <u>1945 - 2260 metros</u> |
| | | | | PERF. <u>2175 - 2235 metros</u> |
| | | | | PROF. TOTAL <u>2260 metros</u> |
| | | | | FONDO CON CUBETA <u>—</u> |

ANOTACIONES:

REGISTRO HECHO POR: RAUL ARENAS

CALCULADO POR: JOSE LUIS JIMENEZ

Producción a 1.03 kg/cm² y 20 °C

Aceite Cond. 12.64 m³/día

Gas 89072 m³/día

R. G. C. 7047 m³/m³

Agua 0.084 m³/día

Con un poco de práctica, es fácil darse cuenta por medio de estos gradientes ya obtenidos, del comportamiento de los fluidos del pozo.

Los gradientes varían de 0.00 a 0.029 para gas seco, de 0.03- a 0.0399 para gas húmedo, de 0.0400 a 0.079 para aceite, y de 0.080 - en adelante para agua.

Para darnos una idea completa, multiplicando el gradiente por 10 se obtendrá, el peso específico del fluido de que se trate en ---- kg/dm^3 o kg/lt .

Así por ejemplo, cuando se tenga un gradiente de 0.1000 kg/cm^2 /m., que es el correspondiente al agua, multiplicándolo por 10 como - anteriormente se mencionó, se obtendrá el valor del peso específico - del agua. Esto solo estimable en pozos cerrados, donde los fluidos -- están en reposo.

Ya concluido el reporte de campo de presiones de fondo, se -- traza como método de comprobación en una hoja de papel milimétrico, - indicando la presión en el nivel medio de las perforaciones, así como los datos de producción, la (FIG. 4.8), muestra la disposición de - estos datos. Esta gráfica se traza teniendo como ordenadas las profun- didades en metros y como abscisas las presiones en kg/cm^2 , cada punto- trazado indica la presión en cada estación.

Esta gráfica o curva de presión finalmente acompaña al repor- te, llamado de oficina el cual se envía a la jefatura.

El reporte mencionado aparece en la (FIG. 4.9), se indica a continuación la forma de llenarla.

En la parte superior izquierda se anota el nombre del campo, - del pozo, la fecha en la cual, se efectúa el registro y la hora co--- rresponderá a la de la última estación, que es la hora en que llego -

Pozo Agujero 103
Fluyendo
Fecha: 20-AGO-85

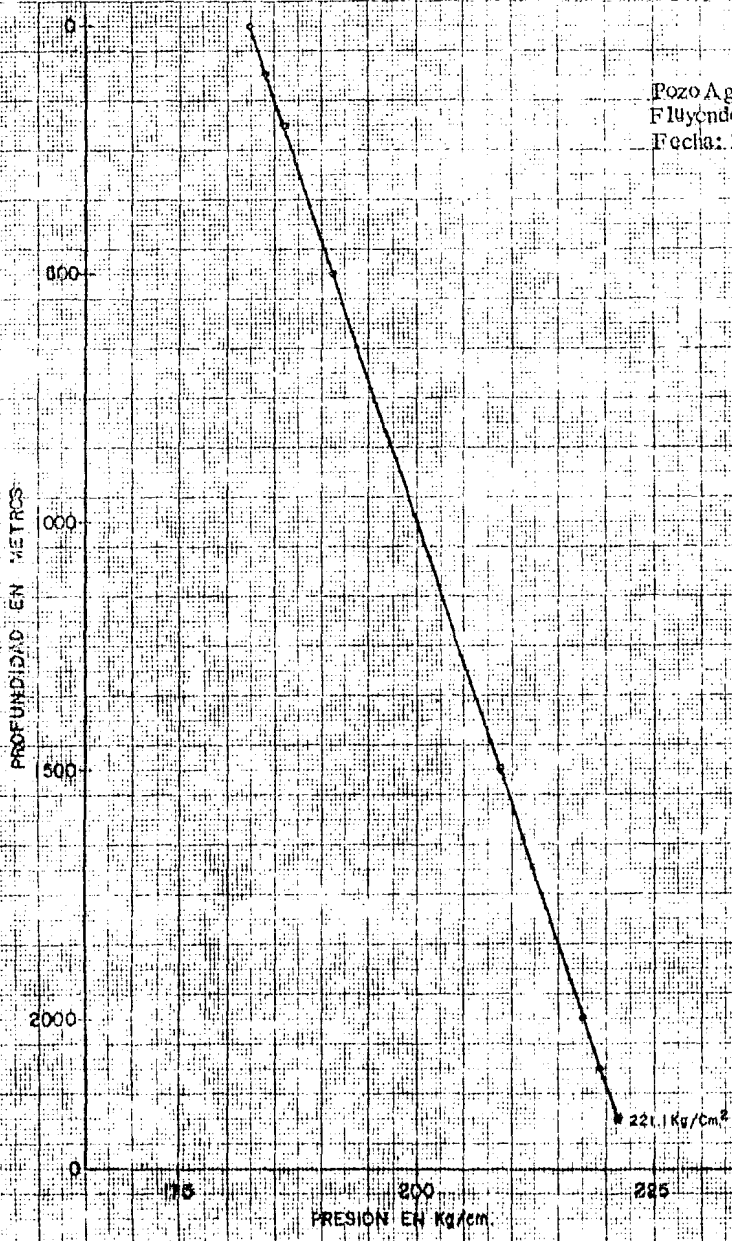


FIGURA NO. 4.8

PETROLEOS MEXICANOS

PRESIONES DE FONDO

CAMPO: AGAVE

POZO: 103

OPERO: RAUL ARENAS

FECHA DE REGISTRO: 20-AGO-85

DATOS DEL POZO:

| | |
|--------------------------------------|---------------------------------------|
| Elevación M.R. <u>14.19 m.</u> | Producción _____ |
| Prof. Total <u>2260.0 m.</u> | Acetile _____ |
| Prof. T.R. <u>1947.0 m.</u> | Gas _____ |
| Prof. Líner <u>1945 - 2260 m.</u> | R.C.A. _____ |
| Prof. T.P. <u>1939 m.</u> | Agua _____ |
| Prof. Disparos <u>2175 - 2235 m.</u> | Estranguladores T.P. _____ T.R. _____ |
| | Presiones T.P. _____ T.R. _____ |

RESULTADO DE LA OPERACION

Estado del Pozo al Registrarse _____

FLUYENDO

Fecha del Cierre _____

Se inició a las _____

8:45 hrs.

Se Terminó a las _____

13:00 hrs.

Presión T.P. _____

180 kg/cm²

Presión T.R. _____

S/C

Temperatura Máxima del Fondo _____

111 °C

Temperatura Boca Del Pozo _____

50 °C

Temperatura De Calibración _____

120 °C

Instrumento y Rango _____

Am-1834 G-N, 370 kg/cm²

Coefficiente Termal _____

R - 2777 - 3 hrs.

K = 0.1895

| PROFUNDIDAD (Metros) | HORA | LECTURA | PRESION (Kg/cm2) | AP (Kg/cm2) | GRADIENTE (Kg/cm2/m) | OBSERVACIONES |
|----------------------|-------|---------|------------------|-------------|----------------------|---------------|
| 0 | 10:28 | 965 | 182.90 | — | — | |
| 100 | 10:32 | 967 | 183.2 | 0.3 | 0.0030 | |
| 200 | 10:36 | 970 | 183.8 | 0.6 | 0.0060 | |
| 500 | 10:46 | 1011 | 191.6 | 7.8 | 0.0260 | |
| 1000 | 10:55 | 1057 | 200.3 | 8.7 | 0.0174 | |
| 1500 | 11:06 | 1103 | 209.0 | 8.7 | 0.0174 | |
| 2000 | 11:16 | 1148 | 217.5 | 8.5 | 0.0170 | |
| 2105 | 11:24 | 1158 | 219.4 | 1.9 | 0.0190 | |
| 2205 | 11:26 | 1167 | 221.1 | 1.7 | 0.0170 | N.M.P. |
| | | | | | | |
| | | | | | | |
| | | | | | | |
| | | | | | | |
| | | | | | | |

FIGURA No. 4.9

el registrador al fondo, en este caso fluyendo, y el estrangulador por el cual se esta explotando el pozo, en este caso 13/64" (0.5 cm.).

La profundidad, presión, diferencia de presión y el gradiente de presión, son tomados del mismo registro de campo, como se observará a continuación.

En la columna de la derecha se anotarán:

- a).- Presión en la T.R. (tubería de revestimiento), se anotará la --leída en el manómetro colocado en la boca del pozo, en este caso se anotó S/C (sin conexión) debido a que no tenía ésta para colocar el manómetro.
- b).- Presión en T.P. (tubería de producción), es la obtenida por el registrador en la primera estación.
- c).- El nivel del aceite, agua y tiempo cerrado, se refiere exclusivamente a pozos cerrados.
- d).- Temperatura en la boca del pozo, se anotará la temperatura medida al estar efectuando el registro, el termómetro se colocará de tal manera que toque la superficie del tubo por el cual esta fluyendo el pozo.
- e).- Temperatura máxima del fondo, será la leída en el termómetro de --máxima, el cual se coloca en el interior del registrador.
- f).- Elevación meda rotatoria, se anotará la correspondiente.
- g).- La fecha y presión del último registro, son obtenidos del registro anterior efectuado, que existiran en el archivo del departamento, en el ejemplo; el registro anterior fue efectuado el 7 de agosto de 1984, con una presión de fondo de 215.6 kg/cm².

PETROLEOS MEXICANOS

PRESIONES DE FONDO

CAMPO: GOLPE

POZO: 11-D

OPERO: _____

FECHA DE REGISTRO: 23-AGOSTO-85

DATOS DEL POZO:

| | | | |
|----------------|-------------------------|----------------------|------------|
| Elevación M.R. | <u>3.60 m.</u> | Producción | _____ |
| Prof. Total | <u>INT. 2234 m.</u> | Aceite | _____ |
| Prof. T.R. | <u>6 5/8" a 2247 m.</u> | Gas | _____ |
| Prof. Liner | _____ | R.G.A. | _____ |
| Prof. T.P. | <u>2 3/8" a 2085 m.</u> | Agua | _____ |
| Prof. Disparos | <u>2146 - 2170 m.</u> | Estranguladores T.P. | _____ T.R. |
| | | Presiones T.P. | _____ T.R. |

RESULTADO DE LA OPERACION

| | |
|--------------------------------|---|
| Estado del Pozo al Registrarse | <u>CERRADO</u> |
| Fecha del Cierre | <u>20-AGOSTO-85</u> |
| Se Inició a las | <u>16:05 Hrs.</u> |
| Se Terminó a las | <u>17:30 Hrs.</u> |
| Presión T.P. | <u>32 kg/cm²</u> |
| Presión T.R. | <u>S/C</u> |
| Temperatura Máxima del Fondo | <u>65 °C</u> |
| Temperatura Boca Del Pozo | <u>32 °C</u> |
| Temperatura De Calibración | <u>120 °C</u> |
| Instrumento y Rango | <u>A-50482, R=350 kg/cm²; 5000 lb/pg²</u> |
| Coefficiente Termal | <u>RELOJ - 2777, 3 Hrs.</u> |

SE CALIBRO T.P. CON 1 3/4" (4.45 cm) A 1732 m. RESISTENCIA, CON MUESTRERO EXTRAJO AGUA

| PROFUNDIDAD (Metros) | HORA | LECTURA | PRESION (Kg/cm ²) | AP (Kg/cm ²) | GRADIENTE (Kg/cm ² /m) | OBSERVACIONES |
|----------------------|-------------------|-------------------|-------------------------------|--------------------------|-----------------------------------|---------------|
| 0 | 16:05 | 178 | 31.5 | --- | --- | |
| 100 | 16:11 | 179 | 31.6 | 0.1 | 0.0010 | |
| 200 | 16:15 | 181 | 32.0 | 0.4 | 0.0040 | |
| 500 | 16:22 | 189 | 33.4 | 1.4 | 0.0047 | } ACEITE |
| 1000 | 16:30 | 301 | 53.2 | 19.8 | 0.0396 | |
| 1526 | 16:37 | 605 | 106.8 | 53.6 | 0.1019 | } AGUA |
| 1626 | 16:42 | 663 | 117.0 | 10.2 | 0.1020 | |
| 1726 | 16:47 | 721 | 127.5 | 10.5 | 0.1050 | |
| +432 | | | 443.4 | | | |
| 2158 | NIVEL MEDIO PERF. | | 170.9 | | 0.1050 | |
| | | NIVEL DE ACEITE = | | 821 Metros | | |
| | | NIVEL DE AGUA = | | 1001 Metros | | |

FIGURA No. 5.0

h).- La variación de presión de fondo y pérdida por día; son calculadas de acuerdo con los datos anteriores, en el ejemplo, la variación de presión de fondo fue de 5.50 kg/cm^2 y esta dividida entre el lapso en que se efectuaron los dos registros que es de -- 329 días, se obtiene la pérdida por día que es de $0.0169 \text{ kg/cm}^2/\text{día}$.

Los siguientes, no son más que los mismos datos extraídos del reporte de campo. Respecto a la anotación " fondo de cubeta" no se -- anota, ya que es la misma profundidad total.

4.3.2.- POZO CERRADO.

El procedimiento para la interpretación y el cálculo de este registro, es el mismo que para los registros a pozos fluyendo.

Al efectuarse este registro los fluidos existentes en el pozo deberán encontrarse en reposo para que en esta forma, se localicen -- los niveles gas-aceite y aceite-agua o en pozos de gas se pueden encontrar los niveles agua-gas o gas-condensado. De aquí se deduce que una de las finalidades primordiales del registro cerrado, llamado también estático, es conocer el nivel gas-aceite y aceite-agua, en resumen saber si el pozo se encuentra invadido de agua.

Para ilustrar se muestra el caso de un pozo en la (FIG. 5.0).

Existen dos métodos para conocer el nivel de los fluidos, uno gráfico y el otro analítico.

a).- METODO GRAFICO.

En una hoja de papel milimétrico y teniendo como ordenadas -- las profundidades en que se va deteniendo el registrador "AMERADA" -- RPG-3 (estaciones), y como abscisas, las presiones en estas estacio-

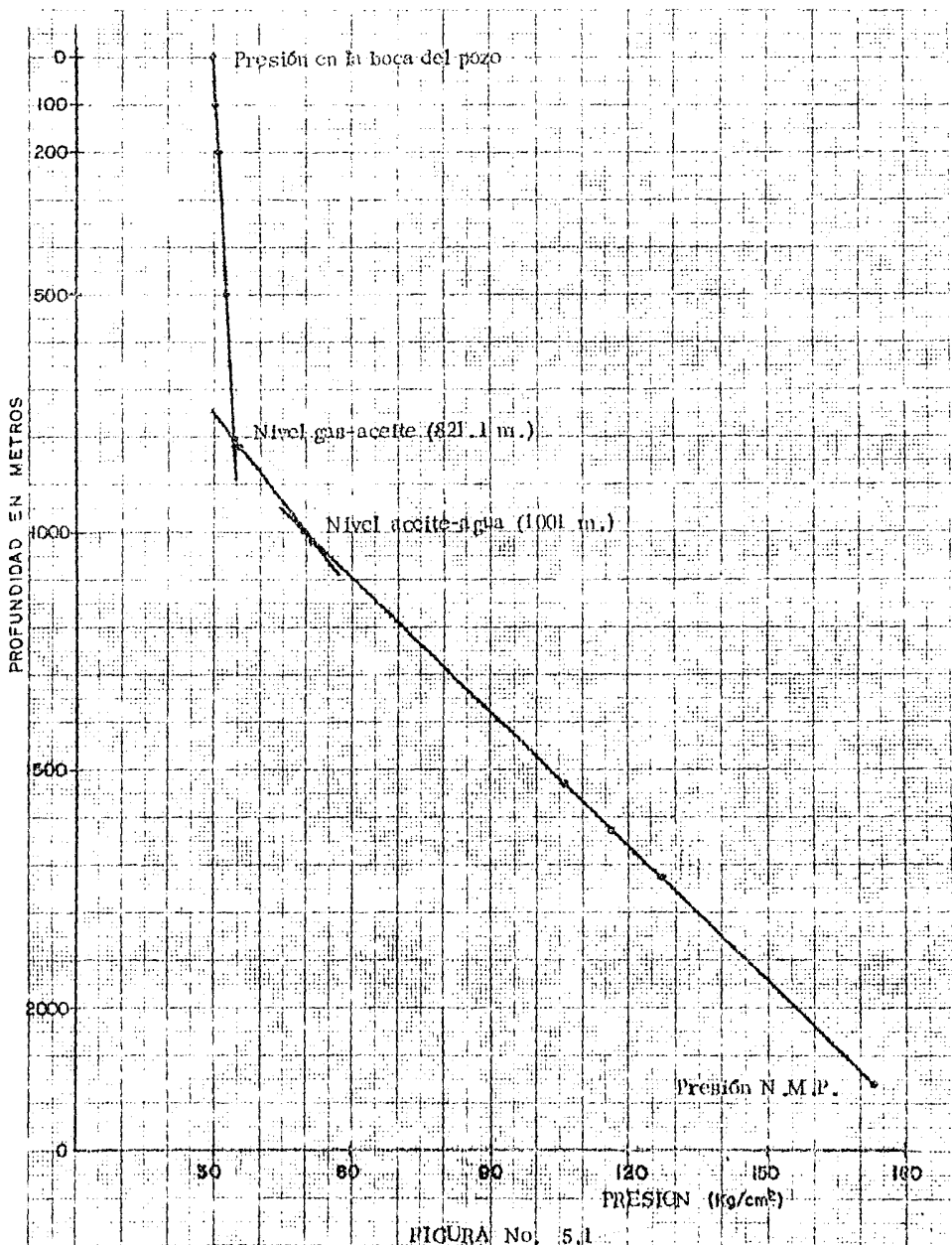


FIGURA No. 5.1

PETROLEOS MEXICANOS

REPORTE DE PRESIONES DE FONDO

CAMPO: GOLPE

POZO No. 11-D

FECHA: 23-AGOSTO-85

ESTADO DEL POZO: CERRADO

HORA: 17:30

ESTRANGULADOR: _____

| PROFUN- DIDAD | PRESION KG/CM ² | AP KG/CM ² | GRADIENTE KG/CM ² M | |
|------------------|-------------------------------|--------------------------|-----------------------------------|-------------------------------------|
| 0 | 31.5 | --- | --- | PRESION T. R. S/C |
| 100 | 31.6 | 0.1 | 0.0010 | PRESION T. P. 32 kg/cm ² |
| 200 | 32.0 | 0.4 | 0.0040 | NIVEL ACEITE 821 metros |
| 500 | 33.4 | 1.4 | 0.0047 | NIVEL AGUA 1001 metros |
| 1000 | 53.2 | 19.8 | 0.0396 | TIEMPO CERRADO 3 días |
| 1526 | 106.8 | 53.6 | 0.1019 | TEMPERATURA BOCA POZO 32 °C |
| 1626 | 117.0 | 10.2 | 0.1020 | TEM. MAX. DE FONDO 65°C |
| 1726 | 127.5 | 10.5 | 0.1050 | ELEV. MESA ROTARIA 3.60 m. |
| +432 | +43.4 | | | FECHA ULTIMO REG. |
| 2158 | 170.9 | N.M.P. | 0.1050 | PRESION ULTIMO REG. |
| | | | | VARIACION PRES. FONDO |
| | | | | PERDIDA/DIA |
| | | | | INSTRUMENTO Am, -50482 |
| | | | | PROFUNDIDADES SUB-ROTARIA |
| | | | | T. P. 2 3/8" a 2085 m. |
| | | | | T. R. 6 5/8" a 2247 m. |
| | | | | CIMA FORMACION PROD. |
| | | | | BASE FORMACION PROD. |
| | | | | LINER _____ |
| | | | | PERF. 2146 - 2170 m. |
| | | | | PROF. TOTAL INT. 2234 m. |
| | | | | FONDO CON CUBETA _____ |

ANOTACIONES:

SE CALIBRO T.P. CON 1 3/4"
(4.45 cm) A 1732 METROS —
RESISTENCIA, RECUPERO MUES-
TRA DE AGUA.

REGISTRO HECHO POR: _____

CALCULADO POR: _____

Producción
Aceite
Gas
R. G. A.
Agua

nea, al unir los puntos equivalentes en cada estación, se notará un cambio brusco debido al cambio de densidades.

Partiendo de la profundidad cero tendremos en la (FIG. 5.1) que la estación de 500 metros se mantiene en línea recta y a partir de 1000 metros notese la variación.

En la (Gráfica No. 5.1), tendremos el nivel, localizado a - 821 metros. Método exacto y de comprobación que el anterior, es el -- cálculo análítico.

b).- METODO ANALITICO.

Este método se basa en el estudio de la mecánica de los fluidos, pero también existe una fórmula empírica.

Tomando en cuenta la (FIG. No. 5.2).

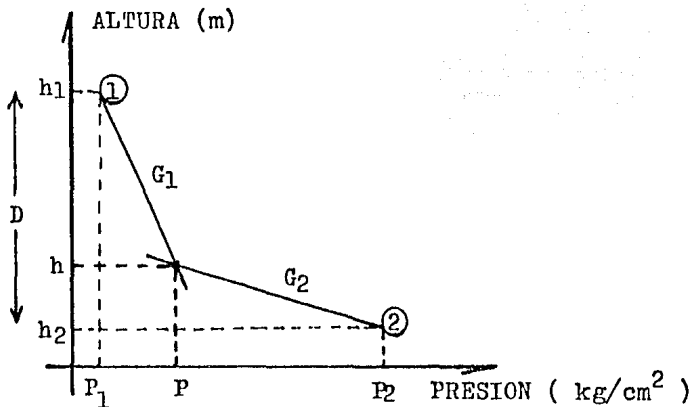


FIGURA No. 5.3

En la (FIG. 5.3), se han trazado dos puntos, o sea las dos estaciones entre las que se encuentra el nivel gas-aceite, el punto-1 correspondiente a la presión de 33.4 kg/cm^2 , (ver FIG. 5.0), localizada a la profundidad de 500 metros. El punto 2 corresponde a la presión de 106.8 kg/cm^2 , (donde estabilizó la recta, no la estación posterior a la de 500 metros), la distancia "D" será la que exista entre los dos puntos, en este caso $1526 - 500 = 1026$ metros, la "h", será la incognita.

Partiremos de la consideración siguiente:

$$P_2 = P_1 + G_1 h + G_2 (D - h)$$

Despejando "h" tenemos:

$$P_2 = P_1 + G_1 h + G_2 D - G_2 h$$

$$P_2 = P_1 + h (G_1 - G_2) + G_2 D$$

$$P_2 - P_1 = h (G_1 - G_2) + G_2 D$$

$$- 1 (P_2 - P_1) = - 1 h (G_1 - G_2) + G_2 D$$

$$- 1 (P_2 - P_1) = h (G_2 - G_1) - G_2 D$$

$$G_2 D - (P_2 - P_1) = h (G_2 - G_1)$$

$$\frac{G_2 D - (P_2 - P_1)}{G_2 - G_1} = h$$

$$h = \frac{G_2 D - (P_2 - P_1)}{G_2 - G_1}$$

Y la fórmula empírica utilizada comunmente es:

$$h = \frac{(G_3 - G_2)(h_2 - h_1)}{G_3 - G_1}$$

En donde el gradiente 1, es el último de gas antes del cambio, el gradiente 2, es el gradiente primero de aceite (o agua), y el gradiente 3 el siguiente en orden progresivo al 2.

Este método se sigue también para encontrar el nivel aceite -- agua.

A continuación se calculará por las dos fórmulas los niveles - gas-aceite y aceite-agua, en el ejemplo del pozo Golpe 11-0.

Por la fórmula deducida tenemos como dato:

$$G_1 = 0.0047 \text{ kg/cm}^2/\text{m. (último gradiente de gas)}$$

$$G_2 = 0.1019 \text{ kg/cm}^2/\text{m. (cuando estabiliza el gradiente después del aceite) en este caso ya es agua.}$$

$$D = (1526 - 500) = 1026 \text{ metros (distancia entre el primer-gradiente y el segundo), o sea, } h_2 - h_1.$$

$$P_2 = 106.8 \text{ kg/cm}^2 \text{ (presión en el punto estabilizado).}$$

$$P_1 = 33.4 \text{ kg/cm}^2 \text{ (presión en el último gradiente de aceite)}$$

Sustituyendo valores en la fórmula siguiente, tenemos:

$$h = \frac{G_2 D - (P_2 - P_1)}{G_2 - G_1}$$

$$h = \frac{(0.1019) (1526 - 500) - (106.8 - 33.4)}{0.1019 - 0.0047}$$

$$h = 321 \text{ m.}$$

Este es la distancia entre el punto 1 y el nivel, por lo tanto la distancia del origen o punto de referencia, será la suma de la "h" calculada mas h_1 (distancia del origen al punto 1).

$$h_{\text{gas-aceite}} = h_1 + h = 500 + 321 = 821 \text{ m.}$$

Con la fórmula empírica tenemos como dato:

$$G_1 = 0.0047 \text{ kg/cm}^2/\text{m. (ultimo gradiente de gas).}$$

$$G_2 = 0.0396 \text{ kg/cm}^2/\text{m. (primer gradiente de aceite).}$$

$$G_3 = 0.1019 \text{ kg/cm}^2/\text{m. (gradiente consecutivo del gradiente 2).}$$

$$h_1 = 500 \text{ m. (altura en donde se localiza el último gradiente de gas).}$$

$$h_2 = 1000 \text{ m. (altura en donde se localiza el primer gradiente de aceite).}$$

Sustituyendo en la fórmula empírica tenemos:

$$h = \frac{(G_3 - G_2) (h_2 - h_1)}{G_3 - G_1}$$

$$h = \frac{(0.1019 - 0.0396) (1000 - 500)}{(0.1019 - 0.0047)}$$

$$h = 321 \text{ m.}$$

Como anteriormente se especificó la altura del nivel será:

$$h_{\text{gas-aceite}} = h_1 + h_2 = 500 + 321 = 821 \text{ m.}$$

A continuación se encontrará el nivel aceite-agua, por ambos métodos:

Por la fórmula deducida, tenemos como datos:

$$G_1 = 0.0396 \text{ kg/cm}^2/\text{m}.$$

$$G_2 = 0.1020 \text{ kg/cm}^2/\text{m}.$$

$$D = 1626 - 1000 = 526 \text{ m}.$$

$$P_2 = 117 \text{ kg/cm}^2$$

$$P_1 = 53.2 \text{ kg/cm}^2$$

$$h_1 = 1000 \text{ m}.$$

$$h_2 = 1626 \text{ m}.$$

$$h = \frac{G_2 D - (P_2 - P_1)}{G_2 - G_1}$$

$$h = \frac{0.1020 (526) - (117 - 53.2)}{0.1020 - 0.0396}$$

$$h = 1 \text{ m}.$$

$$h_{\text{aceite-agua}} = h_1 + h = 1000 + 1 = 1001 \text{ m}.$$

Por la fórmula empírica, tenemos como datos:

$$G_1 = 0.0396 \text{ kg/cm}^2/\text{m}.$$

$$G_2 = 0.1019 \text{ kg/cm}^2/\text{m}.$$

$$G_3 = 0.1020 \text{ kg/cm}^2/\text{m}.$$

$$h_1 = 1000 \text{ m}.$$

$$h_2 = 1526 \text{ m}.$$

Sustituyendo los valores en la fórmula siguiente, tenemos:

$$h = \frac{(G_3 - G_2) (h_2 - h_1)}{G_3 - G_1}$$

$$h = \frac{(0.1020 - 0.1019) (1526 - 1000)}{0.1020 - 0.0396}$$

$$h = 1 \text{ m}.$$

$$h_{\text{aceite-gas}} = h_1 + h = 1000 + 1 = 1001 \text{ m}.$$

Se observará que es la misma localizada gráficamente. De esta manera quedará solucionado el caso, continuando en el registro a pozo cerrado, como antes se mencionó el procedimiento es el mismo que en los fluyentes; en el dato que dice tiempo cerrado, se anotará el tiempo que tardó cerrado, tiempo en que se estime que los fluidos existentes en el pozo se encuentran en reposo, o lo que es lo mismo que el pozo se encuentre estabilizado.

4.3.3.- CURVA DE INCREMENTO.

Una curva de incremento no es más que una combinación de pozo fluyendo a pozo cerrado.

Las curvas de incremento se registran con el pozo fluyendo, - sin efectuar estaciones como con los registros normales; se hace bajar el aparato registrador hasta la última estación, y dándole tiempo a -- que registre ésta, se procede a cerrar el pozo, mediante la válvula o válvulas correspondientes, según se encuentre fluyendo por una o va-- rias ramas, teniendo cuidado de anotar la hora de cierre. Es conveniente ilustrar hasta donde sea posible el manejo de las válvulas en el árbol del tipo y marca que sea, con el objeto de evitar errores de operación en los mismos.

De acuerdo con la (FIG. 5.4), las válvulas "B" y "C" corres-- ponden a las dos ramas de la tubería de producción, las válvulas "E" - y "F" corresponden a la tubería de revestimiento de 9 5/8". En estas - condiciones para cerrar un pozo que mantiene en el interior un aparato registrador ("AMERADA" RPG-3), se hará por medio de las válvulas mencionadas.

Debe tenerse mucha precaución de no cerrar la válvula maestra- "D", ni tampoco la válvula de la cabeza del pozo, pues con ello se lograría cortar la línea por la que pende el aparato registrador; por el contrario en caso de ser posible, se procurará inmovilizar por algún - medio las válvulas referidas para evitar, hasta donde sea posible que- una persona ajena opere las válvulas.

La manera mas sencilla de saber por cual rama se encuentra fluyendo un pozo, consiste en tocar cada una de las ramas del pozo, pués- en caso normal la rama mediante la cual esté fluyendo gas debido a la- expansión del mismo, se encontrará fria y en algunos casos parcialmente congelada en su superficie. La diferencia de temperatura generalmente

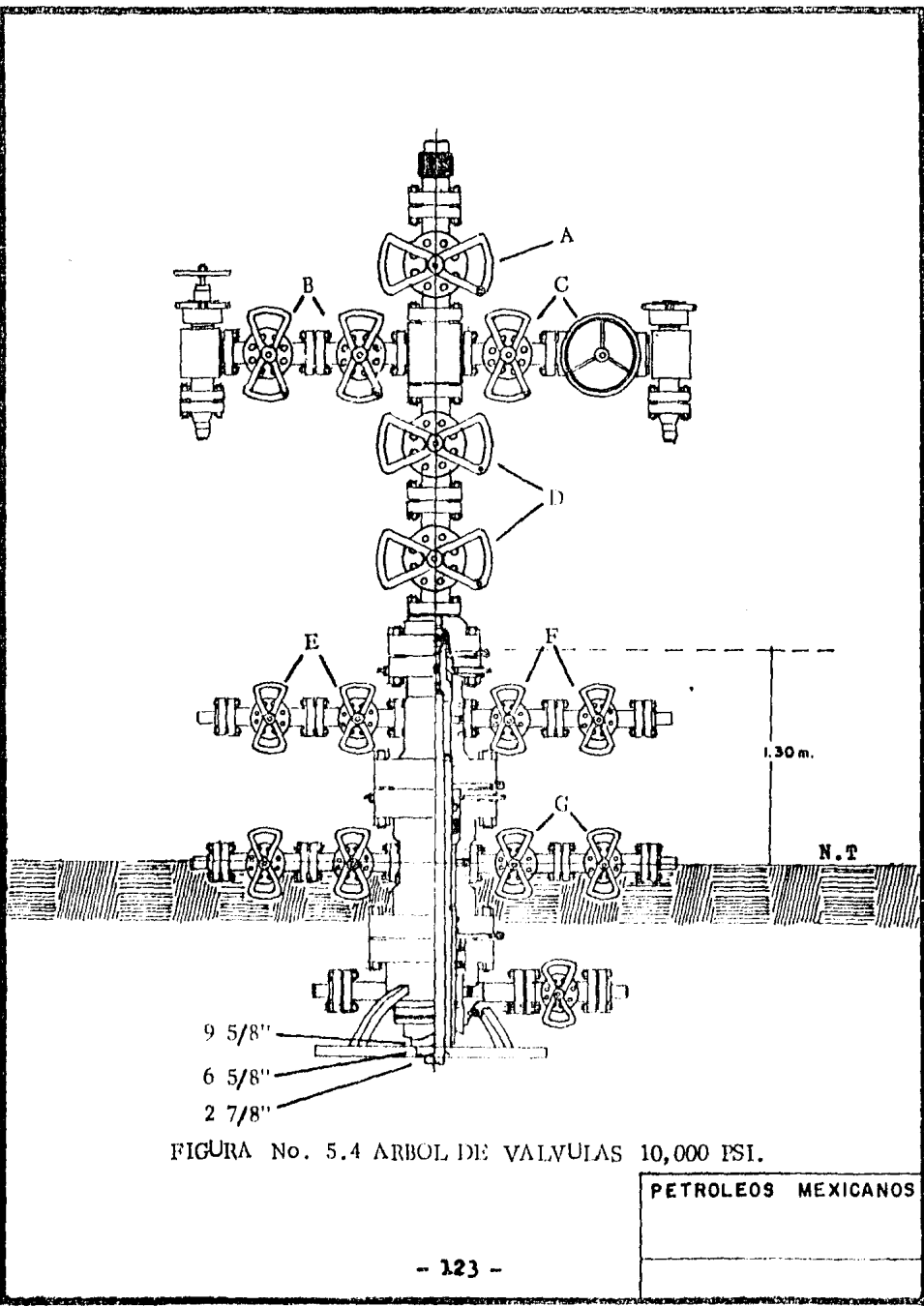


FIGURA No. 5.4 ARBOL DE VALVUIAS 10,000 PSI.

PETROLEOS MEXICANOS

te esta acompañada de un sonido peculiar, una especie de zumbido, de tal manera que acercando un poco el oído a la rama, este cesa al terminar de cerrar la válvula de la misma, en caso contrario querra decir, que la válvula no está normal es decir, no tiene un cierre hermético. Y en estas condiciones no será de mucha validez el registro de la curva de incremento, por lo que se notificará al departamento de Producción para que efectué la reparación de la o las válvulas.

Ya efectuado la citada reparación se tendrá el pozo en condiciones de efectuar el registro de curvas de incremento, que es el único registro en el cual con el registrador dentro del pozo se efectúan movimientos de válvulas ya con el registrador suspendido dentro del pozo y a la profundidad programada y teniendo un reloj de larga duración, hará posible un registro continuo de presión de fondo, según se vaya incrementando ésta.

La (FIG. 5.5), muestra una carta del registrador, después de efectuada la curva de incremento referida.

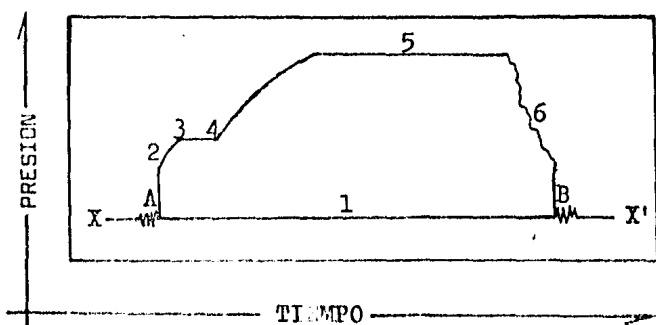
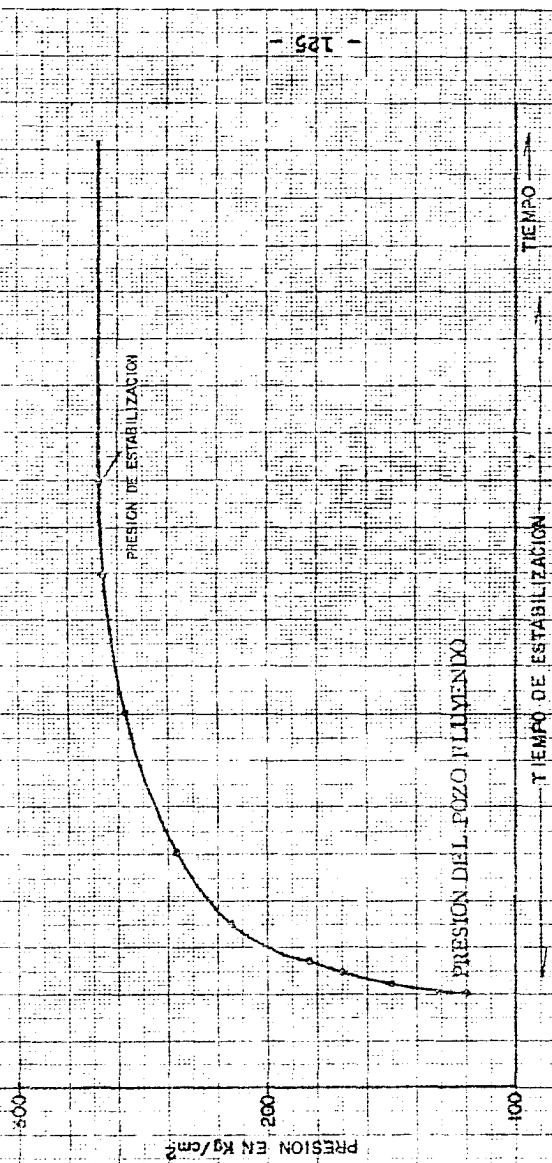


FIGURA No. 5.5



- 125 -

ESCALA HORARIA ACUMULATIVA

ESCALA HORARIA NORMAL

FIGURA No. 5-G

- 1.- Es una línea de referencia o de presión atmosférica que se traza en la carta, antes de introducir en el pozo el registrador.
- A.- Es la presión instantánea que se registra al abrir el pozo, siendo esta la presión en la cabeza del pozo.
- 2.- Indica que el aparato registrador va bajando hasta la profundidad programada.
- 3.- Indica que el registrador se encuentra a la citada profundidad y será la presión de fondo a pozo fluyente, fluyendo ya sea a un - separador o a la estación recolectora.
- 4.- En el instante en que el pozo se cierra, operación que se efectúa como antes se mencionó, cerrando las válvulas de las ramas.
- 5.- Muestra el incremento de presión que continuará hasta llegar a - un punto en que será paralela a la línea de presión atmosférica, punto llamado presión de estabilización.
- 6.- Indica el ascenso del registrador hacia la superficie o boca del pozo.
- B.- El mismo punto A, que es el registro de la presión en la boca -- del pozo

La (FIG. 5.6), muestra la curva de incremento ya graficada, esta es la forma aconsejada para graficar el citado registro y en la (FIG. 5.7), se muestra una forma o (esqueleto) con los datos obtenidos al efectuar la curva de incremento. Esto es todo lo que se - refiere al registro.

Como se puede observar, la curva obtenida es una parábola, - con un eje paralelo al eje de los tiempos y el registro de presión - se hace con respecto al tiempo.

Se acostumbra el registro de presión combinado tanto de pozo fluyente como a pozo cerrado, pero siempre por un estrangulador de mayor diámetro, queriendo decir con esto, que después de efectuar el registro por el último estrangulador, que deberá ser el mayor, se introducirá de nuevo el registrador sin detenerlo, es decir, sin efectuar entaciones, hasta llegar a la profundidad donde se había llegado al efectuar los registros anteriores.

Después de que el registrador llegue al fondo del pozo se le dará un determinado tiempo para que en la carta quede grabada una deflexión equivalente a la presión que será la misma que se obtuvo por el estrangulador mayor; paso seguido se procederá a cerrar el pozo por medio de las válvulas laterales, como consecuencia de esto, principiara a incrementarse la presión en el pozo y ésta, será grabada en la carta depositada en el registrador.

La (FIG. 5.8), muestra la forma llena con los datos obtenidos. En esta se anotará como se observa, el nombre del campo, del pozo, en el dato "pozo inyector" que son aquellos, en los cuales, se inyecta gas seco desde la superficie, por medio de compresoras y con una presión mayor que la existente en esos pozos, para de esta manera ayudar a fluir con mayor facilidad a los pozos vecinos a este.

En la línea correspondiente a "producción antes del cierre" se anotaron los datos proporcionados por el departamento de Producción, y estos datos serán los obtenidos al estar fluyendo por el estrangulador mayor.

En la línea "volumen de inyección de cierre" será también un dato dado por producción.

Las siguientes líneas serán datos conocidos, a excepción del renglón con "coeficiente termal" que se aplicaba a ciertos aparatos que eran afectados por altas temperaturas existentes en el fondo del pozo y, la línea "temperatura de calibración" es la temperatura a la

cual se elevó, el baño de calibración, con el cual se efectuó esta, en este caso 120 °C.

Esto es, en cuanto se refiere a datos antes de iniciar el registro. En las columnas de la parte inferior se anotarán los datos obtenidos.

En la columna "hora" se anotarán los tiempos a partir de la -- hora en que se cerró el pozo, a partir de esta, se comensará a incrementar la presión del pozo, es por eso, que en la columna "hora cerrado", el primer tiempo será cero.

En la columna "presión" serán anotadas las presiones equivalentes a las de las deflexiones obtenidas en la carta, que están contenidas en la columna "lectura aparente".

Las columnas "Δt", "corrección y "lectura corregida" no se anotarán, debido al problema mencionado en los registros cerrado y fluyente.

En la columna "observaciones" se anotará la hora en que se cerró el pozo, y después de haber efectuado la lectura del registro se anotará el tiempo en que se estabilizó.

Ya con estos datos se procede a graficar estos valores, teniendo como ordenadas las presiones en cada tiempo y como abscisas estos -- tiempos (FIG. 5.9).

Se observará como antes se dijo que el pozo se estabilizó en 8 minutos, los tiempos de estabilización son muy variables, pues los hay hasta de 24 horas o más; el tiempo de estabilización depende de la permeabilidad de la formación productiva de cada pozo. Así tendremos, que un pozo localizado en una zona de baja permeabilidad tardará más tiempo en lograr su estabilización, que otro localizado en la zona de alta permeabilidad.

Con los datos de los tiempos de estabilización, de los pozos de un campo y los registros efectuados a pozo cerrado, el departamento de Ingeniería de Yacimientos, calcula el valor de la presión media del yacimiento, por eso la importancia de estos registros.

Ya efectuados los registros a pozos fluyentes, el registro a pozo cerrado y la curva de incremento, se procede al cálculo del "potencial absoluto".

POZO JOSE COLOMO No. 79

CURVA DE INCREMENTO DE PRESION A 2,205 M.

MARZO 16 DE 1985

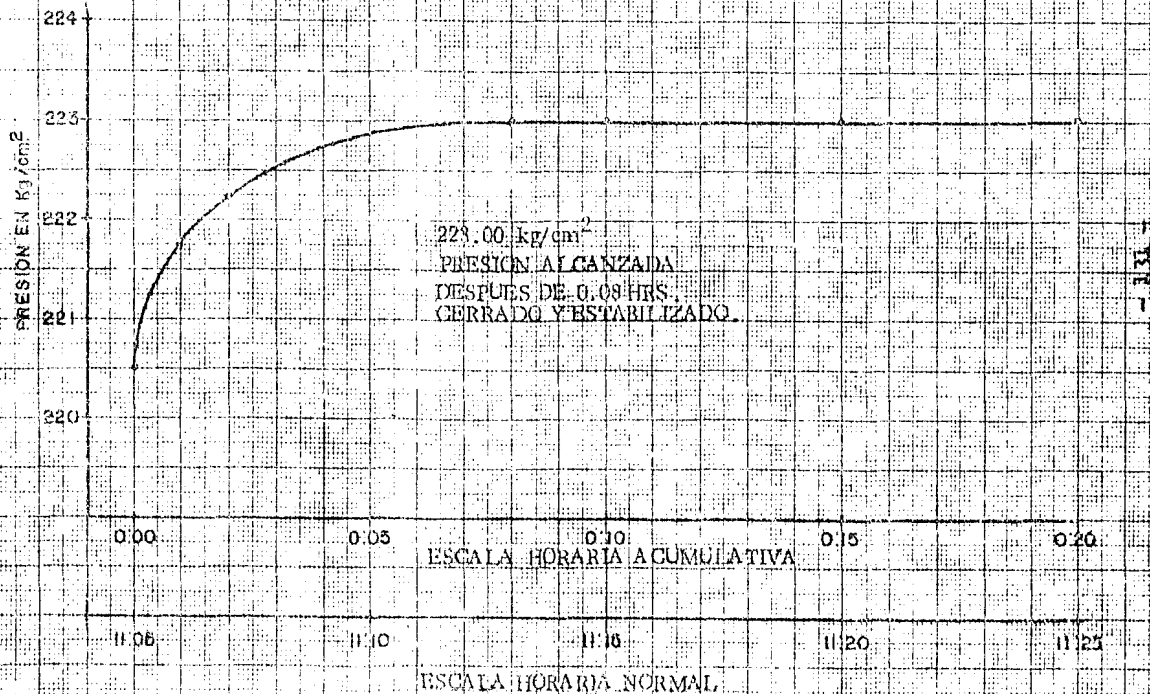


FIGURA No. 519

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

El objetivo de este trabajo, es el de familiarizar a toda persona interesada, en el manejo y operación de la herramienta registradora de presión "AMERADA" RPG-3, de la interpretación de los datos que aporta esta prueba, puesto que del análisis de las presiones obtenidas, se logra predecir la vida productiva de un pozo, se cuenta también de un método gráfico en el que se logran obtener las profundidades a que se tienen los contactos de los fluidos que contiene el yacimiento.

Este tipo de pruebas, en pozos exploratorios también ocupan un papel de gran importancia, ya que los datos obtenidos, en el primero de estos pozos, se utilizan para diagnosticar el comportamiento de presiones de los pozos de desarrollo del campo.

Es conveniente que el personal de campo se capacite, con la ayuda del texto de este trabajo para operar el equipo superficial, así como auxiliar en la corrida del registrador.

Una prueba de presión, consiste básicamente en generar y medir variaciones de presión en los pozos y obtener información de los mismos y del sistema roca-fluidos del yacimiento.

Aunque en este trabajo, no se mencionarán todos los factores siguientes, se tiene presente que con estas pruebas de presión, se logran informaciones de factor de daño, permeabilidad, porosidad, presión media, almacenamiento, etc. y como estos factores son afectados por el filtrado de los fluidos utilizados en la perforación y terminación del pozo. Dado que estos afectan las características del yacimiento, y es en la vecindad del pozo en donde existe la mayor caída de presión, lo que motiva a poner mayor atención en esta zona.

En las pruebas de incremento de presión, se tiene que cerrar el pozo y existirá como parámetro principal el tiempo de estabilización del mismo y de la evaluación de estas pruebas, es lógico encontrar una serie de respuestas positivas, para la obtención de gastos óptimos que benefician la producción.

B I B L I O G R A F I A

- + APUNTES DE GEOLOGIA DEL PETROLEO.

Ing. Sergio de los Santos Vázquez (Geólogo)
Ciudad Universitaria, D.F. , Junio de 1971.

- + INTRODUCCION AL ANALISIS DE LOS REGISTROS DE POZOS.

HALLIBURTON/WELLEX.

- + INSTRUCTIVO PARA EL ADIESTRAMIENTO DEL PERSONAL TECNICO,
SOBRE OPERACIONES SUPERFICIALES DE POZOS PETROLIFEROS EN
PRODUCCION.

Ing. Armando Salinas Luna. Tesis Profesional.

- + PRINCIPLES OF. OIL WELL PRODUCTION "T. E. W. NIND".

Mc. Graw-Hill, Inc. 1964.

- + MANUAL "DESCRIPCION E INSTRUCCIONES DE OPERACION"

" Amerada RPG-3 "

- + MANUAL "OPERACIONES CON ALAMBRE" (Petroleos Mexicanos)

- + EARLOUGHER R.C. JR. : "ADVANCES IN WELL TEST ANALYSIS"

Monograph Series volume 5, SPE of AIME, (1975).