

28
207

UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA DE MEXICO

FACULTAD DE INGENIERIA



TERMINACION DE POZOS
DE ALTA PRESION

T E S I S
QUE PARA OBTENER EL TITULO DE
INGENIERO PETROLERO
P R E S E N T A :
JOSE JOAQUIN MANCILLA HERNANDEZ

TESIS CON
FALLA PE ORIGEN

México, D. F.

1990



Universidad Nacional
Autónoma de México

Dirección General de Bibliotecas de la UNAM

Biblioteca Central



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

TERMINACION EN POZOS DE ALTA PRESION

	Pag.
INTRODUCCION	1
CAPITULO I. PRESIONES ANORMALES	4
- ORIGEN DE LAS PRESIONES ANORMALES	5
- DETECCION DE LAS PRESIONES ANORMALES	14
- METODOS APLICABLES DURANTE LA PERFORACION	15
- METODOS APLICABLES DESPUES DE LA PERFORACION	25
- CALCULO DE LA PRESION DE FRACTURA DE LA FORMACION	28
CAPITULO II. CONDICIONES SEVERAS QUE SE PRESENTAN EN POZOS DE ALTA PRESION	41
- PROPIEDADES FISICAS DE LA FORMACION	41
- DESCRIPCION DE HERRAMIENTAS E INSTALACIONES SUPERFICIALES	47
- MATERIALES EMPLEADOS EN PRESENCIA DE ACIDO SULFIDRICO	49
- FLUIDOS DE TERMINACION	54
CAPITULO III. DISEÑO DE TUBERIAS DE REVESTIMIENTO PARA ZONAS DE ALTA PRESION	61
- DISEÑO UNIAIXIAL	61
- DISEÑO CONVENCIONAL Y METODO DE ANALISIS	68
- MODELO DE VIDA Y SERVICIO	74
CAPITULO IV. CEMENTACION EN POZOS DE ALTA PRESION	81
- ESTUDIO INTEGRADO DE CEMENTACIONES PRIMARIAS	81
- DISEÑO DE PROGRAMA DE CEMENTACION Y CALIDAD DE CONTROL	84
- DISEÑO SIMPLE DE LECHADA DE CEMENTO	85
- PREVENCIÓN DE FLUJO ANULAR DESPUES DE CEMENTAR	91
- CONCLUSIONES	97
- BIBLIOGRAFIA	99
- ANEXOS	

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

La detección y evaluación de las zonas sobrepresionadas es de vital importancia para el éxito de algunas operaciones dentro de la Industria Petrolera, tales como las involucradas en la exploración, perforación y terminación de pozos. Las experiencias adquiridas indican que existe una relación evidente de la distribución de aceite y gas con las presiones y temperaturas existentes en el subsuelo, por lo que un mejor conocimiento de éstos parámetros es de gran interés en el desarrollo de las prácticas de exploración.

El conocimiento aproximado del gradiente de presión de fractura en las formaciones, junto al de presión de formación, juega un papel de gran importancia en las operaciones de perforación y terminación, ya que constituye la base fundamental para la óptima programación de lodos de perforación y profundidades adecuadas de asentamiento de las tuberías de revestimiento. Con apropiados programas de perforación se reduce el daño causado por el lodo a las formaciones productoras y se aumenta al máximo el ritmo de penetración.

Las propiedades de los estratos lutíticos han sido utilizadas para predecir y estimar la magnitud de las presiones anormales en las formaciones, debido a sus características y que además, constituyen un gran porcentaje de los sedimentos depositados en las zonas petroleras.

El problema de las presiones anormales ha sido estudiado con gran interés y se han desarrollado técnicas de apoyo para su detección y evaluación. Gráficas semilogarítmicas de resistividad, conductividad, tiempo de tránsito, porosidad, factor de formación y densidad contra la profundidad muestran tendencias típicas cuando se tienen condiciones normales de compactación, esto es, presiones hidrostáticas ó normales en las formaciones, en tanto que en zonas sobrepresionadas los valores de los parámetros graficados divergen de la tendencia normal. El grado de divergencia es una respuesta directamente proporcional a la

magnitud de la sobrepresión y es la base de los métodos de cuantificación.

La obtención de la información exacta de datos de la formación, es crítica para el éxito en perforación y terminación en áreas hostiles, dependiendo altamente en la capacidad de equipo y consideraciones de seguridad.

Importantes conceptos en la selección de cabezales para alta presión son incluidos. La exploración y desarrollo de la perforación a grandes profundidades continúa en incremento, resultando en una alta probabilidad de encontrar gas amargo que puede producir fracturas del tipo de esfuerzo del sulfhídrico.

Las causas del problema y métodos para controlarlo son tratados. Recomendaciones para minimizar el daño a la formación, el empleo de fluidos de alta densidad y uso de fluidos empacadores son tratados.

El diseño de las tuberías de revestimiento en pozos en presencia de gas amargo se requiere de una calidad de confianza.

Primero, se seleccionan materiales que son resistentes a la fractura por esfuerzo del sulfhídrico. Los procedimientos de operación y límites son especificados para el diseño que pueda incluir como un parámetro de diseño la anticipada máxima presión en el cabezal de el pozo ó la necesidad de circulación con inhibidores de corrosión.

Los tamaños, pesos, y conexiones para cada diseño de tubería de revestimiento son seleccionados de ésta manera que los esfuerzos en las tuberías es limitado para algunos valores abajo del esfuerzo mínimo de cedencia de el material, dando una confianza de resistencia al fracturamiento por esfuerzo del sulfhídrico.

Finalmente, una especial inspección y procedimientos de manejo para asegurar la integridad física de las tuberías al realizarse la corrida de I.R se especifica.

Si el diseño falla al tratamiento en cualquiera de éstas consideraciones, una catastrófica falla de tubería y un descontrol del pozo puede resultar.

La primera tarea en el diseño es la selección de el espesor de

pared, peso, y conexión de una tubería de revestimiento, dado que los tamaños están listos para ser seleccionados.

La realidad de la situación es que las tuberías y conexiones son seleccionadas por separado, es decir, el tamaño del tubo y el espesor de pared es seleccionado de tal manera que los esfuerzos son limitados, a algunos valores específicos y las conexiones son seleccionadas para satisfacer la misma ó algunos otros posibles requerimientos de esfuerzo. Esta separación es necesaria dado que muchas conexiones no satisfacen el límite de máximo esfuerzo. pero abajo del mínimo esfuerzo de cedencia del material.

Y para pozos con alta presión, la necesidad de conexiones para la selección tubular no existe y por costumbre debe el diseño basarse en roscas de manufactura especial.

Por ésta razón, la selección de la tubería y la selección de la conexión deberá ser tratado por separado.

La intrusión de gas al interior de pozos cementados y la consecuencia de fugas a la superficie ó la formación porosa abajo del cabezal tiene que ser un problema persistente en la industria del gas.

Este problema tiene como resultado en un significativo riesgo de seguridad y pérdidas económicas. Algunos trabajos se han desarrollado para determinar los períodos de efecto de presión y temperatura en las características de la cementación del espacio anular y la tubería de revestimiento.

CAPITULO I
PRESIONES ANORMALES
DEFINICION

El conocer las presiones existentes en las formaciones del subsuelo es importante, dado que con esto se planea adecuadamente la perforación del pozo: evitándose serios problemas causados por la existencia de zonas en las que el comportamiento de las presiones no va de acuerdo con el gradiente hidrostático local. Estas son las llamadas " ZONAS DE PRESIONES ANORMALES " que son encontradas con frecuencia en el desarrollo de los campos.

Por definición, las presiones anormales son aquellas presiones mayores que la presión hidrostática de los fluidos de formación, contrariamente, las presiones menores que la hidrostática son llamadas subnormales.

La mayor parte de los estudios sobre las presiones anormales se han centrado en asociaciones clásticas de lutitas y arenas. llamadas " rocas suaves " .

La depositación de sedimentos de tipo deltáico. nerítico y subnerítico en las rocas de los ríos, en pantanos, plavas y aguas costeras someras, periódicamente sufren inundaciones debido a que el ritmo de subsidencia (asentamiento o depositación) es mayor que la velocidad de suministro de arena y arcillas. Cuando ocurre el efecto contrario, el frente del delta y la línea costera avanzan mar adentro. Y esto trae por consecuencia una secuencia de arcillas y arenas. que pueden llegar a tener varios miles de metros.

Estos sedimentos tienen una alta porosidad y alto contenido en agua, esto se presenta más en las arcillas que en arenas.

A medida que transcurre el tiempo, más sedimentos se van depositando y esto provoca que los granos tengan un incremento en la carga que soportan. Los granos soportan la carga de la matriz de la roca que se encuentran sobre ellos y de modo similar el agua de la formación soporta la carga del agua supravacante. La roca al irse compactando provoca una disminución en su volumen y esto hace que el agua contenida sea expulsada: por alguna razón

el agua no puede escapar, la compactación cesará; sin embargo, seguirá aumentando la sobrecarga; en consecuencia, la presión originada se transmitirá al fluido de la formación, represionándolo. Por lo siguiente el fluido estará sometido a la hidrostática de los fluidos suprayacentes más, la presión de sobrecarga. Esto es lo que ocasiona la sobrepresión.

ORIGEN DE LAS PRESIONES ANORMALES

En estudios realizados se han encontrado varios factores que puedan ser los causantes de las presiones anormales en las formaciones. Entre los más importantes se encuentran los siguientes:

- 1.- CARACTERISTICAS DEL SISTEMA ROCA-FLUIDO
- 3.- ACTIVIDAD TECTONICA
- 2.- RITMO DE SEDIMENTACION Y AMBIENTE DE DEPOSITO
- 4.- NIVEL PIEZOMETRICO DEL FLUIDO
- 5.- FENOMENOS OSMOTICOS Y DE FILTRACION
- 6.- EFECTOS TERMODINAMICOS
- 7.- FENOMENOS DE DIAGENESIS
- 8.- REPRESIONAMIENTO O RECARGA

1.- CARACTERISTICAS DEL SISTEMA ROCA-FLUIDO

En vaciamentos cerrados, tales como formaciones lenticulares, formaciones con grandes buzamientos y anticlinales, las sobrepresiones pueden ser generadas si una acumulación de fluidos de baja densidad tales como aceite ó gas, desplazan el agua de la formación.

La acumulación de hidrocarburos tiene un incremento de energía cercano al efecto de flotación del agua desplazada.

La energía es más grande en la parte más somera de la columna y disminuye hasta encontrarse en equilibrio con el agua de la formación en el nivel libre de ésta.

La sobrepresión generada depende del contraste entre las densidades de los hidrocarburos y del agua desplazada, así como

de la altura de la columna de los primeros.

El gradiente de presión promedio de una columna de gas es de 0.068 lb/pg²/pie, por lo cual, la sobrepresión en la cima de una columna de gas y agua, (figura 1.1) se puede calcular de la siguiente manera:

$$\Delta P_{nc} = (P_w/D - P_g/D) \cdot H \quad \dots \dots \dots 1$$

donde: H es la altura de la columna de gas

P_{nc} es la presión en la cima de gas

La P_{nc} se obtiene sumando la presión en el contacto con la sobrepresión calculada con la ecuación anterior:

$$P_{nc} = P_f + (P_w/D - P_g/D) \cdot H \quad \dots \dots \dots 2$$

si el agua en el contacto tiene una presión normal p_f, la presión en la cima de una columna de gas de 500 pies, es aproximadamente de 200 lb/pg² más grande que la normal para esa profundidad.

Este mecanismo es aplicable a la acumulación de aceite, un promedio del gradiente de presión ejercida por una columna de aceite es de 0.325 lb/pg²/pie por lo que la sobrepresión en la cima de una columna de aceite y agua puede ser estimada como la diferencia entre el gradiente de presión ejercida por la columna de aceite (0.325 lb/pg²/pie) multiplicado por la altura en pies de la columna de aceite.

La tabla 1.1 ilustra la generación de presiones anormales en la cima de una columna de gas ó aceite de diferentes alturas y profundidades. El caso A supone presiones normales en el contacto agua-hidrocarburo y el caso B presiones anormales.

En grandes yacimientos, las presiones anormales debidas a la diferencia de densidades en sistemas aceite-agua y en los particulamente con gas-agua, son tan grandes que el gradiente de presión de formación se aproxima al gradiente de sobrecarga.

TABLA I.1.- CALCULO DE PRESIONES ANORMALES PARA DIFERENTES COLUMNAS DE HIDROCARBUROS Y A DISTINTAS PROFUNDIDADES.

CASO	COLUMNA DE	D (ft)	h (ft)	λ_f (psi/ft)	$\lambda_f (D+h)$ (psi)	SOBREPRESION $(\lambda_w - \lambda_{hc}) h$ (psi)	P_{hc} (psi)	λ_{hc} (psi/ft)	LODO (lb/gal)
A	GAS	11 500	500	0.465	5,580.0	198.5	5778.5	0.50247	9.7
		15 000	200	0.465	7,068.0	79.4	7147.4	0.4765	9.2
		15 000	700	0.465	7,300.5	277.9	7578.4	0.5052	9.7
	ACEITE	11 500	500	0.465	5,580.0	70.0	5650.0	0.4913	9.5
		15 000	200	0.465	7,068.0	28.0	7096.0	0.4730	9.1
		15 000	700	0.465	7,300.5	98.0	7398.5	0.4932	9.5
									15.4
									16.2

$$\lambda_g = 0.068 \text{ psi/ft,}$$

$$\lambda_o = 0.325 \text{ psi/ft,}$$

$$\lambda_w = 0.465 \text{ psi/ft}$$

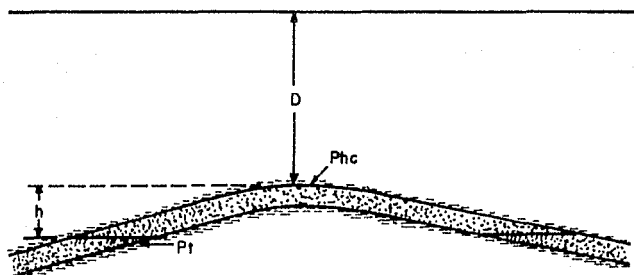


Fig. 1.1^o PRECION ANORMAL ORIGINADA POR LAS CARACTERISTICAS DEL SISTEMA ROCA - FLUIDOS

3.- RITMO DE SEDIMENTACION Y AMBIENTE DE DEPOSITO.

Durante el proceso de sedimentación y compactación se genera una energía potencial dentro de las rocas en las formaciones sepultadas. como resultado se tiene un flujo de fluidos intersticiales hacia zonas permeables y porosas con presión más baja. hasta que se restablece el equilibrio que prevalecía antes del depósito de nuevos estratos.

Las zonas sobrepresionadas pueden estar asociadas con períodos de rápida depositación, donde la tendencia al equilibrio hidráulico que acompaña a una compactación normal es interrumpida por una restricción que impide la expulsión de fluidos. Esta restricción puede ser un sello consistente en una zona altamente mineralizada, resultante de la cementación de arenas y lutitas por sal, calcita, anhidrita, etc.

Algunos investigadores suponen que la creación y mantenimiento de las sobrepresiones depende de la conductividad hidráulica del sistema geológico.

Otro factor que afecta al desarrollo de presiones anormales es el ambiente de depósito: por ejemplo, un ritmo alto de sedimentación generalmente no desarrolla sobrepresiones, si el contenido de arenas en la columna es alto.

2.- ACTIVIDAD TECTONICA.

Las sobrepresiones pueden ser el resultado de afallamientos locales ó regionales, plegamientos, corrimientos y desprendimientos laterales, represionamiento causado por caídas de bloques fallados, temblores, etc.

4.- NIVEL PIEZOMETRICO DEL FLUIDO

Cuando una capa porosa y permeable aflora, y esta confinada por estratos impermeables, como se muestra en la figura 1.2, el fluido alcanza un mayor nivel piezométrico regional. Este nivel puede ser un parámetro causante de presión anormal, la cual se manifiesta al perforar un pozo artesiano.

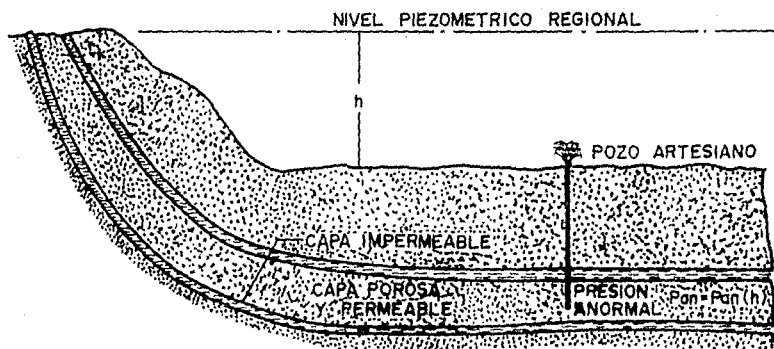


Fig 1.2- PRESION ANORMAL ORIGINADA POR UN NIVEL PIEZOMETRICO REGIONAL DEL FLUIDO.

En éstos sistemas, las sobrepresiones resultantes van de pequeñas a moderadas; sin embargo, algunas veces llegan a ser considerables, tales como las encontradas en la cuenca del norte de Dakota en los Estados Unidos.

5.- FENOMENOS OSMOTICOS Y DE FILTRACION

Una presión osmótica puede generarse, básicamente cuando dos soluciones de diferente concentración están separados por una membrana semipermeable. Independiente del mecanismo por medio del cual opera la membrana semi-permeable, el resultado final es el mismo. El flujo osmótico continúa hasta que el potencial químico es el mismo en ambos lados de la membrana.

Esto se puede representar en la figura 1.3. pruebas de campo y de laboratorio muestran que las lutitas sirven como membranas semipermeables, para una solución dada, a condiciones isotérmicas.

La presión osmótica es directamente proporcional a la diferencia de concentraciones y para una diferencia de concentraciones, la presión osmótica aumenta con un incremento en la temperatura, algunos valores teóricos de la presión osmótica encontrados en el laboratorio se muestran en la figura 1.4.

6.- EFECTOS TERMODINAMICOS

Los procesos termodinámicos pueden contribuir al desarrollo de presiones anormales, ya que incrementan el volumen de los fluidos contenidos en los espacios porosos, generando una sobrepresión que se suma a la presión interna de las formaciones, causada por la sobrecarga.

El efecto de la temperatura sobre el agua es más pronunciado que el efecto de la presión. Considerando el incremento de temperatura y presión a una cierta profundidad, el agua tiende a expandirse como respuesta al incremento de temperatura en un ritmo mayor y a comprimirse en respuesta al incremento de presión.

Dos efectos son evidentes para el caso mencionado: primero, la

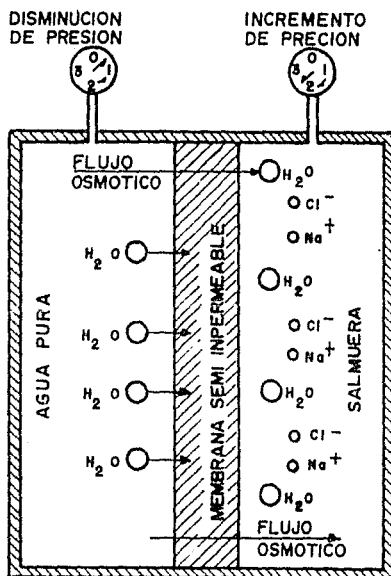


Fig 1.3- REPRESENTACION ESQUEMATICA DEL FLUJO OSMOTICO A TRAVES DE UNA MEMBRANA SEMI- IMPERMEABLE.

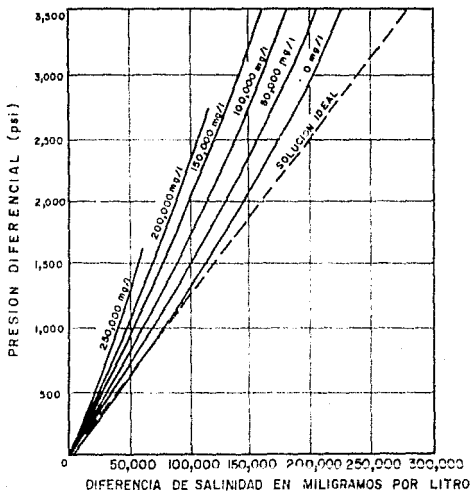


Fig. 1.4 - VALORES TEORICOS DE LA PRESION OSMOTICA ENCONTRADOS MEDIANTE PRUEBAS DE LABORATORIO

densidad del fluido disminuye y segundo, el aumento en el volumen involucra un aumento de presión medida que la formación se encuentra a mayores profundidades, por causa del depósito de nuevos estratos y la compactación continua, el exceso de fluido dentro de los poros soporta cada vez una mayor parte de la sobrecarga si su escape es limitado.

Varios investigadores aseguran que los hidrocarburos entrampados en estructuras del subsuelo están sujetos a reacciones debidas al incremento de temperatura asociada con el continuo enterramiento. Se ha establecido que éstas reacciones llegan a incrementar el volumen de los hidrocarburos hasta dos o tres veces el volumen original. Como se indico anteriormente, si el exceso de fluido se confina dentro de la roca, se origina una zona de presión anormal.

7.- FENOMENOS DE DIAGENESIS

La diagénesis es una alteración de los sedimentos y sus constituyentes minerales, posterior al depósito. El proceso de diagénesis incluye la formación de nuevos minerales, redistribución y recristalización de las sustancias en sedimentos de litificación. Varios procesos de naturaleza diferente están involucrados, cada uno de los cuales puede contribuir a originar y mantener las sobrepresiones.

Se presentan a continuación dos situaciones que pueden ayudar a originar sobrepresiones:

A) Diagénesis en secuencia de arenas y lutitas.

La diagénesis contribuye al origen de presiones anormales al incrementarse el contenido de agua en el sistema. La montmorillonita, el mineral predominante en algunas lutitas, se altera a illita bajo condiciones de temperatura y presión elevadas que acompañan al sepultamiento. Un importante estado de hidratación ocurre a la profundidad correspondiente a una temperatura cercana a 221° F, y ésta alteración libera agua, en cantidad aproximadamente igual a la mitad del volumen de la montmorillonita alterada.

Si se logra disminuir la expulsión de éste fluido, entonces, con el continuo enterramiento, el fluido dentro de la roca absorbe el incremento de la carga, generándose una sobrepreción. La importancia de la diagénesis en la generación de presiones anormales no es cuantificable con precisión, ya que otros mecanismos se involucran para disminuir el escape de fluidos.

Es notable que el gradiente de temperatura se incrementa en la cima de la zona bajo compactada, ya que con los minerales tienen mayor conductividad térmica que el agua, un abrupto incremento de temperatura en la cima de la sección normal indica, por lo tanto, un alto contenido de agua, de lo que se puede concluir que la salida de los fluidos fue interrumpida generándose una sobrepresión.

B) Diagénesis en secuencia de carbonatos.

Esta diagénesis contribuye a la formación de presiones anormales, ya que se crean barreras impermeables en las secuencias porosas y permeables, restringiéndose la salida de los fluidos. De éste modo, durante el incremento de la sobrecarga, se genera una gran energía potencial en los fluidos.

La perforación en secuencia de carbonatos con presiones anormales es muy peligroso, pues la zona de transición entre la zona normalmente compactada y bajo compactada puede ser bastante abrupta ó fuerte. El riesgo que se tiene durante la penetración en carbonatos es variable, por que la permeabilidad varía ampliamente.

Por lo tanto, un pozo puede penetrar una secuencia con fluidos que la sección porosa sea impermeable. La porosidad en los paquetes de carbonatos es comunmente el resultado de la diagénesis, cuando éstas rocas son permeables y el agua es libre de escapar se tiene una zona de compactación normal.

La permeabilidad puede ser alterada por mineralización ó causas estructurales, aunque usualmente las capas porosas y permeables están cubiertas por evaporitas ó lutitas que actúan como membrana semi-permeables. Si la sedimentación continúa, entonces el exceso de sobrecarga es soportado por el fluido.

8.- REPRESIONAMIENTO O RECARGA.

Las presiones anormales también pueden ser generadas por recarga dentro de la zona porosa y permeable, si existe una redistribución de fluidos por flujo a través de un conducto de otra zona porosa y permeable, figura 1.5. El conducto puede ser una falla, una fisura o un agujero, y la energía potencial que se genera puede ser transmitida por:

A) Fluidos de baja densidad [aceite o gas] del yacimiento normal o anormalmente presionado.

B) A través de la transferencia de agua de la formación anormalmente presionada.

Si se encuentra involucrado aceite o gas en el mecanismo de recarga, debe de tomarse en cuenta el efecto del contraste de densidades para estimar la presión en la zona represionada.

La energía potencial generada es igual a la energía contenida en la zona proveedora del fluido, disminuida por la energía necesaria para levantarlo de una zona a otra en contra de la gravedad y de la energía gastada en vencer las fuerzas de fricción.

CUANTIFICACION DE LAS PRESIONES ANORMALES.

Proceso de compactación y sobrecarga.

La presión de sobrecarga S es el peso combinado de la matriz de la formación y el de los fluidos contenidos en ésta, ejercido sobre un punto de interés.

$$S = \begin{array}{l} \text{PRESION EJERCIDA POR} \\ \text{EL PESO DE LA MATRIZ} \\ \text{DE LA ROCA} \end{array} + \begin{array}{l} \text{PRESION EJERCIDA POR} \\ \text{EL PESO DEL FLUIDO} \\ \text{INTERSTICIAL} \end{array}$$

Generalmente es aceptado que una de las formas en que se generan las geopresiones es durante el proceso compactación de las arcillas. A medida que una capa de roca queda sepultada en la

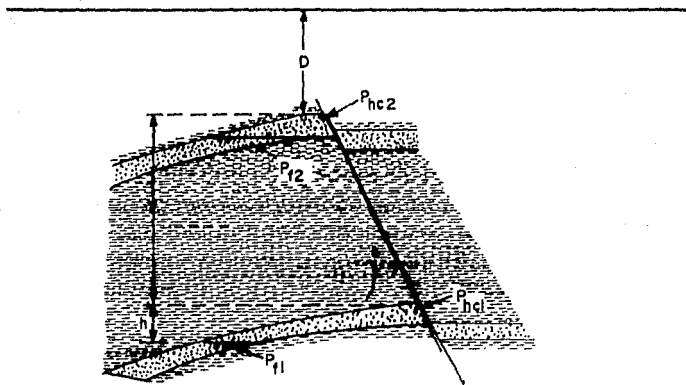


Fig. 1.5 - PRESION ANORMAL ORIGINADA POR LA TRANSFERENCIA DE HIDROCARBUROS A UNA ZONA MAS SOMERA QUE CONTIENE AGUA.

corteza terrestre por la superposición de los sedimentos, el esfuerzo de sobrecarga es incrementado, causando en el estrato un grado de compactación mayor.

El proceso de compactación generado por la sobrecarga, fue descrito en un modelo propuesto por Terzaghi y Peck en 1948.

El modelo consiste en un recipiente lleno con agua que contiene unas placas de metal, que son soportadas por unos resortes. contiene además un manómetro para medir la presión del fluido.

En el modelo el resorte simula la comunicación entre las partículas [la matriz de la roca] y las placas simulan las capas superpuestas de sedimentos.

Si se aplica una presión en la parte superior del primer plato. la altura del resorte no cambia mientras no se escape el agua del sistema. Por lo tanto, en la fase inicial la presión aplicada es soportada solamente por el agua.

Si se define la siguiente relación:

$$\lambda = P/S$$

Donde P es la presión de fluido y S es la presión total del sistema en la fase inicial donde $\lambda=1$, si el agua se deja escapar del sistema, las placas se deslizan ligeramente hacia abajo [el sistema se compacta], soportando los resortes parte de la carga aplicada sobre la primera placa. Este proceso continúa hasta que los resortes llegan a su posición de equilibrio, en este proceso la carga aplicada es soportada únicamente por el resorte y el líquido solamente tendrá la presión hidrostática. En ésta fase tiene un valor aproximado de 0.465 lb/pg²/pie.

El mecanismo del modelo descrito es similar al proceso de compactación de las arcillas. Suponiendo que se tiene un estrato a 5000 pies con un fluido a una presión de 2325 lb/pg² ó 0.465 lb/pg²/pie y si en este punto es imposible que los fluidos puedan ser expulsados al acumularse más sedimentos en las capas superiores. Entonces al agregarse 1000 pies de material, esto incrementa la presión de sobrecarga [comunmente se acepta para un valor de 1 lb/pg²/pie], en 1000 lb/pg², este incremento

tendra que ser soportado por los fluidos en los poros. La capa de sedimentos originalmente a 5000 pies con una presión de 2325 lb/pg², se encuentra ahora a 6000 pies con una presión de formación de 3325 lb/pg². ó un gradiente de presión de 0.535 lb/pg²/pie.

Pensando en el proceso de compactación de las arcillas es posible la visualización de los esfuerzos bajo la tierra como lo propusieron Hubbert y Willis en 1957. Si se representa un poro rodeado por roca, en donde el peso local de la acción de la sobrecarga hacia abajo, es soportado por la presión del fluido de la formación y por la estructura de la roca.

Haciendo un balance tenemos que.

$$s - \sigma_v - p = 0 \quad \dots\dots (a)$$

$$\sigma_h + p - \sigma_h - p = 0 \quad \dots\dots (b)$$

donde:

s: presión de sobrecarga [F/A]

p: presión de poro [F/A]

σ_v : presión de sobrecarga neta { esfuerzo matricial } [F/A]

σ_h : esfuerzo matricial horizontal [F/A]

De la ecuación (a) se obtiene que.

$$s = \sigma_v + p \quad s/D = \sigma_v/D + p/D ; \sigma_v/D = 1 - 0.465 \text{ lb/pg}^2/\text{pie}$$

De ésta ecuación se observa que la sobrecarga es soportada por la presión de los fluidos dentro de los espacios porosos y por la estructura de la roca.

Así que, cuando la presión de formación es mayor que la normal, la presión de sobrecarga disminuye. Por ejemplo bajo condiciones normales $s/D = 1 \text{ lb/pg}^2/\text{pie}$, $p/D = 0.465 \text{ lb/pg}^2/\text{pie}$; pero si $p/D = 0.70 \text{ lb/pg}^2/\text{pie}$ y $s/D = 1 \text{ lb/pg}^2/\text{pie}$ entonces σ_v/D valdra $0.30 \text{ lb/pg}^2/\text{pie}$.

Esto quiere decir que cuando las presiones de formación son anormales, el fluido está soportando una parte de la sobrecarga.

DETECCION DE LAS PRESIONES ANORMALES.

Las técnicas utilizadas en la detección, se clasifican en tres grupos. El primero se caracteriza por el uso de las técnicas geofísicas para la detección antes de la perforación. el segundo hace uso de datos obtenidos durante la perforación ó muestras examinadas durante la misma y el último de mediciones de parámetros efectuados despues de la perforación del pozo.

Métodos aplicables antes de la perforación.

El desarrollo y refinamiento de nuevas técnicas en la adquisición, procesamiento e interpretación de datos geofísicos, tales como los sísmicos, han hecho posible para la Industria Petrolera, no solo el estudio de las configuraciones estructurales de las rocas sedimentarias, sino además las configuraciones estratigráficas, así como la detección de las formaciones presionadas.

Los datos sísmicos de campo pasan por proceso de filtrado con el fin de eliminar los ruidos y posteriormente procesar la información y obtener secciones sísmicas.

Las zonas sobrepresionadas, debido a que contienen una mayor cantidad de fluidos, tienen una menor velocidad de transmisión al sonido respecto a una zona normal; por tanto, originan reflexiones en su cima y base, y dentro de ella no se observa casi ninguna reflexión debido a la homogeneidad del material.

En realidad no es fácil descubrir una zona sobrepresionada a partir del análisis de una sección sísmica a simple vista, pero existen procedimientos para determinar velocidades de intervalo, durante el procesado de la sección; esto permite determinar un registro sonico sintético ó registro de pseudo-velocidades, figura 1.5.

Similar al sonico de porosidad registrado en el pozo y el cual se obtiene por medio del análisis de la velocidad sísmica. Una vez determinado el registro de pseudo-velocidades, resulta viable la

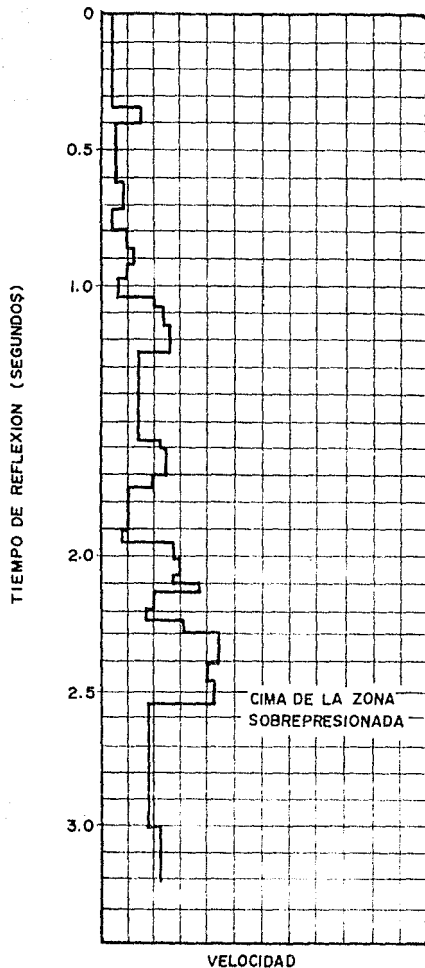


Fig. 1.6- REGISTRO SONICO SINTETICO OBTENIDO A PARTIR DEL PROCESO DE UNA SECCION SISMICA.

detección y evaluación de las presiones anormales existentes en la formación.

METODOS APLICABLES DURANTE LA PERFORACION

Hay una gran variedad de puntos de control superficiales usados en la detección de geopresiones durante la perforación, aunque como la regla general, la ocurrencia de cambio en algunos de ellos no es suficiente para indicar en forma definitiva una zona con presión anormal. Los puntos de control más usados son los siguientes.

- a).- Ritmo de penetración
- b).- Momento de torsión aplicado a la tubería
- c).- Exponente "d" y "dc"
- d).- Presión de bombeo del lodo
- e).- Incremento en el volumen del lodo
- f).- Registro del lodo
- g).- Contenido de cloruros en el lodo
- h).- Incremento de recortes
- i).- Medida de la densidad de la lutita
- j).- Porcentaje de la montmorillonita

a).- Ritmo de penetración

Los muchos factores que afectan la eficiencia de las operaciones de perforación pueden dividirse en dos grupos, como se observa en la tabla siguiente.

Factores más importantes que afectan la perforación.

Alterables	Inalterables
LODO	CONDICIONES ATMOSFERICAS
- Tipo	EQUIPO
- Contenido de sólidos	- Condiciones
- Viscosidad	- Flexibilidad
- Pérdida de fluido	- Tiempo necesario para

- Densidad

un viaje completo de
la tubería

HIDRAULICA

- Presión de bomba
- Velocidad de lodo en las toberas de la barrena
- Ritmo de circulación

PROPIEDADES DE LA ROCA

POZO

- Problemas característicos
- Localización

- Velocidad en el espacio anular

- Temperatura de fondo
- Profundidad

BARRENA

- Tipo
- Peso aplicado

VELOCIDAD DE LA ROTARIA

Se ha observado que el ritmo de penetración depende también de la diferencia entre la presión ejercida por la columna de lodo y la de la formación perforada.

A partir de experimentos de campo se ha demostrado que el ritmo de penetración disminuye al incrementarse la presión hidrostática ejercida por el lodo; debido en parte a la reperforación de los cortes y partículas de roca retenidas en el fondo del agujero por la presión diferencial y secundariamente, al represionamiento de la roca que aumenta su cohesión.

Un incremento en el ritmo de penetración cuando la presión de formación es menor que la ejercida por el lodo frecuentemente se interpreta como la existencia de una zona de presión anormal, cuando en realidad se debe a un cambio de litología de arena a lutita ó viceversa. Para evitar esto, las interpretaciones deben sustentarse en la observación de otros puntos de control superficiales.

En lutitas normalmente compactadas la perforación disminuye con

la profundidad, debido a que su densidad aumenta por la compactación y a que al aumentar la profundidad, manteniendo constante la densidad del lodo, se incrementa la presión diferencial ($p_m - p_f$).

Para mostrar lo dicho anteriormente, se considera que se está perforando a 5000 pies, con una densidad de lodo de 10 lb/gal en formaciones con un gradiente de presión de 0.465 lb/pg²/pie.

La presión diferencial se obtiene de la siguiente manera:

$$p_m = 10 \text{ lb/gal} \cdot 7.481 \text{ gal/l pie}^3 \cdot 5000 \text{ pies} \cdot 1 \text{ pie}^2/144 \text{ pg}^2 \\ = 2597.6 \text{ lb/pg}^2$$

$$p_f = 0.465 \text{ lb/pg}^2/\text{pie} \cdot 5000 \text{ pies} = 2325 \text{ lb/pg}^2$$

$$\text{Presión diferencial} = p_m - p_f = 272.6 \text{ lb/pg}^2$$

Si se está perforando a 8000 pies y bajo las mismas condiciones anteriores, resulta en una presión diferencial de 440 lb/pg².

A partir de éstos resultados y observando la figura 1.7, se concluye que al mantener constante la densidad del lodo disminuye el ritmo de perforación. En las zonas anormalmente compactadas, es decir que contienen fluidos a alta presión diferencial y a la alta porosidad de la roca (baja densidad).

b).- Momento de torsión aplicado a la tubería

El momento de torsión aplicado a la tubería aumenta gradualmente con respecto a la profundidad, debido a que es mayor el contacto efectivo entre tubería y agujero.

En zonas sobrepresionadas éste aumento se hace más notorio y se debe a dos fenómenos que ocurren dentro del pozo. Las lutitas bajo compactadas son consideradas por su plasticidad natural:

Cuando la presión de formación es mayor que la presión ejercida por el lodo éstas tienden a disminuir el diámetro del agujero aumentando la fricción principalmente contra los lastrabarrenas. El segundo fenómeno ocurre al perforar con las condiciones

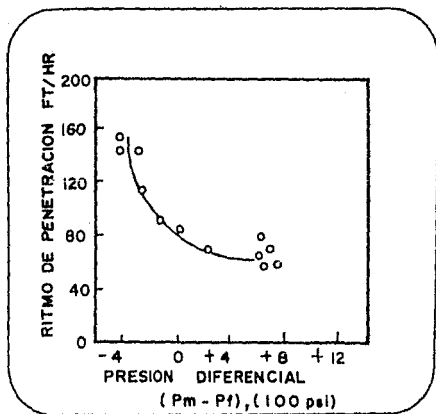


FIG. 1-7-VARIACION DEL RITMO DE PENETRACION CON RESPECTO A LA PRECION DIFERENCIAL.

anteriores. consiste en una entrada mayor de recorte al espacio anular. los cuales tienden a impedir el movimiento de rotación en la tubería de perforación. Si la presión de formación es menor que la presión equivalente ejercida por la columna de lodo difícilmente se notarán cambios en el par aplicado.

Esta forma de control superficial se usa frecuentemente para confirmar la presencia de geopresiones, acusadas por otros puntos de control. Un incremento en el momento de torsión puede interpretarse como una formación con alta presión, cuando en realidad puede ser debido a una rotura de la tubería, a un cono atorado de la barrena ó una fuga grande en las conexiones de la tubería de perforación e inclusive en el cuerpo de ella.

cl.- Exponente "d" y "dc "

Como se señaló anteriormente, el ritmo de penetración no es por si mismo. capaz de indicar con certeza una zona sobrepresionada, debido a los muchos factores que pueden alterarlo. Considerando que las propiedades de las rocas y las condiciones de perforación permanecen constantes, una gráfica del ritmo de penetración contra profundidad define, como tendencia normal, una disminución de la penetración. identificandose una zona bajo compactada por el notable aumento de la penetración en ésta zona. Una gráfica de resistividad de lutitas contra profundidad, define características similares como se muestran posteriormente.

Sin embargo. las variables de perforación tales como el peso aplicado sobre la barrena, la velocidad de rotación de la sarta. el tipo y tamaño de la barrena no siempre pueden mantenerse constantes. por lo que no es fácil localizar la zona anormal con claridad.

Jorden y Shirley propusieron un método matemático para compensar la variación de los varios parámetros que influyen en el ritmo de penetración, conocido en la Industria Petrolera como la técnica del exponente "d". En el desarrollo de ésta teoría parten del modelo presentado por Bingham, el cual relaciona el ritmo de penetración con el peso aplicado sobre la barrena. así como con

la velocidad y el diámetro. Además, se supone que los otros parámetros que afectan a la penetración permanecen constantes, como se muestra a continuación:

d

$$R/N = a (W/Db) \dots\dots\dots(1)$$

Esta ecuación despues de un adecuado manejo e introducción de constantes de conversión, para su posterior uso en unidades prácticas de campo, puede expresarse como:

$$\text{LOG} (R/60 N)$$

$$d = \text{-----} \dots\dots\dots(2)$$

$$\text{LOG} (12 W/ 10^6 Db)$$

o bien para simplificar los cálculos logarítmicos como:

$$\text{LOG} (60 N/ R)$$

$$d = \text{-----} \dots\dots\dots(3)$$

$$\text{LOG} (10^6 Db/ 12 W)$$

donde R (pie/ hora), N (rpm), W (lb), Db (pg),
d (adimensional)

Se ve que la ecuación (3) no es una solución rigurosa de la ecuación (1), el término " a " es una constante adimensional para cada tipo específico de roca y tiene un significativo rango de valores. Sin embargo, la ecuación (3) se desarrolló para la zona de la costa del golfo donde se tienen insignificantes variaciones en las propiedades de las rocas, debidas a otros fenómenos diferentes de compactación. Para fines prácticos, al ignorar el término " a ", no se altera la gráfica del ritmo normalizado de penetración.

El exponente " d " varía inversamente con el ritmo de penetración

por lo que la tendencia normal para cada barrena usada en zonas normalmente compactadas es de un aumento gradual con respecto a la profundidad. El comportamiento del exponente " d " en zonas anormales es característico por su disminución con respecto a la tendencia normal.

Debido a que el exponente " d " se ve influenciado por las variaciones en el peso del lodo, haciendo difícil la interpretación de la gráfica; se hizo necesaria una modificación para normalizar dicho exponente. Este parámetro modificado es conocido como el exponente " dc " y se define de la siguiente manera:

$$dc = d (MWC/MWA) \dots\dots\dots (4)$$

Las gráficas de los exponentes " d " y " dc " contra profundidad son bastante similares, pero en ésta última la zona bajocompactada se manifiesta con mayor claridad como se observa en la figura 1.8.

En el anexo A se presenta un programa para calculadora TI-58 ó 59 con el cual puede calcularse los exponentes " d " y " dc "

d).- Presión de bombeo del lodo

Observando la presión de bombeo, puede determinarse indirectamente la entrada de fluidos de las formaciones hacia el pozo, al perforar una zona con presión anormal.

Las bombas en condiciones normales de perforación proporcionan la energía necesaria para vencer las fuerzas de fricción que se oponen al movimiento del lodo en las tuberías y dentro del agujero.

La entrada de fluidos de menor densidad que la del lodo en el espacio anular, reduce la presión hidrostática fuera de la tubería de perforación, presentandose un efecto de tubo en " U " el cual se manifiesta inmediatamente como una disminución de la presión en el manómetro de la salida de la bomba, acompañada con un aumento de presión en el lodo que sale del pozo.

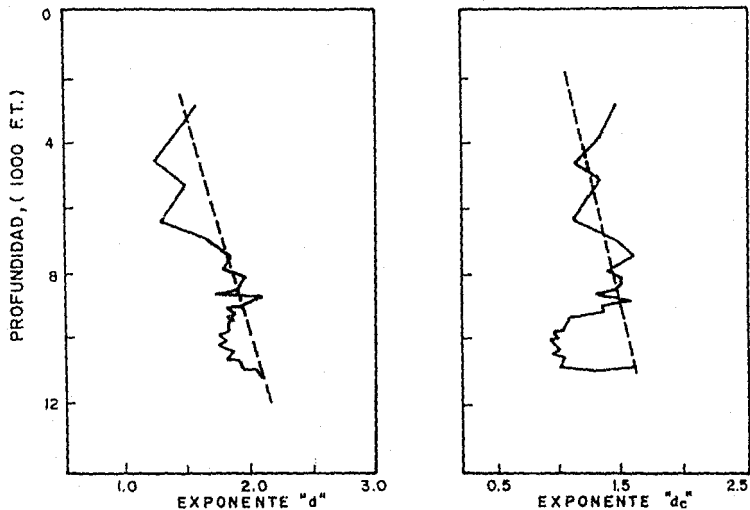


Fig. 1.8- COMPARACION ENTRE LAS GRAFICAS DEL EXPONENTE "d"
Y "dc" PARA UN MISMO POZO.

Debe tenerse en consideración que éste efecto se presenta solamente si se esta perforando la zona con una densidad de lodo menor que la densidad equivalente a la presión de formación. Este punto de control superficial es de gran utilidad ya que muestra indirectamente, sin ningun tiempo de atraso, la cima de la zona sobrepresionada.

e).- Incremento en el volumen de lodo

Cuando se perfora una zona de presión anormal con un lodo de baja densidad, se origina un flujo de fluidos de la formación hacia el pozo lo que redunde en un incremento en el volumen de lodo, que puede ser vigilado constantemente por un detector de nivel de fluido en las presas de lodo.

Al suceder este fenómeno, aunado a varios cambios en otros de control superficiales, se debe de parar la bomba de lodo, levantar la barrena unos cuantos metros y si el fluido prosigue, entonces se confirma la presencia de una zona geopresionada.

f).- Registros del lodo

Los registros de lodo incluyen la medición de su contenido de gas natural. Cuando las formaciones atravezadas contienen gas y la presión ejercida por el lodo no es suficiente para evitar el flujo de gas de las formaciones, entonces el gas se incorpora al lodo y se mantiene en suspensión coloidal. La incorporación del gas al lodo puede ocurrir durante períodos de no circulación en los cuales disminuye la presión efectiva ejercida por el lodo. Cuando se esta circulando, la presión soportada por las formaciones es mayor que cuando se encuentra estático, debido al mismo movimiento del lodo. Para determinar el contenido de gas en el lodo se requiere de una técnica para extraerlo y luego medirlo. El gas comunmente es removido de la suspensión coloidal por la formación de un vacío en la muestra analizada. Se recomienda efectuar un muestreo continuo del contenido de gas durante las operaciones de perforación.

Un incremento en contenido de gas entre conexión y conexión puede

indicar un aumento gradual en la presión de formación. El gas liberado por la roca perforada se le ha llamado gas de conexión y se manifiesta en forma de colchon, mientras que si existe flujo de gas desde la formación, se manifiesta en forma continua, indicando una zona bajocompactada.

g).- Contenido de cloruros en el lodo

Cuando se usa un lodo base agua, el flujo de agua salada de la formación hacia el agujero puede causar un incremento en el contenido de cloruros en el filtrado del lodo.

La importancia de dicho incremento depende naturalmente del contraste de cloruros entre el lodo y el fluido de la formación, así como de la cantidad de fluido incorporado a la columna de lodo. Se tiene flujo de líquidos del agujero solamente si la presión ejercida por el lodo es menor que la de formación.

h).- Incremento de recortes

Cuando la barrena entra a la zona de transición y la presión efectiva ejercida por el lodo es menor que la de la formación, se incrementa el ritmo de penetración como se indicó anteriormente. Esta variación en el ritmo de penetración causa un importante aumento en la cantidad y el tamaño de los recortes de lutita que deben ser levantados a la superficie. Un incremento de los recortes depende de tres factores:

- 1.- La importancia de la longitud del agujero perforado abajo del punto de balance de las presiones hidrostáticas de lodo y de formación.
- 2.- La magnitud de la presión diferencial en el agujero.
- 3.- La magnitud del incremento en el ritmo de penetración.

Los recortes de lutita en zonas normales son pequeños y redondeados, mientras que en una zona anormal toman formas planas más grandes con aristas afiladas.

ii.- Medida de la densidad de la lutita

Una nueva técnica de detección de geopresiones consiste en medir la densidad de los recortes de la lutita en la superficie.

Algunos investigadores han indicado que la densidad de los recortes pueden dar signos definitivos de presiones anormales. Una tendencia de compactación normal tiene que ser establecida por la graficación de densidad de lutita contra la profundidad.

Un quiebre de la compactación normal hacia valores más bajos indica una formación bajo compactada, esto es con presiones anormales.

Existen algunas desventajas con respecto a la aplicación de este punto de control.

1).- Los cortes deberán de ser circulados a la superficie antes de que las medidas puedan ser hechas.

2).- Deberán hacerse lecturas repetidas para confirmar una lectura de baja densidad de lutita.

3).- La densidad de la lutita se decrementa por una excesiva exposición a un lodo base agua.

4).- La presencia de cantidades pequeñas de arena y minerales secundarios dentro de la formación lutítica causa errores en las mediciones.

5).- La presencia de gas dentro de las partículas de lutita decrementa la densidad de los cortes.

ii).- Porcentaje de montmorillonita

La montmorillonita es una arcilla caracterizada por una gran capacidad de absorción de agua y cationes en sus espacios intermicelares. Esto causa que tales arcillas sean de mayor porosidad y menor densidad respecto de los otros tipos de arcilla.

En consecuencia la presencia de tales tipos de arcilla en grandes cantidades obstaculiza la compactación de las arenas debido a que tienden a ocupar mayor volumen, y en consecuencia se puede decir que arcillas de tipo montmorillonítico tienden a estar presentes en zonas bajocompactadas.

Estadísticamente se ha observado que a mayores profundidades, la arcilla presente es del tipo illítico, la cual esta caracterizada por no absorber agua en sus espacios intermiscelares. Por lo anterior, se considera que la montmorillonita se transforma en illita por el efecto de compactación, deshidratación e intercambio catiónico.

Así pues hay sustentación teórica para establecer que las arcillas presentes en zonas sobrepresionadas son del tipo montmorillonítico: esto se ha comprobado y también se han encontrado excepciones.

METODOS APLICABLES DESPUES DE LA PERFORACION

Las mejores herramientas usadas para la detección así como para la estimación de las zonas con presiones anormales, son aquellas que utilizan los datos obtenidos de los registros geofísicos de explotación en los cuales se graba información de la variación, de las características de las formaciones atravezadas por el pozo.

Debido a que los estratos lutíticos son notablemente sensibles a los procesos de compactación, estos han constituido una valiosa ayuda en la detección y construcción de perfiles de presión.

Cuando el agua intersticial es libre de escapar y debido a ello se desarrollan presiones normales en las formaciones, la compactación de las lutitas es función principalmente de la profundidad. Por lo tanto, a mayores profundidades, es mayor el grado de compactación y mayor la densidad que presentan.

Las rocas lutíticas con presiones anormales presentan una porosidad mayor que la de una formación lutítica de las mismas características con presión normal, debido a que contienen una mayor cantidad de fluido.

Detección a partir de datos de resistividad y/o conductividad
La medición de esta propiedad se logra mediante un sistema de

bobinas una receptora y una emisora que acopladas en una sonda son introducidas en el pozo. La bobina emisora está alimentada por una corriente oscilatoria que genera un campo electromagnético, el cual induce en el terreno corrientes eléctricas que circulan como anillos coaxiales al eje de la sonda.

Estas corrientes, a su vez generan su propio campo magnético e inducen una señal ó fuerza electromotriz en la bobina receptora cuya intensidad es proporcional a la conductividad de las formaciones.

Se conoce que la resistividad (inverso de la conductividad), es función de varios factores, tales como, porosidad, temperatura, contenido de sales en el fluido, saturación y composición mineralógica, entre los más importantes, pero que en los estratos lutíticos, es función principal de la porosidad. Debido a que la porosidad es una respuesta de las formaciones a los procesos de compactación, las medidas de resistividad y/o conductividad reflejan en cierto modo, la presión en los poros de la lutita.

La figura 1.9 muestra el comportamiento típico de resistividad de lutitas con la profundidad. En la cual se observa una zona sobrepresionada debido por la disminución de la resistividad con respecto a la tendencia normal. Esta disminución se debe al valor anormal de porosidad que presenta. Una zona con presiones menores que la normal ó hidrostática, así como una impregnada con hidrocarburos, donde se caracteriza por un aumento en la resistividad, tal como el correspondiente a una zona sobrecompactada. Esto se debe a la cantidad tan pequeña de poros que exhibe mientras que para una zona con presiones subnormales es debida a la saturación y para la zona impregnada de hidrocarburos a que éstos son altamente resistivos al paso de la corriente.

La figura 1.10, se muestra la respuesta de los datos de conductividad con respecto a la profundidad. La presencia de la zona anormal se muestra a partir de una profundidad de 8000 pies y se caracteriza por el incremento de la conductividad en ésta.

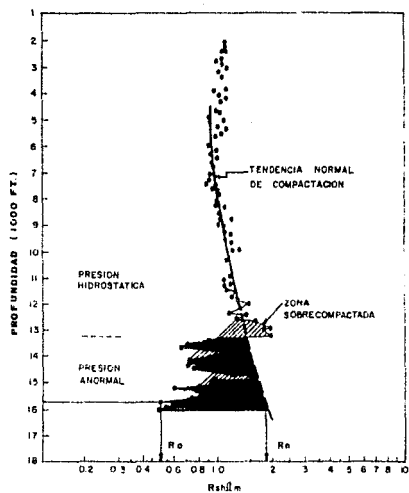


Fig. 1.9 COMPORTAMIENTO TÍPICO DE LA RESISTIVIDAD EN ZONAS CON PRESION ANORMAL .

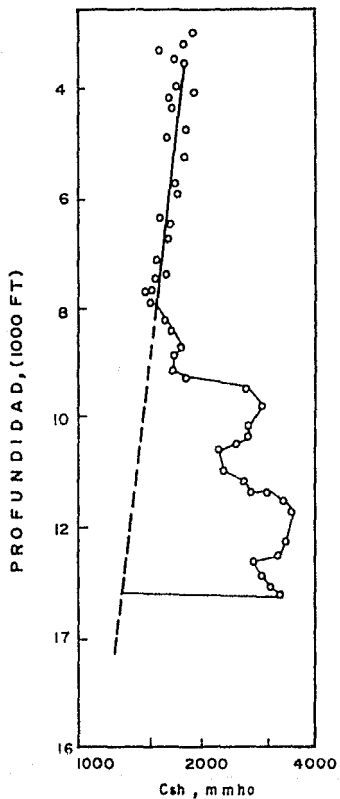


Fig. 1.10- COMPORTAMIENTO DE LA
 CONDUCTIVIDAD EN UNA
 ZONA SOBREPRESIONADA.

con presiones subnormales. y/o impregnada de hidrocarburos sería notable por la disminución de la conductividad de las lutitas. Los comportamientos típicos que presentan la resistividad y conductividad en zonas anormales también pueden ser originados por formaciones impregnadas de agua con alto contenido de sales minerales.

Detección a partir de datos de tiempo de tránsito y porosidad
Como se nombro anteriormente, la porosidad refleja los procesos de compactación de las formaciones, por lo cual el tiempo de tránsito es proporcional a la porosidad, así como ésta, pueden ser utilizados como parámetros útiles en la detección de zonas bajo compactadas. El tiempo de tránsito es obtenido a partir del registro sonico de porosidad.

El dispositivo usado para obtener el registro sonico de porosidad consta de una sonda de material aislante acústico, de dos transmisores de ondas acústicas y cuatro receptores.

Los transmisores y receptores son transductores electroacústicos. es decir que convierten la energía eléctrica en energía acústica y viceversa. El objetivo es medir el tiempo, Δt , que tarda la onda acústica en recorrer, en la formación una distancia igual a la separación entre receptores.

La velocidad de la onda acústica depende de la composición mineralógica de la formación, así como de su porosidad y fluido que la satura. Se ha observado que la mayor velocidad de transmisión de la onda acústica se tiene en materiales densos, tales como rocas de baja porosidad. velocidades más bajas son determinadas en materiales con menor densidad tales como rocas impregnadas de gas y/o con alta porosidad.

Una gráfica semilogarítmica de tiempos de tránsito de lutitas con la profundidad muestra una tendencia lineal a disminuir, figura 1.11. y en las zonas sobrepresionadas los tiempos de tránsito aumentan con respecto a la tendencia normal, debido a que contienen una cantidad mayor de espacios porosos, aunque una zona impregnada de gas también puede mostrar este tipo de

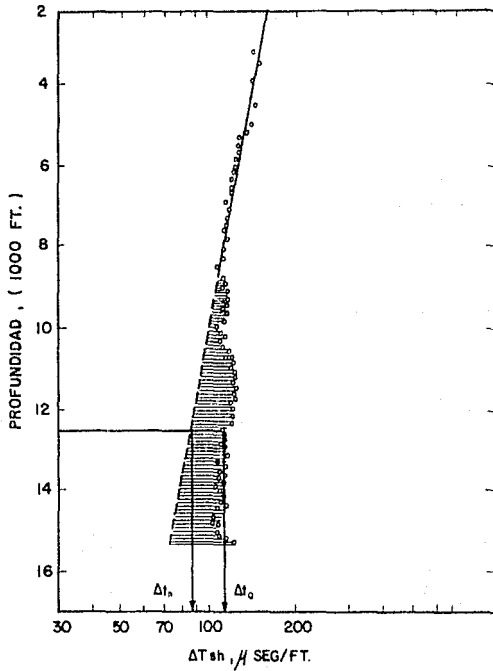


Fig.1.11 COMPORTAMIENTO DEL TIEMPO DE TRANSITO EN UNA ZONA BAJOCOMPACTADA

comportamiento, debido a que el gas es de una densidad mucho menor que el agua. Para evitar ésta confusión se debe de apovarse la interpretación con datos de perforación u otra técnica de detección, tal como la de resistividad en la cual se puede notar un notable aumento en una zona impregnada de hidrocarburos.

La construcción de una gráfica de porosidad contra profundidad tal como se muestra en la figura 1.12. puede lograrse fácilmente por medio de los datos de tiempo de tránsito y la siguiente expresión:

$$\phi = \frac{\Delta t - \Delta t_m}{\Delta t_f - \Delta t_m} \dots \dots \dots (5)$$

ó bien a través del registro de rayos gamma-neutron.

Este registro se obtiene por la introducción de una fuente radioactiva colocada en la sonda, la cual continuamente emite neutrones a alta velocidad (energía). Estos neutrones chocan contra las moléculas de la formación perdiendo energía, la cual depende de la masa relativa del nucleo con la cual choca.

Detección a partir de datos de densidad

Para la medición de ésta propiedad se aprovecha la dispersión y absorción de rayos gamma por los electrones de los átomos como principio fundamental. La dispersión de los rayos gamma, es proporcional al número de electrones y por tanto a la densidad del medio por donde viajan los rayos gamma.

Entre más densa es la formación, más amplia es la dispersión. Como la densidad de un estrato homogéneo es proporcional a la porosidad de las formaciones.

La relación entre la cuenta de rayos gamma y la densidad se encuentra experimentalmente mediante herramientas calibradoras en formaciones de densidad conocida. La relación entre la densidad con la porosidad se calcula para varias combinaciones litológicas

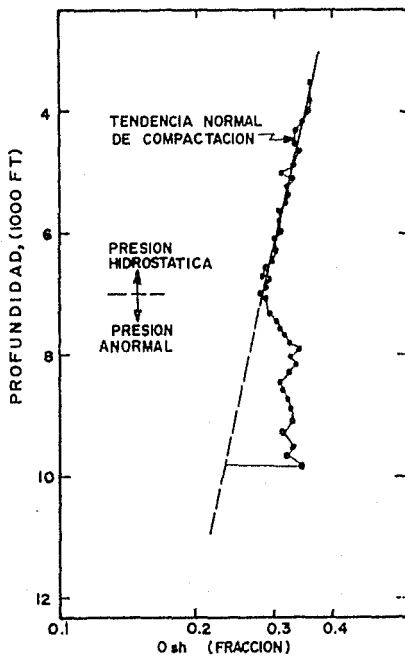


Fig. 112 - PERFIL TÍPICO DE LA POROSIDAD EN ZONAS BAJOCOMPACTADAS.

v de fluidos saturantes.

La densidad normalmente aumenta con la profundidad debido a que las formaciones entre más profundas son más compactas.

Las zonas con presión anormal distorsionan los valores leídos de densidad hacia valores más bajos de la tendencia normal debido a que tienen una mayor porosidad, aún que esto también puede suceder con formaciones impregnadas de gas.

Los datos de densidad se pueden graficar sobre escalas normales y/o semilogarítmicas, ambas gráficas se muestran para un mismo pozo en la figura 1.13.

Detección a partir de datos de temperatura

Generalmente se ha aceptado que casi la mayor parte del flujo de calor de la tierra proviene del núcleo y se mueve hacia la superficie donde se transmite a la atmósfera en forma de energía radiante. Sin embargo, cuando el flujo de calor se encuentra con un material aislante, el flujo disminuye distorsionando el perfil normal de temperatura. Es claro por lo tanto, que un gradiente mayor de temperatura se tiene en la parte inferior del aislante. La expresión que relaciona la rapidez del flujo del calor por conducción en estado estacionario unidimensional es:

$$Q_z = - K A \frac{dT}{dz} \dots\dots\dots (6)$$

T

Una zona con alta presión es un aislante natural. Estas zonas difieren de las formaciones que las rodean, en que son menos compactas, hay una mayor cantidad de volumen ocupado por fluidos.

CALCULO DE LA PRESION DE FRACTURA DE LA FORMACION

A través de experiencias de campo y laboratorio se ha encontrado que la presión que soporta una roca sin que se fracture, es función principalmente de su resistencia y de los esfuerzos a los

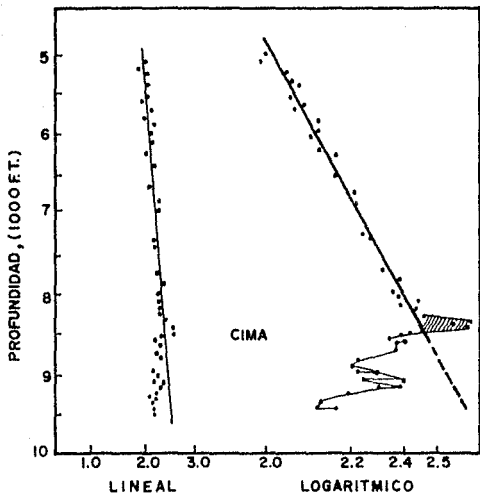


FIG. 1.13 - COMPARACION DEL COMPORTAMIENTO DE LAS TENDENCIAS DE DENSIDAD CONTRA PROFUNDIDAD PARA UN MISMO POZO.

que se encuentra sometida en el subsuelo. La resistencia que ofrece la formación por si misma, raras veces asciende a más de unas decenas de kilogramos por centimetro cuadrado y se ha observado que las formaciones se fracturan a presiones inferiores a la presión de sobrecarga.

Existe una diferencia entre la presión de formación y la presión de fractura, que permite tolerancias funcionales en la densidad de lodo utilizada durante la perforación, como se ilustra en la figura 1.14. Por simplicidad se considera que prevalece un balance perfecto entre la presión de formación y la presión hidrostática ejercida por la columna de lodo. Muestra el punto de asentamiento de la primera tubería de revestimiento a la profundidad D1; bajo las condiciones de presión de este pozo.

La perforación puede continuarse hasta la profundidad D2; abajo de este punto, la perforación sin una nueva tubería de revestimiento, se vuelve peligrosa, ya que en alguna parte abajo de la zapata de la T.R. asentada a la profundidad D1 se tendran pérdidas de circulación debidas al fracturamiento. Siempre y cuando el trabajo de la cementación de la primera tubería halla sido efectuado con satisfacción, ya que de lo contrario se presentan canalizaciones atrás de la tubería, agujero arriba, ocasionando pérdidas de lodo antes de llegar la perforación a la profundidad D2.

Es evidente, por tanto, la utilidad del conocimiento del gradiente de fractura. A continuación se expondra un método de medición, en el campo, de la presión de fractura.

Los datos recabados a partir de éstas pruebas son de gran utilidad en la aplicación de las técnicas de evaluación.

Medición directa

La medición directa de la presión de fractura en un pozo puede efectuarse despues de haber cementado una tubería de revestimiento. Consiste en introducir la barrena adecuada con

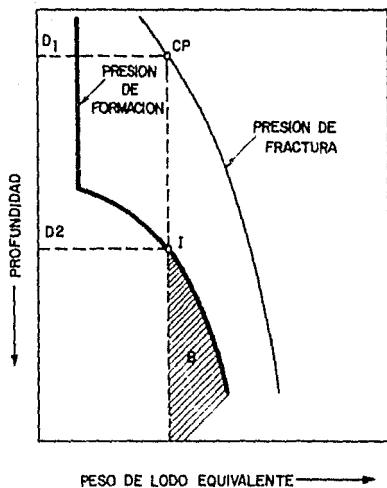


Fig.1.14 DIAGRAMA ESQUEMATICO MOSTRANDO LA PROFUNDIDAD DE ASENTAMIENTO DE UNA NUEVA TUBERIA DE REVESTIMIENTO.

herramienta y tubería de perforación, probar la tubería de acuerdo a sus especificaciones para verificar que no hallan fugas, devastar accesorios de cementación y perforar de 5 a 10 metros, levantar la barrena a la zapata y circular el fluido de perforación hasta que toda la columna quede acondicionada con una densidad igual, se cierran los preventores anulares y se comienza a bombear lodo a través de la T.P. hasta que se alcanza la máxima presión y empieza a notarse las fugas del fluido. Para probar formaciones a varios cientos de metros abajo de la zapata se proceder a aislar la formación por medio de empacadores y llevar a cabo el mismo procedimiento que se sigue para formaciones abajo de la zapata guía.

Al estar inyectando lodo, se construye una gráfica de volumen inyectado contra presión de inyección como se muestra en la figura 1.15. Generalmente el ritmo de bombeo es de 0.5 a 1.5 barriles/minuto de acuerdo a la formación que se está probando. El comportamiento de la presión es de aumento en forma lineal con respecto al volumen de lodo inyectado, ésta tendencia continúa hasta que se llega al punto A donde los datos comienzan a divergir hacia la derecha formando una curva.

Este punto corresponde al momento en que la formación empieza a aceptar fluido, puesto que se observa un menor incremento de presión con respecto al mismo volumen de lodo bombeado.

La presión en el punto A se le denomina presión de fuga, la cual es corregida por los efectos de la resistencia del gel del lodo para utilizarla en el cálculo de la presión de fractura.

Se aclara que el punto de cedencia ficticio es diferente del punto de cedencia real: sin embargo, en la práctica el primero se utiliza para el cálculo de la resistencia del gel del lodo. Debido a ésta circunstancia es claro el por que se debe corregir la presión de fuga por efectos de la resistencia del gel del lodo.

Es recomendable registrar varios puntos más adelante de A. para asegurar que se ha alcanzado el límite de fracturamiento.

En el punto B de la gráfica de la figura 1.15. la bomba se apaga

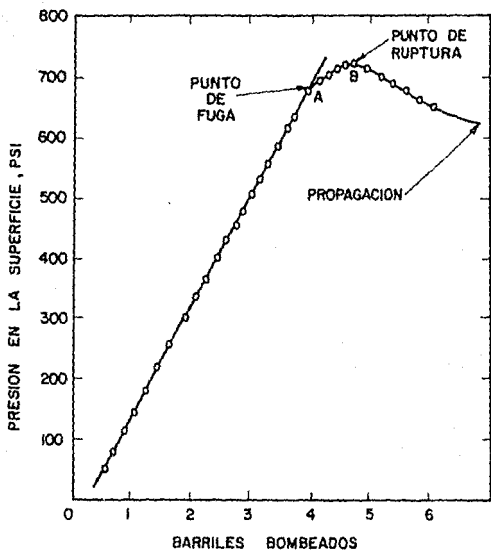


Fig. 1.15 COMPORTAMIENTO TÍPICO DE PRESION EN LA SUPERFICIE CONTRA BARRILES BOMBEADOS.

v se observa el ritmo de descenso de la presión, la cual es una información muy útil al evaluar la calidad del fracturamiento. La presión de fractura se calcula sumando a la presión de fuga, la presión ejercida por la columna de lodo, anteriormente corregida por la presión correspondiente al punto de cedencia del lodo, como se expresa en la ecuación:

$$FP = Pfg + Pc + (\rho \cdot L) \dots\dots\dots (7)$$

donde:

- FP = Presión de fractura de la formación
- Pfg= Presión correspondiente al punto de fuga
- Pc = Presión correspondiente al punto de cedencia
- ρ = Densidad
- L = Longitud

La manera usual de encontrar el punto de cedencia es por medio del viscosímetro Fann, con el cual es posible obtener Pc. Aunque otra manera más representativa, que toma en cuenta las condiciones del lodo en el pozo para el cálculo de Pc, es la siguiente:

Después de efectuar la prueba de fractura se esperan 10 minutos y se hace funcionar la bomba con el preventor abierto, midiéndose la presión necesaria para iniciar la circulación (Pc), substituyéndola posteriormente en la ecuación para estimar FP.

Medición indirecta

Se presentan los métodos de Hubbert-Willis, Matthews-Kelly y Eaton para la estimación del gradiente de fractura a partir de datos de registros de densidad y conociendo de antemano el gradiente de presión de formación.

Metodo de Hubbert v Willis

A partir de observaciones teóricas v experimentales de fracturamiento en rocas se ha encontrado que el plano de fractura es normal al plano de mínimo esfuerzo.

Las rocas del subsuelo están sujetas a tres esfuerzos principales los cuales son diferentes v perpendiculares entre si. Para áreas relacionadas con fallamientos normales, el menor esfuerzo es horizontal, en tanto que para aquellas que son características de esfuerzos horizontales compresionales, el menor esfuerzo es vertical. En aquellas zonas donde el menor esfuerzo es horizontal, las fracturas que se producen tienden a ser verticales, v la presión de fractura es menor que la sobrecarga, en oposición a las zonas donde el menor esfuerzo que se presenta es vertical por lo cual las fallas tienden a ser horizontales v las presiones de fractura a ser mayores que la presión de sobrecarga.

En la figura 1.16 se presentan los tipos de fractura característicos de cada una de las zonas mencionadas.

Con base en un diagrama de fuerzas se encuentra que la presión total de sobrecarga es igual en magnitud v de sentido contrario, a la suma de la presión del fluido v el esfuerzo vertical efectivo soportado por la roca.

$$S = pf + \sigma v \dots\dots\dots (8)$$

donde:

S = Presión de sobrecarga

pf= Presión del fluido

σv = Esfuerzo vertical soportado por la roca

Y tambien que la presión de fractura es igual a la suma de la presión del fluido y el esfuerzo horizontal al que esta sometida la roca.

$$FP = pf + \sigma h \dots\dots\dots (9)$$

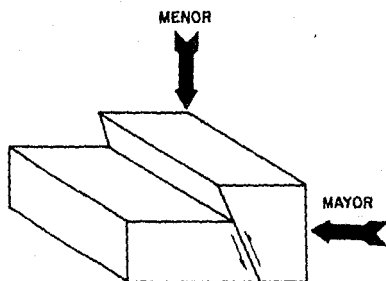
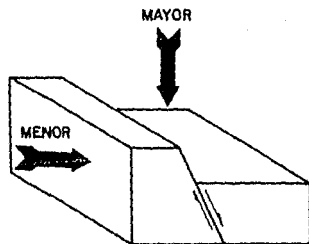


Fig.1.16 RELACION ENTRE LOS ESFUERZOS A LOS QUE ESTA SOMETIDA UNA ROCA Y EL TIPO DE FRACTURA CARACTERISTICO QUE PRESENTAN.

donde:

FP = Presión de fractura

pf = Presión del fluido

oh = Esfuerzo horizontal soportado por la roca

Bajo condiciones de fallamiento normal se tiene que el mínimo esfuerzo principal es horizontal y tiene un valor que varía aproximadamente entre $1/3$ y $1/2$ del esfuerzo vertical soportado por la roca, de lo cual se puede expresar:

$$oh \approx (1/3 \text{ a } 1/2) \sigma_v \quad \dots \dots \dots (10)$$

El esfuerzo vertical que soporta la roca puede ser representado como la diferencia entre la presión de sobrecarga y la de formación, por lo que la ecuación anterior la podemos representar como:

$$oh \approx (1/3 \text{ a } 1/2) (S - pf) \quad \dots \dots \dots (11)$$

Sustituyendo la ecuación (11) en (9) y dividiendo por la profundidad se obtiene que el gradiente de presión de fractura es:

$$FPG = pf/D + (1/3 \text{ a } 1/2) (S/D - pf/D) \quad \dots \dots \dots (12)$$

El gradiente de presión de fractura, como puede observarse en la expresión anterior, es función de los gradientes de sobrecarga y de presión de formación, así como también de los esfuerzos a los que está sometida la estructura de la roca.

Para determinar el gradiente de presión de fractura, a través de este método, se recomienda seguir el procedimiento siguiente:

- 1.- Se determina el gradiente de presión de formación, a la profundidad de interés

2.- Se determina el gradiente de sobrecarga a la profundidad elegida

3.- Utilizando la ecuación (12) se puede encontrar los límites mínimo y máximo de los gradientes de presión de fractura

4.- Repitiendo los pasos anteriores, a diferentes profundidades, se obtiene un perfil del gradiente de fractura con la profundidad

Bajo condiciones normales de presión en las formaciones (0.465 lb/pg²/pie) y con un gradiente de sobrecarga de 1.0 lb/pg²/pie (considerado para la zona de la costa del golfo), los límites de los gradientes de fractura son: 0.64 lb/pg²/pie y 0.73 lb/pg²/pie mínimo y máximo respectivamente.

La figura 1.17 es una representación gráfica de los gradientes de fractura máximos y mínimos, la cual toma al gradiente de presión de sobrecarga como constante e igual a 1.0 lb/pg²/pie.

Como se observa en ésta gráfica, la diferencia entre los gradientes de presión de fractura mínimos y máximos, se reduce con un incremento en el gradiente de presión de formación. Por tanto, las presiones adicionales que se presentan al introducir y sacar la tubería de perforación ó al empezar a bombear, llegan a ser de gran importancia con gradientes de presión de formación altos.

Método de Matthews y Kelly

Esta técnica de cálculo establece una relación entre los gradientes de presión y de fractura que difiere del modelo anterior en la introducción del coeficiente de esfuerzo de la matriz K_1 . La ecuación propuesta por éste método es la siguiente.

$$FPG = pf/D + K_1 \sigma_v/D \dots\dots\dots (13)$$

El coeficiente de esfuerzo de la matriz es una variable que

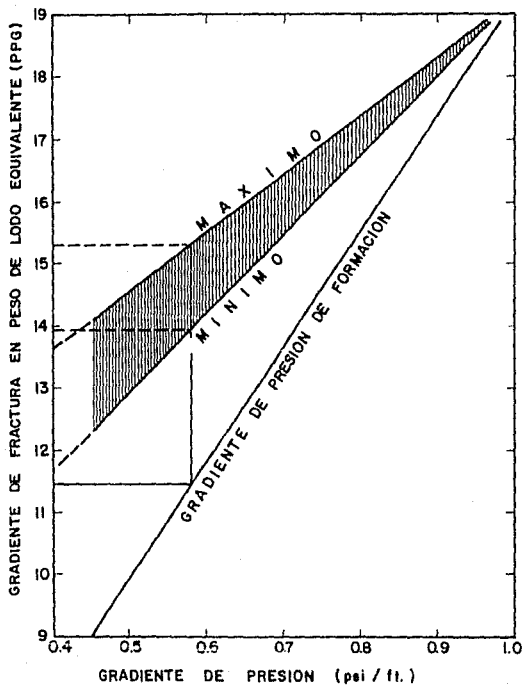


Fig.1.17 REPRESENTACION GRAFICA DE LOS LIMITES MAXIMO Y MINIMO DE LOS GRADIENTES DE PRESION DE FRACTURA.

relaciona los esfuerzos vertical y horizontal soportados por la roca, y debe ser estimada a la profundidad a la que el valor de σ_v sería el esfuerzo normal de la matriz.

Los valores de la variable adimensional, K_1 , pueden obtenerse para cada área en especial por substitución de datos de campo de presión de fractura en la siguiente ecuación:

$$K_1 = D/\sigma_v + FPG - pf/D \quad (14)$$

Las presiones de fractura, a falta de mediciones directas, pueden evaluarse a partir de información acerca de pérdidas de circulación de lodo durante la perforación, cementaciones forzadas, etc. En la figura 1.18 se muestra la relación del coeficiente del esfuerzo de la matriz con la profundidad, para el área del sur de Texas, E.U.A.

El procedimiento de cálculo de los gradientes de presión de fractura se describe a continuación:

1.- Se construye una gráfica similar a la de la figura 1.18 utilizando datos correspondientes al área en estudio, por el procedimiento descrito anteriormente, con la finalidad de encontrar los coeficientes K_1 apropiados a las diferentes profundidades requeridas.

2.- Determinar la presión de formación a partir de diferentes métodos, dependiendo de la información disponible.

3.- Calcular el esfuerzo vertical efectivo soportado por la roca a partir de su relación con la presión de sobrecarga y la de formación, ecuación (8).

4.- Cuando se trata de hacer el cálculo en zonas anormales, es necesario determinar la profundidad D_1 , para la cual el valor de σ_v del punto en estudio sería el valor normal, mediante la expresión:

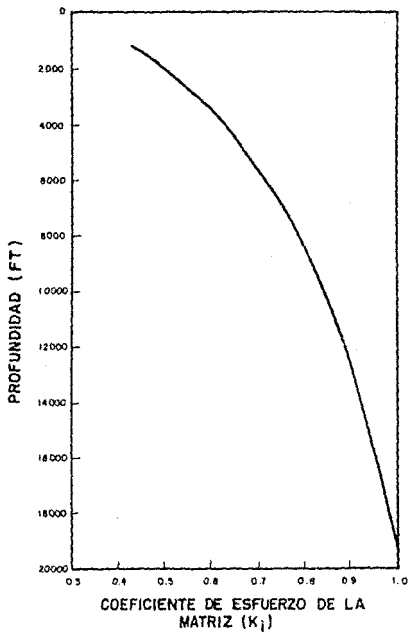


Fig.1.18 RELACION DEL COEFICIENTE DE ESFUERZO DE LA MATRIZ CON LA PROFUNDIDAD. CURVA AJUSTADA A PARTIR DE LOS DATOS DE MATTHEWS AND KELLY.

$$D_i = \frac{ov}{K_i} + \frac{SFD}{\rho_i/D} \dots \dots \dots (15)$$

donde ov corresponde a la zona anormal y ρ_i/D al gradiente de presión del área.

5.- Con la profundidad equivalente, D_i , encontrada en el paso anterior se entrá a la gráfica construída en el primer paso del procedimiento, para encontrar el valor correspondiente de K_i .

6.- A partir de la ecuación (15), se calcula el gradiente de presión de fractura.

7.- Repitiendo este procedimiento a diferentes profundidades, es posible obtener la variación del gradiente de presión de fractura con respecto a la profundidad del pozo en estudio.

La figura 1.19 se utiliza con fines prácticos para el cálculo del gradiente de presión de fractura.

En ésta gráfica se encuentran incluidas las variaciones del gradiente de presión de fractura con la profundidad, para diferentes valores de presión de formación. Entrando a ésta gráfica a la profundidad de interés se alcanza horizontalmente la curva correspondiente al peso de lodo equivalente al gradiente de presión de formación, y luego verticalmente hacia abajo se lee el gradiente de presión de fractura.

La construcción de éste tipo de gráficas para una cierta área en cuestión, requiere del conocimiento del coeficiente K_i con la profundidad del campo en estudio.

Método de Eaton

Esta técnica se basa en los trabajos desarrollados por Hubbert y Willis. Tomando en cuenta las propiedades elásticas de las rocas, se ha encontrado que, por medio de la relación de Poisson, los esfuerzos vertical y horizontal soportados por la roca se pueden

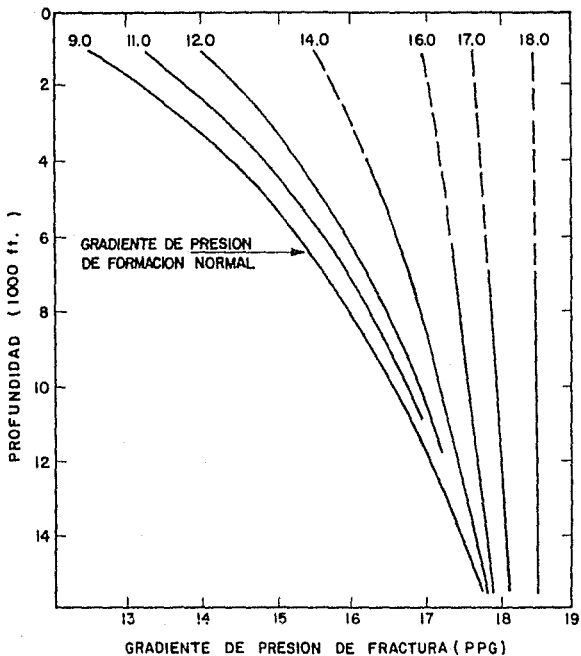


Fig.1.19 RELACION DEL GRADIENTE DE FRACTURA CON LA PROFUNDIDAD, DEL AREA DE LA COSTA DEL GOLFO E.U.A.

relacionar por medio de la siguiente expresión:

$$\sigma_h = \frac{\sigma_v}{1 - \nu} \quad (15)$$

donde

= Relación de Poisson

Como se indicó anteriormente, la presión de fractura puede definirse aproximadamente por medio de la ecuación (9), y apoyandose en (16), puede expresarse como:

$$FP = pf + \frac{\sigma_v}{1 - \nu} \quad (17)$$

De tal manera que el gradiente de presión de fractura de la formación, es posible estimarlo a partir de

$$FPG = pf/D + \frac{\sigma_v/D}{1 - \nu} \quad (18)$$

La ecuación (18) se conoce como " la ecuación del gradiente de fractura de Eaton ", y en la cual se observa que el gradiente de presión de fractura es función de la relación de Poisson, de la presión de la formación y de la presión de sobrecarga, que son considerados a diferencia de los métodos anteriores como variables con respecto a la profundidad.

El cociente de las relaciones de Poisson, debe establecerse para cada área en particular, con la ayuda de datos de campo a través de la siguiente expresión

$$\frac{\nu}{1 - \nu} = \frac{FPG - pf/D}{S/D - pf/D} \dots\dots\dots (19)$$

ó directamente de la relación de Poisson con:

$$\nu = \frac{A}{1 + A} \dots\dots\dots (20)$$

donde:

$$A = \frac{FPG - pf/D}{S/D - pf/D} \dots\dots\dots (21)$$

Para determinar el gradiente de presión de fractura, utilizando éste método, se emplea el procedimiento descrito a continuación:

1.- Se prepara una gráfica que represente la variación de la relación de Poisson con la profundidad, con datos pertenecientes al área en estudio, o bien una gráfica del cociente de relaciones de Poisson con la profundidad.

En la figura 1.20 se presenta el comportamiento que sigue la relación de Poisson con la profundidad para formaciones de la zona de la costa del golfo E.U.A. Esta gráfica considera a la presión de sobrecarga variable.

2.- Estimar el gradiente de presión de formación aplicando cualquiera de las técnicas mostradas con anterioridad.

3.- Calcular el esfuerzo vertical soportado por la roca, a partir de los datos extraídos del registro de densidad ν usando la ecuación (8).

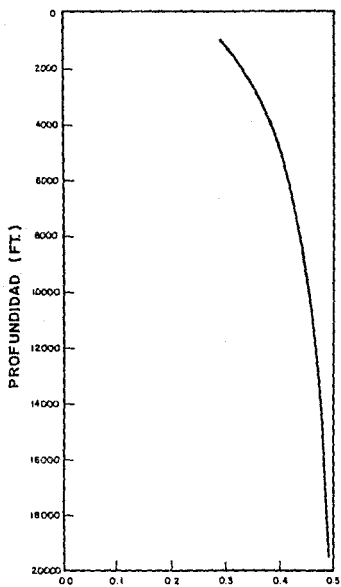


Fig.1.20 VARIACION DE LA RELACION DE POISSON CON LA PROFUNDIDAD
CURVA AJUSTADA A PARTIR DE LOS DATOS DE EATON.

4.- Evaluar el gradiente de presión de fractura utilizando la ecuación (18) para la profundidad elegida

5.- Con la repetición de los pasos anteriores a diferentes profundidades, es posible construir un perfil de la variación del gradiente de presión de fractura con la profundidad

En la figura 1.21 se presenta una gráfica de gran interés práctico para la estimación del gradiente de presión de fractura, la cual representa la variación del gradiente de fractura con la profundidad para diferentes valores de la presión de formación. Esta gráfica fue preparada con datos del área de la costa del golfo, E.U.A

En el anexo C se presenta el programa para cálculo de el gradiente de presión de fractura utilizando los métodos de Hubbert-Willis, Matthews-Kelly y Eaton.

Aplicación práctica de resultados

A partir de los datos presentados en la gráfica de la figura 1.22, se puede desarrollar un programa básico de profundidades de asentamiento de tuberías de revestimiento como se indica a continuación.

Se observa que la presión de formación a la profundidad total es de 13,400 lb/pg². Para perforar con seguridad es práctico usar pesos de lodo que ejerzan una presión hidrostática aproximadamente de 300 lb/pg² (≈20 kg/cm²) más grande que la presión de formación. La línea de gradiente de presión de 17.3 lb/gal (0.90 lb/pg²/pie) satisface la condición planteada en el fondo del agujero y se encuentra abajo de la presión de fractura de 14,600 lb/pg².

Siguiendo la línea de gradiente de 17.3 lb/gal hacia la parte superior del agujero, se encuentra un punto en el cual ésta interseca a la curva de perfil de fractura, lo cual significa que las formaciones arriba de 14,500 pies se fracturarán con un

PROGRAMA BASICO DE PERFORACION ELABORADO A
PARTIR DE LOS GRADIENTES DE PRESION DE
FORMACION Y DE FRACTURA CALCULADOS

TUBERIA DE REVESTIMIENTO			
TUBERIA DE REVESTIMIENTO	DIAMETRO (Pulg)	PROFUNDIDAD DE ASENTAMIENTO (ft)	DIAMETRO DEL AGUJERO (pulg)
SUPERFICIAL	13 3/8	3 000	15
INTERMEDIA	9 5/8	13 700	12 1/4
PRIMER LINER	7	14 500	8 5/8
SEGUNDO LINER	5	15 500	6 1/4
L O D O S D E P E R F O R A C I O N			
INTERVALO (ft)		DENSIDAD DE LODO (ppg)	
3,000	- 11,500	9.0	- 9.5
11,500	- 13,300	9.5	- 11.8
13,300	- 13,700	11.8	- 13.3
13,700	- 14,500	13.3	- 15.9
14,500	- 15,500	15.9	- 17.3

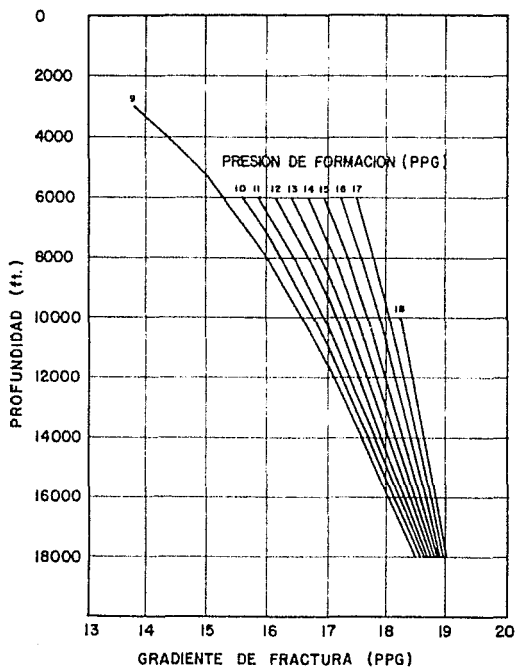


Fig. 1.21 CURVAS DE GRADIENTES DE FRACTURA EN EL AREA DE LA COSTA DEL GOLFO, E.U.A.

peso de lodo de 17.3 lb/gal. Por tanto, la profundidad de 14,500 pies corresponde al asentamiento de una tubería de revestimiento. Usando el mismo procedimiento y manteniendo la densidad de lodo arriba de la presión de formación (\approx 300 lb/pg⁺ mayor).

La profundidad de asentamiento de la siguiente tubería de revestimiento se localiza a 13,700 pies.

Con un peso de lodo de 13.3 lb/gal se puede perforar con seguridad a esa profundidad y en ninguna parte arriba de ella se sobrepasa la presión necesaria para fracturar las formaciones sobreyacentes.

Es recomendable programar una tubería de revestimiento a una profundidad de 3000 a 4000 pies (914 a 1220 m) con la finalidad de proteger las arenas de agua dulce y proporcionar un ancla para instalar el equipo preventor de reventones

En la tabla siguiente se presenta el programa de perforación que indica las profundidades de asentamiento de las tuberías de revestimiento, tamaños de agujero y densidades de lodo a emplear, tal como se determina a partir de los perfiles de presión de formación y de fractura de la figura 1.22.

CONDICIONES SEVERAS QUE SE PRESENTAN EN POZOS DE ALTA PRESION

PROPIEDADES FISICAS DE LA FORMACION.

Los parámetros físicos necesarios para evaluar yacimientos que contengan fluidos a alta presión son los que se requieren en cualquier yacimiento.

Porosidad.

La porosidad (ϕ) es la más conocida de las características físicas de un yacimiento petrolero.

La porosidad de un material es definida como la fracción de incremento de volumen del material que no esta ocupada por los sólidos que componen el material.

En un yacimiento petrolero, la porosidad representa el porcentaje de el total de espacios que están disponibles para ser ocupados por líquidos ó gases. Donde determina la capacidad de almacenaje de la arena y es generalmente expresada en bases de un porciento ó como una fracción decimal.

Hay dos tipos de porosidad, nombradas efectiva y absoluta. la porosidad absoluta es el porcentaje de el total de espacios vacios con respecto al incremento de volumen considerado de la interconexión de los poros vacios.

La porosidad efectiva es una función de muchos factores litológicos. Algúnos de los más importantes son la heterogenidad del tamaño del grano, empaquetamiento, contenido de arcilla y tipo de arcilla.

La porosidad efectiva, es la porosidad de interés en los análisis de registros. En muestras de areniscas, la porosidad total y efectiva son aproximadamente igual. Esto indica que más espacios porosos son interconectados. En formaciones de limolitas y dolomitas pueden tener muy amplia variación de porosidad.

La porosidad en limolitas y dolomitas tiene que ser clasificada como porosidad original ó secundaria. La porosidad original es la porosidad instantanea ó inmediatamente despues de la depositación, mientras que la porosidad secundaria ocurre mucho

después a través de la acción de disolución. La mayoría de los espacios porosos encontrados en limolitas y dolomitas son de una naturaleza secundaria.

La medición de la porosidad requiere de dos mediciones de tres propiedades de la muestra:

Volumen de roca V_b , volumen de grano V_{gr} , y volumen de poro. El volumen de roca es el volumen de los sólidos de la matriz rocosa más todos los espacios porosos y es sinónimo de volumen total.

El volumen de granos es el total de volumen de material sólido obtenido de la matriz de la muestra.

El volumen de poros es el total de los espacios porosos contenidos en la muestra. La porosidad puede ser determinada de la siguiente manera.

$$\phi = \frac{V_p}{V_b} = \frac{V_p}{V_{gr} + V_p} = \frac{V_b - V_{gr}}{V_b}$$

Permeabilidad.

La permeabilidad (k) de un yacimiento puede ser definida como la habilidad de permitir que los fluidos fluyan a través de espacios porosos intercomunicados.

Ley de Darcy.

La característica de la permeabilidad de los fluidos en un medio es el resultado de los efectos que son proporcional relacionados a los flujos de gasto Q de un fluido fluyendo a la parte frontal hidrotática gh de un fluido incrementado por la presión p esforzada sobre la libre superficie líquida ($p + gh$) = H como el flujo sobre una trayectoria de longitud L .

H es el potencial del flujo de fluido.

$$Q = - A k \frac{(p + gh)}{L} = - A k \frac{H}{L}$$

Donde A es la área transversal perpendicular a la trayectoria del flujo del fluido. h es la altura arriba de un nivel de dato constante. g es la aceleración de la gravedad. ρ es la densidad del fluido fluyendo.

Darcy trabajó con un fluido solamente (agua) el cual contiene la viscosidad de 1. la aplicación general para todos los fluidos es generalizada introduciendo la relación de la viscosidad μ del fluido.

La permeabilidad de un fluido particular es independiente de la naturaleza de la viscosidad de el fluido.

$$Q = - \frac{A K}{\mu} \frac{(p_1 + \rho g h_1) - (p_2 + \rho g h_2)}{L}$$

La permeabilidad absoluta es la cual describe a un flujo de fluido saturado al 100% de la porosidad medida.

La permeabilidad efectiva se compone de:

$$K_o = K K_{ro}$$

$$K_g = K K_{rg}$$

$$K_w = K K_{rw}$$

Saturación.

La saturación de una formación es la fracción de volumen de poros ocupados por un fluido considerado. La saturación de agua es la fracción de el volumen de poro que contengan agua de formación. Si, no es nada pero el agua existe en los poros, una formación tiene una saturación de agua del 100%. El simbolo de la saturación es una S; varios subscritos son empleados para determinar la saturación del fluido en particular; S_w para saturación de agua, S_o para saturación de aceite y S_g para saturación de gas.

Propiedades mecánicas de la roca.

Constantes elásticas.

Las propiedades mecánicas son derivadas de pruebas efectuadas a muestras de rocas en laboratorio, tal como las mediciones de los esfuerzos para un esfuerzo dado, son las constantes estáticas elásticas.

Las constantes dinámicas elásticas son derivadas de las mediciones de velocidades de ondas elásticas en el material.

Los registros sonicos y análisis de forma de onda nos muestran la manera de obtener mediciones continuas de velocidades compresionales y de cizallamiento. Estos datos, en conjunto con los de incremento de densidad permiten la medición in-situ y cálculos de las propiedades mecánicas de la roca. Las propiedades mecánicas elásticas, en términos de velocidades de onda elástica (ó tiempo de tránsito) y incremento de densidad, son mostrados en la tabla siguiente.

Propiedades Dinámicas Elásticas

	Fuerza Lateral	$1/2(ts/tc)^2-1$
Relacion de Poisson's	-----	-----
	Fuerza Longitudinal	$(ts/tc)^2-1$

	Esfuerzo Aplicado	/ b
G Modulo de Cizallamiento	-----	----- * a
	Fuerza de Cizallto.	ts v

	Esfuerzo Uniaxial Aplicado	
E Modulo de Young's	-----	2G (1+v)
	Fuerza Normal	

Presion Hidrotática

Kb Módulo de Incremento

----- $\gamma b[1/tc]^2$

Fuerza Volumetrica $4/3ts^2]^a$

Deformacion Volumetrica

Cb Incremento de Compresi ----- 1/Kb

bilidad (con porosidad) Presion Hidrostatica

Cambio de Volumen en Matriz

Cr Compresibilidad de la ----- $\rho g[1/tm]^a$

Roca (cero porosidad) Presion Hidrostatica $-4/3tsm^2]^a$

$]^a$

\approx Constante Bielasitica Presion de Poroproporcional $1 - Cr/Cb$

Nota.

Coefficiente $a = 1.34 \cdot 10^{10}$ si γb esta en gr/cm^3 y t en us/ps

La práctica común es para emplear valores medidos de tiempo compresional (t_c) y tiempo de cizallamiento (t_s).

Cuando el tiempo de cizallamiento no puede ser medido (en formaciones suaves ó cementaciones pobres), las predicciones basadas en la relación de Poisson y módulo elástico no son recomendados. Sin embargo los datos t_s pueden ser reemplazados con tiempos de cizallamiento sintéticos computados para los modelos litológicos, empleando tiempos compresionales y incremento de densidad que han sido corregidos por efecto de hidrocarburo. Deberá ser notado que a través de las correcciones de hidrocarburo son aplicados para la litología del modelo absorbiendo por sintéticas t_s computaciones, las correcciones de hidrocarburo no se hacen cuando los datos naturales son empleados para la computación de las propiedades elásticas.

La relación clásica en la tabla anterior no hace mención de la influencia de el tipo de fluido en la respuesta de los registros sonicos. Generalmente ésto hace la pequeña diferencia en el caso de carbonatos, las cuales tienen una gran área de contacto a través de la solución soldada o mineralización. No obstante en arenas de baja porosidad, el efecto no deberá ser ignorado, particularmente cuando los fluidos del vacimiento son altamente compresibles un ejemplo podría ser cuando el gas libre se presenta a las condiciones de vacimiento.

El efecto de fluido puede ser matemáticamente modelado. La relación t_s/t_c derivada de la expresión para módulo de incremento y módulo de cizallamiento, es como sigue:

$$t_s/t_c = 1.473 + K/G)^{1/2}$$

Si la roca estuviese con fluido libre, es decir, los poros contengan un vacío, K y G podrían ser igual a el módulo de forma seca, K_{drv} y G_{drv} . En vista de que la porosidad in-situ hace contener un fluido, un endurecimiento del término K_p podrá ser incluido, siendo que $K = K_{drv} + K_p$. A baja frecuencia sonica, G y G_{drv} pueden ser asumidas igual.

La relación cizallamiento/compresional puede ser expresada como:

$$t_s/t_c = 1.473 + \frac{K_{drv} + K_p}{G_{drv}}$$

Donde K_p (recordado por ambos en la teoría de Biot y Gassman) es una función de porosidad, el módulo de incremento de ambos en la forma seca y el de granos, y el de compresibilidad de fluido. Suponen que $G_{drv} = G = \lambda/bvts^2$, y conociendo los parámetros requeridos para K_p , la derivación de la forma seca del módulo de

TABLE A NOMINAL PROPERTIES SELECTED CASING GRADE STEELS

API GRADE OR MANUFACTURER'S DESIGNATION	YIELD STRENGTH, PSI		ULTIMATE STRENGTH PSI	ELONGATION 2-IN STRIP %	APPROXIMATE JARDNESS RANGE ROCKWELL C	METHOD OF MANUFACTURE	
	MINIMUM	MAXIMUM				PROCESS &	HEAT TREATMENT &
H-40	40,000	-	60,000	22.5 to 29.0		SS & ERW	As rolled
J-55	55,000	80,000	75,000	18.5 to 24.0	7 to 16	ERW	Normalized
K-55	55,000	80,000	95,000	15.0 to 19.5	13 to 24	SS & ERW	As rolled
S-80	55,000 L	75,000 L	75,000	20.0	7 to 16	EFW	Q&T
C-75	75,000	90,000	95,000	15.5 to 19.5	13 to 24	SS	N&T or Q&T
N-80	80,000	110,000	100,000	15.0 to 18.5	15 to 29	SS	Normalized or Q&T
L-80+Mod.							
N-80	80,000	95,000	100,000	24.0	15 to 24	SS	Q&T
C-95	95,000	110,000	105,000	14.5 to 18.0	17 to 28	SS & EFW	Q&T
95*	95,000	-	110,000	16.0	21 to 30	SS	Q&T
S00-95	95,000	110,000	110,000	20.0	21 to 29	SS	Q&T
S-95*	92,000 L	95,000 L	110,000	16.0	-	EFW	Q&T
Spec S-95*	75,000 L	95,000 L	95,000	16.0	13 to 22	EFW	Q&T
P-110	110,000	140,000	125,000	12.5 to 15.0	28 to 35	SS	Q&T
S00-125*	125,000	150,000	135,000	18.0	20 to 36	SS	Q&T
S00-140*	140,000	165,000	150,000	17.0	30 to 38	SS	Q&T
V-150*	150,000	180,000	160,000	14.0	35 to 39	SS	Q&T

L= Longitudinal.

T= Transverse.

ERW (electric resistance weld) = casing welded, hot reduced, cut into lengths, fully normalized, and cold-sized.

SS (seamless) = casing finished as rolled after rolling, or quenched and tempered.

EFW (electric flash weld) = hot-sized after welding, quenched and tempered, cold reduced by special process.

*Non-API.

**Percent elongation for API grades is calculated and depends on cross-sectional area and ultimate strength of the test specimen.

incremento y la relación de Poisson es recta.

DESCRIPCIÓN DE HERRAMIENTAS E INSTALACIONES SUPERFICIALES

En terminaciones de alta presión, medio ambiente de gas amargo y condiciones de operación sensibles en testa afuera presentan mayor atención tanto en cabezales como en sus componentes críticos de equipo para la exitosa producción y terminación.

El API no es de gran ayuda en el diseño y selección de cabezales para presiones mayores de 20,000 lb/pg².

Algunas especificaciones para presiones de trabajo de 20,000 lb/pg², sus componentes son listados en el API en la especificación 6A, 11 edición.

Instalación de cabezal

El departamento de perforación instalará la parte que soporta las tuberías de revestimiento (cabezales), y el departamento de producción y terminación es responsable para el cabezal de producción y el árbol de navidad.

Los componentes de un cabezal son mostrados en la figura 2.1. los cabezales son seleccionados así como sus componentes para operar a presiones de trabajo igual o mayores que cualquier presión para la cual pudieran estar expuestos durante la perforación, terminación o término de producción. El cabezal de producción y el árbol de navidad deberán manejar presiones de fondo menos el peso del total de la columna de gas seco. El primer cabezal, normalmente instalado en la tubería superficial para soportar el preventor de reventones deberá resistir presiones como mínimo la de la tubería de superficie y bajo severas condiciones de carga y vibraciones impuestas por el conjunto de preventores. Subsecuentes cabezales deberán ser probados a presiones compatibles con las tuberías de revestimiento que los soportan.

Las presiones promedio pueden ser incrementadas en los componentes del conjunto, normalmente de un paso, es decir de

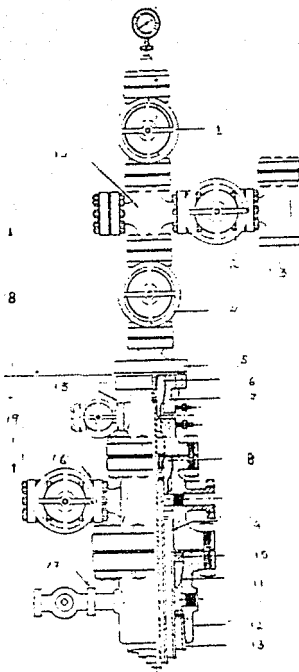


FIG. 2.1 COMPONENTES BASICOS DE ENSAMBLE DE CABEZAL
DE ALTA PRESION.

- | | |
|-------------------------------|--------------------------------|
| I.- VALVULA DE LIPIEZA | 11.- COLGADOR DE T.R TIPO CUNA |
| 2.- VALVULA DE FLUJO DE LINEA | 12.- CABEZAL DE T.R |
| 3.- ESTRANGULADOR | 13.- T.R EXTERIOR |
| 4.- VALVULA MAESTRA | 14.- " T " |
| 5.- ADAPTADOR DE TUBING | 15.- VALVULA DE EXTREMOS |
| 6.- COLGADOR DE TUBING | 16.- VALVULA DE BRIDA |
| 7.- CABEZAL DE TUBING | 17.- VALVULA DE ROSCALO |
| 8.- BOLA COLGADORA | 18.- SECCION DEL ARBOL |
| 9.- T.R INTERMEDIA | 19.- SECCION DEL CABEZAL |
| 10.- SELLO MEDIO | |

3000 a 5000 lb/pg* o 5000 a 10.000 lb/pg* en cuyo caso el de menor. La presión mayor del carrete de adaptación podrá ser aislada a lo largo, los componentes de baja presión con un sello positivo. A continuación se explican dos métodos, las bridas, birlos o conexiones de rosca son confiables en cabezales API. Las de tipo de rosca no son muy recomendables para presiones de trabajo de 5000 lb/pg* o mayores. Las conexiones de birlos requiere de menos espacio; el diseño compacto con conexiones poco cambiables pueden ser más resistente al fuego. Las conexiones de sujeción las retienen junto por anillos de acero cerrados. Las bridas u orificios de los birlos de los cabezales deberán ser roscados para aceptar un tapón de control con el cual selle la parte en ausencia de una válvula pero la cual permita a una válvula sea instalada o cambiada bajo condiciones de presión.

Pruebas de presión.

El API especifica las pruebas que deberán de someterse previamente en la planta. Las pruebas incluirán bridas integrables y son sometidas a presiones sobre las presiones de trabajo para verificar la calidad del material y diseño.

El API recomienda las pruebas de presión como siguen:

Pruebas de presión hidrostática API para cabezales con conexiones de brida.

Presión de Trabajo lb/pg* Bridas de 14"o < Bridas de 16 3/4"o >

3000	6000	14.500
5000	10.000	10.000
10.000	15.000	15.000
15.000	22.500	-
20.000	30.000	-

MATERIALES EMPLEADOS EN PRESENCIA DE H₂S

Acero de baja aleación.- Los aceros de grados de gran esfuerzo tubular diseñados para usarse en presencia de H₂S incluyen C-75, L-80, C-90, y proceso especial de C-95 (tabla A).

Estos grados presentan la resistencia necesaria para la fractura por esfuerzo del sulfhidrico para emplearse en operaciones de campo en presencia de ácido.

El grado de alta resistencia indicada en el C-95 es el resultado de un extensivo desarrollo de la manufactura y compañías. Es un acero de Cr-Mo-C. (similar a AISI 4130) procesado por sofisticada extinsión y templado para producir una uniforme estructura, capaz de ser templada a la relativa alta temperatura y conservar los niveles de esfuerzos de cedencia de 655 a 760 MPa.

El principal impedimento de el empleo de aceros de altos esfuerzos a temperaturas moderadas en medios ambientes ácidos es la fractura por esfuerzo del sulfhidrico.

La experiencia a enseñado que el cuidado de las variables metalúrgicas de fondo y la calidad de control es necesaria para garantizar una selección apropiada de carbón y de materiales de acero de baja aleación. Los factores metalúrgicos deberán ser de principal consideración en la selección de aceros de baja aleación para trabajar en ácido.

En general, los grandes esfuerzos de cedencia de un material son los más susceptibles a los de fractura por esfuerzo del sulfhidrico. No los hay reconocidos para composiciones de carbón ó acero de baja aleación (mayores que 0.05 psia (0.34 KPa) de H₂S)

a temperaturas ambiente con esfuerzo de cedencia en exceso de 760 MPa.

El más remoto criterio empleado para la selección de materiales para trabajar en ácido es la dureza. La asociación nacional de ingeniería de corrosión (NACE) en la cual los requerimientos de material MR-01-75 especifica que para aceros será considerada. éstos tendran un valor de dureza abajo de HRC 22 (hay algunas

excepciones superiores a HRC 26). El cumplimiento con estos requisitos es necesario, pero no son suficiente, para calificar un dado material para trabajar en ácido. La experiencia tiene generalmente mostrado que aceros de baja aleación con contenidos de níquel en excesos de 1% son más susceptibles a fractura por esfuerzo del sulfhídrico, aun así estos deben cumplir con requerimientos de esfuerzo o dureza.

Acero inoxidable.- Los materiales inoxidables (mayor que 12% de cromo) son usados cuando la resistencia superior para la corrosión general es requerida. En algunas instancias, los fluidos altamente corrosivos pueden ser producidos con éstos materiales fuera de lo necesario por inhibidores.

El cuidado deberá ser en la selección de la aleación por que los materiales inoxidables pueden estar sujetos a picadura, grietas por corrosión. A continuación se lista una clase general de aleaciones inoxidables en orden de resistencia de incremento para fractura por esfuerzo del sulfhídrico y fractura por corrosión tabla B.

Acero inoxidable martensítico.- Estos aceros son del 11 al 18% de cromo (serie 400 AISI). La experiencia a mostrado que el cromo tipo 13 (410) de acero inoxidable puede ser usado con buen éxito en presencia moderada de H₂S su aplicación implica en su mayor parte a cabezales y tubing donde no se requieren esfuerzos de alta cedencia.

Acero inoxidable endurecido por precipitación.- Estos aceros son del 12 al 18% en cromo y 6 a 12% en níquel. Ciertos tipos de equipo de fondo o herramientas requieren no trabajar en uno los materiales de gran cedencia de esfuerzo.

Los aceros inoxidables endurecidos por precipitación actúan a niveles de altos esfuerzos por tratamiento de calor. La ventaja de este tipo de aleación es que el corte intrínco puede ser maquinado y su tratamiento por calor es aplicado para actuar las

TABLE B MARTENSITIC AND DUPLEX STAINLESS - TYPICAL COMPOSITIONS

GENERIC NAME	FE (%)	C (%)	CR (%)	NI (%)	MN (%)	MO (%)	HEAT TREATMENT (TUBULARS)
9 Cr	Balance	0.1	9.1	0.03	0.04	1.02	Normalize and temper
13 Cr (410)	Balance	0.2	13.2	0.01	0.43	0.03	Austenitize and temper
13 Cr (420)	Balance	0.4	13.5	0.01	0.5	0.10	Austenitize and temper
Duplex(22 Cr)	Balance	0.01	22.5	5.6	1.7	3.4	Anneal and cold work

propiedades de esfuerzo. Dependiendo de condiciones de material, algunos materiales pueden ser extremadamente susceptibles a fractura por esfuerzo sulfhidrico y fractura por esfuerzo de corrosión.

Acero inoxidable duplex - Superiores del 22 al 28% de cromo y 5 a 7% níquel. los aceros inoxidables duplex tienen dos fases de microestructura de austenite y ferrita. Su resistencia al fracturamiento por cloro excede por abajo de las aleaciones de austeniticas (AISI 304 y 316) pero gusta de otros altos esfuerzos de cedencia de materiales, ellos pueden ser susceptibles a cualquiera de las fracturas por esfuerzo sulfhidrico ó corrosivo en presencia de H₂S.

Acero de alta aleación inoxidable austenitic.- Estas aleaciones contienen del 20 al 30% de cromo y 20 al 35% de níquel (ver tabla C) ellos actúan a través de esfuerzos de trabajo en frío y ofrecen la mejor combinación de resistencia a la corrosión y propiedades mecánicas de todo el acero inoxidable. Su relativa mayor limitación a otros aceros inoxidables es el costo resultante para su contenido de aleación.

Acero de baja aleación inoxidable austenitic.- El AISI 300 la serie de acero contiene 18% de cromo y 10% de níquel. los aceros inoxidables ofrecen una mejor resistencia a la fractura por esfuerzo de sulfhidrico que los aceros inoxidables martensitic. pero su cedencia de esfuerzo es limitada.

La fractura por esfuerzo de sulfhidrico y picaduras por cloruros limitan el empleo de estas aleaciones a altas temperaturas.

Aleaciones a base de níquel.- Las superaleaciones a base de níquel (tabla C). tales como las aleaciones C-276, 718, y MP 35 N (a base de cobalto/níquel) tienen mejor resistencia a medios ambientes con H₂S que muchos otros tipos de aleaciones comerciales, pero su costo generalmente limita su empleo. Una

TABLE C HIGH-ALLOY MATERIALS FOR PRODUCTION TUBULARS AND
DOWNHOLE EQUIPMENT

TYPE	GENERIC NAME	FE	CR	NI	MO	OTHERS	PROCESSING
<i>Austenitic</i>	Sanicro 28	Balance	27	31	3.5	1.0 Cu	<i>Cold reduced</i>
	20 Cb-3	Balance	20	33	2.5		<i>Cold reduced</i>
	1925 HMo	Balance	20	25	3.0		<i>Cold reduced</i>
	MW 2832	Balance	27	32	3.5		<i>Cold reduced</i>
<i>Nickel based</i>	Hastelloy G	20	22	Balance	6.0	2.0 Cu	<i>Cold reduced</i>
	Nic. 42	30	22	Balance	3.0		<i>Cold reduced</i>
	Inconel 625	25	21	Balance	9		<i>Cold reduced</i>
	Hastelloy C-276	6	16	Balance	14	4 W	<i>Cold reduced</i>
<i>Titanium based</i>	SM 2550	6	24	48	6		<i>Cold reduced</i>
	Beta-C		6		4	3 Al, 8 V, 4 Zr	<i>Heat</i>

ventaja de éstas aleaciones es que extremados altos niveles de esfuerzo (1241 + MPa) pueden ser llevados a cabo donde la resistencia superior a la corrosión es retenida.

Para cabezales, el apovo del monograma del API garantiza a todo el cuerpo la fabricación de acero con iguales propiedades ó propiedades que excedan tanto físicas como químicas nombradas en la especificación 6A. Para el API los tipos de materiales 2 y 3 empleados para 2000 a 10,000 lb/pg² y de 15,000 a 20,000 lb/pg² es el equipo respectivamente y las propiedades API que les corresponden son de 90,000 a 100,000 lbs máxima de esfuerzo a la tensión y 60,000 y 75,000 lbs mínimo de esfuerzo de cedencia, más otras especificaciones de elongación y límites de área de reducción.

La especificación 6A en un futuro recomendará que tales aceros se hagan aplicables a la NACE estandar MR-01-75 (requerimiento de materiales, material metálico resistente al fracturamiento por esfuerzo del sulfídrico), donde se requiere resistencia al fracturamiento por esfuerzo del sulfídrico (restricciones de dureza).

El API casi siempre define bridas cubiertas y el requerimiento de los materiales para trabajar en presencia de H₂S. Otros materiales especiales de aceros API puedan ser convenientes para componentes del cuerpo pero no usuables en altas presiones y/o condiciones corrosivas tales que los pozos contengan CO₂ y/o H₂S. En tales casos el API no ofrece especificaciones estandar y la intercambiabilidad de componentes y estandarización entre manufacturas no es segura.

Limitaciones en temperatura.

Los promedios de presiones aplicables en el API para condiciones donde la temperatura de los componentes de el acero son entre -20°F y 250°F. Estas temperaturas pueden no ser las mismas como el ambiente y los operadores deberán decidir cuando y como la

temperatura del metal es afectado por condiciones externas y internas. La expansión y enfriamiento por flujo de gas, puede someter las partes de el cabezal a temperaturas del pozo por debajo de las altas temperaturas del vaciamiento. En climas frios, los fluidos calientes pueden elevar la temperatura en el acero. La posibilidad de incurrir en excesivas bajas o altas temperaturas durante periodos de esfuerzo máximo es la pauta en el diseño en consideración.

La especificación 6A incluye una tabla para la máxima presión de trabajo de los componentes de acero para elevada temperatura, a 400, 500 y 600°F por ejemplo para 5000 lb/pg² promedio, se reducen a 4645, 4340 y 3850 lb/pg² respectivamente.

El API no presenta guía para 5000 lb/pg² por debajo de - 20°F. las que se exponen a presión son para ser fabricadas de acero probado con la última revisión de ASTM E-23.

Bridas y sellos.

Las altas temperaturas y las condiciones de gas amargo hacen que los sellos funcionen temporalmente o sean inefectivos. La resistencia a el fuego es de considerable importancia.

Las juntas anulares de las bridas por el API son diseñadas, las de tipo 6B de 2000 a 5000 lb/pg² y la de tipo 6BX de 5000 a 20.000 lb/pg². en la especificación 6A se recomiendan las dimensiones de las bridas.

Solamente el sello descrito por el API es el anillo de metal empleado en el canal entre bridas. Las bridas de tipo 6B usan junta anular de canal tipo R o RX, las bridas de alta presión las de tipo 6BX, figura 2.2.

Los canales de los anillos API pueden ser fabricados de acero suave, acero de bajo carbon o tipo 304, 316 para varias aplicaciones.

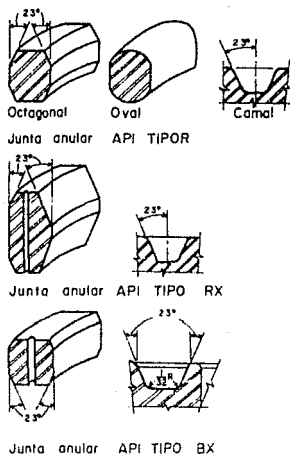


Fig. 2.2 SECCIONES DE JUNTAS ANULAR API Y CANALES PARA CONECCIONES CON BRIDAS.

FLUIDOS PARA LA TERMINACION O REACONDICIONAMIENTO DE POZOS

Son aquellos fluidos que se colocan contra la formación productora cuando se mata, limpia, tapona, estimula o perfora (disparos) un pozo.

El contacto de los fluidos con la formación, constituirá la fuente básica de su daño por el "flujo hacia el exterior".

Este contacto no puede ser eliminado; por ésta razón, se debe de seleccionar fluidos que minimicen la posibilidad de este daño, sobre todo en las formaciones que no responden con eficacia a los tratamientos de estimulación.

Daño a la Formación.

El daño es la alteración negativa de las propiedades de flujo de los conductos porosos y fracturas en la vecindad del pozo, las perforaciones de los disparos y del vacimiento mismo.

Este daño puede ser originado durante las operaciones realizadas en un pozo, desde su etapa inicial de perforación hasta su etapa de recuperación secundaria, pasando por la terminación. El daño significa reducción de la producción y de la recuperación. Generalmente es mucho más económico controlar el daño que estimular los pozos dañados. Sobre todo cuando se observa que es difícil ó imposible lograr la restitución de la producción.

La principal fuente de daño a la formación es el contacto de la misma con los fluidos extraños al vacimiento, pudiendo ser el fluido extraño el filtrado del fluido de perforación ó reparación, o bien un fluido de estimulación ó tratamiento, inclusive el fluido del vacimiento, si sus características originales se alteran en alguna de sus fases.

Los fluidos utilizados para la terminación, y reacondicionamiento incluyen: lodos, ácidos, líquidos perforantes y desplazadores, limpiadores químicos solventes y surfactantes.

En el empleo de éstos fluidos, es necesario tomar en cuenta

diversos factores y se debe de considerar el ambiente en el cual se va a realizar la operación:

- a) Profundidad de la zona productora
- b) Presión de fondo
- c) Temperatura (de fondo y de superficie)
- d) Disponibilidad de fluidos
- e) Preparación de los fluidos y su costo
- f) Características de la formación y de los fluidos que contengan

Sea cual fuere el tipo de fluido seleccionado, éste debe de estar limpio y libre de sustancias extrañas en suspensión.

La tabla 2.1, indica los objetivos que deben de satisfacerse al utilizar un líquido para el servicio del pozo. Sin embargo, hay dos objetivos primarios que debe de satisfacer la intervención al pozo.

- a) Proteger de todo daño la formación productora
- b) Controlar el pozo durante las operaciones

El primero es probablemente el más importante dado que algunos pozos requieren poco control, pero todos necesitan de la protección adecuada.

A menudo cuando se va a reacondicionar un pozo, se presta poca atención a proteger la formación del daño que puede causarle el fluido utilizado para este trabajo.

Por ejemplo, el principal objetivo de muchos reacondicionamientos es aumentar, o por lo menos restaurar la producción en un pozo. Tal reacondicionamiento no tiene por mira hacer que el pozo reduzca su producción; o peor aún, hacer que sea abandonado.

Sin embargo, una selección descuidada o apresurada del fluido para el reacondicionamiento, puede ser la causa directa de cualesquiera de éstos motivos que afectan al pozo (su productividad).

Aparte de cualquier objetivo específico de la operación, hay que prestar atención a ciertos puntos al seleccionar un fluido para

T A B L A 2 . 1
 OBJETIVOS ESPECIFICOS DE LOS FLUIDOS PARA EL
 REACONDICIONAMIENTO DEL POZO

OBJETIVO	TERMINACION	REACONDICIONAMIENTO
Control de la presion	*	*
Desplazamiento del cemento, acido, etc	*	*
Fluidos para matar para lavar o abrir las perforaciones	*	*
Fluidos empacadores	*	*
Estimulación	*	*
Empaques con grava	*	*
Fluidos para la estabilizacion de la arcilla	*	*
Consolidacion de la arena	*	*
Solventes		*
Surfactantes		*
Limpieza de agujero		*

el servicio de un pozo:

a) Algún fluido se filtrará siempre en la formación. las características de ésta filtración deben mitigar y no agravar los daños a la formación ocasionados por expansión o dispersión de las arcillas. los cambios en la humectación (mojabilidad) de la roca ó la formación de emulsiones.

b) Considerando la susceptibilidad del pozo a cualquier clase de daño. el fluido más económico será aquel que satisfaga los objetivos básicos y específicos. al menor costo.

c) La densidad del fluido. con las precauciones necesarias. es apropiada una presión de 100 a 200 lb/pg² sobre la presión de la formación.

d) El contenido de sólidos. el fluido no debe contener sólidos. para evitar el taponamiento de la formación y de las perforaciones. Las partículas mayores que la mitad del diámetro promedio de los poros deben puentearse a la entrada del poro. Estas partículas probablemente no son perjudiciales si son removidas al producir el pozo ó disueltas por ácido ó aceite.

e) Características del filtrado. deben de ajustarse para minimizar el daño a la formación. considerando el hinchamiento ó dispersión de las arcillas. los cambios en la mojabilidad y la formación de emulsiones inversas estables.

f) Pérdida de fluido. las características de pérdida de fluido deben de ajustarse para evitar la pérdida de cantidades excesivas de fluido a la formación. El puenteo de la cara de la formación. mediante la selección del tamaño apropiado de partículas solubles en ácido (CaCO_3), es una solución adecuada para controlar la pérdida de fluido. Cuando las limitaciones lo permiten pueden

utilizarse partículas de resinas solubles en aceite. En cualquier caso se requieren partículas coloidales para obtener un sello efectivo.

g) Productos de la corrosión. el fluido debe ser químicamente estable. a fin de minimizar la reacción del oxígeno libre con las tuberías y dispositivos metálicos. y evitar la precipitación del hierro en la formación.

Características del fluido.

Los fluidos para el reacondicionamiento de pozos, que deben satisfacer los objetivos señalados en la tabla 2.1. tendrán casi siempre los tres componentes básicos, a saber:

- a) Fase líquida (filtrado)
- b) Partículas de refuerzo (enjarre)
- c) Aditivos para controlar la pérdida de fluido. capacidad de acarreo. alcalinidad. control del Ph. etc.

Habrán ciertas excepciones a esto. desde luego. la espuma. por ejemplo no tiene partícula de refuerzo.

El agua producida (ó salmuera) ó el aceite. se utilizan por lo general, ya sea como fluido para el servicio del pozo ó como fase continua en el fluido a utilizar y tienen (mejorados con aditivos) control para la pérdida de fluido y capacidad de acarreo.

Cualquier líquido utilizado tendrá ciertas características. que le permitirán cumplir con los objetivos del servicio y que hay que tener en cuenta al seleccionar el fluido que se ha de utilizar para el reacondicionamiento del pozo.

Factores que ayudan a seleccionar el fluido.

Se debe de tomar en consideración las características al seleccionar el líquido adecuado. Algunos factores se relacionan estrictamente con el líquido, otros se relacionan a la

interacción del líquido y de los otros componentes del sistema. Los factores mecánicos pueden afectar la selección del fluido. éstos factores incluyen:

a) La velocidad anular.- Afecta la pérdida de presión y la capacidad para limpiar el agujero. la velocidad anular se calcula de la siguiente manera:

$$V_a = c(q/A)$$

donde.

q.- Gasto de circulación (bl/min)

A.- Area anular (pies²)

c.- 5.61 (pie³/bl)

V_a.- Velocidad anular (pies/min)

b) Medios de mezclado.- Volumen del espacio anular, capacidad de las presas de mezclado, capacidad de las bombas, capacidad de dispersión de los aditivos, limpieza de agujero.

c) Naturaleza y cantidad de los fluidos en el agujero.- La compatibilidad de los fluidos del agujero con los fluidos que se estén utilizando en el reacondicionamiento.

d) Volumen del espacio anular.- El fluido debe de conservar las buenas propiedades reológicas para minimizar las pérdidas de presión.

e) Frecuencia de circulación del fluido.- Función del volumen del espacio anular y de la capacidad de la bomba, así como la estabilidad del fluido y las características de la suspensión de sólidos con el tiempo.

f) Control de la corrosión.- Es de particular importancia con los fluidos empacadores (que se encuentran en el espacio anular de la tubería de producción) logrando con el control del Ph y de los inhibidores de la corrosión (precaución: los inhibidores son a menudo "compuestos catiónicos" lo que puede afectar las características de la roca o los fluidos del yacimiento).

g) Componentes del fluido.- Solubilidad de los fluidos a las condiciones exigidas en el pozo. (presión de fondo y temperatura).

Limitaciones.

Son aquellas que provocan fallas en el sistema en relación con un fluido para el tratamiento, hay dos clases de limitaciones.

1) Las que establece el comportamiento de la formación y su interacción con el fluido.

2) Las relacionadas con el fluido mismo: como es preparado, transportado, conservado y utilizado.

Las limitaciones que ofrece la formación y que hay que tener en cuenta y atender, se mencionan en la tabla 2.2.

Los productos químicos agregados al aceite ó al agua, pueden ser los causantes de las dificultades que surjan para lograr un buen reacondicionamiento.

Tipos de fluidos.

Aceite crudo.- Su disponibilidad nace al crudo un material lógico cuando su densidad satisface las condiciones de operación.

La pérdida de aceite a la formación generalmente no la daña desde el punto de vista de modificación de las arcillas ó efecto de saturación (no cambia la saturación) como puede ser el caso al usar agua. El aceite que se utilice deberá filtrarse previamente y comprobar que no contiene asfaltenos ó parafinas que pudieran taponar la formación. Esto último puede hacerse en el campo.

T A B L A 2 . 2
 RESTRICCIÓN A LA FORMACION

LIMITACION	CONTROL
Reduccion a la permeabilidad	Reducir la perdida de fluido
Presion de la formacion (Alta o baja)	Seleccion adecuada de la densidad del fluido
Contenido de arcilla	Minimizar la hidratacion de arcillas con aditivo adecuado electrolitico
Perdida de circulacion en la formacion (la fracturada o no fracturada)	Reducir la perdida del fluido con un agente adecuado
Sensibilidad de la formacion (cambios en la humectacion)	Utilizar aditivos humectantes
Compatibilidad del fluido de la formacion con el fluido utilizado para el reacondi- cionamiento (emulsiones, for- macion de depositos)	Hacer pruebas de compatibi- lidad

usando el equipo de prueba de pérdida de filtrado para observar la cantidad de sólidos depositados en el papel filtro.

También debe de comprobarse la posibilidad de que el aceite forme emulsiones con el agua de la formación. Para esto se seguirá la norma API-RP 4.. Si se toman emulsiones estables, deberá agregarse un surfactante apropiado.

Aceite diesel.- Deberá también comprobarse la existencia de sólidos. Si el diesel se obtiene de la refinería, antes de que se le agregen aditivos, no deberá presentar problemas de emulsión.

Agua de la formación.- Aunque la salmuera tomada del tanque deshidratador, se considera generalmente como agua natural de la formación, a menudo contiene aditivos químicos, partículas finas de aceite, de arcilla, de parafina, de asfalto, ó incrustaciones, por lo que puede causar un daño apreciable a la formación.

Aun después de filtrada ésta agua puede contener surfactantes adicionados para tratar al aceite (desemulsificantes cationicos ó inhibidores de corrosión) que pueden causar problemas de emulsión ó de mojabilidad. Deberá también probarse siguiendo la prueba API-RP 42.

Agua de mar.- Dependiendo de su salinidad puede ser necesario, después de filtrarla, adicionarle cloruro de sodio (NaCl) ó cloruro de potasio (KCl) para prevenir la hidratación de arcillas.

Salmueras preparadas.- El agua salada preparada, teóricamente debería de tener la misma composición, ó salinidad equivalente, que el agua de la formación para prevenir el dano de las areniscas que contengan arcillas hidratables. Diversas pruebas de laboratorio muestran que con un contenido de 3 a 5% de NaCl, ó 1% de cloruro de calcio (CaCl_2), ó 1% de KCl, se limita el hinchamiento de las arcillas de la mayoría de las formaciones. En la práctica generalmente se usa doble de éstas concentraciones.

C A P I T U L O III

DISEÑO DE TUBERIA DE REVESTIMIENTO PARA ZONAS DE ALTA PRESION

DISEÑO UNIAXIAL.

El diseño de tubería de revestimiento es calculado normalmente considerando solamente cuando una tubería de revestimiento es seleccionada. Estos cálculos son sencillos y consideran los mecanismos de colapso, reventón y esfuerzo de tensión.

Un típico diseño gráfico de tubería de revestimiento es mostrado en la figura 3.1. Este diseño es muy común y emplea varios pesos y grados de las medidas de una tubería dada, como los esfuerzos permitidos para obtener el más económico diseño de T.R. Este diseño asume las más severas condiciones para colapso, reventón y tensión en las bases del siguiente criterio.

COLAPSO.

Este es el factor determinante en la parte baja del agujero. La presión de colapso es calculada con la presión hidrostática ejercida por el fluido en el agujero al mismo tiempo en que la tubería de revestimiento es corrida con cero presión en el interior de la misma.

$$P_c = 0.052 \rho D N_c \dots\dots\dots(3.1)$$

donde.

- ρ .- Densidad del fluido; lb/gal
- D.- Profundidad de asentamiento de la T.R; pies
- N_c .- Factor de diseño al colapso
- P_c .- Presión de colapso; lb/pg²

REVENTON.

Este es el factor determinante en la superficie y es comunmente determinado por la presión total del yacimiento menos un

- 1- LINEA DE DISEÑO DE COLAPSO.
- 2 LINEA DE MAXIMA CARGA DE COLAPSO.
- 3- LINEA DE MAXIMA CARGA DE REVENTON.
- 4- LINEA DE DISEÑO DE REVENTON,

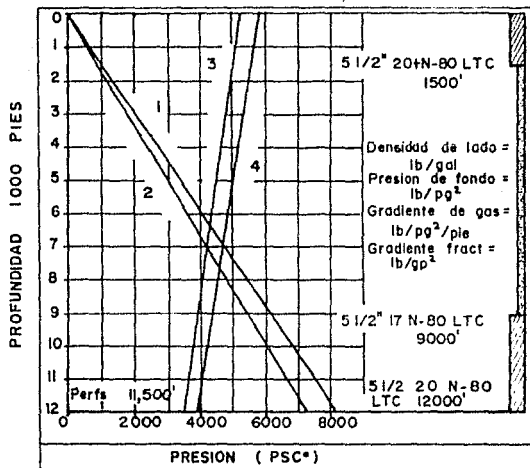


Fig. 3.1 DISEÑO TÍPICO DE T.R. PARA CONDICIONES DE CORRIDA Y CEMENTACION.

gradiente de gas o algunas veces por la presión de trabajo del preventor de reventones y ensamble al cabezal.

$$P_b = (P_r - g D_p) N_b \dots\dots\dots(3.2a)$$

o

$$P_b = P_{bop} N_b \dots\dots\dots(3.2b)$$

donde.

P_r .- Presión del yacimiento: lb/pg²

g .- Gradiente del gas: lb/pg²/pie

D_p .- Profundidad de la zona de disparo ó producción; pies

N_b .- Factor de diseño al reventón

P_{bop} .- Presión de trabajo del preventor y/o cabezal: lb/pg²

P_b .- Presión de reventón: lb/pg²

TENSION.

En algún punto en la parte superior del agujero, la resistencia al colapso deja de ser el factor determinante en el diseño de la tubería de revestimiento.

Para éste punto, lo concerniente al esfuerzo en la junta es primordial v cedencia longitudinal. La carga axial es verificada en la parte superior de cada sección de la tubería de revestimiento para verificar que los esfuerzos en la junta son suficiente para sostener el peso hacia abajo.

$$F_j = W_a D N_j \dots\dots\dots(3.3)$$

donde

F_j .- Esfuerzo en la junta: lb

W_a .- Peso de la T.R en el aire: lb/pie

D .- Profundidad de colocacion de la T.R: pie

N_j .- Factor de seguridad para el esfuerzo en la junta

Por que las propiedades físicas de la tubería de revestimiento son determinadas estadísticamente y las propiedades de cualquier longitud individual de T.R pueden desviarse del promedio estadístico. los factores de seguridad ó diseño han sido adoptados por la industria

$$N = \frac{\sigma_{max}}{\sigma_a} \dots \dots \dots (3.4)$$

donde

- N .- Factor de seguridad ó diseño
- σ_{max} .- Máximo esfuerzo permisible: lb
- σ_a .- Esfuerzo actual trabajando: lb

Siendo los factores de seguridad más empleados los siguientes:
 N_b (reventón)= 1.1; N_c (colapso)= 1.125; y N_j (esfuerzo en junta)= 1.8

Es de notar que aún cuando la resistencia al colapso es la mayor consideración en la parte baja del agujero, es siempre un factor a lo largo de el total diseño, por lo que el efecto perjudicial que la carga axial tiene en el diseño.

Esta reducción en la resistencia al colapso por causa de la carga axial es verificada en la parte superior de cada sección de la T.R. como la fuerza en la junta, y es calculada por la siguiente ecuación que supone sin presión interna.

$$R_{ca} = R_{co} \left(\sqrt{1 - 0.75(F_a/\sigma_s)} - 0.5 (F_a/\sigma_s) \right) \dots \dots (3.5)$$

donde

Rca.- Promedio de colapso con aplicación de carga axial; lb/pg²

Rco.- Promedio de colapso sin considerar la carga axial; lb/pg²

Fa .- Carga axial a la tensión; lb

σs .- Esfuerzo de cedencia al cuerpo de la tubería; lb

La técnica de diseño uniaxial provee solamente una estimación de la cantidad de esfuerzo en el cuerpo de la tubería por que:

1) Trata a todas las cargas aún cuando éstas actúan independiente, éstas ignoran el efecto de cargas combinadas.

2) El ignorar la carga radial es el resultado de la presión interna ó externa, y 3) Generalmente el empleo de esfuerzos en la junta para expresar la capacidad de carga axial de la tubería, la cual no puede ser directamente relacionada a la cantidad de esfuerzos en el cuerpo de la tubería. La utilidad de la técnica uniaxial disminuye como una condición de servicio a las más severas.

El método empleado para evaluar esfuerzos a profundidades con alta presión es la teoría de Huber - Henckv - Mises para calcular la máxima distorsión de deformación de energía, frecuentemente referida como la técnica de Von Mises.

La condición de cedencia como predicción por ésta teoría es generalmente aceptada como valida para materiales dúctiles sometidas a combinadas cargas triaxiales.

El esfuerzo del cuerpo de la tubería es calculado con ésta teoría por las siguientes ecuaciones:

$$\sigma_{VM} = 1/\sqrt{2} \sqrt{(\sigma_c - \sigma_r)^2 + (\sigma_r - \sigma_a)^2 + (\sigma_a - \sigma_t)^2} \dots (3.6)$$

donde.

$$\sigma_t = \frac{(d_i^2 \max \cdot p_i) - (d_e^2 \cdot p_e)}{d_e^2 - (d_i)^2 \max} +$$

$$\frac{(d_i)^2 \max \cdot de^2 \cdot (p_i - p_e)}{d^2 (de^2 - (d_i)^2 \max)} \dots \dots \dots (3.7)$$

$$\sigma_r = \frac{(d_i^2 \max \cdot p_i) - (de^2 \cdot p_e)}{de^2 - (d_i)^2 \max}$$

$$\frac{(d_i)^2 \max \cdot de^2 \cdot (p_i - p_e)}{d^2 (de^2 - (d_i)^2 \max)} \dots \dots \dots (3.8)$$

$$\sigma_a = \frac{W_a}{(de^2 - (d_i)^2 \max \pi/4)} + \frac{\delta g d E}{137,510} \dots \dots \dots (3.9)$$

σ_{VM} .- Esfuerzo triaxial equivalente de el cuerpo de la tubería; lb/pg²

σ_t .- Esfuerzo en la dirección transversal del cuerpo de la tubería; lb/pg²

σ_r .- Esfuerzo en la dirección radial del cuerpo de la tubería; lb/pg²

σ_a .- Esfuerzo en la dirección axial del cuerpo de la tubería; lb/pg²

d_i .- Diámetro interior nominal del cuerpo de la tubería:pg
 $(d_i)_{max}$.- Máximo diámetro del cuerpo de la tubería, generalmente el diámetro interno nominal más la tolerancia de pared del fabricante:pg
 d_e .- Diámetro exterior nominal del cuerpo de la tubería:pg
 d .- Diámetro de interés, generalmente exterior o interior:pg
 p_i .- Presión interna del cuerpo de la tubería:lb/pg²
 p_e .- Presión exterior del cuerpo de la tubería:lb/pg²
 E .- Módulo de Young:lb/pg²
 W_a .- Resultante de la carga axial al cuerpo de la tubería de las cargas combinadas debido al efecto del colgar de la T.R y efectos de presión, densidad del fluido, v cambios termales:lb
 δ_g .- Severidad de curvatura (pata de perro), en el cuerpo de la tubería:grados/100 pies

Dos filosofías se han hecho presente con la experiencia con la técnica de diseño de Von Mises. La primera, llamada la técnica de diseño por presión, es para seleccionar el cuerpo de la tubería en bases de requerimientos de presión a la que deberá ajustarse las operaciones y configuración del pozo, específicamente a la profundidad de asentamiento o la tensión de asentamiento de la tubería de revestimiento la que deberá de afectarse por el factor de diseño.

La segunda filosofía, llamada técnica de diseño por tensión, es para seleccionar el cuerpo de la tubería en las bases de los requerimientos máximos de tensión v presión para proveer un factor de seguridad deseado.

Estas filosofías son mejor explicadas por la figura 3.2, en ésta figura, la elipse es el lugar de el total de soluciones de la ecuación de Von Mises para todas las combinaciones de presión y carga axial que resulta en un esfuerzo equivalente triaxial igual a el esfuerzo de cedencia mínima de el cuerpo de la tubería dividido por el factor equivalente de diseño triaxial.

Todas las combinaciones de presión y carga axial en el interior de la elipse resultan en un esfuerzo equivalente triaxial menor

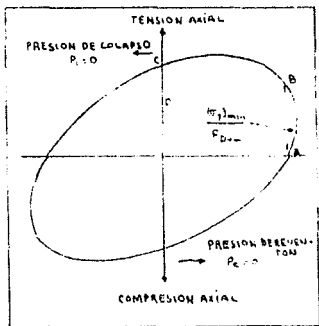


Fig. 3.2 ELIPSE DE ESFUERZO EQUIVALENTE TRIAXIAL

que para esta cuestión. de este modo la selección de la tubería es adecuado para estas condiciones de carga. Además, todas las combinaciones de presión y carga axial fuera de la elipse resultan en un esfuerzo equivalente triaxial mayor que para esta cuestión.

Una condición de reventón (con $p_e = 0$) es mostrada a la derecha de el eje vertical y una condición de colapso (con $p_i = 0$) es mostrada a la izquierda. Por que la ecuación de Lamé, los esfuerzos tangencial y radial son función solamente de la presión, y el esfuerzo axial por definición es una función de la carga axial, si cualquiera de las dos presiones tanto interna como externa es considerada constante, la solución de la ecuación de Von Mises puede ser mostrada en dos dimensiones como se muestra en la figura 3.2.

Para emplear la técnica de la presión, la máxima presión interna que puede ser aplicada a el cuerpo de la tubería con cero tensión es primero establecido por lo prescripto en el factor de diseño. La condición de colocar la T.R es establecida para mantener lo prescripto por el factor de diseño.

La máxima presión interna para el factor de diseño es mostrado en el punto A en la figura 3.2 y puede ser calculado por la siguiente ecuación.

$$(p_i)_{\max} = \frac{(S_y)_{\min}}{FDVM \sqrt{a^2 + a + 1}} \quad (3.10)$$

donde

$$a = \frac{d_e^4 + (d_i)^4_{\max}}{d_e^4 - (d_i)^4_{\max}} \quad (3.11)$$

Esta formula es derivada por colocar $p_e = 0$ y $\sigma_a = 0$ y resolver la ecuación de Von Mises para p_i .

Despues de que la máxima presión interna para el cuerpo de la tubería fue establecida, la máxima tensión junto con la presión la cual se prevee el factor de diseño debera ser calculado. Esta tensión, representada como punto B en la figura 3.2, deberá ser calculado por la siguiente ecuación.

$$F_{max} = \pi/2 (d_i)^2 \max \{ (p_i)_{max} \} \dots\dots\dots(3.12)$$

Esta formula es derivada de colocar $p_i = (p_i)_{max}$ y $p_e = 0$ y resolviendo la ecuación de Von Mises para el máximo valor positivo de carga axial.

Despues de establecida F_{max} , el colgar ó colocar la tensión, como se muestra en la figura 3.2 en el punto D, es apoyado por los cálculos de la carga axial causada por los cambios por presión, densidad del fluido, gasto de flujo y cambio de temperatura al tiempo de instalar la T.R al tiempo de interés de la T.R y substrayendo éstos cambios de carga de F_{max} . Con ésta tensión calculada, la configuración del pozo y colocando los parámetros de operación tales como la profundidad de la T.R y disminuyendo la carga.

Para todas las combinaciones de máxima presión interna, $(p_i)_{max}$, y tensión entre cero y F_{max} , la resultante de la integridad deberá exceder el factor de diseño prescripto.

Estas combinaciones son mostradas con línea punteada entre los puntos A y B de la figura 3.2.

DISENO CONVENCIONAL Y METODO DE ANALISIS

Los diseños convensionales de tubería de revestimiento son basados solamente sobre la realización del adecuado diseño de

reventon, colapso y tensión por las cargas generadas por el peso de la tubería al estar colgando ó suspendida en un fluido, las presiones internas y externas de superficie y densidad del fluido.

Los efectos de cementación, cambios de temperatura, expansion, cambios en el área de las secciones, flexiones y efecto de buckling (espiral, helicoidal), virtualmente nunca son considerados.

En este capítulo se describirá el análisis para el diseño de la tubería de revestimiento que incluiran los factores significantes que afectan la función de la tubería de revestimiento.

La evaluación de un diseño convencional depende en una comparación entre la carga aplicada y la capacidad de carga de la tubería. Por que muchas de las capacidades de carga son basadas en las formulas y cálculos para tubería de revestimiento, tubing, tubería de perforación y propiedades de tubería de línea, en el boletín del API 5 C3, los factores de diseño de capacidad de carga API.

La intensidad del esfuerzo equivalente es común que nunca se incluya en la evaluación de el diseño.

La aplicación de cargas, es decir, el servicio de carga es calculado de una simple suposición basada por el peso de la tubería al estar colgando ó suspendida en un fluido por el diseño a la tensión, presiones internas y externas de superficie, y densidad del fluido, por el diseño de reventón y colapso, figura 3.3 y 3.4.

En el diseño de tubería de revestimiento por tensión, es usualmente que se considere que la tubería es suspendida en un fluido uniforme, es decir, se considera el efecto de flotación. Aún que en algunas ocasiones en que se considera que la tubería cuelga en forma libre en el aire, siendo una suposición valida para tuberías de tubing pero en muy limitados casos.

Un factor de diseño a la tensión (TDF) usual es de 1.50 a 1.80 siendo mantenido en la junta ó cuerpo de la tubería a los esfuerzos de cedencia.

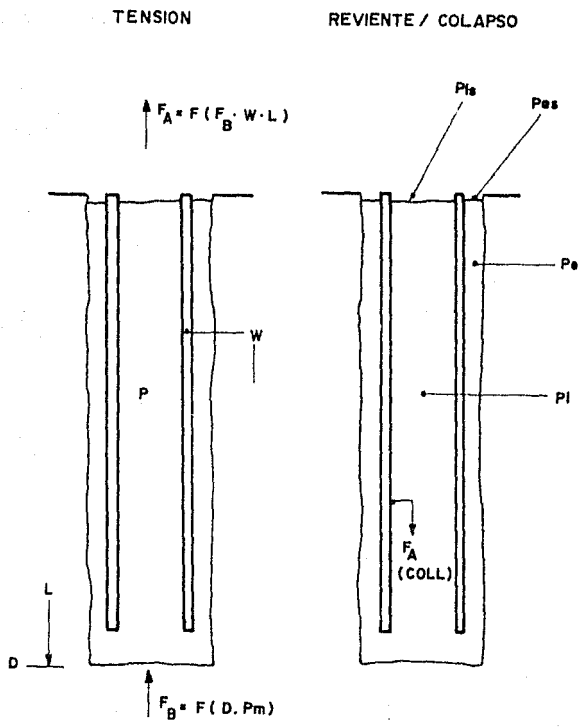


Fig. 3-3 - DISEÑO DE MODELO DE SERVICIO CONVENSIONAL.

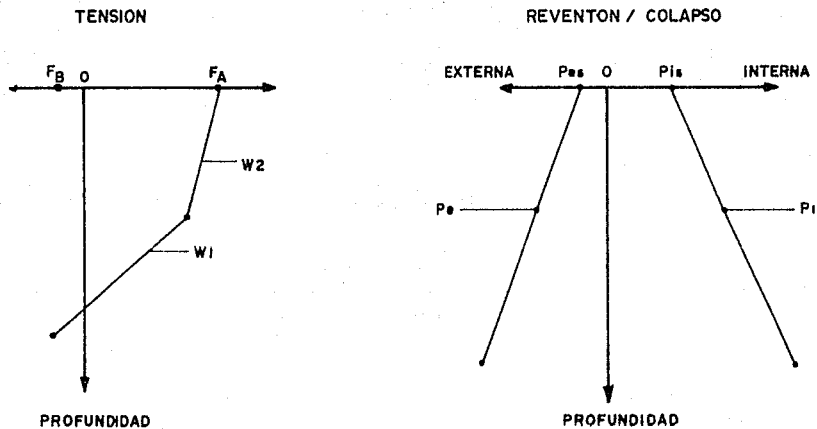


Fig. 3.4 r DIAGRA DE FUERZAS EN UN DISEÑO CONVENCIONAL.

La experiencia a mostrado que un mínimo factor de diseño a la tensión de 1.5 es requerido para evitar problemas en las tuberías acopladas con conexiones con rosca API.

De este modo un factor de diseño a la tensión de 1.6 es frecuente a emplearse.

Los cambios por efecto de temperatura, los efectos de Poisson (expansión lateral o contracción de la T.R.) y en cambios en áreas transversales de secciones de la tubería normalmente no son considerados.

Sin embargo, éstos efectos pueden influenciar significativamente en la carga axial de la tubería de revestimiento. Un factor de diseño mínimo de 1.0 a 1.33 es utilizado comúnmente para la máxima presión diferencial de reventón en la cual la T.R. podrá estar sometida en un diseño convencional. Es de notarse que un factor de diseño de reventón de 1.0 es el resultado automático del 10% abajo del diseño. Aún que la tubería fuera probada hidrostáticamente a la alternativa de prueba de presión máxima de API, con un factor de diseño de reventón de 1.0 la tubería podrá ser sometida a una presión de servicio mucho mayor que la prueba de presión.

Es un principio de sistemas de presión en tuberías en el cual nunca se someterá a trabajo a la tubería a presiones mayores que la presión de prueba.

Por que la mínima presión de cedencia interna esta basada en el 87.5% del espesor nominal de pared y la presión hidrostática es equivalente al 80% del espesor nominal de la tubería, un factor de diseño de presión interna de 1.094 deberá ser empleado para evitar que la tubería trabaje a presiones mayores que la presión de prueba.

La reciente adopción por la especificación API, 5A, edición 38 con anillos de sello de teflón tiene futuras complicaciones en la selección de un adecuado factor de diseño de reventón.

Para algunos tamaños, pesos y grados donde el cople parcialmente controla la acción de las propiedades, la máxima alternativa de API es el 80% de la capacidad de la resistencia de presión

interna.

Consecuentemente, como una práctica mínima, un factor de diseño de reventón de 1.25 es adoptado, a no ser que la exacta capacidad de presión de la T.R. v conexiones sean conocidas.

Además, el factor de 1.30 podría ser preferible v es empleado por muchos operadores.

El efecto de carga axial a la resistencia a la presión interna de la tubería de revestimiento es generalmente no considerada. De cualquier modo puede ser muy significativa.

Muchas de las secciones de la tubería de revestimiento están sometidas a altas presiones diferenciales de reventón estando bajo una carga de tensión axial que incrementa la capacidad de la presión interna de la tubería. Cerca del fondo del pozo, donde la tubería pueda estar bajo compresión axial, sin embargo la capacidad de reventón de la tubería puede ser severamente disminuido. Esta situación usualmente ocurre en longitudes grandes de T.R instaladas en un lodo ligero que tengan que posteriormente contener un fluido de alta densidad. Como un resultado de un muy deficiente diseño de reventón.

Además, bajo muy altas cargas de tensión axial una disminución de capacidad de presión interna es obtenida.

Para diseñar una tubería de revestimiento por colapso, un criterio convencional determina que el interior de la T.R. estará vacía para algunas profundidades v el exterior estará sometido a fuerzas de colapso que son generadas por la presión que ejerce el lodo en la cual la T.R. es corrida. Se considera que el efecto de la tensión es disminuido al esfuerzo del colapso de la T.R.

El recién método adoptado por el API que usa un grado equivalente de esfuerzo axial proporciona un exacto método para determinar la presión de colapso biaxial, a través de la predicción de los efectos biaxiales.

A través de las predicciones de los efectos biaxial en un incremento en la capacidad de colapso de la tubería bajo compresión axial, ésto no es suficiente evidencia para suponer el incremento de capacidad de colapso preestablecido por las

ecuaciones a la fuerza de compresión mayor que el 10% de la resistencia de cedencia del cuerpo de la tubería.

Además, a través del efecto de la tensión en la resistencia al colapso de la tubería es considerada en diseños convencionales.

Los efectos de expansión, cambios de temperatura, etc: como éstos efectos axiales a la tensión son muchas veces olvidados. Los diseños convencionales son basados en cargas y comparación de capacidad de cargas. Con tal que, éstos procedimientos puedan producir serias fallas de diseño con propiedades en grados (materiales) y propiedades de las conexiones, donde extraordinarias capacidades de carga son requeridas. Usualmente no se añade material ó la especificación dimensional son provista con éste material que garantiza extraordinariamente las propiedades de capacidad de carga.

En recientes experimentos de análisis y pruebas de factores de colapso que afectan las propiedades de la tubería de revestimiento (ASME) a mostrado la validez de la ecuación a los esfuerzos de los materiales que incluyen la ovalidez para predecir la presión de colapso de la T.R.

Para obtener la presión de colapso de 7.360 lb/pg² en un tamaño nominal y espesor de tubería (de/dt radio) a la especificación de esfuerzo de cedencia mínima, la ovalidez no deberá de exceder de 0.18%. Una ovalidez de 0.50 a 0.70% puede ser normal de suponerse. Alternativamente, a 0.60% de ovalidez, un esfuerzo mínimo de cedencia de 149.000 lb es requerido para un espesor nominal de tubería (de/t). Similar, a 0.60% de ovalidez y al esfuerzo mínimo de cedencia, un espesor de pared de 0.644pg (13% del nominal) es necesario para obtener la severidad de capacidad de colapso para un máximo diámetro exterior de tubería. De otra manera, a primera vista la capacidad API parece ser conservativa. De cualquier modo, para un mínimo esfuerzo de cedencia API y geometría de la tubería - máximo diámetro externo, mínimo peso (promedio mínimo de espesor de pared). A 0.60% de ovalidez a una capacidad de colapso de 5.070 lb/pg² puede ser obtenida. Consecuentemente, la capacidad de colapso del API es realista y

conmesurada con la garantía de las especificaciones de la tubería.

En profundidades de pozos de alta presión, ó pozos con temperatura y presión cíclica, los diseños convencionales pueden conducir a peligrosos bajos diseños por que el único criterio de evaluación es una carga uniaxial dada la capacidad del factor de diseño para uno sencillo, modelo de servicio incompleto. Un modelo más exacto y un método más preciso de evaluar los diseños es requerido.

Todas las tuberías de revestimiento deberán ser diseñadas para resistir multiple modos de cargas que incluiran desde la corrida inicial, cementación y altas presiones diferenciales de reventón y colapso. Además, las condiciones de servicio a veces incluyen significantes cambios en temperaturas. No solamente la tubería de revestimiento tendra adecuado factor de carga API y diseño de capacidad pero además el principal y esfuerzo equivalente triaxial debiera ser dentro de una segura capacidad operativa esencialmente, la funcionalidad de vida de una tubería de revestimiento empieza en la fase de cementación. Una vez que el cemento a sido colocado, subsecuentes cambios en las condiciones del pozo genera adicionales fuerzas y esfuerzos en el cuerpo de la tubería y conexiones y significantes alteraciones de estado de fuerzas y esfuerzos de la T.R. Estos cambios en las fuerzas sobre la tubería son como un resultado de las cargas de servicio que pueden ser mucho mavor a las generadas durante las operaciones de corrida y cementación. Además, la magnitud de los cambios de la fuerza y presión son una función de las propiedades atribuidas a el cemento. Por lo tanto, la condición de cementación puede ser considerada la base a su caso en el cual todos los subsecuentes cambios en presión, gradientes de presión, y temperatura son superimpuesto. La superimposición más la base de caso son en conclusion la carga de servicio.

Multiples cargas de servicio pueden por lo tanto ser empleadas para describir la vida de servicio de la tubería de revestimiento.

La tubería de revestimiento es usualmente cementada en su totalidad ó parcial longitud desde el fondo de la T.K. en algunas circunstancias especiales las tuberías cortas son parcialmente cementadas alrededor del fondo del pozo.

Por lo tanto se efectúan cementaciones forzadas en la parte superior de la tubería corta. El aplicar presión, las propiedades físicas empleadas en la fase de cementación, y el gradiente geotermal establece un perfil de temperatura en el pozo como un perfil de fuerzas y presiones a lo largo de la longitud de la T.K. figura 3.5 y 3.6

MODELO DE VIDA Y SERVICIO.

El modelo de vida y servicio asume que despues de que el cemento a sido puesto, no puede ocurrir movimiento axial abajo de la cima de cemento. Por lo tanto las fuerzas axiales de la cementación actúan abajo de la cima del cemento ó sea separación en frío.

Cualquier subsecuente condición de carga que tienda a cambiar la fuerza axial en la T.K. tal como los efectos de cambios en la temperatura y perfiles de presión interna y externa son discretamente superimpuesto sobre la carga axial del cemento.

Arriva de la cima de cemento la tubería de revestimiento es libre de movimiento axial como un resultado de cualquier cambio de presión ó temperatura. Por lo tanto, solamente los efectos de los cambios promedio en presión y temperatura son considerados y superposición en la base (cementada) de caso axial de distribución de carga

Por que una cierta cantidad de espacio vacío (microanulos, canalizaciones, segregación, etc) ocurren en la cementación despues de colocarlo, restricciones radiales rígidas no existen en la tubería tanto arriba ó abajo de la cima del cemento.

En condiciones de cementación, la carga axial es igual al peso de la tubería menos las fuerzas de flotación que actúan sobre la tubería. La fuerza de flotación que interviene en el fondo de la

Fig. 3.5 - FACTORES QUE DETERMINAN FUERZAS Y ESFUERZOS EN COLUMNAS DE TUBERIAS EN LA CONDICION CEMENTADA.

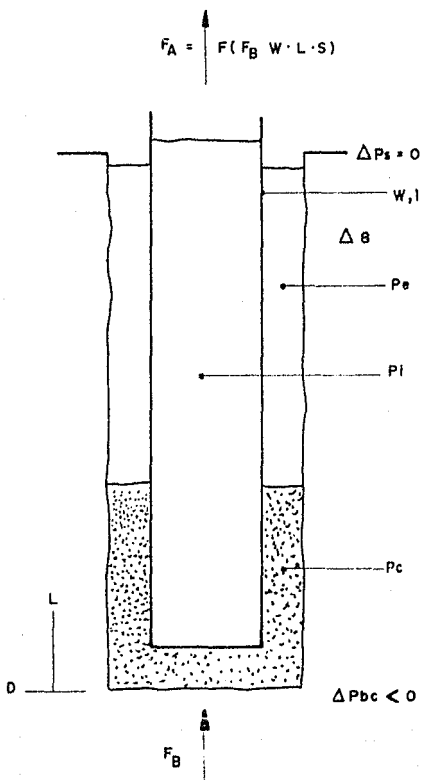
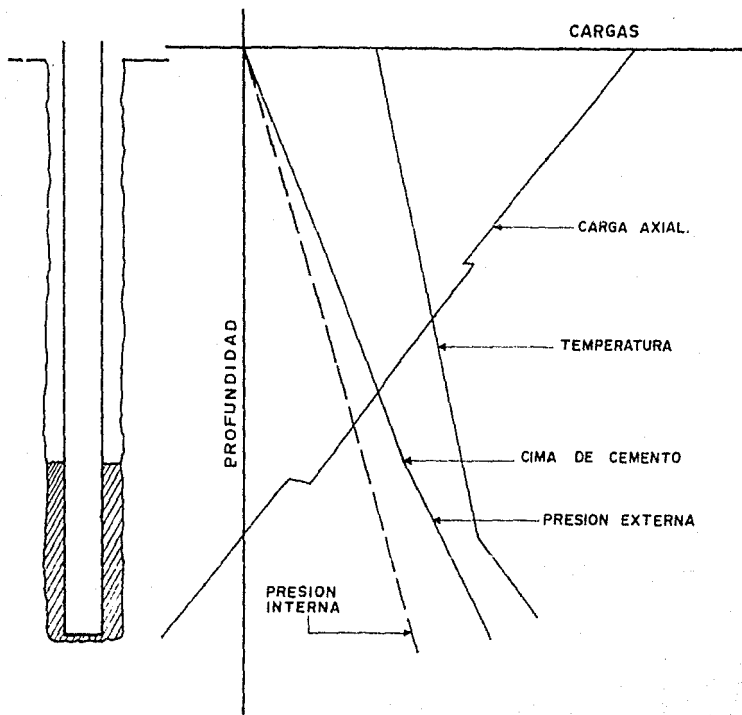


FIG. 3.6

PERFIL TIPICO DE CARGAS Y TEMPERATURA

POZO CEMENTADO



tubería de revestimiento con equipo de flotación se muestra en la siguiente ecuación:

$$FB = - p_e A_{pb} + \pi/4 d_i^2 (p_i - p_e) \dots\dots(3.13)$$

Para tubería abierta sin equipo de flotación.

$$FB = - p_e A_{pb} \dots\dots\dots(3.14)$$

y para extensión de tubería de revestimiento (tie back)

$$FB = p_e \pi/4 (d_t^2 - d_e^2) - p_i \pi/4 (d_t^2 - d_i^2) \dots\dots(3.15)$$

Las fuerzas de tensión son positivas y las fuerzas de compresión son negativas. Cualquier cambio en la geometría de la tubería de revestimiento como sartas piramidales ó telescopiables dan como resultado en un cambio en la carga axial como límite a la geometría siendo en realidad un incremento en la fuerza de flotación.

La siguiente ecuación es empleada para calcular el cambio en la fuerza axial causada por el cambio en la geometría de la T.R.

$$FAB = \pi/4 [p_i(d_{ia}^2 - d_{ib}^2) - p_e(d_{ea}^2 - d_{eb}^2)] \dots\dots(3.16)$$

Los índices a y b señalan una propiedad arriba ó abajo de la discontinuidad en la geometría.

El modelo de vida de servicio casi siempre incluye una provisión para cambios externos de la carga axial por jalón ó tubería de revestimiento suelta despues de que el cemento a sido colocado.

Esta provisión es necesaria para el modelo de tubería con

extensión (tie back) y tensión adecuada para prevenir el efecto helicoidal.

Para cada carga de servicio, condición en que la tubería de revestimiento genera experiencias a perfiles únicos de presión y temperatura figura 3.7 y 3.8, ésto para cada condición de servicio, las cargas axiales impuestas a la tubería son una función de ambas fuerzas específicamente, por que la tubería de revestimiento es fijada a la cima (cabezal o colgador de tubería corta) y en el fondo por el cemento. los cambios de perfiles de presión interna y externa no solamente produce cambios en los esfuerzos radial y hoop stresses pero siempre los cambios en esfuerzo axial son causados por el efecto de Poisson.

Estos cambios en esfuerzos axial son agregados discretamente a los esfuerzos axiales en la tubería abajo de la cima del cemento pero añadidos en una base promedio en la sección no cementada.

Los efectos de cambio de temperatura son manejados en una similar manera, la fuerza axial causada por los cambios de presión y temperatura pueden ser calculados con las siguientes formulas.

$$\Delta FAP = 0.6 \left[\frac{\Delta p_i}{(d_e - d_i)(1 + d_e/d_i)} - \frac{\Delta p_e}{(d_e - d_i)(1 + d_i/d_e)} \right] A_{pb}$$

y

$$\Delta FAT = 200 \Delta T A_{pb}$$

En comparacion a los cambios de efecto de presión y temperatura de la carga axial en el cuerpo de la tubería, un cambio en la fuerza axial en la tubería de revestimiento puede siempre ocurrir a la discontinuidad geométrica como un resultado de cambios en la presión interna y externa en éste punto.

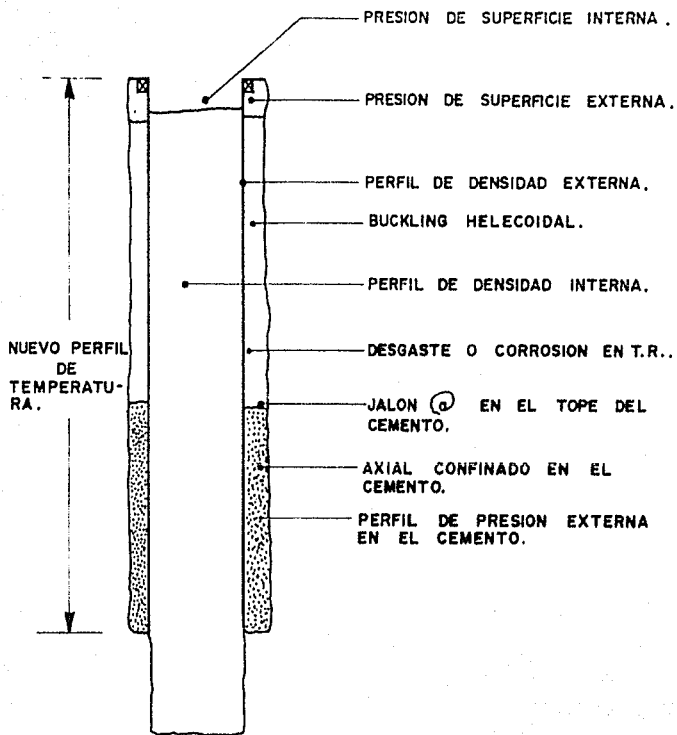


Fig. 3.7- CONDICIONES DE SERVICIO SUPER INPUUESTO A LA CONDICION CEMENTADA.

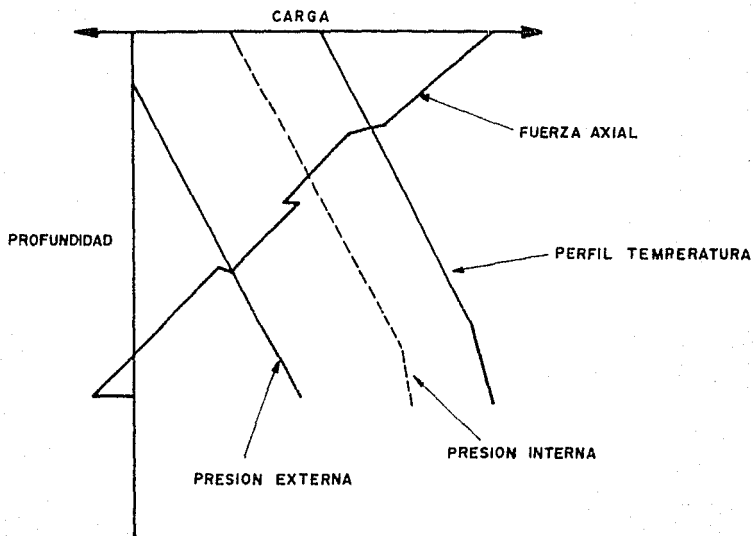


Fig. 3.8 - DIAGRAMA DE UNA CARGA DE SERVICIO TÍPICO.

La discontinuidad geométrica puede ser debido a cambios en el peso ó medida de la tubería de revestimiento. Ambos producen un cambio en el área transversal de la tubería. Por que la tubería de revestimiento cementada se supone estar axialmente estable. los efectos de cambios de presión a los cambios en el área transversal son muy locales y no son transmitidos a el cuerpo de la tubería. O de otra manera, arriba de la cima de cemento cualquier cambio de presión a los cambios en el área transversal causan una redistribución de la carga axial arriba y abajo del punto.

La redistribución en la carga axial es una función de las propiedades en su totalidad de la T.R tanto arriba y abajo a los cambios geométricos.

El cambio total de fuerzas es mostrado en la ecuación siguiente

$$\Delta FAX = \Delta A_i p_i - \Delta A_e p_e$$

La relación de la distribución de la fuerza axial es:

$$R = \frac{E (A_{pb}/L) a}{E (A_{pb}/L) b}$$

Abajo de la cima de cemento. el único cambio (localización específica) en presión y temperatura es aplicado a la particular profundidad en el cálculo.

Arriba de la cima de cemento. el cambio promedio de la presión y temperatura para la porción no cementada es aplicado a la profundidad específica en el cálculo.

Por que la tubería de revestimiento es libre al movimiento radial. los esfuerzos radial y tangencial son calculados estrictamente como una función de perfiles de presión interna y

externa. Una ventaja del empleo de un programa de computo para analizar la tubería de revestimiento en que todas las probables condiciones para la T.R pueden ser evaluadas

Los análisis convencionales de diseño consideran solamente unas pocas condiciones de carga de reventón y colapso.

La sección no cementada de la tubería de revestimiento es revisada por el efecto helicoidal durante cada condición anticipada de servicio. El efecto helicoidal de T.R de producción puede estar provisto dentro del rango elástico de la tubería, en caso de tubería de perforación, comunmente en operaciones de perforación generalmente no se considera.

Si el efecto helicoidal es previsto por el modelo analítico, los cambios en la tubería de revestimiento pueden ser efectuados fácilmente, incrementando la longitud de la cima de cemento o pretensionando la T.R despues de que el cemento a sido colocado.

Los esfuerzos generados en la tubería de revestimiento son como un resultado de el servicio de las cargas siendo las triaxial mayor que la biaxial ó uniaxial como consecuencia de las ecuaciones de capacidad de carga del API.

Los tres principales esfuerzos para un cilindro son axial, radial y tangencial.

Uno de los lejanos criterios de aceptación para la cedencia, está basado en lo isotrópico de los materiales ó conceptos de energía. En este acercamiento, el total de energía elástica es dividido en dos partes: uno asociado con el cambio volumétrico de el material y el otro causado por distorsión de fractura de esfuerzo de corte.

Por ecuaciones de distorsión de energía de fractura de esfuerzo de corte en un punto de cedencia en simple tensión para que la combinación de esfuerzos disminuya, un criterio de cedencia para esfuerzos combinados es establecido en la introducción a la mecánica de sólidos.

La proposición matemática de ésta teoría, muchas veces es referida a la condición de cedencia de Hencky - Von Mises, para un cilindro dado. El esfuerzo equivalente de Von Mises, VME, es

referido en la siguiente ecuación.

$$\sigma_{VMF} = \left(\frac{1}{2} (\sigma_A - \sigma_{ri})^2 + (\sigma_{te} - \sigma_{ri})^2 + (\sigma_{te} - \sigma_A)^2 \right)^{1/2}$$

Los tres esfuerzos principales son calculados con las siguientes ecuaciones .

Para esfuerzo axial

$$\sigma_A = \frac{FA}{A_{pb}}$$

Para esfuerzo radial

$$\sigma_{re} = - p_e$$

y

$$\sigma_{ri} = - p_i$$

Y para esfuerzo tangencial

$$\sigma_{te} = \frac{2 p_i r_i^2 - p_e (r_e^2 + r_i^2)}{r_e^2 - r_i^2}$$

ESTA TESIS NO DEBE
SALIR DE LA BIBLIOTECA 79

$$\sigma_{ti} = \frac{p_i (r_e^2 + r_i^2) - 2 p_e r_e^2}{r_e^2 - r_i^2}$$

Las expresiones para los esfuerzos principales para un cilindro y esfuerzos radial son derivadas de las ecuaciones de Lamé para esfuerzos en un cilindro.

Una comparación de los esfuerzos equivalentes de Von Mises a la fuerza de cedencia de los materiales provee un simple equivalente factor de diseño para todas las cargas simultaneas impuestas a la tubería de revestimiento.

C A P I T U L O I V

CEMENTACIONES EN POZOS DE ALTA PRESION

ESTUDIO INTEGRADO DE CEMENTACIONES PRIMARIAS

Frecuentemente, hay objetivos primarios y secundarios para las operaciones de cementación. Por ejemplo, en una gran ó intermedia tubería de revestimiento, una completa cementación sería ideal desde el fondo a la superficie, pero la realidad es que un buen sello alrededor de la zapata es todo lo que se requiere. En otros casos, aislar lejos de la zapata puede ser importante (como en el caso de traslapes de tuberías cortas).

Siendo que, el objetivo de el trabajo de la cementación deberá ser determinado como el trabajo de cementación se diseñó.

El enjarre de el lodo deberá ser desprendido antes de que el cemento sea colocado en el espacio anular. En un espacio anular excéntrico, el enjarre de lodo en el lado angosto generalmente es muy difícil de remover.

Otra veces el esfuerzo de el lodo es roto, y el lodo es movido a través del espacio anular, por lo que se deberá de considerar como fluye el cemento. Si el cemento fluye ampliamente de el lado ancho de el espacio anular y permite un despacio movimiento de canal de lodo en el lado angosto, con ésto difícilmente se esta efectuando una buena cementación y una zona de aislar lejos de la zapata.

El problema de cementación deberá ser considerado en dos partes, desplazamiento de lodo y colocación de el cemento.

Desplazamiento de lodo.

Formaciones Impermeables

El lodo de perforación muchas veces es descrito como un fluido plástico de Bingham caracterizado por un punto de cedencia (Y_p) y viscosidad plástica (V_p).

Aún cuando el lodo no se comporte como un fluido de Bingham,

debido a algunos esfuerzos de gel, como evidencia por la habilidad de soportar la barita y los recortes. Para mover este lodo, el esfuerzo de corte de pared deberá de exceder el esfuerzo de gel de el lodo.

El esfuerzo de gel de el lodo de los constituyentes, propiedades de el agujero y el periodo estático. El esfuerzo de pared, τ depende de la geometria del agujero (incluyendo diámetro y separación) y la caída de presión anular y puede ser aproximada por la siguiente ecuación.

$$\tau = \frac{(\Delta p / \Delta L) d_h}{4} \left\{ 1 - \left(\frac{d_h - G_{an}}{d_h} \right)^4 \right\} \dots (4.1)$$

donde

$\Delta p / \Delta L$.- Caída de presión por fricción en el anular, psi/pie

d_h .- Diámetro de el agujero, pie

G_{an} .- Distancia entre T.R y agujero, pie

τ .- Esfuerzo de corte de pared, psi

psi .- lb/pg²

Donde G_{an} es la distancia entre la pared de el agujero y el diámetro de la T.R en un excéntrico espacio anular, la separación anular varía y con esto los esfuerzos de la pared. La caída de presión por fricción en el espacio anular, $\Delta p / \Delta L$, es una función de la geometria, la reologia de los fluidos, y la velocidad anular ó gasto de desplazamiento. Por consiguiente, la ecuación 4.1 cuantifica las observaciones de el pozo que es más difícil moverlo de el lado angosto de el espacio anular y que bombeos rapidos mejoran el desplazamiento de el lodo

La caída de presión deberá ser determinada de un modelo hidráulico. Se deberá de tomar precaución en el empleo de tales modelos (tradicionalmente desarrollados para empleo en la perforación) por que la geometria es probablemente diferente.

La separación de la tubería es ignorada usualmente en muchos de los modelos hidráulicos pero puede ser importante cuando la

relación entre el diámetro de la tubería y el diámetro de el agujero es cerrado, como en las cementaciones.

Como se muestra que si la geometría cementada resulta en una pequeña separación, dando la caída de presión por fricción deberá ser significativa baja como la predicha para un concéntrico espacio anular. El esfuerzo de pared, también será bajo como lo esperado, adicionando a los problemas asociados con el desplazamiento de el lodo por lo tanto, una pobre separación tiene un doble efecto en el desplazamiento de el lodo.

Formación Permeable.

Cuando se perfora a través de formaciones permeables, se debe de tomar gran cuidado para formular un lodo de perforación que pueda controlar la cantidad de filtración.

Un enjarre que se incrementa en la pared de el agujero y sufre periodos de filtración estática (como en los viajes) y periodos de filtración dinámica (cuando se perfora). La formación de un enjarre bajo éstas circunstancias es extremadamente complejo y es un suieto de mucha investigación.

Es generalmente aceptado que hay tres tipos de enjarres:

un delgado enjarre en el interior de la formación, otro delgado pero duro enjarre en el frente de la formación, y uno vago, pérdida de enjarre en el lado de el agujero. Es indiferente que el enjarre interno sea removido. Es posible remover el delgado duro enjarre con escariadores ó pedrería de cementación, pero la remoción es temporal y la pérdida de enjarre puede y deberá ser removido durante la cementación.

Cuando se diseña un trabajo de cementación, por consiguiente se deberá de considerar como remover el enjarre exterior. Usualmente, los editivos de pérdida de fluido son adreagados a el cemento para controlar la filtración, y ésto es un estricto procedimiento en la capacitación (10 pp). Para proper (controlar) el cemento que emplean una malla 200 como medio de filtración (similar a una arena muy permeable).

Esta situación para vez ocurre en la práctica, durante la

perforación, el enjarre podrá cubrir todas las zonas permeables de el pozo antes de que el cemento sea colocado.

DISEÑO DE PROGRAMA DE CEMENTACION Y CALIDAD DE CONTROL

El trabajo deberá ser diseñado con completo conocimiento de todos los parámetros que puedan afectarlo. Estos incluyen a la temperatura, presión y perfiles de calibración de el agujero, información reológica de el cemento, limitaciones de equipo, análisis de el diseño de la tubería de revestimiento y información en los aspectos tanto técnicos como económicos de similares trabajos en el pasado. Despues de el trabajo algún tipo de registro ya sea acústico ó similar deberá ser corrido para verificar que no ocurran fugas.

Minimizar la trayectoria de fuga en interfaces cemento/T.R. y cemento/formación.

Estas trayectorias generalmente son minimizadas por incremento de el esfuerzo de el cemento a la superficie. Para la interface cemento/T.R. es el principal revestimiento ó de otra manera alterando la superficie original de la T.R.

Para la interface cemento/formación lo principal es la remoción de el enjarre de lodo a través de empleo de lavadores quimicos, escariadores y movimiento de rotación y reciproco de la T.R.

La remoción de enjarre de lodo casi siempre ayuda a eliminar la creación de trayectorias de canal de fugas en la lechada de cemento por contaminación.

Densidad de cemento, colocación y fraguado.

Es imperativo que la densidad de la lechada de cemento sea lo suficiente para contener la presión de la formación y que sea colocada eficientemente para eliminar las bolsas.

El uso de posibles altas presiones diferenciales a través de la

Los son conveniente, como lo es el desplazamiento rápido de el cemento y el más tiempo posible de fraguado.

Emplear el apropiado tipo de cemento.

Los cementos son disponibles para un extenso rango de situaciones de campo. Los aditivos como inhibidores y retardadores pueden ser usados para superar problemas de temperatura en un agujero que pueda causar no deseables características de fraguado y ayudar en los posibles tiempos cortos de fraguado. Especial cemento para el extremo de la zapata (tail), para asegurar que el fraguado ocurra de el fondo de el agujero hacia arriba.

Cementos con aditivos de control de pérdida de fluido son disponibles y son altamente deseables. Cementos expandibles o impermeables pueden tener ventajas en ciertos casos. Finalmente la nueva generación de cementos compresibles, diseñados para ayudar a mantener la columna hidrostática durante el fraguado, son altamente efectivos. Para todos los tipos de cemento, el programa de diseño de cementación deberá ser basado en las propiedades de esfuerzo estático de gel del cemento.

DISENO SIMPLE DE LECHADA DE CEMENTO.

Las lechadas de cemento dispersas han tenido que ser empleadas para obtener flujo turbulento a bajos gastos. Obteniendo una lechada de cemento "delgada", de cualquier modo no es objetivo primordial en la cementación primaria. Más importante es el colocar en el fondo de el agujero las propiedades de la lechada de cemento. Cuatro criterios son empleados para optimizar el diseño de lechada: tiempo de espesamiento, esfuerzo a la compresión, estabilidad de la lechada de cemento y pérdida de fluido.

El tiempo de espesamiento incorpora tres elementos: tiempo de

mezclado de lechada de cemento. tiempo de desplazamiento y factor de seguridad.

El tiempo total de trabajo es tomado como el tiempo para alcanzar 70 unidades de consistencia menos una hora por seguridad y contingencias.

El énfasis cualitativo es colocado en el corte de la curva de consistencia. La preparación de lechadas de cemento en el laboratorio incluyen todos los simulados elementos de el trabajo, incluyendo el mezclado de baches.

La diferencia en la temperatura estática entre el fondo y el tope de el cemento es una causa que se debe de considerar.

Esta diferencia es tan grande como de 50°F (27.8°C), no es normalmente considerada por la industria en el diseño de lechadas de cemento y su evaluación.

En altas temperaturas las lechadas de cemento emplean retardadores sensitivos. Cualquier diferencia de temperatura entre la actual y la diseñada podría afectar en el tiempo de espesamiento, resultando en una pobre ó aparente pobre cementación en el tope.

Un ejemplo de diferencia de temperatura, una formulación de lechada de cemento diseñada para la temperatura de circulación estimada y la temperatura estática de fondo fue probada para esfuerzos a la compresión en el traslape de la tubería corta estimada. El resultado fue casi no esfuerzo despues de 48 Hrs. Por que ésto tiene implicaciones para subsecuentes registros de cementación y pruebas de presión, una recomendación fue dada para que lechadas de cemento se probaran para esfuerzos a la compresión en el fondo a temperatura estática y en el tope de la tubería corta a temperatura estática. Esto se efectua ahora como una rutina.

La estabilidad de la lechada de cemento a condiciones de temperatura estática de fondo es considerada una de los más importantes propiedades en el diseño de lechadas de cemento.

Una inestable lechada de cemento podrá dar una alza en el agua libre, parches de una alta y baja densidad de cemento y

canalizaciones donde hay una desviación. Concerniente sobre la estabilidad de la lechada de cemento en el fondo del agujero tiene primer lugar para el desarrollo de una prueba de estabilidad en tubo con la cual se simulara el comportamiento de el fraguado bajo condiciones de temperatura y presión de fondo. Cualquier lechada de cemento que presente una alta segregación de densidad en ésta prueba es rechazada.

El control de pérdida de fluido, es también importante. Si no es de primera concerniente es por que experimenta que cualquier enjarre de lodo duro previene excesivas pérdidas. Un valor de pérdida de fluido API entre 150 y 250 ml/30 min es considerado aceptable. El valor de pérdida de fluido es tomado en prueba con otras propiedades de la lechada de cemento, de igual manera la estabilidad, viscosidad de superficie y el agua libre de operación.

Volumen de lechada.

El volumen de exceso depende de varios factores como: irregularidad de el agujero, inexactitud de la herramienta de registro de calibración, pérdida (filtrado) de volumen de lechada, película de lechada de cemento, contaminación y agujeros lavados.

La alternativa de exceso está basada en una variedad de complejidades, con las cuales incluyen suposiciones basadas en cada factor de influencia y en base de datos de experiencia.

Se efectua un estudio y determina que se requiere de dos excesos. un exceso basado sobre dos ejes, un registro de calibración en agujero descubierto con cuatro brazos y un exceso de contaminación igual al volumen de traslape de la tubería corta.

Los siguientes excesos son aplicados con buen resultado y son ahora recomendados para traslapes de 492 pies (150 m):

en tubería de 7" (17.8 cm) en agujero de 6 1/2" (16.5 cm) con un 30% de exceso en agujero más 10 bis (1.6 m³), en tubería de 5" (12.7 cm) en agujero de 6" (15.2 cm) con 50% de exceso en agujero

más 10 bls (1.6 m³);

El exceso de porcentaje de volumen por arriba de el agujero calibrado. Un límite máximo es bajo consideración para grandes tuberías cortas (7", 17.8 cm).

Bombeo de lechada.

El principio de investigación en los mecanismos de desplazamiento ha mostrado que el flujo turbulento y el tiempo de contacto son los parámetros más importante para una remoción efectiva de el lodo.

En investigaciones posteriores se propone que bombeos constantes a altas velocidades anulares, si en la tubería no se puede obtener, puede ser en beneficio.

Uno de los dilemas comunes asociado con cálculos de velocidad de flujo anular es la inhabilidad para predecir el comportamiento en un espacio estrecho, un excéntrico espacio anular.

La migración de la partícula a lo largo de la pared y lo escabroso de la pared casi siempre combinados hacen la obtención de la dificultad de la turbulencia para llevar acabo ó predecir.

Recientes investigaciones de velocidades de flujo en excéntricos espacios anulares indican que la reducción de velocidad ocurre marcadamente en el lado angosto de el espacio anular, comparado con la velocidad promedio.

Las investigaciones concluyen que fluidos Newtonianos ó dilatantes son más apropiados para la limpieza del agujero.

Los desplazamientos pueden ser tan bajos como de 126 galones/min (28.6 m³/Hr) en teoría para tubería corta de 7" (17.8 cm) en agujero de 8 1/2" (21.6 cm). En práctica, sin embargo para gastos son más frecuentes alrededor de 210 galones/min (47.7 m³/Hr), con lo cual es razonable arriba de un teórico gasto para turbulencia de un fluido delgado en un tamaño promedio de espacio anular de la tubería corta. El volumen de espaciador se toma como el requerido para proveer un tiempo de contacto. Para lodos base aceite, un surfactante compatible con el agua es agregado al

espaciador. Los desplazamientos a muy alto flujo turbulento son considerados para alcanzar un riesgo de falla por el incremento de represionamiento a través del PBR y áreas de flujo de las cunas del colgador.

Acondicionamiento de agujero.

El buen acondicionamiento del agujero es de considerarse importante para los sucesos de la operación de cementación. Una vez perforado el intervalo en el cual se va a instalar la tubería de revestimiento, se deberá de efectuar un viaje de reconocimiento con barrena del diámetro del pozo, con la finalidad de reconocer el paso libre a través del pozo hasta la profundidad de asentamiento de la T.R.

Se deberán de cuidar las propiedades reológicas del fluido de perforación, las cuales se mantendrán dentro de las condiciones que el pozo requiera tanto en densidad, viscosidad, pérdida por filtrado, gelatinosidad y temperatura.

Cuando la tubería se encuentra en el fondo, es recomendable que el agujero sea circulado dos o tres veces su tiempo del fondo a la superficie con la finalidad de que cualquier recorte que se halla desprendido durante la corrida se extraiga. Es importante vigilar la velocidad de resbalamiento de las partículas en el cálculo de volumen de limpieza, como llevar un registro del volumen bombeado con el volumen recuperado.

Instrumentos de medición y registro.

Es de gran importancia el tener instrumentos de medición y registro en el sitio de el pozo para tener una buena indicación de exactamente que está ocurriendo en cualquier punto dado durante el trabajo y poder ser capaz de copiar un completo registro de el trabajo y éste pueda ser detenidamente analizado y poder desarrollar refinamientos e imprevistos para futuros

trabajos. Es recomendable que en cada trabajo de cementación se monitoree para presión, flujo de gasto y densidad.

Altura de columna de cemento.

Aún cuando los datos no son decisivos, el resultado de dos programas proponen que las fugas pueden ocurrir más rápidamente en columnas de cemento corto. En éstas pruebas las fugas ocurren a significante baja presión que en otra pruebas representan un gran modelo cuando los modelos son preparados similarmente. Esto implica que incrementos de longitud de columna de cemento pueda incrementar la oportunidad estadística de obtener un buen bloqueo de gas con el cemento en algún punto. Esta teoría contradice una teoría que dice que la columna de cemento deberá ser detenida tan corta como sea posible para minimizar la cantidad de lechada de cemento que pueda retroceder para mezclar el agua de gradiente (y resulte pérdida de hidrostática). Esto ha sido un punto en el cual no a sido probado el uso de columnas cortas de cemento (tal como el caso de cementaciones por etapas).

La respuesta pueda consistir en un cambio entre éstos dos requerimientos. Y pueda ser verdad que intervalos cortos pueden ser mejor en un cierto punto que no es aprovechado en la actualidad.

Las investigaciones casi siempre presentan dificultad en la obtención de adecuados esfuerzos del cemento en pruebas de laboratorio. Cuando ésta dificultad generalmente resulta grande de diferencias en procedimientos de laboratorio. Los procedimientos son representativos de los usados en el campo y coinciden con la experiencia de campo.

Si la calidad del cemento no es tan buena como la sujerida por un registro, una significante cantidad de fuga puede ocurrir entre la formación que no es por el momento de darse cuenta en la superficie.

PREVENCIÓN DE FLUJO ANULAR DESPUÉS DE CEMENTAR.

El flujo anular después de la cementación ocurre cuando la columna de cemento es colocada en el espacio anular para contener la presión de la formación y permite que los fluidos de formación (gas, aceite ó agua) fluyan al interior de el pozo. Esto ocurre en el acto, un descontrol que ocurre después de que el cemento a sido bombeado a el lugar, es un fenómeno que ha sido estudiado extensivamente por un número de investigadores. Varios mecanismos han sido postulados para explicar el fenómeno, incluyendo los siguientes.

1.- Deshidratación de la lechada de cemento.

La deshidratación es causada por la insuficiencia de control de pérdida de fluido. Si es lo suficiente severa, los sólidos del cemento podrán puentear el espacio anular y prevenir la transmisión de la presión hidrostática para los fluidos fijos de la columna de cemento arriba del puente. Si la presión hidrostática es reducida a los menores niveles que exista presión de formación abajo del puente, los fluidos de formación pueden entrar al pozo.

2.- Bolsas de agua libre y canales.

Estas son causadas por una separación de sólidos del cemento y mezcla de agua y pueda llevar a un flujo anular después de cementar por que un canal de agua continuo puede ejercer solamente la presión hidrostática de la mezcla de agua por si sola (usualmente 8.33 lb/gal [998 Kg/m³]).

Si ésta presión equivalente es menor que la presión de formación, el flujo anular puede ocurrir.

3.- Gelatinosidad de la lechada.

Esta puede causar flujo después de la cementación por que la atracción entre las partículas de cemento hidratadas puedan

prevenir la presión hidrostática de la columna de fluido de cemento por el momento la total transmisión a la formación expuesta. En efecto la columna de cemento hidratada "soporta algunos de éstos propios pesos"

Si la hidrostática efectiva en la cabeza de la columna del fluido es reducida a niveles por debajo de la presión de formación, los fluidos de la formación pueden entrar al pozo.

Cada de éstos tres mecanismos explican como una columna de cemento con una densidad más grande que la de la columna de fluido de perforación empleado para perforar el pozo pudo fallar para contener la presión de la formación.

Como práctica se recomienda que las lechadas de cemento de producción contengan las siguientes propiedades:

1.- Pérdida de fluido.

La pérdida de fluido deberá ser controlada a 100 ml ó menos en 30 minutos para trabajos de tubería de revestimiento y del orden de 50 ml ó menos en 30 minutos para trabajos en tuberías cortas por que se debe a la reducción del claro anular.

Estos empíricos valores derivados son basados en trabajos desarrollados de campo.

Mantener el control de pérdida de fluido en éstos niveles podrá prevenir la excesiva deshidratación de la lechada de cemento.

2.- Agua libre.

El agua libre podrá ser reducida a cero cuando mediciones después de la exposición de la lechada a condiciones de fondo tanto presión como temperatura se efectúen.

3.- Gelatinización .

Las lechadas que puedan contar con aditivos para controlar la pérdida de fluido y dispersantes para el tiempo de espesamiento en lugar de lignosulfonato.

Los retardadores manifiestan un ángulo recto deseable para mantener el total de la presión hidrostática de la formación.

4.- Tiempo de espesamiento.

El tiempo de espesamiento deberá de representar el tiempo de el trabajo más un mínimo factor de seguridad y deberá ser alcanzado con aditivos para controlar la pérdida de fluido y dispersantes. Donde la temperatura determina el uso de lignosulfonatos como retardadores. el empleo de aditivos de pérdida de fluido y dispersantes en combinación con lignosulfonatos como retardador para obtener las propiedades deseadas que den un angulo recto a la lechada en el consistómetro.

5.- Densidad.

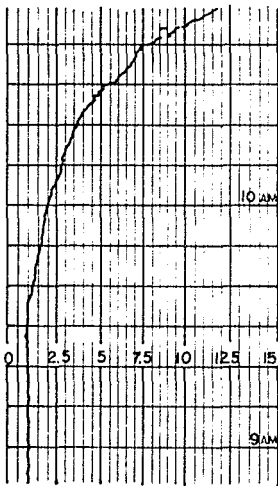
La lechada de cemento principal ó espaciador deberán ser por lo menos 1/2 lb/gal (59.9 Kg/m³) más pesado que el fluido de perforación. la lechada de cemento posterior ó de producción deberá ser 1/2 lb/gal (59.9 Kg/m³) más pesada que la lechada principal.

Esta diferencia de densidad podrá ayudar en el desplazamiento y podrá reducir las canalizaciones.

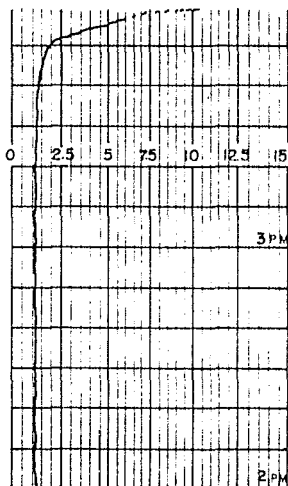
Invación y migración de gas en espacio anular cementado.

Zona de aislar.

Las pruebas de laboratorio han mostrado que ciertas propiedades de los cementos son anti-migración de gas que tienen una excelente característica de aislar. Y con la esperanza de que éstos cementos pudieran proveer una adecuada zona de aislar en situaciones donde el desplazamiento de el lodo es practicamente pobre de igual modo. un buen desplazamiento ocurre solamente sobre secciones cortas del espacio anular. Esta esperanza probó lo improcedente. La experiencia de campo ha mostrado que prescindiendo de que tan bueno en particular es el tipo de cemento que fuera a resistir la invación de gas y/ó migración, seguro de aislar la zona podría ser obtenido solamente en un



DC VOLTAGE



DC VOLTAGE

CONCEPTO DE FRAGUADO DEL CEMENTO

efectivo desplazamiento de lodo . práctica que se utiliza.

La invasión de gas/migración despues de colocar el cemento. La buena práctica de desplazamiento acoplada con el uso de una estable lechada. fraguados rápidos. baja pérdida de fluido en la lechada de cemento fueron encontradas para resolver los problemas de la zona aislada en muchas pero no en todas las circunstancias de operación. Se requiere de técnicas y aplicaciones más efectivas. Un análisis de datos de campo presento que el gas podría emigrar verticalmente a través de el cemento. en el interior entre cemento y T.R formando un microánulo. en el exterior entre cemento y formación formando un microánulo ó a través de los tres como se ilustra en la figura 4.1

Fenómeno de depresurización.

Cemento neto v cemento a base de espumas.

La depresurización de una columna de cemento en el anular se comprendio por ser practicamente responsable por la invasión de gas. Una de las justificaciones para desarrollar un cemento a base de espumas fue para obtener lechadas de cemento que pudiesen depresurizarse menos que las convencionales.

La diferencia en el comportamiento de la depresurización de una lechada de cemento neto y una a base de espuma se demostro en pruebas con el aparato de la figura 4.2

Donde una lechada de cemento fue bombeada al interior de una columna vertical de acero de 39 pies (21m). La columna fue sellada y una presión de gas. pt. fue aplicada en la parte superior de la columna con nitrógeno. Un transmisor medidor de la presión hace esfuerzo en el fondo de la columna. pb como una función de tiempo.

La figura 4.3 compara la típica relación de depresurización pb/pt de las curvas para lechadas de cemento neto v espuma. La presión de gas. pt. se mantuvo constante para la duración de las pruebas. El valor mínimo en la curva de el cemento corresponde a

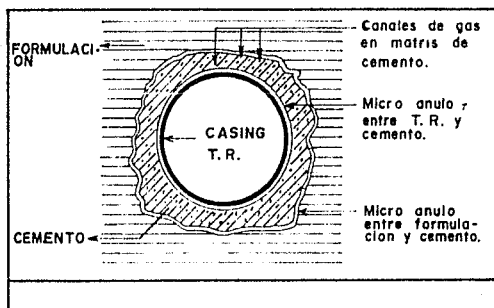
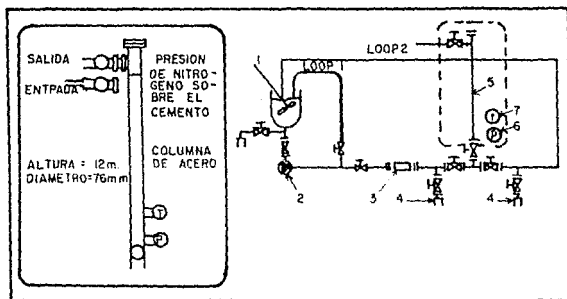


Fig. 4.1 RUTAS DE MIGRACION DE GAS EN ESPACIO ANULAR CEMENTADO.



- | Nº | DESIGNACION |
|----|------------------------|
| 1 | MESCLADOR |
| 2 | BOMBA |
| 3 | MEDIDOR DE FLUJO |
| 4 | MUESTRA |
| 5 | COLUMNA |
| 6 | TRANSDUCTOR DE PRESION |
| 7 | TERMO COPL |

Fig. 4.2 APARATO DE COLUMNAS DE CEMENTO.

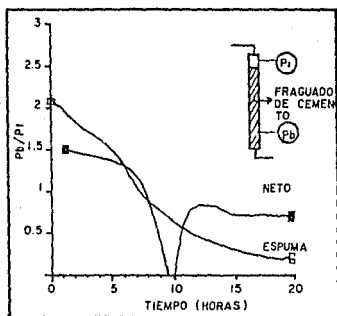


Fig. 4.3 COMPORTAMIENTO DE PRESION DE CEMENTO CLASE G Y ESPUMA.

el tiempo en el cual el gas de la parte superior de la columna empieza a romper a través a la transmisión de la presión en el fondo de la columna.

El incremento en la depresurización despues de 5 a 6 Hrs corresponde a el cemento alcanzando el fraguado inicial, de igual manera que inicia la reacción de hidratación exotérmica.

El fraguado inicial se determinó por mediciones de temperatura de el fraguado de la lechada. La depresurización así mismo ocurre en columnas de cemento a base de espumas pero el rompimiento por el gas no ocurre.

Los cementos a base de espumas son empleados con el propósito de aislar zonas de los pozos que contengan gas pero su uso tiene las siguientes limitaciones.

1.- Las compañías de servicios y operación de cementaciones a base de espumas no son disponibles en todas las áreas de operación.

2.- Las reologías de cemento a base de espumas originan demasiado esfuerzo de poca consistencia para el eficiente desplazamiento de el lodo. Esta desventaja es muchas veces vencida por el empleo de prelavadores, lechadas raspadoras, etc.

Confiando en éstas técnicas se deben dar adecuadas altas velocidades en los tiempos de contacto y con lo cual asegurar un eficiente desplazamiento de lodo, siendo un problema.

3.- Las lechadas de cemento a base de espumas no previenen el flujo de gas a través de microánulos.

Transmisión de presión.

La gelatinosidad se desarrolla por una lechada de cemento poco despues de ser colocada, limita la transmisión de presión a través de la lechada de cemento.

donde la ecuación 4.2 es empleada para calcular el efecto de una gelatinosidad dada en una transmisión de presión.

$$p = 4GL/d \dots\dots\dots (4.2)$$

donde:

p = Presión diferencial axial requerida para iniciar el movimiento axial de la lechada de cemento.

G = Esfuerzo de gelatinosidad estático en un tiempo dado

L = Longitud de columna de cemento

d = Diámetro de columna de cemento

El empleo más común de ésta ecuación es para determinar el tiempo máximo para el cual una operación de bombeo de cemento pueda ser interrumpida y la lechada inmóvil se mueva otra vez después de la interrupción.

La ecuación 4.2 de cualquier modo, supone que la lechada de cemento están actuando como una coherente "fase de cuerpo".

Esto puede ser una suposición válida para la aplicación del bombeo, pero puede ser menos válida en ciertas otras aplicaciones.

La ecuación 4.2 no es válida para situaciones en la cual la lechada de cemento es depresurizada internamente debido a la pérdida de fluido ó hidratación y subsecuentes represurizaciones por la fase agua dentro de la "gelatinosidad de la matriz de la lechada de cemento".

CONCLUSIONES

Para tener éxito en la perforación de un pozo es importante el conocer las presiones existentes en las formaciones atravesadas por la barrena. esto origina que la planeación de perforar cada etapa, evitará problemas que son ocasionados por la existencia de zonas de problemas diversos, y que en general se refieren a aquellas presiones con tendencia anormal.

De los diversos factores que pueden ser los causantes de las presiones anormales, se recomienda en ellos aplicar los diferentes estudios en técnicas avanzadas para ser posible el tener la confiabilidad de los resultados que se obtengan y desarrollar el plan de perforar y terminar el pozo.

La estimación del gradiente de presión de formación y de fractura es importante para el diseño de las densidades de lodo, así como para determinar la profundidad de asentamiento de las tuberías de revestimiento.

En los pozos de alta presión que presentan ambiente de gas amargo, sus instalaciones requerirán de materiales de la calidad inherente a sus condiciones de operación.

Los materiales que se utilicen en presencia de ácido sulfhídrico deberán presentar una metalurgia especial y calidad de control que garantice que tiene la selección apropiada de carbón y materiales de acero.

El fluido para la terminación del pozo estará en contacto con la formación por lo que deberá ser el que minimice la posibilidad de daño a la formación productora además de controlar el pozo durante la operación de terminación.

El diseño de la tubería de revestimiento con sus consiguientes factores: colapso, reventón a la tensión y compresión se debe de considerar en función de cargas combinadas.

Los cambios por presión y temperatura, para el caso de operaciones de cementación y de estimulación deben de considerarse, por ser los efectos que mayor daño pudiesen ocasionar en las tuberías.

El problema de la cementación de la tubería de revestimiento debe

de considerarse en dos partes, en el desplazamiento del lodo y la colocación del cemento, el enjarre de lodo deberá ser desprendido de la pared del agujero antes de que el cemento sea colocado, para lo cual podrán emplearse técnicas de bombeo que en los casos propicios los gastos de bombeo utilizados puedan generar flujo turbulento, ó el uso de lavadores que tengan ciertos compuestos químicos auxiliado también con operar tiempos de contacto de la lechada, amén de todo lo expuesto se deberá de auxiliar con mecanismos de raspadores y centradores que eviten reducción en el espacio anular y sea difícil remover el enjarre y lodo. Es de ayuda también el movimiento de la tubería de revestimiento en forma recíproca, así como el movimiento de rotación.

La densidad del componente acuoso empleado en la lechada de cemento debe ser capaz para contener la presión de la formación, y así evitar que los fluidos de la formación fluyan hacia el espacio anular durante el período de transición de la lechada de cemento y generen microánulos que ocasionen una pobre cementación y que ésta no funcione para aislar los estratos productores.

El diseño de lechada es importante, dado que se requiere un tiempo seguro en su bombeo, así como el tiempo apropiado en el fraguado por lo que es importante el colocar la lechada de cemento sin alterar sus propiedades en el fondo del pozo según sea la etapa.

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

Handbook of High Pressure Well Completions

World Oil's 1978-1979

Procedimiento Semi-Automático para el Cálculo de Geopresiones y Gradientes de Fractura.

IMP 1982

Selection of Materials of Sour Service in Petroleum Production

JPT October 1986

A Service - Life Model for Casing Strings

SPE Drilling Engineering April 1986

Casing and Tubing Design Considerations for Deep Sour - Gas Well

SPE Drilling Engineering June 1986

Mecanical Desing Considerations for Fracture - Treating Down Casing String

SPE Drilling Engineering June 1987

Gas Invasion and Migration in Cemented Annuli : Causes and Cures

SPE Drilling Engineering March 1988

Integrated Primary Cementing Study

Defines Key Factors for Field Success

JPT December 1989

Cement Bonding Characteristics in Gas Well

JPT November 1989

Simplified Slurry Design Increase Wellsite Success

SPE Drilling Engineering September 1989

N O M E N C L A T U R A

- Ast.- Area de la sección al flujo de calor
 FP .- Presión de fractura de la formación
 FPG.- Gradiente de presión de fractura de la formación
 K1 .- Coeficiente de esfuerzo de la matriz. adimensional
 KT .- Coeficiente de conductividad termal resultante ó total
 Mwa.- Gradiente de presión normal para la zona. en peso de lodo equivalente
 Mwc.- Peso de lodo utilizado en la perforación a la profundidad de interés
 pf .- Presión de poro ó de formación
 pm .- Presión ejercida por el lodo de perforación
 p/D.- Gradiente de presión de formación
 pg/d.- Gradiente de presión de una columna de gas
 pw/d.- Gradiente de presión de una columna de agua
 Qz .- Flujo de calor en dirección vertical
 S .- Presión de sobrecarga
 S/D.- Gradiente de presión de sobrecarga
 At .- Tiempo de tránsito
 Atf.- Tiempo de tránsito de fluido saturante
 Atm.- Tiempo de tránsito de la matriz rocosa
 λf .- Gradiente de presión ejercida por una columna de fluido
 λw .- Gradiente de presión ejercida por una columna de agua
 λHC.- Gradiente de presión en la cima de una columna de aceite o gas
 Ae .- Area externa de la tubería. pg^2
 Ai .- Area interna de la tubería. pg^2
 Apb.- Area del cuerpo de la tubería. pg^2
 de .- Diámetro externo de la tubería. pg
 di .- Diámetro interno de la tubería. pg
 dt .- Diámetro de el receptáculo del tieback. pg
 FB .- Fuerza de rotación. lb
 t .- Espesor de pared del cuerpo de la tubería. pg
 pe .- Presión externa
 pi .- Presión interna

PROGRAM DESCRIPTION

Este programa calcula el exponente "d" cuando se conoce: la velocidad de rotación de la tubería de perforación (R.P.M.), el ritmo de penetración (FT/HR), el diámetro de la barrena (IN), así como el peso ejercido sobre esta (LB). Además, si se cuenta con el peso de lodo utilizado y el equivalente de la presión normal en la zona, puede calcularse el exponente corregido "d_c".

USER INSTRUCTIONS

STEP	PROCEDURE	ENTER	PRESS	DISPLAY
1	Introducir velocidad de mesa rotaria.	N	A	N
2	Introducir el ritmo de penetración.	R	B	R
3	Introducir el diámetro de la barrena.	Db	C	Db
4	Introducir el peso sobre barrena.	W	D	W
	Si el objetivo es el cálculo de "d _c " seguir con el paso 6.			
5	Cálculo del exponente "d". Para una nueva profundidad regresar a 1.		E	"d"
6	Introducir el gradiente de presión normal de la zona, en peso de lodo equivalente.	MW _n	A'	MW _n
7	Introducir el peso de lodo utilizado.	MW _a	B'	MW _a
8	Cálculo del exponente "d _c ". Para una nueva profundidad regresar a 1.		E'	"d _c "

USER DEFINED KEYS	DATA REGISTERS (0000)	LABELS (Op 08)
A utilizada	30 31	
B utilizada	31 35	
C utilizada	17 1,614	
D utilizada	13 43	
E utilizada	14 651,665	
A' utilizada	15 60	
B' utilizada	16 1,000,000	
C' utilizada	18 304331	
D' utilizada	19 304313	
E' utilizada	19 65161565	
FLAGS	1 2 3 4 5 6 7 8 9	

LISTADO DEL PROGRAMA "DC" PARA CALCULADORAS TI-59

000	76	LBL	051	91	R/S	104	43	RCL
001	11	R	052	76	LBL	105	03	03
002	42	STD	053	16	R'	106	65	*
003	09	00	054	42	STD	107	01	1
004	43	RCL	055	04	04	108	02	2
005	10	10	056	43	RCL	109	54)
006	69	DP	057	17	17	110	54)
007	04	04	058	69	DP	111	38	LDG
008	43	RCL	059	04	04	112	95	=
009	00	00	060	43	RCL	113	98	ADV
010	69	DP	061	04	04	114	69	DP
011	06	06	062	69	DP	115	06	06
012	91	R/S	063	06	06	116	98	ADV
013	76	LBL	064	91	R/S	117	92	RTH
014	12	B	065	76	LBL	118	76	LBL
015	42	STD	066	17	B'	119	10	E'
016	01	01	067	42	STD	120	71	SBR
017	43	RCL	068	05	05	121	15	F
018	11	11	069	43	RCL	122	65	*
019	69	DP	070	18	18	123	53	<
020	04	04	071	69	DP	124	43	RCL
021	43	RCL	072	04	04	125	04	04
022	01	01	073	43	RCL	126	55	-
023	69	DP	074	05	05	127	43	RCL
024	06	06	075	69	DP	128	05	05
025	91	R/S	076	06	06	129	54)
026	76	LBL	077	91	R/S	130	95	=
027	13	C	078	76	LBL	131	42	STD
028	42	STD	079	15	E	132	06	06
029	02	02	080	43	RCL	133	43	RCL
030	43	RCL	081	14	14	134	19	19
031	12	12	082	69	DP	135	69	DP
032	69	DP	083	04	04	136	04	04
033	04	04	084	53	<	137	43	RCL
034	43	RCL	085	43	RCL	138	06	06
035	02	02	086	15	15	139	98	ADV
036	69	DP	087	65	*	140	69	DP
037	06	06	088	43	RCL	141	06	06
038	91	R/S	089	00	00	142	98	ADV
039	76	LBL	090	55	+	143	91	R/S
040	14	J	091	43	RCL	144	00	0
041	42	STD	092	01	01	145	00	0
042	03	03	093	54)	146	00	0
043	43	RCL	094	28	LDG	147	00	0
044	13	13	095	55	+			
045	69	DP	096	53	<			
046	04	04	097	43	RCL			
047	43	RCL	098	16	16			
048	03	03	099	65	*			
049	69	DP	100	43	RCL			
050	06	06	101	02	02			
			102	55	+			
			103	53	<			

PROGRAM DESCRIPTION

Este programa resuelve la ecuación de EATON para el cálculo del exponente y de la estimación de la presión de formación. Aunque se consideran resistividades en todo el desarrollo, puede ser utilizado con otros parámetros: Tiempos de tránsito, conductividades o exponentes "d".

USER INSTRUCTIONS

STEP	PROCEDURE	ENTER	PRESS	DISPLAY
1	Introducir el gradiente de presión normal de la zona.	(P/D) _n	B	(P/D) _n
2	Introducir el gradiente de sobrecarga para el punto de interés.	S/D	C	S/D
3	Introducir el valor de R ₀ .	R ₀	D	R ₀
4	Introducir el valor de R _n .	R _n	E	R _n
	Si se desea calcular P/D pasar al paso 7.			
5	Introducir el valor de P/D.	P/D	A	P/D
6	Cálculo del exponente de la ec. de Eaton Para un nuevo cálculo de « regresar al paso número 2.		D'	«
7	Introducir el valor de z para la zona	«	A'	«
8	Cálculo de P/D a la profundidad de interés. Para una nueva profundidad regresar al paso número 2, omitiendo el 7.		E'	P/D

USER DEFINED KEYS	DATA REGISTERS (R0-R9)	LABELS (Op08)
*utilizada	0 3,300,630,016	000 000 000 000 000 000 000
*utilizada	1 2,200,330,031	001 001 001 001 001 001 001
*utilizada	2 3,600,630,016	002 002 002 002 002 002 002
*utilizada	3 35,362,331	003 003 003 003 003 003 003
*utilizada	4 174,433	004 004 004 004 004 004 004
*utilizada	5 1,744,330,071	005 005 005 005 005 005 005
*utilizada	6 3,363,160,071	006 006 006 006 006 006 006
*utilizada	7 35,362,332	007 007 007 007 007 007 007
*utilizada	8	008 008 008 008 008 008 008
*utilizada	9	009 009 009 009 009 009 009
FLAGS	0 1 2 3 4 5 6 7 8 9	000 000 000 000 000 000 000

LISTADO DEL PROGRAMA "EATON" PARA CALCULADORAS TI-59

000	76	LBL	052	91	R/S	105	75	-
001	11	A	053	76	LBL	106	43	RCL
002	98	ADV	054	15	E	107	02	02
003	42	STD	055	42	STD	108	54)
004	00	00	056	04	04	109	95	=
005	43	RCL	057	43	RCL	110	28	LDG
006	10	10	058	13	13	111	55	-
007	25	DF	059	69	DP	112	43	RCL
008	04	04	060	04	04	113	03	03
009	43	RCL	061	43	RCL	114	28	LDG
010	00	00	062	04	04	115	95	=
011	69	DP	063	69	DP	116	69	DP
012	06	06	064	06	06	117	06	06
013	91	R/S	065	35	1/X	118	91	R/S
014	76	LBL	066	65	X	119	76	LBL
015	12	B	067	43	RCL	120	10	E'
016	42	STD	068	03	03	121	98	ADV
017	01	01	069	95	=	122	98	ADV
018	43	RCL	070	42	STD	123	43	RCL
019	11	11	071	03	03	124	16	16
020	69	DP	072	91	R/S	125	69	DP
021	04	04	073	76	LBL	126	04	04
022	43	RCL	074	16	A'	127	43	RCL
023	01	01	075	42	STD	128	02	02
024	69	DP	076	04	04	129	75	-
025	06	06	077	42	RCL	130	53	(
026	91	R/S	078	14	14	131	43	RCL
027	76	LBL	079	69	DP	132	02	02
028	13	C	080	04	04	133	75	-
029	42	STD	081	43	RCL	134	43	RCL
030	02	02	082	04	04	135	01	01
031	43	RCL	083	69	DP	136	54)
032	12	12	084	06	06	137	65	X
033	69	DP	085	91	R/S	138	43	RCL
034	04	04	086	76	LBL	139	03	03
035	43	RCL	087	19	D'	140	45	75
036	02	02	088	98	ADV	141	43	RCL
037	69	DP	089	98	ADV	142	04	04
038	06	06	090	43	RCL	143	95	=
039	91	R/S	091	15	15	144	69	DP
040	76	LBL	092	69	DP	145	06	06
041	14	D	093	04	04	146	91	R/S
042	42	STD	094	53	(147	00	0
043	03	03	095	43	RCL	148	00	0
044	43	RCL	096	00	00	149	00	0
045	17	17	097	75	-	150	00	0
046	69	DP	098	43	RCL	151	00	0
047	04	04	099	02	02			
048	43	RCL	100	54)			
049	03	03	101	55	+			
050	69	DP	102	53	(
051	06	06	103	43	RCL			
			104	01	01			

PROGRAM DESCRIPTION

Este programa calcula el gradiente de presión de fractura utilizando los métodos de Hubbert-Willis, Matthews-Kelly y Eaton. Ofrece la ventaja de la utilización conjunta o independiente de los métodos de acuerdo a la información disponible.

USER INSTRUCTIONS

STEP	PROCEDURE	ENTER	PRESS	DISPLAY
1	Introducir el FPG.	P/D	A	P/D
2	Introducir el grad. de sobrecarga.	S/D	B	S/D
3	Cálculo del FPG mínimo por Hubbert-Willis.		A'	HWMN
4	Cálculo del FPG máximo por Hubbert-Willis.		B'	HWMX
5	Si los datos son insuficientes para utilizar Matthews-Kelly, seguir con el paso 8.			
6	Introducir K_i .	K_i	C	K_i
7	Cálculo del FPG por Matthews-Kelly.		C'	MK
8	Si los datos son insuficientes para utilizar Eaton, regresar al paso 1.			
9	Introducir U	U	D	U
10	Cálculo del FPG por Eaton		D'	EAT

USER DEFINED KEYS	DATA REGISTERS (16, 32)			LABELS (Op 00)						
A utilizada	10	336316	1	[Op] [00] [00] [00] [00] [00]						
B utilizada	11	366316	1	[Op] [00] [00] [00] [00] [00]						
C utilizada	12	2624	1	[Op] [00] [00] [00] [00] [00]						
D utilizada	13	3141	1	[Op] [00] [00] [00] [00] [00]						
E utilizada	14	23433031	1	[Op] [00] [00] [00] [00] [00]						
F utilizada	15	23433044	1	[Op] [00] [00] [00] [00] [00]						
G utilizada	16	3026	1	[Op] [00] [00] [00] [00] [00]						
H utilizada	17	171337	1	[Op] [00] [00] [00] [00] [00]						
I utilizada	18		1	[Op] [00] [00] [00] [00] [00]						
J utilizada	19		1	[Op] [00] [00] [00] [00] [00]						
FLAGS	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9

LISTADO DEL PROGRAMA "FPG" PARA CALCULADORA TI-59

000	76	LBL	052	76	LBL	105	43	RCL
001	11	R	053	16	R'	106	00	00
002	42	STD	054	98	ADV	107	85	+
003	00	01	055	43	RCL	108	43	RCL
004	43	RCL	056	14	14	109	02	02
005	10	10	057	69	DP	110	65	x
006	69	DP	058	04	04	111	53	(
007	04	04	059	43	RCL	112	43	RCL
008	43	RCL	060	00	00	113	01	01
009	00	00	061	85	+	114	75	-
010	69	DP	062	01	1	115	43	RCL
011	06	06	063	55	+	116	00	00
012	91	R/S	064	03	3	117	54)
013	76	LBL	065	65	x	118	95	=
014	12	B	066	53	(119	69	DP
015	42	STD	067	43	RCL	120	06	06
016	01	01	068	01	01	121	92	RTH
017	43	RCL	069	75	-	122	76	LBL
018	11	11	070	43	RCL	123	19	D'
019	69	DP	071	00	00	124	98	ADV
020	04	04	072	54)	125	43	RCL
021	43	RCL	073	42	STD	126	17	17
022	01	01	074	04	04	127	69	DP
023	69	DP	075	95	=	128	04	04
024	06	06	076	69	DP	129	43	RCL
025	91	R/S	077	06	06	130	00	00
026	76	LBL	078	92	RTH	131	85	+
027	13	C	079	76	LBL	132	53	(
028	42	STD	080	17	B'	133	43	RCL
029	02	02	081	98	ADV	134	03	03
030	43	RCL	082	43	RCL	135	55	+
031	12	12	083	15	15	136	53	(
032	69	DP	084	69	DP	137	01	1
033	04	04	085	04	04	138	75	-
034	43	RCL	086	43	RCL	139	43	RCL
035	02	02	087	00	00	140	03	03
036	69	DP	088	85	+	141	54)
037	06	06	089	93	.	142	54)
038	91	R/S	090	05	5	143	65	x
039	76	LBL	091	65	x	144	53	(
040	14	D	092	43	RCL	145	43	RCL
041	42	STD	093	04	04	146	01	01
042	03	03	094	95	=	147	75	-
043	43	RCL	095	69	DP	148	43	RCL
044	13	13	096	06	06	149	00	00
045	69	DP	097	92	RTH	150	54)
046	04	04	098	76	LBL	151	95	=
047	43	RCL	099	18	C'	152	69	DP
048	03	03	100	98	ADV	153	06	06
049	69	DP	101	43	RCL	154	92	RTH
050	06	06	102	16	16	155	00	0
051	91	R/S	103	69	DP	156	00	0
			104	04	04	157	00	0