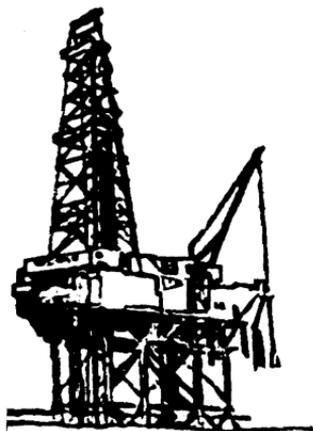


208.4

Universidad Nacional Autónoma de México

FACULTAD DE INGENIERIA



TERMINACION DE POZOS MARINOS EN EL GOLFO
DE CAMPECHE

TRABAJO ESCRITO

Que para obtener el título de:

INGENIERO PETROLERO

P r e s e n t a :

HUMBERTO MUÑOZ VARGAS

México, D. F.

1979



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 esta protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

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

I N D I C E

Pág.

INTRODUCCION	1
ANTECEDENTES	5
EXPLORACION Y LOCALIZACION DE POZOS MARINOS	7
PERFORACION DE POZOS MARINOS	13
TERMINACION DE POZOS MARINOS	24
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	64
BIBLIOGRAFIA	71

CAPITULO I

INTRODUCCION

Para quien esté familiarizado con la Ingeniería Petrolera, la terminación de un pozo es la culminación del esfuerzo de cientos de trabajadores que directa e indirectamente participaron en la exploración y perforación.

Es en esta etapa, donde se prepara teórica y operativamente al pozo para su posterior vida productiva, y es entonces, cuando los primeros barriles de aceite son quemados en la atmósfera durante unas cuantas horas, con el objeto de efectuar las mediciones pertinentes para determinar la capacidad del pozo.

Es durante la terminación, cuando se establecen los criterios más confiables sobre el futuro comportamiento del yacimiento, y es cuando se plantean los posibles problemas de producción, donde intervendrán otros especialistas encargados de vigilar la trayectoria productiva del pozo.

Una vez concluida la terminación, el pozo ahora productor se constituye en fuente de energía que brota del subsuelo durante varios años.

Es responsabilidad común, el cuidado y uso racional de esa energía, que cada día se hace más necesaria, y a nivel mundial, más escasa.

Precisamente esa escasez, ha obligado a los técnicos pe

troleros a buscar en el mar, nuevas acumulaciones de hidrocarburos.

De los campos petroleros descubiertos en el mar, han sido los de la Sonda de Campeche los que más atracción mundial han causado.

El objetivo de este trabajo, es hacer una exposición breve de procedimientos y alternativas seleccionadas para la terminación de pozos en esta región, cuya potencialidad es todavía inmensurable.

Para complementar, se han incluido los antecedentes del área, una breve descripción de lo que constituye la exploración y localización de pozos marinos, clasificación de los equipos de perforación marina, y una descripción del sistema utilizado para el aprovechamiento de pozos exploratorios perforados en el mar.

Como conclusión, se analizan los tipos de terminación utilizados en el área, basando el análisis en el aparejo de producción.

CAPITULO II

ANTECEDENTES

La región del Golfo de Campeche es una de las cuatro áreas prioritarias con que cuenta México para el desarrollo de sus recursos petroleros a corto plazo.

Esta región, se encuentra ubicada en la porción Occidental de la Plataforma de Yucatán, y se ha considerado para una primera etapa de exploración, la que tiene por límites aproximados:

Al Oriente y al Sur, la línea de costa; al Poniente, el Meridiano de Frontera, Tab. y al Norte, el Paralelo de la Ciudad de Campeche.

La Sonda de Campeche, es parte de un borde de Plataforma Cretácica que se extiende 700 km paralela a las costas del Golfo de México.

La perforación exploratoria se inició en 1974, y a mediados de 1975 se terminó el pozo Clac 1, resultando productor de aceite en una roca de edad Paleocénica, de la que se obtuvo, por prueba de producción, un gasto de 1000 bl/d.

La roca productora se encontró a una profundidad de 3500 m y se profundizó hasta las formaciones de edad Jurásica, que mostraron buenas características, probándose el cuerpo más somero.

En el año de 1977, se terminaron los pozos Akal 1 y --

Bacab 1 situados al Noroeste del pozo Chac 1, a 6 y 25 km respectivamente, que también resultaron productores en la misma formación.

Su clima se encontró a 1200 y 3100 m de profundidad, lo cual implica un desnivel estructural de más de 2000 m.

En el mismo año de 1977, se registró manifestación de gas a la profundidad de 700 m en el pozo Abkatún 1, el cual fué taponado por accidente mecánico, sin haber alcanzado las formaciones de interés. Este pozo se encuentra a 23 km al Sureste del pozo Chac 1.

Posteriormente, se probaron las estructuras Kukulkán, Chilam, y Tunich, que resultaron improductivas.

A fin de comprobar la extensión del bloque en que se localiza el pozo Chac 1, se perforó en 1978 el pozo Chac 2, que confirmó la acumulación de hidrocarburos en una macroestructura integrada por los campos de Akal, Sohoch y Chac.

Las estructuras detectadas sísmológicamente, tienen en promedio extensiones del orden de 50 km², presentando un gran número de fallas, característica común en el área terrestre del Mesozoico de Chiapas-Tabasco.

El contacto Agua-Aceite, se determinó en el campo Chac a 3650 m por lo que el espesor impregnado resulta de 120 m

para Chac, de 1000 m para Nohoch, y desconocido para Akal ya que la característica de la formación productora no ha permitido su profundización.

De lo anterior, se infiere que puede presentarse el caso de contactos Agua-Aceite diferentes en cada bloque, o bien, que se trate de un solo nivel.

El área de 7000 km² descrita, se extiende hacia el Norte donde en una segunda etapa exploratoria de detalle, que cubre más de 40 000 km², se han manifestado condiciones estructurales similares, lo que hace a esta área siete veces mayor que la correspondiente al Mesozoico Terrestre.

Para concluir, se han descubierto nueve estructuras -- con impregnación de hidrocarburos, a saber: Chac, Akal y Nohoch, que constituyen el gigantesco complejo Cantarell, además los campos de Bacab, Ku, Malob, Abkatón, Ixtoc y Kutz, en un área probada de más de 1000 km².

De los 28 pozos perforados en el área, se ha obtenido aportación de hidrocarburos en 18 de ellos, no se encontró -- acumulación comercial en 3 pozos, el mismo número de pozos se taponó por accidente mecánico sin haber alcanzado su objetivo, y se encuentran pendientes de profundización 4 pozos.

Esto aporta un porciento de éxitos igual a 75%, sin -- considerar pozos de desarrollo ni los últimos 4 pozos, de los que se esperan con seguridad resultados positivos.

Considerando el área probada por desarrollar, el espesor impregnado de hidrocarburos, y el espaciamento entre pozos se estima obtener una capacidad de producción mayor a 2 millones de bls/d de aceite, para Diciembre de 1983.

Es indiscutible la capacidad de los pozos del área, ya que sólo siete de ellos, aportaban mas de 200 000 bls/d de aceite, al ser abiertos a producción al Oleoducto Akal C-Dos Bocas.

Por lo anterior, se considera a la Sonda de Campeche como uno de los descubrimientos más importantes de la Industria Petrolera Mundial.

CAPITULO III

EXPLORACION Y LOCALIZACION DE POZOS MARINOS

A. METODOS SISMOLOGICOS.

En un área completamente nueva, la exploración por métodos sismológicos en busca de estructuras capaces de almacenar hidrocarburos, es el primer paso a seguir. Son considerados métodos de exploración estructural, pues se emplean para medir las profundidades e inclinaciones de las capas en el subsuelo.

Los métodos sismológicos son de dos tipos: de refracción y de reflexión. La técnica consiste básicamente en producir un microsismo cuyas ondas se transmiten en todas direcciones por la elasticidad de la roca. La velocidad de estas ondas depende del tipo de roca del subsuelo, v.g., la velocidad de propagación es mayor en las calizas que en las lutitas.

Las ondas reflejadas son detectadas en la superficie y traducidas a impulsos eléctricos, los cuales son amplificados y registrados en papel fotográfico. Este registro es llamado microsismograma, y por medio de éste, podemos conocer a grandes rasgos la estratigrafía de la región.

Como el microsismograma contiene únicamente velocidades de propagación de las ondas sísmicas, se procede a obtener una ley o constante de velocidades para un área determinada.

De acuerdo a esta ley, y conforme a los valores medi-

dos, es posible presentar el plano estructural con las profundidades de una capa determinada y las inclinaciones de la misma.

En la sismología efectuada en el mar, se hacen explotar cargas de dinamita a determinada profundidad bajo el agua, y ésta se comporta como otra formación con una velocidad de propagación diferente a las velocidades de las formaciones subyacentes. En el mar, también se ha experimentado en buques que en lugar de explotar cargas de dinamita, produce el microsismo mediante cañones neumáticos.

B. LEVANTAMIENTOS GEOFISICOS DE DETALLE.

El plano estructural obtenido por el método sismológico se utiliza para seleccionar aquellas estructuras que por sus características pudieran ser almacenadoras de hidrocarburos. Entonces se procede a efectuar un levantamiento geofísico de detalle a cada una de las estructuras cuyos objetivos son:

1. Identificar los rasgos geológicos someros que puedan representar un riesgo, tanto para la instalación de plataformas exploratorias o de producción, como para las operaciones de perforación en cada campo.

- 2.- Obtener datos del tirante de agua, batimetría del fondo marino, acumulaciones someras de gas, etc.
- 3.- Conocer en forma general la geología somera del área de estudio, para establecer criterios referentes para la construcción e instalación de las plataformas marinas.

La ejecución del trabajo, en forma breve, consiste en:

- a).- Selección de puntos fijos en plataformas ya existentes, mediante el criterio de que dichos puntos sean los mas adecuados para cubrir la zona lo mas ampliamente posible.
- b).- Ubicación topográfica de dichos puntos, llamados estaciones de posicionamiento, lográndose este objetivo utilizando las plataformas ya existentes y en caso de no ser así, se utilizan métodos de radiotelemetría.
- c).- Diseño del levantamiento, o líneas de recorrido, siendo éstas reticulares y consistiendo cada retícula en un número determinado de líneas paralelas y orientadas en dirección Norte-Sur, con 150 m de separación, y líneas perpendiculares a las primeras separadas 500 m entre sí, quedando la localización de cada campo, en el

centro de la retícula.

- d).- Instalación de equipo en barco, que comprende la adecuación del mismo, en tal forma que permita la operación óptima de los sistemas electrónicos.
- e).- Instalación del equipo en plataformas; para instalar las antenas reflectoras de las estaciones base en plataformas, se transporta por vía aérea o marítima el equipo eléctrico y electrónico correspondiente, y el personal especializado.

Desde este momento, una vez instalado el equipo, se procede a ejecutar el levantamiento. Una vez concluido éste, el siguiente trabajo es de gabinete, y consiste en el procesamiento de los datos. El procesamiento comprende la clasificación de los datos por campos y líneas, un análisis complementario de datos donde se revisan los resultados de la perforación geotécnica y velocidades sísmicas de pozos en el área de estudio.

Se analiza cada registro para identificar los diversos niveles bajo el fondo que es necesario definir en función de la utilidad que representa su propia identificación.

Con los resultados obtenidos de los datos geotécnicos

y de perforación se procede a leer distancias y tiempos en los registros para así calcular profundidades correspondientes a cada punto explorado en los niveles batimétricos y estructurales somero y profundo, y los espesores de los sedimentos no consolidados.

Posteriormente se codifican y graban todos los datos para procesarlos en forma automática y elaborar planos y perfiles; en forma simultánea, se procede a localizar en dichos planos y perfiles la información más relevante que consistirá principalmente en fallas estructurales, intrusiones gaseosas, sedimentos alterados, reflexiones anómalas, cuerpos arenosos, y en general, áreas de buena definición.

El equipo utilizado en el levantamiento, es un conjunto de 70 unidades de instrumentos eléctricos y electrónicos, y es el siguiente:

Posicionador de Registro Continuo

Medidor de profundidad de tirante de agua

Registro Fotográfico Oblicuo Lateral del piso marino

Perfilador estratigráfico somero

Perfilador estratigráfico profundo.

Para el procesamiento de los datos, se utiliza una grabadora Analógica, un Microcomputador, un Computador electrónico, y un Graficador Automático.

El material que se obtiene, al concluirse el procesamiento de los datos, es el siguiente:

Plano General de Posicionamiento en Escala 1:20,000.

Plano Batimétrico y de Anomalias de Fondo, en Escala 1:5,000.

Plano de Isopacas de Sedimentos No Consolidados, con intervalos de configuración a cada metro, en el cual se presentan los espesores de las capas sedimentarias no consolidadas, en escala 1:5,000.

Planos Estructurales Somero y Profundo, en Escala 1:5,000, el somero comprende entre los 80 m y 130 m y el profundo entre los 200 m bajo el fondo marino.

Perfiles, en Escala Vertical de 1:1,000 y escala Horizontal de 1:5,000; se elaboran seis perfiles por cada campo.

Y el principal que es el Plano de Riesgos para Construcción y Perforación, en Escala 1:5,000.

CAPITULO IV.

PERFORACION DE POZOS MARINOS

A.- CLASIFICACION DE LOS EQUIPOS DE PERFORACION MARINA

De acuerdo a sus características principales, los equipos de perforación marina utilizados en México, han sido catalogados en cuatro tipos principales:

1.- Plataformas Fijas.

Normalmente se utilizan en la perforación de pozos de desarrollo. En la actualidad, en los campos marinos que están siendo desarrollados en el mundo, mas del 90 % del aceite proviene de pozos perforados de plataformas fijas.

Se perforan algunos pozos de la plataforma fija, a través de los tubos conductores múltiples dentro de la estructura de acero que sostiene a la plataforma.

Un sistema de templetos se utiliza comunmente para la perforación de pozos múltiples, y la perforación direccional es la técnica más intensivamente utilizada para penetrar al yacimiento.

Aunque las plataformas de subestructura de acero han sido el tipo dominante, las plataformas de concreto de reciente desarrollo son presentadas como una alternativa viable.

Esas grandes unidades de concreto pre-esforzado se remolcan hasta la localización del pozo, donde son inundadas y

sumergidas hasta que la base celular descansa en el lecho marino.

Estas plataformas tienen la ventaja de ser adaptables a la mayoría de las condiciones del fondo marino, de reducir las operaciones marinas a un mínimo, y de ser recuperables.

Los pozos son perforados a través de un tubo conductor se extiende del piso oceánico hasta la plataforma.

Básicamente, se emplea el mismo equipo y procedimientos en plataforma, que los utilizados en tierra.

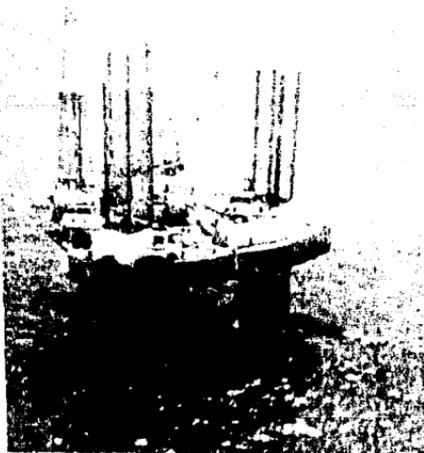
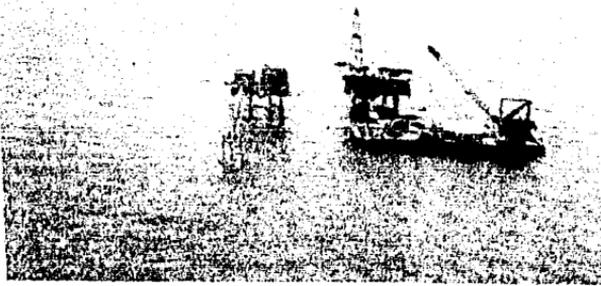
El conjunto de preventores y cabezal de tuberías se localizan en la plataforma abajo del piso de la mesa rotaria.

2.- Plataformas Autoelevables.

Se utilizan para perforar un solo pozo.

Las plataformas autoelevables pueden perforar en tirajes de agua de 50 a 350 pies de profundidad (de 15 a 100 m) dependiendo de sus especificaciones y condiciones de fondo.

Una vez que las patas de soporte han sido hincadas para sostener a la plataforma aproximadamente a 20m sobre el nivel del agua, se utiliza el mismo equipo convencional de perforación en la ahora estable estructura.



El conjunto de preventores en la plataforma se localiza en el área bajo la mesa rotaria.

La mayoría de los equipos autoelevables emplean un sistema de suspensión de las tuberías de revestimiento a nivel del lecho marino (Mudline Suspension), el cual soporta el peso total de estas tuberías y proporciona un medio mecánico simple para liberar individualmente cada una de ellas, después de la terminación del pozo.

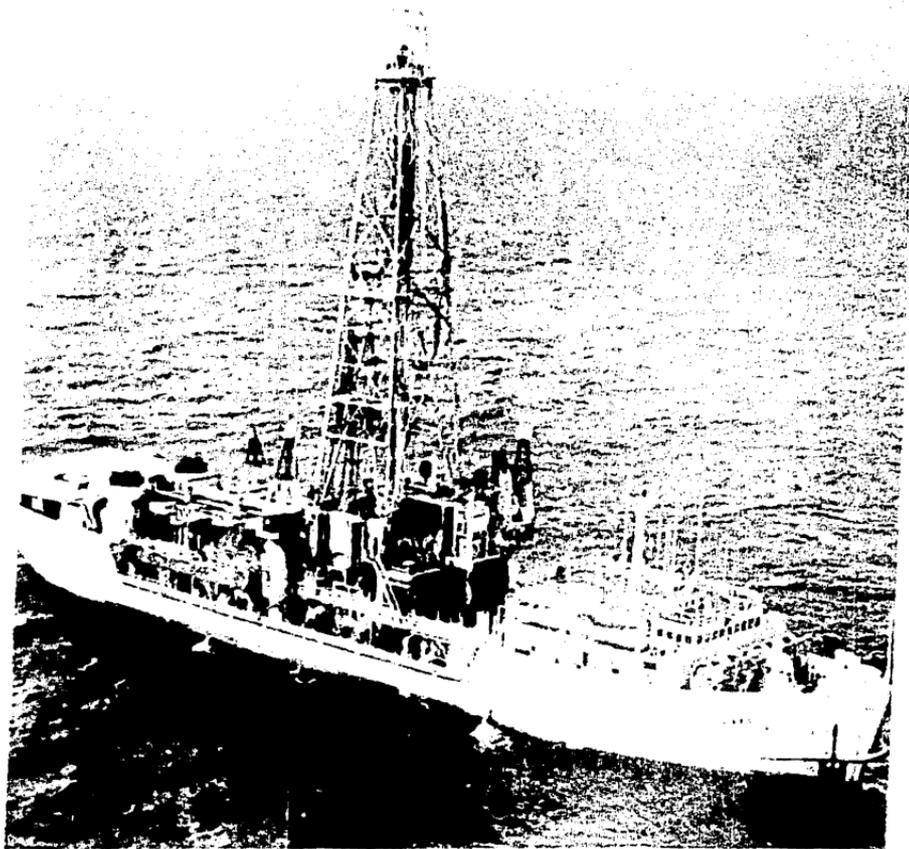
En general, las plataformas autoelevables, (Jack-Ups) son el tipo más popular de equipo móvil marino, debido a su facilidad de movimiento y estabilidad, pero su uso se restringe en muchas áreas donde se tengan formaciones débiles en el fondo, corrientes fuertes submarinas donde pueda existir erosión, y en aguas muy profundas.

3. Barcos de Perforación.

Se utilizan por lo general para perforar un solo pozo exploratorio.

Se utilizan dos tipos básicos: el tipo barcaza que es remolcada hasta la localización, o la variedad de barco con propulsión propia.

Los barcos de perforación que utilizan sistemas conven



cionales de anclaje, operan en tirantes de agua menores de 450. Existen barcos perforadores que emplean sistemas de posicionamiento dinámico, el cual consiste en un juego de prope-las con diferente orientación accionadas mediante computado-ras y con y con auxilio de satélite orbital. Estos son capa-ces de perforar en aguas profundas, en donde el anclaje del mismo no es posible, siendo del orden de (+) 1000 m en tirante de agua.

El conjunto de preventores se localiza en el lecho mari-no y conectado al cabezal submarino. El sistema de anclaje con-siste usualmente en 8 a 12 anclas en un modelo espaciado radial-mente de la proa y popa del buque perforador.

Los barcos de perforación tienen la ventaja de una rápi-da movilización entre las localizaciones de perforación, gran capacidad de almacenamiento, y posibilidades de operación en aguas profundas.

4.- Plataformas Semisumergibles.

Se utilizan para perforar un solo pozo exploratorio, -- aunque recientemente se ha mostrado una gran cantidad de inte-rés por utilizarlas en conjunto con sistemas de terminación en el piso oceánico.

Algunas son remolcadas a la localización, aunque muchas de las más recientes son autonavegables.

Las configuraciones básicas son triangulares, rectangulares y pentagonales.

La estructura superior puede ser sostenida por tres o hasta diez o más patas, las cuales a su vez, están unidas a los depósitos o pontones sumergidos.

En promedio, estas plataformas son capaces de perforar en profundidades marinas del rango de 60 a 460 m.

Algunas plataformas semisumergibles también tienen la capacidad de perforar mientras está sentada en el fondo, de la misma forma que las sumergibles.

La ventaja primaria de éstas plataformas es el alto grado de estabilidad que mantienen en aguas agitadas, en comparación con los barcos de perforación.

Para concluir, las variables que determinan la selección del tipo de equipo a emplearse, son principalmente:

Tirante de Agua
Tipo de Fondo Marino
Oleaje
Corrientes Submarinas
Vientos Dominantes

Los procedimientos y técnicas empleadas en la perforación marina, son determinadas, tal como en tierra, por las características de las formaciones del subsuelo.

B. APROVECHAMIENTO DE POZOS EXPLORATORIOS PERFORADOS EN EL MAR.

Una de las principales características de la perforación marina, fué el incremento notable en los costos del equipo, transporte, y operación en general.

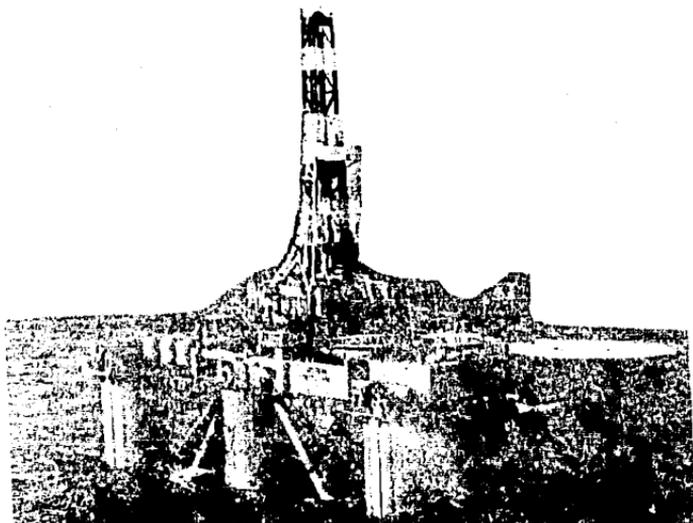
Al mismo tiempo, los pozos exploratorios terminados como productores eran abandonados definitivamente, ya que no existía forma alguna de recuperarlos, cuando la plataforma fija permanente se instalaba en el campo recién descubierto.

Debido a esto, surgió la necesidad de idear un sistema que permitiera aprovechar los pozos exploratorios marinos.

En un pozo marino, se instala una tubería conductora desde el lecho marino hasta el equipo, con el propósito de aislar la tubería y herramientas de perforación, y las sucesivas tuberías de revestimiento, del agua de mar y las formaciones no consolidadas inmediatamente bajo el fondo marino: proporcionar el acceso y guía al agujero inicial, y un medio de recuperación del fluido de perforación.

Cuando se ha instalado la tubería conductora, las operaciones de perforación son prácticamente iguales a las operaciones terrestres.

Las plataformas móviles sostenidas desde el fondo, uti-



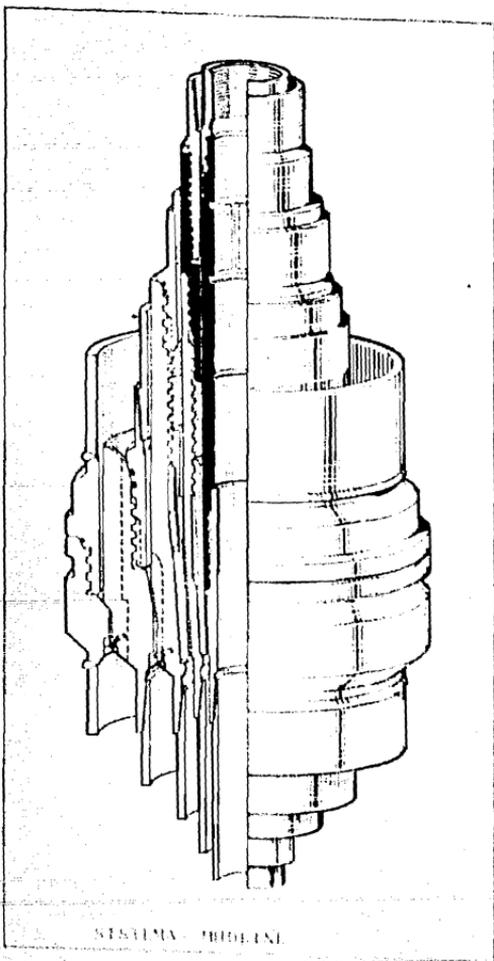
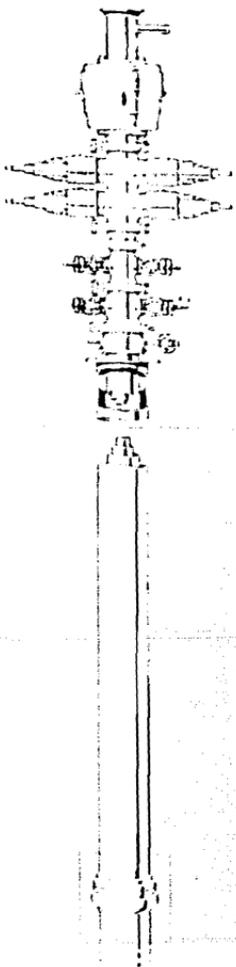
lizan equipo convencional de cabezal y preventores colocados arriba del nivel del mar.

Sin embargo, se toma alguna previsión para recuperar la instalaciones sobre el lecho marino, y así facilitar el traslado del equipo, e instalar un tapón de abandono temporal o instalar una plataforma fija permanente. Esto es aplicable, ya sea que el pozo vaya a ser terminado con el árbol de válvulas en el lecho marino (técnica no utilizada en México) o en la superficie, después que una plataforma permanente haya sido instalada.

Esto se logra utilizando el equipo de suspensión Mudline. Con un sistema de suspensión Mudline, las tuberías de revestimiento se suspenden con colgadores en el lecho marino, pero las sargas se prolongan hasta el equipo en superficie donde los preventores y cabezal convencionales están instalados y utilizados en las operaciones de perforación.

Después de que el pozo ha sido perforado y probado, son desmantelados preventores, cabezal y tuberías de extensión. Por lo general, se instala un tapón en el pozo a nivel del lecho marino. En una fecha posterior, cuando el pozo está a punto de terminarse, el tapón es desmantelado y el pozo es terminado instalando una plataforma fija y reextendiendo la T.R. a la plataforma para la instalación de un árbol convencional.

La suspensión Mudline permite perforar un pozo o todos



los pozos de un campo entero si se desea, para postergar la decisión sobre como terminar y producir los pozos hasta que se tengan suficientes datos.

Si se decide instalar una plataforma, se puede dilatar su instalación hasta que se decida cuantos pozos deberán estar en ella, y las condiciones apropiadas de producción.

SISTEMA MUDLINE.

El sistema de suspensión Mudline difiere de todos los demás sistemas, en que incorpora los principios de la suspensión tipo mandril.

Básicamente, se utiliza el mismo equipo convencional en la plataforma o equipo en la superficie. Por lo tanto, la descripción se enfoca a los componentes del sistema Mudline.

LA BOLA INTEGRAL.

El corazón del concepto del colgador Mudline, es la bola integral en la cual el mandril colgador se baja.

La bola es armada previamente en el colgador de la T.R., y se corre al mismo tiempo que se corre el colgador. Va unida al cuerpo del colgador mediante rosca derecha de 1" ordinaria. La bola proporciona el filo de asentamiento para que el próxi

mo colgador sea asentado.

En posición superior, la bola proporciona un diámetro suficiente para tuberías de revestimiento de todos los pesos.

Un piñón previene el movimiento de la bola durante la perforación, pero aproximadamente a 4000 ft-lb de torsión a la derecha se rompe ese piñón retenedor. La rotación continúa baja la bola, hasta que ésta se recarga en el cuerpo del colgador.

En la posición inferior, el diámetro interior de la bola se reduce para proporcionar un filo de asentamiento para el próximo colgador de tubería de revestimiento.

La elasticidad en los prisioneros de la porción inferior de la bola, ocasiona que ésta encaje ajustadamente contra el cuerpo del colgador, mientras que las ranuras proporcionan una gran área de circulación para el retorno de fluidos durante la cementación.

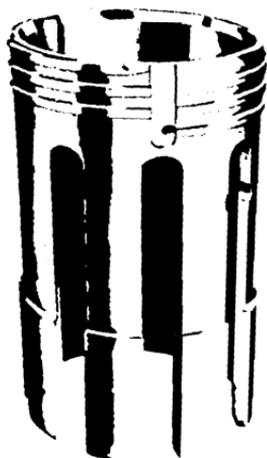
CUERPO DEL COLGADOR MUDLINE.

El cuerpo del colgador Mudline tiene suficiente rosca ordinaria izquierda como para proporcionar un roscado ajustado contra la herramienta soltadora.

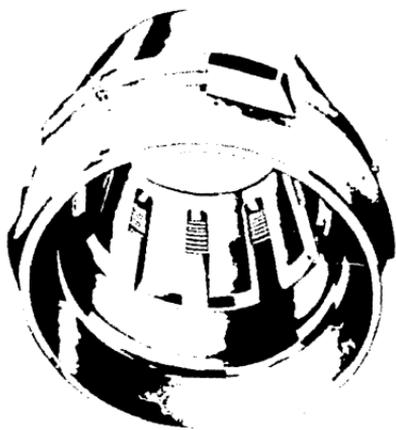
Si el pozo va a ser taponado por un tiempo, el tapón



CUERPO DEL COLADOR



BOLA INTEGRAL



COLADOR CON LA BOLA ENCAJADA



de abandono se agrega a la rosca izquierda, después de que -- han sido retirados el tubo de extensión y la herramienta soldadora. El interior del cuerpo del colgador también tiene suficiente rosca derecha de 1" en la que se ajusta la bola integral.

Después de quitar el tapón de abandono, se puede atornillar un adaptador en esta rosca derecha para extender la -- T.R. a una plataforma de producción. Si de alguna manera la -- rosca llegara a ser dañada, la rosca izquierda puede utilizarse para reacomodarse en el colgador.

Una saliente, u hombro cuadrado, forma un tope positivo contra el movimiento hacia abajo de la bola.

El filo de asentamiento en el exterior de cada colgador encaja en el filo de la bola sobre la cual se asienta. Al igual que los colgadores tipo mandril, el cuerpo del colgador se integra a la tubería de revestimiento para suspenderla.

HERRAMIENTA SOLTADORA DEL COLGADOR.

La herramienta soltadora se integra a la sarta de extensión de la tubería de Revestimiento, y es corrida junto -- con ella. Como elemento sellante, la herramienta lleva un empaque hidráulico, y un anillo "O" (O-Ring).

La rosca izquierda y el espaciamiento entre las superficies metálicas del empacamiento hidráulico, previene el desgaste y facilita la rotura de la junta cuando es necesario.

Las ranuras verticales entre las cuerdas permiten la circulación cuando el sello está efectuado, y actúa en forma similar a un protector de rosca para prevenir la falla de ésta. Después de que la T.R. ha sido bajada y cementada, la herramienta soltadora se afloja con tres vueltas, quedando 3" de hilos todavía enroscados, y se circulan fluidos limpios para lavar la parte superior del colgador, después de lo cual, se procede a reapretar la junta.

HERRAMIENTA DE TORQUE DE LA BOLA.

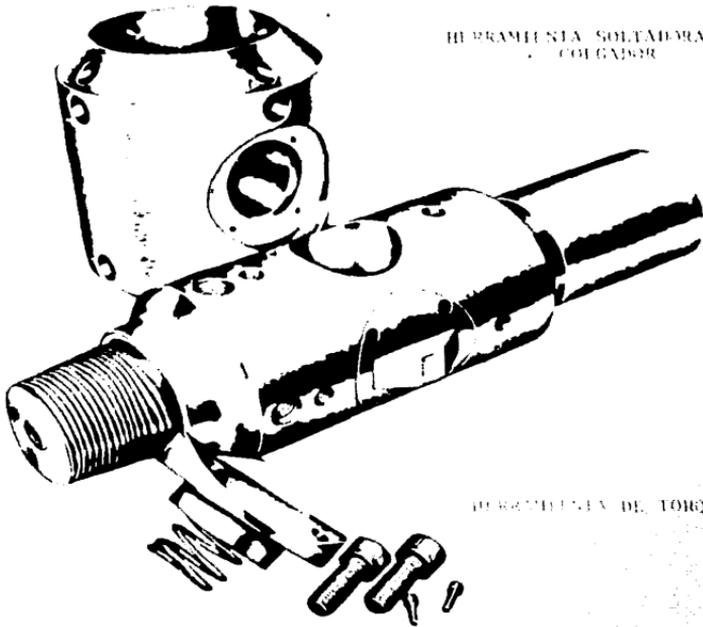
Esta herramienta es corrida con tubería de perforación, y tiene unas patas con resorte maquiladas para facilitar la bajada de la herramienta a través del equipo superficial.

Dos patas de la herramienta encajan en las ranuras verticales de la bola integral. Además, la herramienta cuenta con unos orificios de lavado a los lados, que pueden ser utilizados para lavar el área de orificios de la bola.

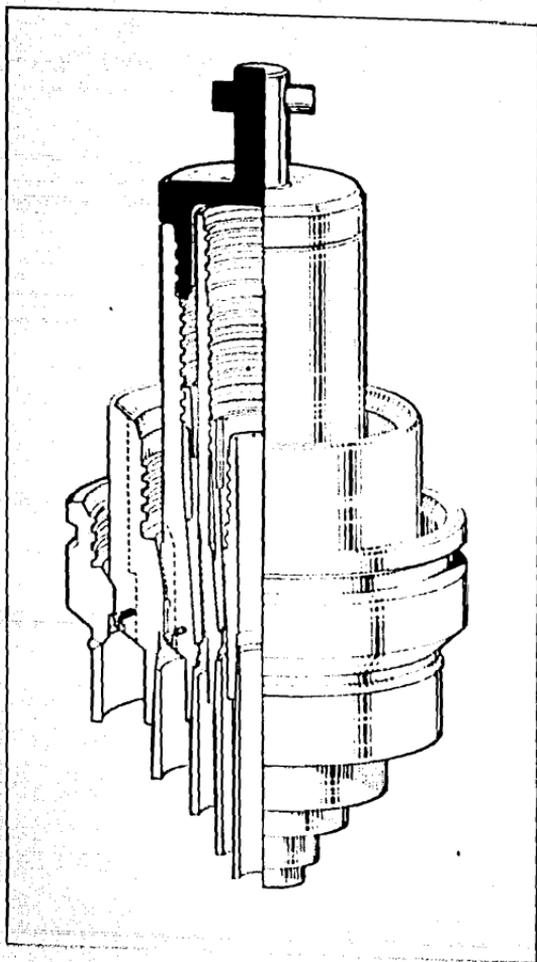
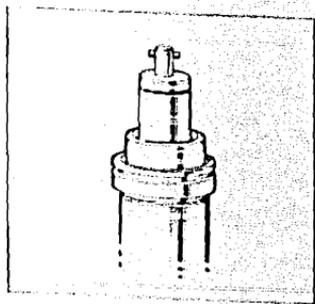
Con una sola herramienta, y utilizando camisas adaptadoras y patas, se puede operar en todos los tamaños de bolas integrales.



HERRAMIENTA SOLTADORA DEL
COLEGAJER



HERRAMIENTA DE TORQUE DE LA BOLA



CAPITULO V.

**TERMINACION DE POZOS EN EL GOLFO
DE CAMPECHE**

A. - SELECCION DE INTERVALOS PRODUCTORES

1. - Registros Geofísicos

La finalidad de los registros geofísicos, es localizar y valorar las formaciones impregnadas de aceite y/o gas; para que ésto pueda llevarse a cabo, el programa idóneo de registros nos debe proporcionar la siguiente información:

Control exacto de la profundidad.

Correlación positiva

Identificación inmediata de las zonas productoras

Interpretación cualitativa y efectiva.

En un principio, los registros geofísicos se usaron solo para correlación geológica, pero en la actualidad su uso se ha generalizado, pudiéndose decir que son indispensables en cualquier parte donde se trate de explotar hidrocarburos.

a). Registros en Agujero Descubierto.

Registro Eléctrico Convencional

Registro de Inducción y Doble Inducción

Registro de MicroCalibración

Registro de Medición de Echados.

Registro Sónico de Porosidad con Curva Integrada.

Registro Microlaterolo o de Proximidad.

b). Registros en Agujero Entubado.

Registro Sónico de Cementación

Registro de Rayos Gamma Neutrón

Registro de Densidad Variable.

A. REGISTROS EN AGUJERO DESCUBIERTO

REGISTRO ELECTRICO CONVENCIONAL.

Se interpreta por medio de 5 curvas, las cuales una es curva de potencial espontáneo y cuatro de resistividades, para medir resistividades y conductividades de las formaciones atravesadas, del agua intersticial, porosidad y saturación de agua.

La curva del Potencial Espontáneo se registra en el carril izquierdo, y mide la diferencia de potencial existente entre las formaciones subterráneas y la superficie.

Las curvas de Resistividad son tres que están marcadas en la parte derecha del Registro, y una que es solamente la amplificación de una de las anteriores.

La Normal Corta está representada en el primer carril por una línea llena y es medida por una sonda de 40 cm. La Normal Larga se representa por una línea punteada y que corresponde a una respuesta de la sonda de 1.60 m de espaciamento.

La Normal Corta amplificada corresponde a la Normal

Corta pero tomada con un espaciamento de 80 cm.

REGISTRO DE INDUCCION.

El Registro de Inducción ha venido a reemplazar al Registro Eléctrico, ya que en él se registran 5 curvas; una de Potencial Natural, tres de Resistividades, y una de Conductividad.

Las curvas del Registro de Inducción nos sirven para determinar la conductividad de las formaciones mediante corrientes alternas inducidas.

La ventaja de las curvas de inducción reside en su mayor habilidad para investigar en las capas delgadas, debido a sus propiedades de enfoque y su mayor radio de investigación, pero tiene los mismos principios que los registros eléctricos convencionales.

REGISTRO MICROLOG O MICROCALIBRACION

Este es un complemento del Registro Eléctrico. La microsonda registra tres curvas; una de calibración que es la que se emplea para conocer el diámetro del agujero a cualquier profundidad, las dos curvas de resistividad que se registran en las zonas cercanas a la pared del agujero, y que nos indican

cuándo se tiene enjarre de lodo en las paredes del pozo, y de haberlo, será una indicación de que existe permeabilidad en ese intervalo.

La importancia de determinar el diámetro del agujero tiene su influencia en la cementación de la T.R., para calcular la distancia promedio que existe entre la tubería y la pared del agujero, y así poder cubrir el intervalo deseado.

Con su auxilio se elabora el programa de centradores y raspadores en las zonas de interés, porque podría presentarse el caso de que el diámetro del agujero fuera demasiado grande y los accesorios para la T.R. nunca cumplirían su función.

Otro dato importante que proporciona este registro, es la determinación del grado de daño por invasión en las vecindades del agujero.

REGISTRO DE MEDICION DE ECHADOS.

El Registro Continuo de medición de echados, es un registro que como su nombre lo indica, nos sirve para determinar el ángulo y dirección del buzamiento de los estratos atravesados durante la perforación. Es de gran interés práctico para la Ingeniería Petrolera, ya que tal información es esencial para el estudio de las estructuras geológicas y el desarrollo de los campos petroleros.

REGISTRO SONICO DE POROSIDAD.

El principal objetivo de este registro es precisamente la determinación de la porosidad de la roca del yacimiento, como instrumento para la evaluación de las formaciones.

Además como objetivo secundario, este registro se utiliza para determinar la resistividad del agua de formación, y el tipo de fluido que contiene la roca.

El registro sónico de porosidad tiene una gran aplicación en la terminación del pozo.

REGISTRO MICROLATEROLOG.

La información principal de este registro, es que nos determina con mayor precisión el perfil de las formaciones de alta resistividad, tales como calizas y areniscas consolidadas, y también nos define perfiles de capas delgadas en formaciones de baja permeabilidad.

Las ventajas principales de este registro es la discriminación mas aguda entre diferentes capas delgadas, unido a una definición mas precisa de sus límites, así como la aproximación mas ajustada a la resistividad real de capas delgadas, y en especial, en casos de formaciones perforadas con lodo de alta salinidad.

B. REGISTROS EN AGUJERO ENTUBADO.

REGISTRO SONICO DE CEMENTACION

El Registro Sónico de Cementación, se introdujo en la Industria Petrolera en el año de 1959, y nos sirve para darnos una idea del grado de adhesión que existe entre la tubería de revestimiento y el cemento que la rodea.

Dado que el propósito de la cementación de la tubería de revestimiento, es aislar las zonas productoras de tal manera que puedan explotarse selectivamente. Estos registros se utilizan también para determinar el nivel de cemento fuera de la tubería de revestimiento después de su cementación, aunque en el área, para determinar la cima del cemento en el espacio anular se utiliza el Registro de Temperatura.

Las formaciones poseen un gradiente normal de temperatura, que varía según el área en cuestión. El registro de Temperatura, que varía según el área en cuestión. El registro de temperatura nos mide la temperatura desde el fondo del pozo hasta la superficie, registrando este gradiente en su carril derecho, y detectando los coplos de la T.R. en su carril izquierdo.

El cemento, al comenzar a fraguar, desprende calor ya que el fraguado de cemento es una reacción exotérmica. El

registro de temperatura por la cima del cemento, sufre una caída brusca, debido a que entra al gradiente normal de temperatura.

REGISTRO DE RAYOS GAMMA NEUTRON.

Las curvas del Registro Radioactivo son de tres tipos generales, una nos sirve para medir la radioactividad natural de las formaciones del intervalo (curva de Rayos Gamma). Además la curva de rayos gamma detecta esencialmente las arcillas y lutitas del tramo analizado. En este aspecto, la curva de rayos gamma es similar a la curva del potencial espontáneo, pero en la primera, los valores de apreciación para los intervalos arcillosos y lutíticos están mejor definidos.

Otra ventaja de esta herramienta, es que no es afectada por las altas salinidades del lodo, como la curva de potencial en el Registro de Inducción; por lo tanto, podemos obtener valores más reales.

Las curvas de Rayos Neutrón son curvas que nos ayudan a definir capas puramente arcillosas y lutíticas, así como definir los límites de porosidad del Yacimiento.

Una de las aplicaciones más importantes de este registro, es la detección de coples de la tubería de revestimiento, que posteriormente es utilizada para efectuar la afinación de

los disparos en los intervalos programados.

Esta correlación se efectúa con el registro de Inducción, ya que no todos los registros se toman con las mismas unidades motivo por el cual se realizan las correlaciones correspondientes para los diferentes intervalos.

REGISTRO DE DENSIDAD VARIABLE.

La tecnología de la Industria Petrolera en la terminación de pozos es tan avanzada, que se requiere una mayor atención en los trabajos de cementación de tuberías de revestimiento, para obtener un mejor sello hidráulico frente a los intervalos productores.

Existe un gran número de condiciones que se deben tomar en cuenta con la perforación a grandes y medianas profundidades, donde se pueden encontrar altas presiones y temperaturas; y la aplicación de grandes volúmenes de fluidos en las estimulaciones y fracturas precisan de un buen aislamiento.

Como resultado de estas necesidades, se ha hecho necesario que la evaluación de la calidad de la cementación sea lo suficientemente precisa para evitar pérdidas en la producción, y trabajos de reparación posteriores, lo que ha traído como consecuencia el mejoramiento del diseño del equipo y

las técnicas de interpretación de los parámetros proporcionados por el registro de cementación.

Como el registro Sónico de Cementación únicamente proporciona datos sobre la adherencia tubería-cemento y no formación-cemento, se originó un auxiliar de éste que es el Registro de Densidad Variable para tener una información completa del aislamiento hidráulico de la formación.

Encaminado a lograr lo anterior, se desarrollaron las técnicas que dieron lugar al registro de Densidad Variable (RDV) unido con el anterior (RSC y RDV) se combinan para proporcionar una idea más clara de las condiciones del cemento con respecto a la tubería de revestimiento y a la formación.

La presentación de este registro se hace en tres carriles.

En el carril No. 1 (izquierdo) se registra una curva (T) que corresponde al tiempo de tránsito de la onda sonora durante su viaje del transmisor al receptor, con objeto de tener un mayor control de la interpretación de la curva de amplitud en el RSC, y su valor se mide en microsegundos.

En el carril No. 2 (central) se registra una curva que representa la amplitud de la primera llegada al receptor de la onda originada por el transmisor (cuantitativa), esta curva se lee en milivolts.

En el carril No. 3 (derecho) se registra de una forma cualitativa las amplitudes de la primera y subsiguientes ondas que llegan al receptor, siendo así este registro un microsismograma que refleja las características de la formación, y su valor es medido en microsegundos.

Las informaciones proporcionadas por este registro son:

- 1.- Amplitud de la onda que viaja por la T.R.
- 2.- Amplitud Relativa de las ondas subsiguientes que viajan más allá de la T.R.
- 3.- Tiempo de tránsito de la llegada de la primera onda y las subsecuentes.

El Registro de Densidad Variable es un gran auxiliar del RSC además de ayudarnos a distinguir un microánulo de una canalización, en caso de que el sello hidráulico pueda existir, aún cuando el RSC nos indique una cementación defectuosa.

Si al efectuar la operación tenemos gasificación de todo, los valores del Registro de Densidad Variable pueden ser falsos, mientras que el Registro Sónico de Cementación nos indica que existe una buena adherencia.

2. PRUEBAS DE PRODUCCION Y CONSIDERACIONES RELATIVAS AL YACIMIENTO.

a). Pruebas de Producción.

Es en la prueba de producción del pozo, donde se define su capacidad productiva, además de proporcionar valiosos datos que se utilizan en cálculos y proyectos posteriores.

Desde un punto de vista teórico, podría definirse a la prueba de Producción como la medición de valores implicados en la Producción, mientras se permite fluir al pozo por uno o mas diámetros de estranguladores, quemando los fluidos producidos a la atmósfera.

Los valores medidos en la Prueba de Producción son:

Gasto de Aceite y Gas, Presión de Separación, Presión en la Superficie, Presión de Fondo Fluyendo, Presión de Fondo Estática, y las propiedades de los fluidos producidos, como son densidad, viscosidad, temperatura, etc.

De dichos valores, se obtienen datos como el Índice de Productividad, y curvas de Incremento y Decremento de Presión, que son de uso indispensable en el cálculo del comportamiento y futuro del Yacimiento.

A continuación se resumen los principales datos obteni

dos de pruebas de Producción en los pozos marinos del Golfo de Campeche.

b). Factores considerados para la asignación de cuotas de producción en el Complejo Cantarell.

Tomando en cuenta la elevada permeabilidad de la roca almacenante, que de acuerdo a los datos de las pruebas de producción, alcanza un valor promedio de 300 md, pueden suponerse radios de dreno de gran longitud, lo que acarrea como consecuencia, elevados gastos de producción.

Considerando también, que los pozos del Area Cretácica con mayores Indices de Productividad que se obtuvieron mediante fracturamiento con ácido son:

POZO		Indice de Productividad ($\frac{M^3/D}{kg/cm^2}$)
Cactus	35	176.8
Cunduacán	40	176.5
Nispero	106	490.4
Samaría	111	239.0
Sitio Grande	90	397.0
Sitio Grande	92	222.8
Sitio Grande	102	660.0

y de acuerdo a la información anterior, los Indices de produc

tividad, y el comportamiento productivo de los pozos marinos, cabe esperar resultados superiores a la producción promedio de los pozos del Area Cretácica.

Los valores de presión de fondo estática de 178 Kg/cm^2 y de Saturación de 150 Kg/cm^2 , obtenidos en el pozo Akal 2, - así como la posición del intervalo disparado (1210-1342 m) y el probable contacto agua-aceite a 2500 m., permite suponer una estratificación gravitacional de fluidos, y que con la profundidad se propicia un aumento en la baja saturación de gas existente, con lo cual, se permite incrementar la diferencia de presión adecuada para la explotación de los pozos.

De lo anterior, y revisando el cálculo del Índice de Productividad del Pozo Akal 2:

$$IP = \frac{Q}{P_{fc} - P_{ff}} \quad \text{donde: } IP = \text{Índice de Productividad}$$

Q = Gasto de Aceite

P_{fc} = Presión de Fondo Cerrado

P_{ff} = Presión de Fondo Fluyente

$$IP = \frac{800}{278.9 - 178.6} = 2606 = \frac{\text{m}^3/\text{d}}{\text{Kg/cm}^2}$$

Si se consideran imprecisiones en las lecturas del registrador de presiones, podría estimarse un Índice de Producción

tividad conservador, de $1000 \frac{\text{m}^3/\text{d}}{\text{kg}/\text{cm}^2}$.

Tomando en cuenta que la presión de baja saturación existente, es del orden de $28 \text{ kg}/\text{cm}^2$, como diferencial de presión tolerable para la explotación del pozo; podría estimarse el gasto de producción en la siguiente forma:

$$Q = IP (P_{fc} - P_{ff})$$

$$Q = 1000 (178.9 - 150)$$

$$Q = 28,000 \text{ m}^3/\text{D}$$

El valor obtenido resulta sumamente elevado para efectuar un pronóstico real de producción promedio del Área Marina, por lo cual, para los pozos situados en la parte central de la Estructura Cantarell, se asignó un valor promedio de $10,000 \text{ bl}/\text{d}$, que de acuerdo a la diferencial de presión fijada, corresponde a un Índice de Productividad de $56 \frac{\text{m}^3/\text{d}}{\text{kg}/\text{cm}^2}$ que se considera muy factible de obtener.

B. DISEÑO DE TOBERIAS DE PRODUCCION

1. Flujo en Tuberías Verticales.

Conforme es reducida la presión a un líquido que contiene gas en solución, este gas es liberado y como consecuencia, el volumen de líquido disminuye.

Este fenómeno afecta los volúmenes relativos de gas libre y aceite presentes en cada punto de la tubería de un pozo fluyente.

Por ejemplo, si la presión de fondo fluyendo de un pozo en particular, está sobre la presión a la cual escapa la primera burbuja de gas, llamada presión o punto de burbujeo, se tiene únicamente líquido presente en la parte inferior de la tubería. La presión sobre este líquido se reduce conforme este fluye a la parte superior de la TP, y las burbujas de gas comienzan a liberarse.

Tal régimen de flujo -burbujas de gas dispersas en un medio líquido continuo- es conocido como flujo de burbuja. A medida que el fluido se mueve hacia la superficie, las burbujas de gas crecen y se vuelven más numerosas.

Las burbujas mayores se deslizan a mayor velocidad que las más pequeñas, debido a que el volumen de la burbuja, y por consiguiente, el efecto de flotación, depende del cubo del radio, mientras que la fricción en la superficie de la burbuja varía en proporción al cuadrado del mismo radio.

Entonces, las burbujas mayores crecen por la unión de las pequeñas burbujas que van alcanzando. Se alcanza una etapa en la cual estas burbujas se extienden a lo ancho de todo el diámetro de TP, de manera que el régimen de flujo se ha

convertido en uno en el cual baches de aceite conteniendo pequeñas burbujas de gas, se separan uno de otro por bolsas de gas que ocupan la sección transversal entera de la TP, exceptuando una película de aceite moviéndose relativamente lenta en la pared de la TP. Esta condición constituye al flujo de bache.

Aún más arriba en la TP, esto es, a menores presiones, las bolsas de gas han crecido y expandido de tal manera que son capaces de romper la continuidad de los baches de aceite más viscoso, y formar una fase continua de gas en el centro de la TP, acarreando gotas de aceite en su seno. Hacia las paredes de la TP, donde el efecto de la fricción es mayor, el porcentaje de gas libre disminuye y se presenta la película de aceite que sube cercana a las paredes de la tubería con un flujo continuo de gas en el centro. Esto es llamado flujo anular.

El decremento continuo de la presión resulta en un incremento del volumen de gas, que provoca el adelgazamiento de la película de aceite, hasta que finalmente desaparece y el flujo es llamado flujo de niebla, una fase continua de gas que lleva gotas de aceite en su seno.

Evidentemente, en un mismo pozo puede ocurrir uno o todos estos patrones de flujo.

2.- Resumen de Cálculo Efectuados para el Area.

Partiendo de los conceptos anteriores, se efectuaban los cálculos de producción, y la profundidad de asentamiento del empacador.

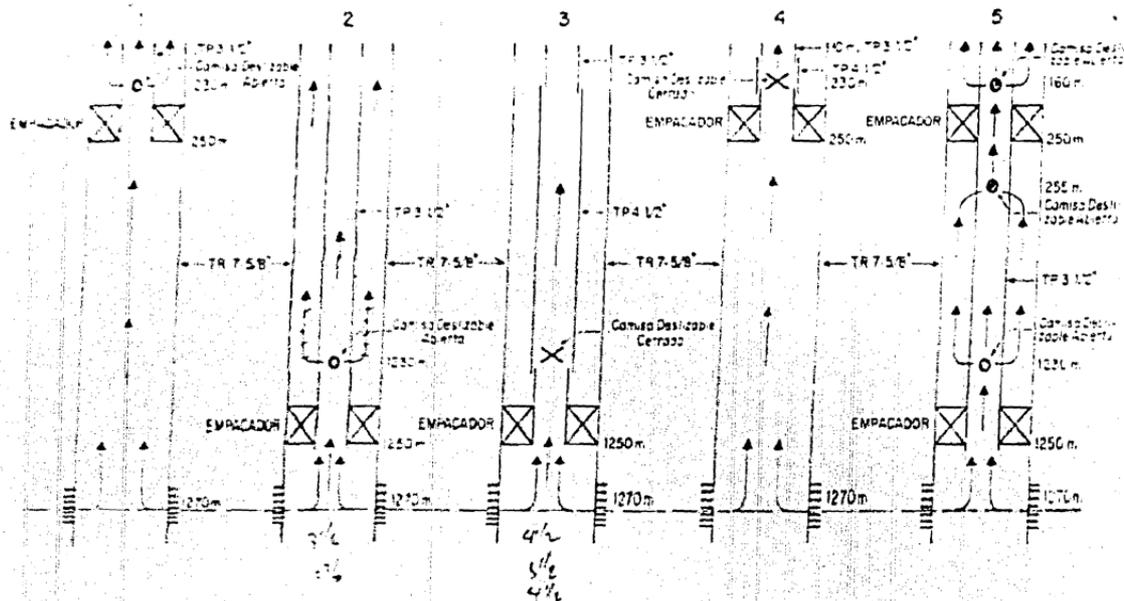
La figura No. 1 resume las alternativas presentadas para la terminación de los pozos marinos del Golfo de Campeche.

Los cálculos efectuados según el modelo de Orkyszewsky y corridos en computadora con datos obtenidos en las pruebas de producción, proporcionaron resultados que se encuentran en marcados en el extremo inferior izquierdo de la figura.

Analizando estos resultados, puede observarse que en las alternativas 1 y 1 y 4, el empacador anclado a 250 m permite obtener gastos bastante atractivos, más sin embargo, estas alternativas ofrecen serias desventajas operativas, ya que el empacador colocado de tal forma, impide que un tratamiento de estimulación sea efectuado de manera rápida y económica, y por razones de seguridad de operación, es desaconsejable el flujo en contacto con las tuberías de revestimiento.

Esta desventaja es observada en las alternativas 2 y 5, donde el flujo es en su mayor parte, a través del espacio anular, quedando la T.R. expuesta a los efectos del ataque por gas sulfhídrico que en el área se ha manifestado del orden de un 3.4% en volumen.

ALTERNATIVAS PARA EL PROYECTO DE TERMINACION DE POZOS EN EL GOLFO DE CAMPECHE



ALTERNATIVA No.		1	2	3	4	5
Gasto Tuberia de Producción	Bis/día	12500	7800	25000	37700	7800
Gasto Espacio Anular	Bis/día	37700	28300			25160
Gasto Total	Bis/día	50200	35100	25000	37700	32960
Relación Gas - Aceite	m ³ /m ³	60	60	60	60	60
Presión en la Boca de Pozo, TP	Kg/cm ²	33	39	20	20	20
Presión de Fondo Fluyendo, TP	Kg/cm ²	179	179	209	184	179
Presión en la boca de Pozo, EA	Kg/cm ²	35	27			29
Presión de Fondo Fluyendo, EA	Kg/cm ²	179	179			179

FIGURA No. 1

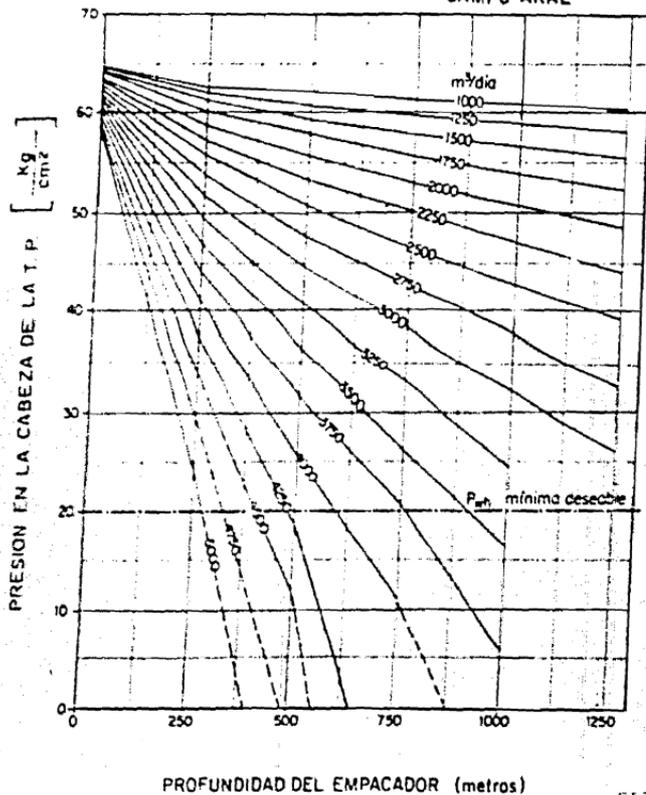
Por esta razón principal, se eligió la alternativa 3 como la adecuada para la terminación de los pozos, ya que permite el control absoluto del flujo, sin dejar expuesta la T.R. a la acción de fluidos corrosivos, y en los casos necesarios, colocar bajo el empacador los accesorios adecuados para una operación con las máximas condiciones de seguridad.

En las figuras 2, 3, y 4, se muestran los resultados graficados del cómputo tendiente a la profundidad de anclaje del empacador en función de la presión en la Cabeza del Pozo, y a diferentes Gastos.

La figura 2, consiste en una gráfica de la Profundidad del Empacador vs la Presión en la Cabeza del Pozo, a diferentes gastos.

Se estableció como límite, una Presión de 20 kg/cm^2 mínima y se encontró que para la profundidad adecuada de anclaje del Empacador, el Gasto podría ser hasta de $3100 \text{ m}^3/\text{d}$ aproximadamente, ya que Gastos mayores obligarían a reducir la profundidad del empacador, con sus consiguientes desventajas, o a disminuir la Presión en la Cabeza del Pozo, llegando en determinado momento, a impedir que el flujo llegara a la superficie las figuras 3 y 4 representan los mismos cálculos para diferentes pozos, variando la presentación de la gráfica en la figura 4.

COMPORTAMIENTO FLUJO VERTICAL
PRESION SUPERFICIAL VS PROFUNDIDAD DEL EMPACADOR
EN FUNCION DEL GASTO
CAMPO AKAL



Prof. Disparas..... 1270 m
 T.R..... 7-5/8"
 T.P..... 4-1/2" y 3-1/2"
 Aceite..... 23° API
 R G A 82.5 m³/m³
 P. de Saturación..... 150 Kg/cm²

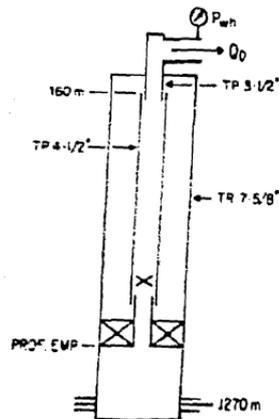
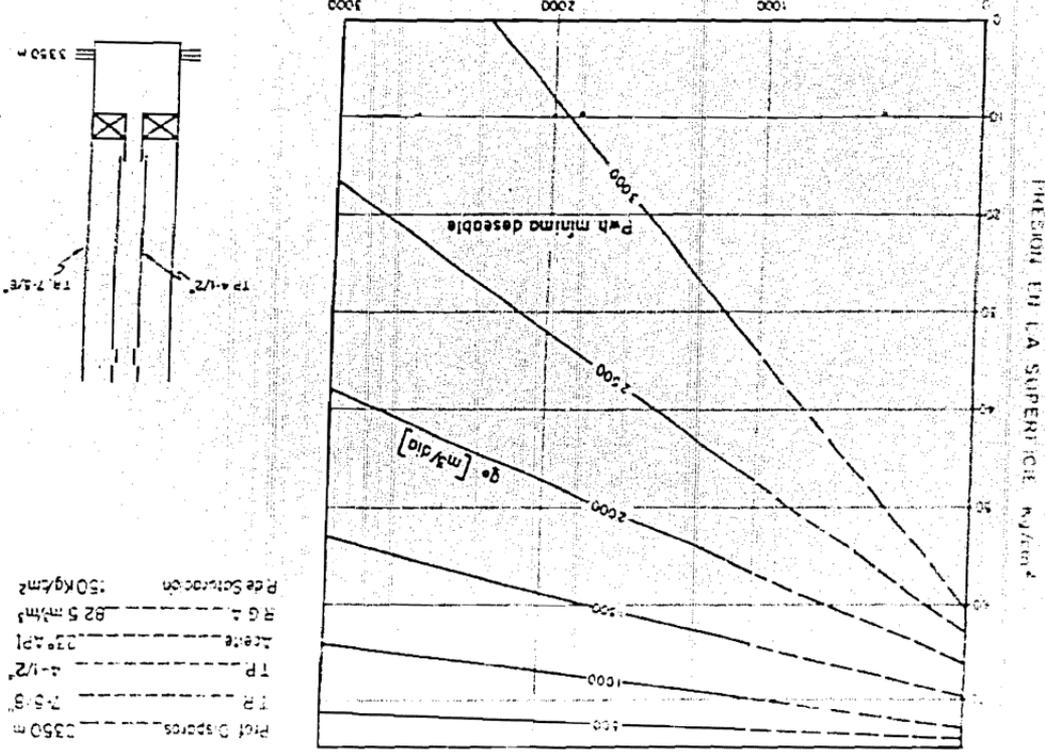


FIGURA No. 1

COMPORTAMIENTO FLUJO VERTICAL
 EN FUNCION DEL GASTO
 PRESION SUPERFICIAL VS PROFUNDIDAD DEL EMPACADOR
 CAMPO AKAL

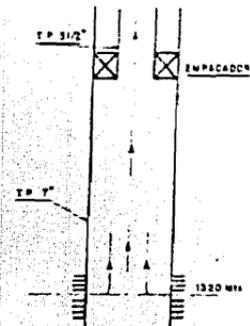
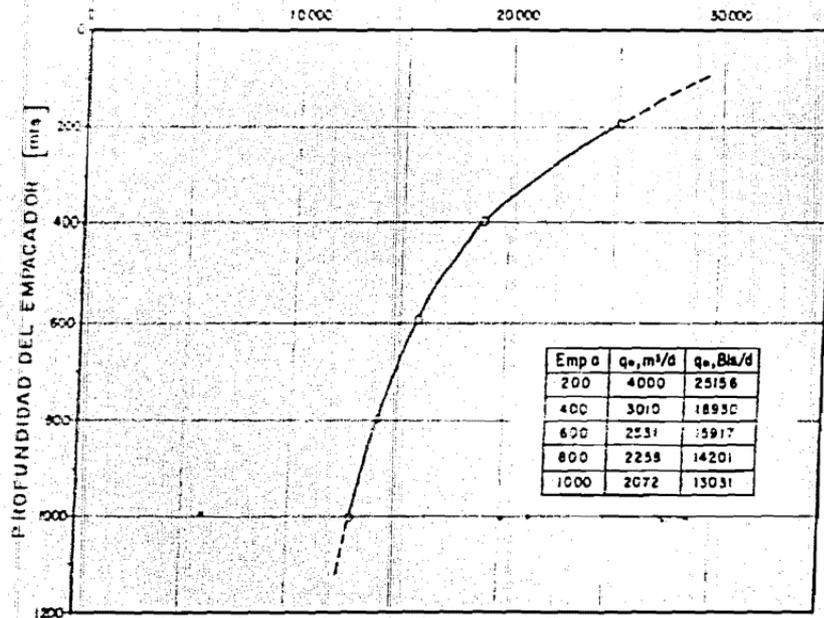


PROFUNDIDAD DEL EMPACADOR (metros)

FIGURA No. 3

CAMPO AKAL

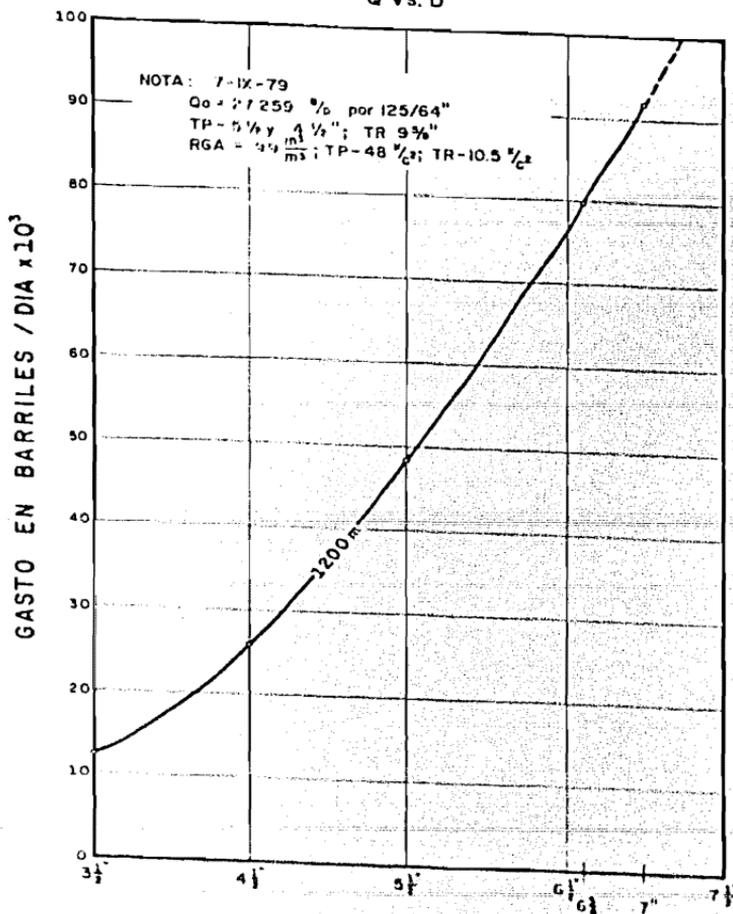
q_o = GASTO DE ACEITE [Bls/dia]



PROF. DISPAROS 1320 Mts
 T. R 7"
 T. P 31/2"
 RGA 70 $\frac{m}{m}$
 PRESION DE FONDO
 FLUYENDO 176.5 Kg/cm^2
 PRESION DE SAT. 145.3 Kg/cm^2

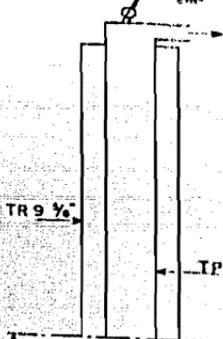
Campo: A K A L

OPTIMIZACION DEL DIAMETRO DE LA T.P. Q vs. D



Cantarell 94-A

$P_{wh} = 20 \frac{k}{cm^2}$



Nivel medio de las perforaciones

I.P. = 220 $\left[\frac{m^3/d}{k/cd} \right]$

Condición Actual

TR 9 3/8"
 T.P. 5 1/2" y 4 1/2"
 R.G.A. = 70 $\frac{m^3}{m^3}$

Presión Fondo
 Fluyente = 168.6 $\frac{k}{cd}$
 Estática = 178.9 $\frac{k}{cd}$

Presión de Saturación
 145.3 $\frac{k}{cd}$

Prof. Disparas:
 1240 m

Q por ϕ 13/16"
 = 14297 B/D
 para $P_{wh} = 77 \frac{k}{cd}$

DIAMETRO DE LA T.P. EN Pgs. FIGURA No. 4

Finalmente, en la figura 5 se presentan graficados los resultados del cálculo efectuado para obtener el diámetro óptimo de la Tubería de Producción. Está establecido como límite, una presión en la Cabeza de 77 Kg/cm^2 , y una profundidad constante de anclaje del Empacador aunque no se consideraron las reducciones del diámetro interno debido a la colocación de accesorios. El cálculo permite una aproximación muy cercana a la realidad, que se resume en la nota colocada en el extremo superior derecho de la gráfica.

3. Consideraciones Relativas al Diseño de la Tubería de Producción.

Indudablemente, la influencia del Programa de Perforación es definitiva en el diseño de la TP, ya que el diámetro de ésta se encuentra limitado por el diámetro interno de la tubería de revestimiento.

Esto ocurre aún existiendo un espacio anular razonable, ya que debido a los accesorios colocados en la TP, para un diámetro determinado, el diámetro de aquellos es considerablemente mayor.

También se ha demostrado, que una vez alcanzado determinado diámetro óptimo, las reducciones de diámetro interno debidas a los accesorios impiden un aumento significativo de la producción si se sobrepasara dicho diámetro óptimo, y que en

cambio propiciaría el fenómeno de resbalamiento debido al incremento en la Diferencial de Presión (menor presión en la Cabeza del Pozo) y consecuentemente, incremento en la Relación Gas-Accite.

Es oportuno mencionar que los cálculos efectuados son exclusivamente para flujo en tuberías verticales, las que constituirán una mínima parte de la geometría real de los pozos del Área. Es por tanto, conveniente utilizar métodos adecuados a los pozos direccionales, ya que despreciar la influencia del ángulo de desviación puede conducir a errores de cómputo considerables.

C. ACCESORIOS DEL APAREJO DE PRODUCCION

1.- Empacador permanente.

La selección del empacador adecuado para un trabajo de terminación, requiere de una comprensión del porqué y cómo son utilizados los empacadores, y el conocimiento de los tipos de empacadores disponibles.

Un empacador, por supuesto, forma un sello entre la sarta de tubería de producción, y la sarta de tubería de revestimiento.

El requerimiento mínimo para un empacador, es el ele

mento sellante. Para tan simple trabajo, aparentemente los empacadores se ven innecesariamente grandes y complicados.

Usos del Empacador.

Para comprender su tamaño y complejidad, es importante conocer primero porqué son necesarios los empacadores.

Existen cuatro razones principales:

- 1.- Protección de la sarta de Tubería de Revestimiento.
- 2.- Seguridad.
- 3.- Conservación de la Energía.
- 4.- Condiciones de Operación

Debido a que la sarta de Tubería de Revestimiento se cementa en su lugar, es difícil y costoso el reponerla.

El empacador aísla y protege a la T.R. de los fluidos corrosivos y las altas temperaturas. Contribuyendo a la seguridad, los empacadores limitan el control del pozo en la superficie, al diámetro de la T.R.

La T.R. es aislada de la formación, previniendo problemas serios debido a fugas. El empacador también puede servir de tapón, aislando el fondo del pozo durante las operaciones de reparación en el agujero o en la superficie.

El empacador desvía todos los fluidos producidos a la

T.P. produciendo esta reducción de diámetro, un incremento en la velocidad. Esto mantiene al gas producido mezclado con el aceite y el agua, utilizando la energía del yacimiento para auxiliar a levantar el agua y el aceite mas pesado.

Los empacadores también separan las zonas productoras y previenen las pérdidas de energía de la zona mas prolífica hacia otras.

Los requerimientos de operación, exigen a menudo el uso de un empacador. El bombeo artificial, ya sea hidráulico o neumático, necesita el volumen anular limitado por el empacador, la tubería de producción, y la T.R.

La separación de zonas, en casos de algunos países, es requerida por la Ley.

Los empacadores también son utilizados para aislar T.R.'s que se encuentran dañadas, o disparos viejos, y en operaciones de reparación tales como cementaciones forzadas, acidificaciones, y fracturamientos.

El tipo de empacador utilizado en el área, es un empacador permanente recuperable, que ha sido diseñado para ser corrido en el pozo con línea o con herramienta soltadora.

Cuando el empacador es bajado en el pozo a la profundidad deseada, puede operarse la herramienta soltadora.

Si la herramienta soltadora y el adaptador se encuentran adecuadamente instalados, la camisa del empacador deberá encajar contra el tubo gufa del empacador.

El sub(-cuerpo-) de tensión de la herramienta soltadora se levanta y jala al sub-superior, mandril, y soporte inferior de las cuñas del empacador, mientras que el soporte superior de las cuñas permanece estático.

Este movimiento hacia arriba corta unos pernos en el soporte superior de las cuñas, y forza a las cuñas superiores sobre el flanco superior, comprimiendo los elementos sellantes, cortando los pernos del flanco inferior, y asentando las cuñas inferiores.

Cuando el empacador está completamente anclado, los pernos que conectan al sub de tensión con el sub-superior deberán romperse y liberar la herramienta soltadora y adaptador del empacador.

Si el empacador está apropiadamente colocado, las cuñas internas deberán inhibir el movimiento del mandril en caso de que ocurrieran súbitos cambios de presión diferencial.

2. Válvula de Seguridad Tipo "DL".

La válvula de seguridad tipo DL, empleada en el Golfo



UNITED STATES GOVERNMENT

UNITED STATES GOVERNMENT

de Campeche, es una válvula de bola no ecualizadora recuperable e instalada en la sarta de tubería de producción, y está diseñada para cerrar un pozo en un punto bajo la superficie. Esta válvula se define como una Válvula de Seguridad Subsuperficial Controlada Superficialmente.

La válvula se abre aplicando una presión hidráulica de control y se mantiene abierta mientras la presión continúa -- aplicándose; pero la válvula se cierra cuando la presión es liberada.

La presión hidráulica de control es transmitida de una fuente superficial mediante un conducto a la válvula. Usualmente línea de acero de 1/4".

Básicamente, la válvula consiste en un pistón, oprimido por resortes de compresión y la presión del pozo, la cual opera el mecanismo tipo D de bola. Cuando la presión es liberada de la cámara del pistón, los resortes mueven al pistón hacia arriba y rota la bola a la posición cerrada.

La válvula se recupera únicamente en conjunto con la tubería de producción, y no posee un mecanismo ecualizador. El mecanismo ecualizador se omite para reducir el número de partes móviles.

La ausencia de este mecanismo conduce a aplicar presión a la sarta de tubería de producción bajo la válvula para agua

lar la presión a través de la válvula. Esta igualación de presión con anterioridad a su apertura, minimiza los esfuerzos en la superficie sellante y prolonga la efectividad de la válvula.

La válvula subsuperficial de seguridad, no deberá usarse para cerrar regularmente el pozo.

Esta válvula puede ser abierta con un máximo de 500 p.s.i., bajo la bola sin igualar la sarta de tubería de producción bajo la bola.

La válvula de seguridad tipo DL puede utilizarse en pozos en que se encuentran altas presiones, pero la sarta de TP bajo la bola deberá ecualizarse en 500 p.s.i. de la presión de cierre antes de abrir nuevamente.

PROFUNDIDAD MAXIMA DE COLOCACION

Para calcular la máxima profundidad recomendada a la cual la válvula de seguridad puede colocarse, y aún cerrar apropiadamente contra la presión de control hidráulica sin auxilio de la presión del pozo, se procede como sigue:

- 1.- Del catálogo o instructivo para una válvula en particular, obténgase la máxima presión de control a la que cierra la válvula (P_h variable):



Línea de control

Pistón

Resorte

Asiento de válvula

Orificio
Válvula

Asiento de Bola

Bola



VALVULA DE TORRENTE

VALVULA DE TORRENTE TIPO "BL"

- 2.- Obténgase el gradiente de presión del fluido de control (G) en p.s.i./ft.
- 3.- Seleccione un factor de seguridad necesario (Fs), por lo general Fs = 1.5.
- 4.- Calcule la máxima profundidad de asentamiento como sigue:

$$\text{Prof. máx.} = \frac{Ph}{G.Fs}$$

3.- Camisa de Circulación

La camisa de circulación tipo "XA" empleada en los pozos marinos de Campeche, está diseñada para ser utilizada como una válvula en la tubería de producción, la cual permite abrir y cerrar el flujo entre la tubería de producción y el espacio anular.

Está diseñada con un perfil del Niple de Asentamiento tipo X en su interior en el sub superior, y un receptáculo para empaques en el sub inferior.

El perfil de niple de asentamiento permite al mandril tope llevar una variedad de instrumentos para control de flujo instalados en la camisa de circulación.

Estos controles de flujo pueden ser instalados en la camisa o corridos por cable.

El receptáculo de empaque en el sub inferior permite la colocación de una variedad de accesorios de taponamiento en la camisa de circulación. Esto también se puede hacer con los métodos comunes de cable o línea.

Esta camisa cuando está abierta, puede ser utilizada para circular fluidos de terminación pesados fuera de la tubería; para acidificar formaciones, y para permitir pruebas de presión a empacadores, tanto como para seleccionar los intervalos de producción de los pozos.

La camisa de circulación está diseñada para ser instalada como parte integral de la tubería de producción.

Puede ser instalada indistintamente en posición abierta o posición cerrada.

La camisa de circulación puede ser colocada en tres posiciones "Abierta", "Cerrada", o "Ecuilizador". Esta operación es complementada con una herramienta posicionadora agregada a una línea standard.

La camisa de circulación tipo XA se desliza hacia arriba para abrir y hacia abajo para cerrar. Para cerrar una camisa de circulación, la herramienta posicionadora es elevada dentro de la camisa, hasta que las patas de la herramienta posicionadora se ponen en contacto con el hombro superior inter-

no de la camisa de cierre. Esto ocasiona que la camisa de cierre empiece a moverse hacia arriba. Conforme el conector de la camisa de cierre alcanza el primer tope interno, cae en la huella del tope, y en esta posición los orificios de equalización en la camisa de cierre están en línea con los orificios de flujo del niple.

Esto permite una equalización de la presión entre la tubería y el espacio anular. Cuando la presión se ha igualado, el movimiento hacia arriba mueve la camisa hasta la posición completamente abierta. En esta posición, el conector de la camisa de cierre se ajusta en otra huella del tope y mantiene la camisa de circulación en posición abierta completamente. Los extremos chamflados de las llaves se ponen en contacto con la parte chamflada del sub superior. Este colapsa las llaves, y las afloja del hombro de la camisa de cierre para permitir que la herramienta pueda ser jalada a través del sub superior.

La herramienta posicionadora puede ser recuperada o bajada a la siguiente camisa de circulación.

Para deslizar la camisa a la posición cerrada, la herramienta posicionadora se conecta a la línea en posición inversa (Los extremos al revés). Las llaves de la herramienta posicionadora se ponen en contacto con el extremo inferior de

la camisa de cierre y al movimiento hacia abajo se mueve la camisa de circulación a posición cerrada.

4.- Unidad de Sellos.

La unidad de sellos está diseñada para propiciar un sello confiable entre la sarta de producción y el empacador. Los elementos sellantes estén fabricados de un material altamente resistente, como el neopreno, que pueden moverse a lo largo del interior del empacador ya sea debido a variaciones de longitud por efecto de temperatura, o corrimientos producidos por las presiones en un fracturamiento.

5.- Extensión del Receptáculo de Sellos.

La extensión del receptáculo de sellos, es un ensamblado que se conecta al extremo inferior del empacador, para proporcionar una mayor área de sellos que es del mismo diámetro interior del mandril empacador.

El uso principal de la extensión del receptáculo de sellos es alojar varios pies adicionales de sellos para condiciones extremas de temperatura y presión.

Básicamente, la extensión de receptáculo de sellos consiste en un cople, extensión y conector. Este ensamblado permite el uso de un tubo de cola permanente bajo la extensión

del receptáculo, y proporciona un diámetro interior mayor que el del empacador, de tal manera que pudiera utilizarse una herramienta moledora.

El ensamblado, para empacadores de 4 1/2" y 5" se instala en el fondo del empacador, donde la gufa normalmente es roscada.

6.- Niples de Asiento y Tapones Mecánicos

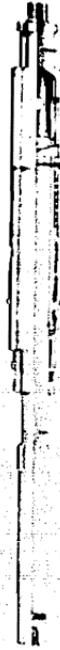
La función del Niple de Asiento es proporcionar un lugar de asentamiento para un tapón mecánico de control superficial.

Un niple de asiento tipo selectivo se coloca en cualquier punto de la tubería de producción, mientras que un niple tipo No-go únicamente se coloca en el extremo inferior de la TP, y en caso de los pozos del Golfo de Campeche, se ha colocado en la cola del empacador permanente cuando ésta se incluye.

Los objetivos de un Niple No-go, con el tapón mecánico, son durante la Terminación, obstruir el flujo mientras se baja el empacador; para probar la sarta con presión, para anclar empacadores hidráulicos, o aislar zonas inferiores si quisiera probarse o tratarse una zona superior. Un Niple selectivo permite los mismos objetivos en cualquier punto de la



Cartón de fibra duro



Herramienta Soltadora



Tronca mecánica
de Aluminio



Tronca de Asiento

TP, y durante la vida productiva del pozo, permite asentar una diversidad de herramientas de control que son bajadas con línea de acero, o taponar un pozo si se necesita remover el árbol de válvulas, presentando la ventaja sobre el Niple No-go de una más rápida operación, ya que va colocado a menores profundidades.

El tapón mecánico es bajado con línea, y una vez a la profundidad del Niple descado, es operado mediante una herramienta soltadora que libera un resorte impulsor de unas patas del tapón que encajan en el perfil del Niple.

Por medio de tensión, unos pernos de corte liberan a la herramienta soltadora del tapón, y para su recuperación posterior, se utiliza un pescante.

DE. FRACTURAMIENTOS.

1.- Consideraciones Previas.

Los factores involucrados en un tratamiento exitoso de fracturamiento son numerosos. La posibilidad de un tratamiento futuro de estimulación debe ser realizada y considerada aún antes de que el pozo sea perforado.

Por ejemplo la cantidad de daño a la formación causada por la invasión del filtrado de lodo, puede influir en el re-

sultado esperado de un programa de estimulación.

El tipo de cemento utilizado para cementar la T.R. puede influenciar a la calidad de los disparos efectuados y así afectar la entrada del fluido de fracturamiento a la formación.

El diámetro y densidad de los disparos, así como su extensión sobre el intervalo, pueden afectar cualquier trabajo de estimulación futuro.

La posibilidad de entrada limitada o de tratamiento por etapas deberá también ser considerada cuando se planea el diámetro y distribución de los disparos sobre las zonas de interés.

También la historia del pozo, la presión del yacimiento, datos de declinación de producción, etc., deberán ser registrados ya que estos factores también influyen la planeación de la estimulación. Las pruebas de producción y de incremento/decremento de presiones, pueden constituir información importante concerniente a las condiciones del pozo y de la formación productora.

El tipo de formación involucrada en el tratamiento de estimulación tiene una influencia definitiva en la planeación del tratamiento.

Debido a las características de las formaciones productoras del Golfo de Campeche, el tipo de fracturamiento apropiado consiste en el fracturamiento ácido, ya que el fracturamiento hidráulico es utilizado en formaciones de muy baja permeabilidad. Existen diversas técnicas de Estimulación con ácido, dentro de las cuales se tienen las siguientes:

Gelatinas Ácidas
Emulsiones Controladas
Ácidos Químicamente Retardados
Mezclas de Ácido clorhídrico y Ácido Acético.

Las Gelatinas Ácidas consisten en un polímero sintético agregado a la solución de ácido, el cual tiene la particularidad de absorber en su matriz granular el ácido, reteniéndolo por un tiempo determinado y aumentando el volumen de las partículas en 20 a 40 veces el tamaño original. Dicho tiempo de retención es variable y dependiente de la temperatura del yacimiento, y una vez transcurrido, el polímero se desintegra permitiendo que el ácido antes absorbido por él, se libere y reaccione contra la formación. Las partículas de polímero, en estado hinchado son suaves y deformables, pero su efecto puede ser bloqueante, por lo cual, es recomendado para tratamientos selectivos o para fracturamientos ácidos.

Las emulsiones ácidas controladas se forman utilizando porcentajes variables (40-85%) de fase interna de ácido, y 60 a 15% de fase externa de aceite; la fase ácida es generalmente Ácido clorhídrico al 5 ó 15%, aunque opcionalmente puede emplear

de ácido acético. La fase de aceite puede ser Kerosina, Diesel o crudo. La agitación de la mezcla es factor de control para la viscosidad y estabilidad de la emulsión, que varía con la temperatura del pozo, pero de igual forma actúan la magnitud de la fase de aceite, y la cantidad de agente estabilizador. En estas emulsiones únicamente puede usarse un inhibidor de corrosión, aparte del agente emulsificador ya que otros surfactantes rompen la estabilidad de la emulsión. Una vez inyectada la emulsión, es menester cerrar el pozo durante el tiempo necesario, variable según la temperatura de fondo, para el rompimiento de la emulsión y reacción del ácido contra la formación.

El ácido Químicamente Retardado consiste en una mezcla de ácido y aceite o kerosina, al cual se le agrega un agente químico que actúa sobre el aceite, haciendo que se adhiera a las paredes de la formación. Esta película de aceite actúa como una barrera temporal entre el ácido y la roca, parecido al efecto de un inhibidor de corrosión. Con el tiempo y la temperatura, el efecto se anula permitiendo el contacto del ácido con la roca.

Las mezclas de Acido Clorhídrico y Acido Acético se pueden utilizar en proporciones variables aunque la más común es la relación 50:50, de mezcla de HCl al 15% y acético al 10%. Esta mezcla puede ser gelatinizada o emulsionada, y es compatible con todos los agentes químicos usados, lo que operativamente brinda una gran flexibilidad para los tratamientos ácidos en la zona; se cuenta con un barco fracturador que cumple con las condiciones necesarias para los tratamientos que en el futuro se efectuarán en el área.

TEORIA SOBRE LA ENTRADA LIMITADA.

La entrada limitada es una técnica utilizada en el diseño de fracturamientos o acidificaciones, para planear o predecir la entrada del fluido de control en la formación, a través de un número predeterminado de disparos.

El número y tamaño de éstos disparos, dependerá de la presión del tratamiento, el tipo de fluido que va a utilizarse, el tamaño de la tubería, a través de la cual va a efectuarse el tratamiento, y las limitaciones superficiales.

Estos disparos pueden colocarse en el pozo de tal manera, que una cantidad cualquiera deseada de volumen de tratamiento pueda ser inyectada en cualquier forma.

La entrada limitada puede adaptarse para el cálculo de operaciones en varios intervalos sin el uso de empacadores, si se dispone de suficiente información concerniente a la presión que va a necesitarse durante el tratamiento en el pozo.

En casos donde la presión de fondo del tratamiento es básicamente la misma, el tratamiento de cada intervalo puede ser simultánea, si todos los disparos están abiertos (Eficiencia = 100%). También, si se conoce que la presión del tratamiento varía en alguno o todos los intervalos, ésta técnica permitirá que el tratamiento sea efectuado por uno de los mé-

todos siguientes:

- 1.- Tratamiento simultáneo de todas las Zonas.
- 2.- Simultáneo y en secuencia, mediante el incremento del gasto de inyección, o presión en el cabezal.
- 3.- En secuencia, utilizando bolas selladoras para los disparos, entre cada etapa.

Los cálculos utilizados en la técnica de entrada limitada ayudarán a determinar el número de disparos que aceptarán fluidos, y a procurar una mejor eficiencia de las bolas selladoras en tratamientos múltiples donde se haya utilizado una densidad normal de disparos.

ECUACIONES BASICAS.

La entrada limitada está basada en la siguiente ecuación:

$$BHTP = P_w + P_h - \Delta P_f - \Delta P_{pf} \dots \dots \dots (1)$$

Donde BHTP = Presión de tratamiento en el fondo, psi.

P_h = Presión hidrostática, psi.

P_w = Presión en la cabeza, psi.

ΔP_{pf} = Pérdidas por fricción en los disparos, psi.

ΔP_f = Pérdidas por fricción en la tubería, psi.

La presión de tratamiento en el fondo, BHTP, puede determinarse de la ecuación:

$$\text{BHTP} = P_i + P_h \dots\dots\dots(2)$$

Donde P_i = Presión instantánea de cierre, psi.

La ecuación (1) puede escribirse de la siguiente manera:

$$P_{pf} = P_w - p_i - \Delta p_f \dots\dots\dots(3)$$

El término P_f en las ecuaciones anteriores puede tomar un número de valores que puedan demostrarse y definirse de las siguientes ecuaciones:

$$P_{f \text{ real}} = P_{f \text{ base}} \times \text{TECF} \dots\dots\dots(4)$$

donde

TECF = Factor de corrección para flujo turbulento por densidad del fluido.

$P_{f \text{ real}}$ = Pérdidas por fricción por cada 100 pies corregido por la densidad del fluido utilizado

$P_{f \text{ base}}$ = Pérdidas por fricción por cada 100 pies corregido por densidad del fluido para el cual, los nomogramas han sido graficados.

$$Pf = (Pf_{\text{real}} \times \text{Prof. total}) / 100 \text{ ft} \dots\dots(5)$$

En el caso de que la densidad del fluido en la cual se basan los nomogramas sea la misma que la densidad del fluido del tratamiento, Pf_{base} equivale a Pf_{real} .

El caballaje hidráulico puede ser calculado como sigue:

$$\text{IHP} = \frac{P_w \times \text{Gasto}}{40.81} \dots\dots\dots(6)$$

donde Gasto = Gasto total de inyección, BPM.

PROCEDIMIENTO GENERAL.

- 1.- Determine P_i y/o BHTP para la formación que va a ser tratada.
- 2.- Calcule la P_h del fluido y corrija para el agente apuntante en caso que lo exista.

Dos aproximaciones distintas se pueden hacer en este punto, dependiendo el tipo de cálculo que vaya a efectuarse.

APROXIMACION "A".

- 1.A.- Calcule la fricción de la tubería y suponga un número infinito de disparos abiertos, o sea, no hay fricción

en la tubería ΔP_f a varios gastos de inyección.

- 3.A.- Grafique P_w vs. Gastos de Inyección utilizando la Ec. (3) para cada condición donde un número fijo de disparos es supuesto.

APROXIMACION "B"

Cálculo de P_{pf} utilizando la presión superficial, y Gasto de Inyección o Caballaje Hidráulico. De igual forma, la presión superficial y Gasto de Inyección o Caballaje Hidráulico pueden ser calculados si se supone ΔP_{pf} .

- 1.B.- Calcule la fricción en la tubería ΔP_f basada en el gasto de inyección y propiedades del fluido.
- 2.B.- Determine ΔP_{pf} basada en condiciones superficiales supuestas. Esto fijará el número y tamaño de los disparos. Si se supuso ΔP_{pf} , calcule la presión superficial y gasto para varios diámetros y número de disparos.

11. APAREJOS DE PRODUCCIÓN DE LOS POZOS MARINOS DE CAMPACHE.

Básicamente, se tienen dos diseños de Aparejos de Producción que dependen de la capacidad del pozo. Estos dos ti-

pos, que son exclusivamente para terminaciones sencillas (un solo intervalo productor) podrian catalogarse en:

- 1.- Aparejo para pozos de Alta Productividad.
- 2.- Aparejo para pozos de Baja Productividad.

En el primero de los casos, el Aparejo lleva dos variantes, y esta próxima inclusión de una nueva variante, aún en experimentación.

La selección de los accesorios del Aparejo, se ha basado en el principio fundamental de la Seguridad, sin descuidar la confiabilidad de operación, y la eficiencia económica.

Los esquemas muestran la distribución de los Aparejos de Producción de los pozos marinos del Golfo de Campeche.

Del primer tipo, se muestran los Aparejos de los pozos Cantarell 94-A y Cantarell 1-A, que representan las dos variantes del Aparejo tipo para pozos de Alta Productividad. El segundo tipo, se representa con el Aparejo del pozo Cantarell 2095.

APAREJO DE PRODUCCION POZO CANTARELL 94-A

E.N. 0.0

1. TUBERÍA DE PRODUCCIÓN INTERIOR
 2. TUBERÍA DE PRODUCCIÓN EXTERIOR
 3. TUBERÍA DE PRODUCCIÓN INTERIOR
 4. TUBERÍA DE PRODUCCIÓN EXTERIOR
 5. TUBERÍA DE PRODUCCIÓN INTERIOR
 6. TUBERÍA DE PRODUCCIÓN EXTERIOR
 7. TUBERÍA DE PRODUCCIÓN INTERIOR
 8. TUBERÍA DE PRODUCCIÓN EXTERIOR
 9. TUBERÍA DE PRODUCCIÓN INTERIOR
 10. TUBERÍA DE PRODUCCIÓN EXTERIOR
 11. TUBERÍA DE PRODUCCIÓN INTERIOR
 12. TUBERÍA DE PRODUCCIÓN EXTERIOR
 13. TUBERÍA DE PRODUCCIÓN INTERIOR
 14. TUBERÍA DE PRODUCCIÓN EXTERIOR
 15. TUBERÍA DE PRODUCCIÓN INTERIOR
 16. TUBERÍA DE PRODUCCIÓN EXTERIOR
 17. TUBERÍA DE PRODUCCIÓN INTERIOR
 18. TUBERÍA DE PRODUCCIÓN EXTERIOR
 19. TUBERÍA DE PRODUCCIÓN INTERIOR
 20. TUBERÍA DE PRODUCCIÓN EXTERIOR
 21. TUBERÍA DE PRODUCCIÓN INTERIOR
 22. TUBERÍA DE PRODUCCIÓN EXTERIOR
 23. TUBERÍA DE PRODUCCIÓN INTERIOR
 24. TUBERÍA DE PRODUCCIÓN EXTERIOR
 25. TUBERÍA DE PRODUCCIÓN INTERIOR
 26. TUBERÍA DE PRODUCCIÓN EXTERIOR
 27. TUBERÍA DE PRODUCCIÓN INTERIOR
 28. TUBERÍA DE PRODUCCIÓN EXTERIOR
 29. TUBERÍA DE PRODUCCIÓN INTERIOR
 30. TUBERÍA DE PRODUCCIÓN EXTERIOR
 31. TUBERÍA DE PRODUCCIÓN INTERIOR
 32. TUBERÍA DE PRODUCCIÓN EXTERIOR
 33. TUBERÍA DE PRODUCCIÓN INTERIOR
 34. TUBERÍA DE PRODUCCIÓN EXTERIOR
 35. TUBERÍA DE PRODUCCIÓN INTERIOR
 36. TUBERÍA DE PRODUCCIÓN EXTERIOR
 37. TUBERÍA DE PRODUCCIÓN INTERIOR
 38. TUBERÍA DE PRODUCCIÓN EXTERIOR
 39. TUBERÍA DE PRODUCCIÓN INTERIOR
 40. TUBERÍA DE PRODUCCIÓN EXTERIOR
 41. TUBERÍA DE PRODUCCIÓN INTERIOR
 42. TUBERÍA DE PRODUCCIÓN EXTERIOR
 43. TUBERÍA DE PRODUCCIÓN INTERIOR
 44. TUBERÍA DE PRODUCCIÓN EXTERIOR
 45. TUBERÍA DE PRODUCCIÓN INTERIOR
 46. TUBERÍA DE PRODUCCIÓN EXTERIOR
 47. TUBERÍA DE PRODUCCIÓN INTERIOR
 48. TUBERÍA DE PRODUCCIÓN EXTERIOR
 49. TUBERÍA DE PRODUCCIÓN INTERIOR
 50. TUBERÍA DE PRODUCCIÓN EXTERIOR
 51. TUBERÍA DE PRODUCCIÓN INTERIOR
 52. TUBERÍA DE PRODUCCIÓN EXTERIOR
 53. TUBERÍA DE PRODUCCIÓN INTERIOR
 54. TUBERÍA DE PRODUCCIÓN EXTERIOR
 55. TUBERÍA DE PRODUCCIÓN INTERIOR
 56. TUBERÍA DE PRODUCCIÓN EXTERIOR
 57. TUBERÍA DE PRODUCCIÓN INTERIOR
 58. TUBERÍA DE PRODUCCIÓN EXTERIOR
 59. TUBERÍA DE PRODUCCIÓN INTERIOR
 60. TUBERÍA DE PRODUCCIÓN EXTERIOR
 61. TUBERÍA DE PRODUCCIÓN INTERIOR
 62. TUBERÍA DE PRODUCCIÓN EXTERIOR
 63. TUBERÍA DE PRODUCCIÓN INTERIOR
 64. TUBERÍA DE PRODUCCIÓN EXTERIOR
 65. TUBERÍA DE PRODUCCIÓN INTERIOR
 66. TUBERÍA DE PRODUCCIÓN EXTERIOR
 67. TUBERÍA DE PRODUCCIÓN INTERIOR
 68. TUBERÍA DE PRODUCCIÓN EXTERIOR
 69. TUBERÍA DE PRODUCCIÓN INTERIOR
 70. TUBERÍA DE PRODUCCIÓN EXTERIOR
 71. TUBERÍA DE PRODUCCIÓN INTERIOR
 72. TUBERÍA DE PRODUCCIÓN EXTERIOR
 73. TUBERÍA DE PRODUCCIÓN INTERIOR
 74. TUBERÍA DE PRODUCCIÓN EXTERIOR
 75. TUBERÍA DE PRODUCCIÓN INTERIOR
 76. TUBERÍA DE PRODUCCIÓN EXTERIOR
 77. TUBERÍA DE PRODUCCIÓN INTERIOR
 78. TUBERÍA DE PRODUCCIÓN EXTERIOR
 79. TUBERÍA DE PRODUCCIÓN INTERIOR
 80. TUBERÍA DE PRODUCCIÓN EXTERIOR
 81. TUBERÍA DE PRODUCCIÓN INTERIOR
 82. TUBERÍA DE PRODUCCIÓN EXTERIOR
 83. TUBERÍA DE PRODUCCIÓN INTERIOR
 84. TUBERÍA DE PRODUCCIÓN EXTERIOR
 85. TUBERÍA DE PRODUCCIÓN INTERIOR
 86. TUBERÍA DE PRODUCCIÓN EXTERIOR
 87. TUBERÍA DE PRODUCCIÓN INTERIOR
 88. TUBERÍA DE PRODUCCIÓN EXTERIOR
 89. TUBERÍA DE PRODUCCIÓN INTERIOR
 90. TUBERÍA DE PRODUCCIÓN EXTERIOR
 91. TUBERÍA DE PRODUCCIÓN INTERIOR
 92. TUBERÍA DE PRODUCCIÓN EXTERIOR
 93. TUBERÍA DE PRODUCCIÓN INTERIOR
 94. TUBERÍA DE PRODUCCIÓN EXTERIOR
 95. TUBERÍA DE PRODUCCIÓN INTERIOR
 96. TUBERÍA DE PRODUCCIÓN EXTERIOR
 97. TUBERÍA DE PRODUCCIÓN INTERIOR
 98. TUBERÍA DE PRODUCCIÓN EXTERIOR
 99. TUBERÍA DE PRODUCCIÓN INTERIOR
 100. TUBERÍA DE PRODUCCIÓN EXTERIOR



9.82	9.82
16.11	9.82
10. TUBERÍA DE PRODUCCIÓN INTERIOR 4 1/2" HOGES N. 80 3 1/2" HOGES	
116.18	116.22
131.41	
146.23	
157.04	157.61
177.63	177.82
188.13	
199.27	
210.13	200.0
221.13	
232.09	
243.59	
254.10	244.23
265.19	
276.19	268.27
287.03	
297.16	291.21
307.16	291.77
317.16	

A). CONCLUSIONES

Un análisis operativo de los aparejos de Producción se puede sintetizar en una sola palabra: Seguridad.

Este factor ha sido observado rigurosamente en todas y cada una de las terminaciones de los pozos del Area.

De las dos variantes observadas en los aparejos para pozos de alta productividad, pueden extraerse las ventajas y desventajas de una respecto a la otra, pero cabe hacer mención, que el tercer aparejo incluido fué diseñado con las limitaciones propias de la perforación exploratoria, repercutiendo el diámetro interior de la última Tubería de Revestimiento de 7" en la introducción de los accesorios de la cola del Empacador, los cuales se descartaron definitivamente.

Precisamente en esos accesorios se encuentran las diferencias básicas de los aparejos, que radican en el uso de la tubería ranurada o del tapón expandible. Sin embargo, ambos tipos son adecuados para pozos verticales y/o direccionales. También presentan la ventaja de un anclaje del empacador con soldador hidráulico, que tiene una mayor seguridad de operación que el tipo mecánico, a la vez que durante su introducción puede circularse en caso de descontrol a través del orificio del soldador hidráulico.

El uso del tapón expandible presenta la gran ventaja de proporcionar un control absoluto del pozo una vez anclado el empacador, ya que el tapón obstruye completamente el flujo hacia la superficie.

Este tapón es en sí, el dispositivo básico de seguridad mientras el empacador se encuentra anclado y es bajada la parte superior del aparejo de producción. Sin embargo, durante su introducción el tapón propicia un efecto de pistón contra la formación, y además reduce considerablemente el diámetro interior del aparejo.

Una vez que la parte superior del aparejo es bajada, y la unidad de sellos alojada en el receptáculo del empacador y extensión, el tapón es desplazado al fondo aplicando presión, ya que por medios mecánicos se corre el riesgo de ocasionar el desprendimiento de la cola.

El uso de tubería ranurada, por el contrario, impide un control total del pozo, en el lapso comprendido entre el anclaje del empacador y el alojamiento de los sellos dentro del mismo aunque las dos variaciones presentan la ventaja de poder utilizar tapones mecánicos en la cola del empacador para probar o recuperar la parte superior del aparejo, bajo las máximas condiciones de seguridad, solo el niple de asiento de la tubería ranurada es el adecuado para colocar herramientas de registro de presiones de fondo.

Considerando los esfuerzos a que es necesario someter el aparejo, el área de sello es relativamente pequeña en muchos casos, lo cual podría solucionarse incrementando el número de extensiones de receptáculo, tomando en cuenta el peso de los mismos, a fin que durante su introducción no se tenga el riesgo de un desprendimiento.

Indudablemente, debe seguir imperando el factor Seguridad en las terminaciones del Golfo de Campeche, sin menoscabo de la Eficiencia ni desperdicio de la energía del yacimiento.

El diseño de los aparejos de producción, es susceptible todavía de sufrir modificaciones, las cuales estarán en función del adelanto en materia de investigación y desarrollo de nuevas técnicas de Terminación de Pozos.

Debe resaltar el hecho de que el uso del tapón expandible ha constituido una significativa aportación de los Ingenieros Petroleros Mexicanos que la concibieron.

B. J. RECOMENDACIONES

Uno de los puntos más difíciles de tratar en cualquier trabajo técnico es el referente a la recomendación. Una recomendación implica una responsabilización, el señalar caminos

sin mas apoyo que el criterio propio. En el caso de la Ingeniería Petrolera, pocas recomendaciones han permanecido válidas - con el transcurso de los años. Una cifra, una herramienta, una secuencia operativa que se recomienda en determinado momento, pierde su anterior capacidad para resolver un problema concreto, cuando aparecen nuevas cifras, nuevas herramientas, nuevas secuencias operativas. Sólo permanecen los conceptos, las ideas, los fines, que también llegan a perder validez, pero sólo después de descubrimientos y transformaciones mucho más profundas.

Sin embargo, en la actualidad solo con el análisis concreto de una situación concreta, se proporcionan soluciones válidas y planteamientos que no pierden objetividad. Una situación concreta es aquella palpable, real, demostrada o demostrable, como por ejemplo, la Terminación de Pozos Marinos en el Golfo de Campeche.

Una vez terminado un pozo, su vida productiva está regida dentro del marco de referencia proporcionado por los métodos y técnicas de Terminación. Esto significa concretamente, que la producción de cada pozo se encuentra limitada técnicamente por el aparejo de Producción.

De manera global, se puede afirmar también que las políticas de explotación de cada campo son proyectadas y reali-

lizadas por Ingenieros Petroleros, a partir de la Terminación de Pozos, hasta la aplicación de Métodos de Recuperación Secundaria.

La influencia de las políticas de Explotación de Pemex sobre el futuro del país, es indudablemente significativa y la responsabilidad que lleva a costas la Ingeniería Petrolera en México traspasa los límites de lo puramente técnico; no se puede separar a la Ingeniería o cualquier Ciencia Exacta, de la Sociedad.

Esto equivaldría a un intento burdo de convertir al Ingeniero en simple máquina, el Ingeniero es ante todo un ente social y la Ingeniería una función social.

Mediante un análisis concreto de la Terminación de Pozos Marinos del Golfo de Campeche, se demuestra que se han seguido hasta el momento los principios básicos de Seguridad, Confiabilidad y Eficiencia, pero no se demuestra que los Ingenieros Petroleros cumplan plenamente su responsabilidad que como mexicanos les atañe.

El análisis pierde entonces objetividad, al despojar la Ingeniería de su responsabilidad social. Para poder entonces, concluir el análisis, es necesario entender que ahora mas que antes figura la Ingeniería Petrolera como una responsabilidad que va tornándose histórica. Es necesario, para efectuar reco

mentaciones válidas, rebasar los límites de lo puramente técnico, comprender que la profundidad no es solo una distancia entre un punto bajo la tierra y la superficie, que la presión no solo se utiliza para medir la relación de Fuerza por unidad de Area, que el flujo no es solo para los fluidos, ni la explotación, característica exclusiva a los yacimientos.

Es necesario profundizar y valorizar objetivamente las posibles consecuencias de las políticas de explotación de Petróleos Mexicanos.

Es verdaderamente triste, que solo voces aisladas se escuchan mencionando este aspecto fundamental para el futuro del país. Sin embargo, puede presentarse una coyuntura en el momento de las decisiones gubernamentales entren en franca contradicción con los principios básicos de la Ingeniería, y no es aventurado decirlo, esa contradicción no está muy lejana. El defender esos principios, es tan solo una mínima parte de la responsabilidad y ética profesional, todavía sana entre los Ingenieros Petroleros.

Debe cuestionarse, antes que aceptarse tácitamente, el objetivo de las políticas de explotación de Pemex, y el rumbo tomado a partir de los últimos años.

Con el desacuerdo y la discusión, no se pretende crear un cisma entre los Ingenieros Petroleros, sino unificar criterios que con honestidad, analicen, divulguen, y en su caso, modifiquen cualquier decisión que pretenda dar marcha atrás a

los objetivos de la Expropiación Petrolera de 1938.

Nadie mas que los Ingenieros Petroleros están capacitados para visualizar en toda su dimensión la trayectoria tomada. Debe utilizarse esta capacidad, y en los foros adecuados, hacer públicas las conclusiones y las denuncias. De ninguna manera podría acusarse al Ingeniero Petrolero de invadir terrenos ajenos, ya que solo de esa forma se esta cumpliendo plenamente con la responsabilidad contraída.

Con esfuerzo y patriotismo, se rescató la industria de manos extranjeras y de aquellos hombres se recibió una herencia justa. Hay que recordar que lo mismo esperan las generaciones futuras. Es entonces, cuando con la limpieza moral que ha caracterizado a los Ingenieros Petroleros, se debe denunciar cualquier maniobra que intente traicionar los objetivos de Petróleos Mexicanos. En Universidades, Escuelas, y Centros de Trabajo debe tenerse presente que el Petróleo es Patrimonio de la Nación, y que con el Patrimonio de la Nación, no se juega ni se negocia.

Debe recordarse que el silencio es cómplice de la injusticia y de la traición, y que en la historia, los pueblos siempre son implacables con los traidores y sus cómplices.

Debe ser preocupación fundamental, luchar hasta tener la seguridad de que como en el pasado, la Ingeniería Petrolera saldrá airosa de los juicios históricos.

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

- 1.- Apuntes de la materia "Estimulación y Reparación de Pozos"
Arreola Royelo, Oscar. Fac. de Ingeniería, UNAM.
- 2.- Apuntes de la materia "Evaluación de la Producción".
Rashbush Bauza, José Luis. Fac. de Ingeniería, UNAM.
- 3.- Archivo del Departamento de Ingeniería Petrolera
. Distrito Ciudad del Carmen PEMEX.
- 4.- "Basic Design and Maintenance Instructions"
Otis Engineering Corporation 1979.
- 5.- "Cameron Marine Systems"
Cameron Technical Publications
- 6.- "Características y Cálculos de los Pozos Marinos de Campeche" Chacon H. Francisco, y Ruiz B.J. PEMEX. 1979.
- 7.- "Cementación de Tuberías de Explotación"
Pérez Mejía, Genaro. Tesis Profesional IPN
- 8.- "Desarrollo de la Sonda de Campeche"
Gerencia de Explotación, PEMEX. 1979.
- 9.- "Limited Entry for Hydraulic Fracturing"
Reporte Técnico Halliburton, Co.
- 10.- "Localización Pozo Ixim 1"
Cía. Mexicana Aerofoto, S.A.
- 11.- "Otis Catalog 78-79"
- 12.- "Principles of Oil Well Production"
Aind, T.E.
- 13.- "Some Important Factors to Consider When Planning a
Fracturing Treatment"
Jennings, A.R., Black, H.M. y Malone, W.J.
Halliburton Services Division

14. - "Vetco Training Manual"
Vetco Offshore Inc. 1977.

Las gráficas de diseño de diseño de Tuberías de Producción y esquemas de los Aparejos de Producción, son gentileza de los Sres. Ingenieros Francisco Chacón Herrera y Javier Hernández Rosas, respectivamente.



TESIS "CLASICAS"
PASEO DE LAS FACULTADES 32-D
FRACC. COPILCO UNIVERSIDAD
CIUDAD UNIVERSITARIA 20. D. P.