



**UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE
MÉXICO**

FACULTAD DE INGENIERÍA

**“APLICACIÓN PARA EL DISEÑO DE TUBERÍAS DE
REVESTIMIENTO A PARTIR DE REGISTROS GEOFÍSICOS”**

T E S I S
QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE:
I N G E N I E R O P E T R O L E R O
P R E S E N T A N :
GÓMEZ TAPIA MIGUEL ÁNGEL
PÉREZ GONZÁLEZ FERNANDO

DIRECTOR DE TESIS: ING. LUIS SOTO PINEDA

DIRECTOR ADJUNTO: ING. MARTÍN TERRAZAS ROMERO



CIUDAD UNIVERSITARIA, MÉXICO, D. F.

JUNIO 2007



Universidad Nacional
Autónoma de México



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

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

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

ÍNDICE

	PÁGINA
RESUMEN	vii
INTRODUCCIÓN	1
CAPÍTULO I. DETERMINACIÓN DE LOS GRADIENTES DE FORMACIÓN	2
I.1 ORIGEN DE PRESIONES ANORMALES	3
I.2 ESTIMACIÓN DEL ESFUERZO DE SOBRECARGA	5
I.3 MÉTODOS EXISTENTES	7
I.4 ENTRADA AL PROGRAMA	9
I.5 METODOLOGÍA PARA EL CÁLCULO DE LAS PRESIONES DE FORMACIÓN	12
I.5.1 DEFINIR LOS INTERVALOS DE LUTITAS LIMPIAS	12
I.5.2 DETERMINAR LA PRESIÓN DE FORMACIÓN	14
I.5.2.1 MÉTODO DE HOTTMANN Y JOHNSON (H&J)	14
I.5.2.2 MÉTODO DE FOSTER Y WHALEN (F&W)	20
I.5.2.3 MÉTODO DE EATON	22
CAPÍTULO II. DETERMINACIÓN DE LOS GRADIENTES DE FRACTURA	25
II.1 MÉTODOS PARA ESTIMAR LA PRESIÓN DE FRACTURA	28
II.1.1 ECUACIÓN DE HUBBERT Y WILLIS (H&W)	29
II.1.2 CORRELACIÓN DE MATTHEWS Y KELLY (M&K)	31
II.1.3 CORRELACIÓN DE EATON	34
II.1.4 CORRELACIÓN DE PENNEBAKER	36
II.1.5 CORRELACIÓN DE CHRISTMAN	39
II.2 VENTANA OPERACIONAL	41
II.2.1 COMBINACIÓN DE GRADIENTES	42

CAPÍTULO III. DETERMINACIÓN DE LA PROFUNDIDAD DE ASENTAMIENTO Y

DISEÑO DE LAS TUBERÍAS DE REVESTIMIENTO	45
III.1 CONSIDERACIONES GENERALES	46
III.1.1 VENTANA DE ASENTAMIENTO	47
III.2 TIPOS Y CARACTERÍSTICAS DE TUBERÍAS DE REVESTIMIENTO	48
III.3 ASENTAMIENTO DE LAS TUBERÍAS DE REVESTIMIENTO.....	52
III.3.1 PARÁMETROS DE ANÁLISIS	52
III.3.2 INFORMACIÓN NECESARIA	53
III.3.3 METODOLOGÍA PARA EL ASENTAMIENTO	54
III.3.3.1 EFECTO DE BROTE	55
III.3.4 SELECCIÓN DE DIÁMETROS DE TUBERÍA	56
III.4 DISEÑO DE TUBERÍAS DE REVESTIMIENTO	60
III.4.1 VENTANA DE DISEÑO	61
III.4.2 METODOLOGÍA Y FACTORES DE DISEÑO	62
III.4.2.1 DISEÑO POR PRESIÓN INTERNA	63
III.4.2.2 DISEÑO POR PRESIÓN DE COLAPSO	67
III.4.3 CONSIDERACIONES ESPECIALES	70
III.4.3.1 TR SUPERFICIAL	70
III.4.3.2 TR INTERMEDIA TIPO LINER	71
III.4.3.3 TR DE EXPLOTACIÓN	72
III.4.4 PRONTUARIO	73
CAPÍTULO IV. HIDRÁULICA DE LA PERFORACIÓN.....	76
IV.1 MODELOS REOLÓGICOS	77
IV.1.1 PLÁSTICO DE BINGHAM	77

IV.1.2	LEY DE POTENCIAS	79
IV.1.3	LEY DE POTENCIAS MODIFICADO	80
IV.1.4	MODELOS REOLÓGICOS EN APLICACIÓN	82
IV.2	BARRENAS	84
IV.2.1	DIÁMETRO DE BARRENA	84
IV.2.2	ÁREA DE FLUJO TOTAL	85
IV.3	CAÍDAS DE PRESIÓN	86
IV.3.1	CAÍDAS DE PRESIÓN EN PLÁSTICO DE BINGHAM	86
IV.3.2	CAÍDAS DE PRESIÓN EN LEY DE POTENCIAS	89
IV.3.3	CAÍDAS DE PRESIÓN EN LEY DE POTENCIAS MODIFICADO	93
IV.3.4	CAÍDAS DE PRESIÓN EN BARRENA	98
IV.3.5	POTENCIA DE BOMBA REQUERIDA	98
IV.4	OPCIONES DE TP Y LASTRABARRENAS	98
CAPÍTULO V.	ESTUDIO DE CASO	100
V.1	ASENTAMIENTO Y DISEÑO PRELIMINAR	100
V.2	AJUSTES AL ESTADO MECÁNICO	103
CAPÍTULO VI.	CONCLUSIONES	110
BIBLIOGRAFÍA	113

RESUMEN

La industria petrolera requiere la utilización de las nuevas tecnologías disponibles para optimizar las diversas operaciones realizadas, mejorando las condiciones de diseño y de operación así como para reducir los costos. Como parte de estos nuevos recursos disponibles está el uso de programas de cómputo.

La aplicación que aquí se presenta utiliza métodos de predicción a través de correlaciones disponibles a partir de registros geofísicos de pozos vecinos, en dichos registros se necesitará de cierta sensibilidad para trazar la línea de tendencia normal de compactación, elemento primario y clave para el resto del programa, la modificación de dicha tendencia representará un cambio en el resto del diseño; con la tendencia establecida se determinarán los gradientes de formación y de fractura del pozo a perforar, el usuario podrá escoger entre varios gradientes de formación y de fractura, la cantidad de gradientes disponibles será función de la cantidad de registros del pozo vecino que se tome como referencia.

Una vez seleccionados el gradiente de formación y el gradiente de fractura que más convengan al usuario, éstos conformarán la ventana operacional que el programa utilizará para establecer la profundidad a la que se van a asentar cada una de las etapas de la tubería de revestimiento; posteriormente se diseñarán cada una de las etapas, en función de la presión de colapso y la presión interna de las tuberías disponibles para el diámetro que se designe; finalmente se comprobará que el equipo superficial disponible cumpla las necesidades de la hidráulica para realizar el diseño antes establecido.

Habiendo seleccionado los gradientes que conformen la ventana operacional, el programa entregará un diseño factible técnicamente, mismo que el usuario podrá modificar, bien en función de los elementos disponibles, o del factor económico, sin olvidar que cualquier cambio que se realice en alguna parte del diseño modificará el resto del mismo.

INTRODUCCIÓN

La presión de formación puede ser el factor que afecte en mayor manera a las operaciones de perforación. Si la presión no es evaluada apropiadamente, puede llevar a problemas como pérdida de circulación, atrapamiento de tubería, inestabilidad en el agujero y como consecuencia de todos estos problemas, costos excesivos. Desafortunadamente, las presiones de formación pueden ser muy difíciles de predecir de manera precisa en zonas donde existen presiones anormalmente altas o bajas.

Generalmente, el proceso de diseño de un pozo es basado en el conocimiento de la presión de formación, dicha presión es un punto fundamental en varios pasos posteriores del diseño. Si no se le da la atención adecuada a la predicción de tal presión, los otros elementos técnicos a determinar pueden ser calculados de manera equivocada.

El objetivo de esta tesis es presentar una aplicación con los siguientes enfoques:

Primero, al alumno, comprender el proceso de diseño de un pozo antes de ser perforado, qué variables y factores intervienen en dicho diseño y cómo la modificación de un elemento puede afectar el todo.

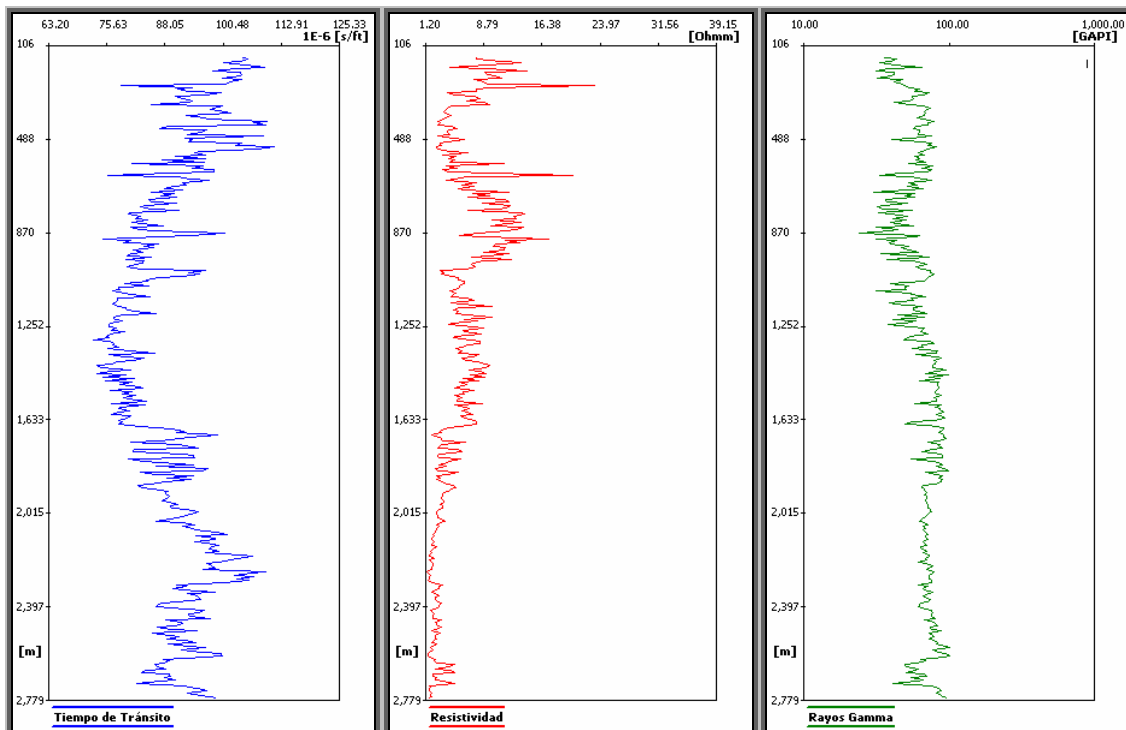
Segundo, aportar al ingeniero petrolero de perforación herramientas para optimizar el análisis, tanto en el área de diseño como en el área operativa.

Las tuberías de revestimiento ocupan, según el autor que se consulte, entre un 20 y un 35 % del costo total de un pozo, la optimización en nuestro diseño nos representará un ahorro sustancial en el presupuesto. Dicha optimización será posible con un análisis profundo de la información disponible, éste análisis se verá reflejado en un mejor conocimiento del campo en el que se está perforando y podremos entregar un programa de TR's óptimo para nuestro pozo, que no presente ninguna falla y que tampoco se vea sobrado con respecto a las condiciones a las que se verá sometido.

I DETERMINACIÓN DE GRADIENTES DE FORMACIÓN

La información disponible para determinar la presión de formación ha aumentado considerablemente desde que Hottmann y Johnson publicaron su artículo en 1965. Todos los métodos se basan en la teoría de que la presión de formación se ve influenciada por propiedades que están en función de la compactación de la lutita tales como porosidad, densidad, velocidad de transmisión del sonido y resistividad. Los registros geofísicos que miden dichas propiedades son útiles como Indicadores de la Presión de Formación.

Las siguientes figuras son las gráficas de los registros geofísicos que entrega el programa, a partir de los datos de campo introducidos en el mismo. La resolución en la que son vistos puede ser modificada, así como el color del registro y el de fondo; la escala en la que se observan también se puede modificar, de normal a semi-logarítmica, con el objetivo de establecer la línea de tendencia normal de compactación. Las gráficas mostradas son, conforme al orden en que aparecen, Registro de Tiempo de Tránsito, Resistividad, Rayos Gamma, Densidad de Roca y Porosidad. Al estar estos registros en función de la compactación de la lutita, son Indicadores de la Presión de Formación.



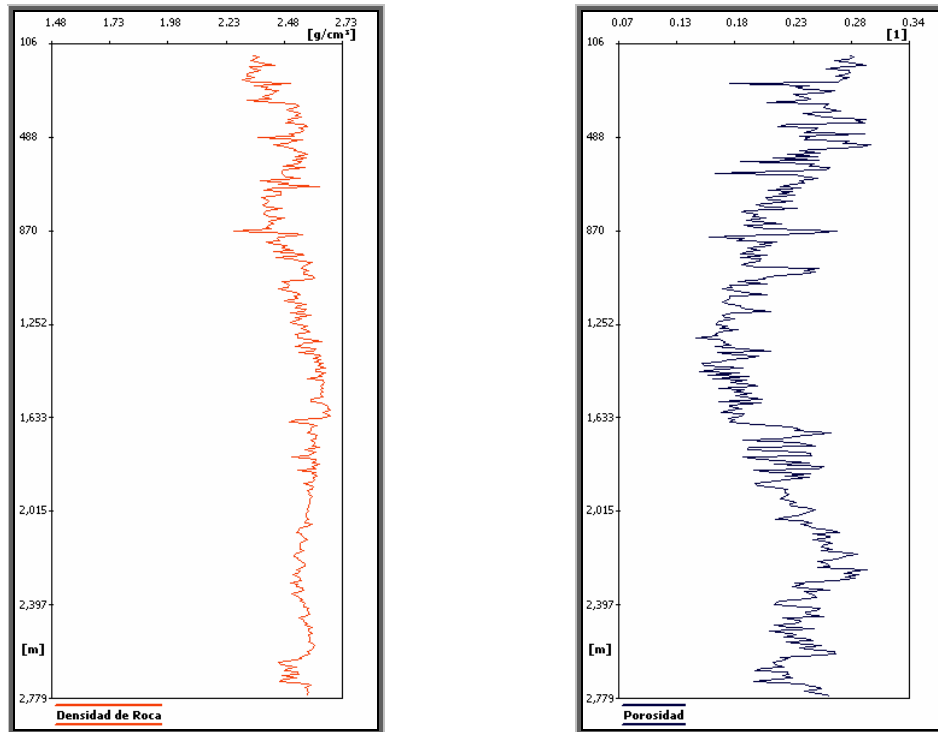


Fig.1.1 Gráficas de Registros Geofísicos que entrega el programa.

I.1 ORIGEN DE PRESIONES ANORMALES

Durante un proceso normal de depositación, la presión de sobrecarga se incrementa a medida que los sedimentos se acumulan. El incremento en la sobrecarga compacta los sedimentos, produciendo una disminución en la porosidad.

El proceso de compactación ocurre a medida que el agua de formación es expulsada del espacio poroso, y el esfuerzo de sobrecarga soportado por dicha agua de formación es transferido a la matriz de la roca reduciendo la porosidad.

En áreas donde la permeabilidad de la formación ha sido suficiente para permitir la migración de fluidos causada por la reducción de la porosidad, la presión de formación es normal y se considera aproximadamente igual a la presión hidrostática ejercida por una columna de agua de formación a la profundidad de interés.

Las zonas de presión de formación anormales se originaron durante el proceso de depositación y compactación, formándose una barrera impermeable que impidió la liberación

del agua de formación por debajo de esta barrera. La barrera impermeable se formó debido a que el proceso de sedimentación y compactación ocurrió a un ritmo más rápido que el movimiento ascendente del agua. Consecuentemente, la porosidad de la formación debajo de esta barrera impermeable difiere de la tendencia normal.

Las propiedades de la lutita medidas por los registros geofísicos (como tiempo de tránsito, resistividad y densidad) están directamente relacionadas con la porosidad de la formación. Cuando estos valores se grafican con respecto a la profundidad, la sección de presión normal sigue una tendencia conforme la porosidad de la formación decrece con respecto a la profundidad. Una desviación de esta tendencia normal es una indicación de presión anormal. Esta desviación de la tendencia normal es el principio utilizado por los principales métodos de predicción de presión de formación.

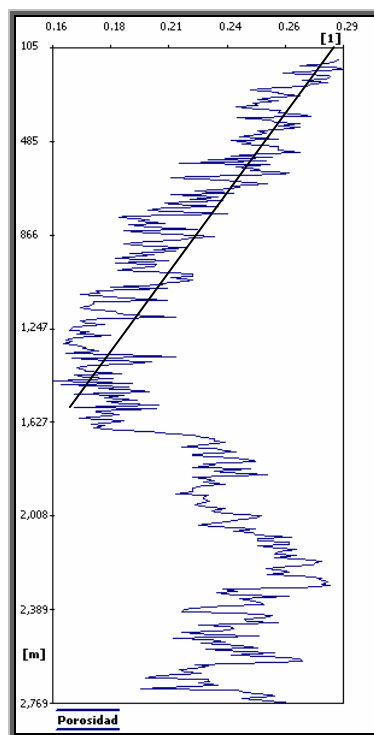


Fig. 1.2 Registro de Porosidad con una zona anormal.

La **Presión de Sobrecarga** (S) es el peso de la columna de roca más los fluidos contenidos en el espacio poroso que soporta una formación a una determinada profundidad

La **Presión de Formación** (P_f) es la presión natural, originada por los procesos geológicos de depositación y compactación, a la que se encuentran sometidos los fluidos contenidos en los espacios porosos de la formación.

El **esfuerzo matricial** (σ) es el esfuerzo generado por el contacto grano a grano de la matriz de la roca, el cual está en función de la sobrecarga a la profundidad de interés.

Todos los métodos para predecir las presiones de sobrecarga, formación y fractura están basados en el principio de Terzaghi, el cual dice que la presión de sobrecarga S , es igual a la suma del esfuerzo vertical efectivo σ_v más la presión de formación P_f :

$$S = P_f + \sigma_v \quad \text{Ec. 1.1}$$

I.2 ESTIMACIÓN DEL ESFUERZO DE SOBRECARGA

La estimación del esfuerzo de sobrecarga es fundamental tanto para la estimación de la presión de formación como para la estimación del gradiente de fractura que veremos más adelante. La precisión de ambas estimaciones –crítica para el diseño del pozo– será afectada por la exactitud en la estimación de la sobrecarga. El esfuerzo de sobrecarga a una profundidad dada es función de la densidad de los sedimentos superiores. Aquí nos encontramos ante un dilema, ya que dicha densidad no se puede conocer de manera precisa hasta que los sedimentos han sido atravesados en la perforación, dando lugar a una paradoja en la perforación: para tener el mejor diseño de un pozo, se debe perforar primero. Como lo anterior es imposible, el diseño en pozos de desarrollo dependerá de las estimaciones de sobrecarga de pozos vecinos, y en pozos exploratorios será necesario el uso de métodos empíricos o indirectos.

Anteriormente establecimos una breve definición para el esfuerzo de sobrecarga para explicar el principio de Terzaghi, aquí trataremos de dar una definición un poco más exacta. La presión de sobrecarga es el esfuerzo creado por el peso de todos los materiales que hay hasta la profundidad de interés. El gradiente de sobrecarga es dicho esfuerzo dividido por la

profundidad vertical. Las dimensiones del esfuerzo son de fuerza por unidad de área, $[F/L^2]$. Las dimensiones de la profundidad son simplemente de longitud, L . Sin embargo, la medición de alguna unidad consistente con unidades F/L^3 puede ser apropiada para el gradiente de sobrecarga, como ejemplo de lo anterior, unas unidades comunes de este tipo serían psi/pie, una suposición común es considerar la aceleración debida a la gravedad como constante, esto permite utilizar unidades de densidad para el gradiente de sobrecarga, como libras por galón (ppg, por sus siglas en inglés) o gramos por centímetro cúbico (g/cc, o bien gr/cm^3).

Para obtener el esfuerzo de sobrecarga se necesita primero la densidad de grano:

$$\rho_{gr} = \frac{(\rho_r - \rho_w \cdot \phi)}{1 - \phi} \quad \text{Ec. 1.2}$$

ρ_{gr} = Densidad de grano

ρ_r = Densidad de roca

ϕ = Porosidad

La densidad de grano calculada con esta ecuación es puntual, a partir de los registros de porosidad (ϕ) y el de densidad (ρ) (registros prioritarios para la aplicación), para cada valor de profundidad, considerando una densidad de agua de formación $\rho_w = 1.08 [gr/cm^3]$.

Con esta densidad de grano, ahora sí se puede calcular el esfuerzo sobrecarga, haciendo la misma acotación, para cada punto de profundidad, tendremos un valor de sobrecarga, a partir de:

$$\sigma_{sc} = \rho_{gr} \cdot D - (\rho_{gr} - \rho_w) \cdot \phi_0 \cdot \frac{[1 - \exp(-k_\phi \cdot D)]}{k_\phi} \quad \text{Ec. 1.3}$$

σ_{sc} = Esfuerzo de Sobrecarga

ρ_{gr} = Densidad de grano

D = Profundidad

ϕ_0 = Extrapolación a D_0 de la línea de tendencia normal de compactación en porosidad

k_ϕ = Pendiente de línea de tendencia normal de compactación

Para la obtención de ϕ_0 y k_ϕ es necesario generar una tendencia normal de compactación en el registro de porosidad. El programa extrapolará dicha tendencia hasta la profundidad cero y nos entregará un valor de ϕ_0 y el inverso de la pendiente de ésta línea será el valor de k_ϕ .

I.3 MÉTODOS EXISTENTES

Existen varios enfoques generales para que, a partir de los indicadores de presión de formación obtener estimaciones de la presión de formación:

Los métodos directos relacionan cuánto diverge un indicador de presión de formación (es decir, algún registro geofísico que relacione alguna medición con la porosidad) desde su línea de tendencia normal de compactación que se haya trazado del gradiente de presión de formación con respecto a la profundidad. Existen básicamente dos métodos directos: los Diagramas Cruzados (o Crossplots) iniciados por Hottmann y Johnson en 1965 que son usados en este trabajo como parte principal para determinar los Gradientes de Formación, y las Gráficas de Sobreposición (u Overlays) propuestas por Pennebaker en 1968 – método que no se profundiza en este trabajo por no ser utilizado -, aunque se utiliza un método de Pennebaker para los Gradientes de Fractura que será vistos más adelante.

Los diagramas cruzados de H&J reflejan las condiciones geológicas del área para las cuales fueron desarrollados, tal y como Mathews & Kelly señalaron: “los diagramas desarrollados para un área en particular no necesariamente representarán las condiciones de otras áreas geológicas, siendo recomendable desarrollar otros diagramas”. Es por ello que hay un error implícito al utilizar curvas de zonas distantes a las que se trabajan en México, pero al no existir curvas de dichas zonas, se tienen que usar las de áreas lejanas, pero que geológicamente consideremos que tienen semejanzas con las de interés.

Hottmann y Johnson asumieron en 1965 que la tendencia normal para el registro de tiempo de tránsito del intervalo podría ser representada por una línea recta semilogarítmica, suposición que continúa siendo una práctica estándar.

Los métodos de esfuerzo efectivo, se basan en el principio propuesto por Terzaghi en 1943 el cual establece que la compactación del material geológico es gobernada por la diferencia entre la presión total de confinamiento y la presión del fluido en los poros. Esta diferencia, definida como Esfuerzo Efectivo, representa la cantidad de esfuerzo total ejercido por la roca o los sedimentos. Los nuevos métodos publicados desde finales de los 60's han sido enfocados al esfuerzo efectivo. Estos difieren únicamente en la forma de determinar el esfuerzo efectivo, pudiendo ser de manera vertical u horizontal.

Entre los métodos verticales, está el de Profundidad Equivalente de Foster y Whalen, de 1966, que calcula el esfuerzo efectivo a partir de datos de algún registro geofísico que sirva como indicador de presión de formación y de la tendencia normal de compactación respecto a la profundidad de interés.

Los métodos verticales suponen que las formaciones normalmente presionadas y sobrepresionadas siguen la misma y única relación de compactación como una función del esfuerzo efectivo, es decir, que las formaciones con presión normal y las que contienen presiones anormalmente altas que tienen velocidades de tiempo de tránsito idénticas, tendrían idénticos esfuerzos efectivos. El método de Profundidad Equivalente de Foster y Whalen mencionado arriba utiliza este concepto para resolver gráficamente el esfuerzo efectivo, habiendo otros métodos que lo resuelven de manera analítica. A partir de datos de tendencia normal de compactación se puede construir una relación de velocidad y esfuerzo efectivo. Las formaciones normalmente presionadas y sobrepresionadas, no siempre seguirán la misma relación de esfuerzo efectivo, en estas situaciones, los métodos de esfuerzo efectivo serán poco útiles para estimar la presión de formación.

En 1976, Fertl consideró al registro sísmico como la mejor fuente de datos para la estimación de la presión de formación debido a su relativamente baja posibilidad de ser influenciado por el tamaño del agujero, temperatura de la formación, y a la salinidad del agua de formación. Algunos autores aportaron modificaciones a las teorías originales, como Belloti y Giacca que en 1978 relacionaron de manera directa la velocidad con el esfuerzo efectivo, mientras que Hart en 1995 relacionó el esfuerzo efectivo con parámetros de la porosidad calculados a partir del registro de tiempo de tránsito.

El método de Eaton de 1975 es un método horizontal que calcula el esfuerzo efectivo a partir de los datos de la tendencia normal de compactación a una profundidad y los datos del registro a la profundidad de interés.

Los métodos horizontales calculan el esfuerzo efectivo a partir de parámetros con tendencia normal y del esfuerzo efectivo a presión normal a la profundidad de interés.

Si la tendencia de compactación normal tiene una forma similar a la ecuación de Eaton, el esfuerzo efectivo calculado en una zona sobrepresionada con el método de Eaton tenderá a aproximarse a la tendencia de compactación verdadera. Esto quiere decir que el método de Eaton y el método de esfuerzo vertical efectivo producirán resultados similares. Conforme la forma de la curva de tendencia normal diverge de la ecuación de Eaton, la similitud entre ambos métodos disminuirá.

I.4 ENTRADA AL PROGRAMA

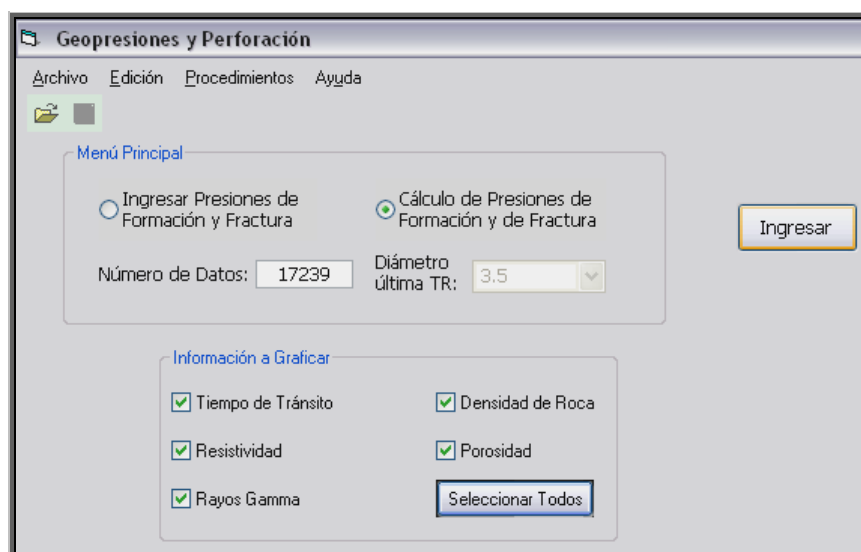


Fig. 1.3 Selección de datos.

La entrada al programa puede ser a partir de gradientes de formación y de fractura o a partir de registros geofísicos para el cálculo de geopresiones. El ingreso de datos a la aplicación puede ser copiando las columnas de registros a partir de Excel, una vez que se hayan introducido datos, se puede guardar un archivo con extensión *.tsg con el cual se podrá

trabajar en adelante, cada avance o modificación realizada en los datos, como puede ser la obtención de la línea base de lutitas limpias (que será visto más adelante), la generación de líneas de tendencia normal, o la modificación de éstas, será salvado cada vez que el archivo se guarde, si se sale de la aplicación, la próxima vez que se trabaje con dicha información, conservará las últimas modificaciones.

La Figura 1.3 muestra la ventana inicial del programa, sin importar cual de las dos opciones se escoja (1: “Ingresar Presiones de Formación y Fractura”, o bien, 2: Cálculo de Presiones de Formación y de Fractura”), se debe introducir el número de datos con que se va a trabajar, así como el diámetro de la Tubería de Revestimiento de Explotación. En este caso, al seleccionar la opción 2, aparece una ventana en la que se deben seleccionar los registros que hay disponibles para trabajar, siendo obligatorios el de Rayos Gamma (para determinar la línea base de lutitas), el de Porosidad (para determinar la sobrecarga) y por lo menos uno de los restantes (Tiempo de Tránsito, Resistividad y Densidad de Roca).

	Profundidad	Tiempo de Tránsito	Resistividad	Rayos Gamma
1	152	106.01733	8.45733	22.65933
2	152.1524	104.46732	8.52626	24.22779
3	152.3048	102.93612	8.5597	26.94091
4	152.4572	101.62408	8.59425	27.80095
5	152.6096	100.9812	8.61217	27.77649
6	152.762	100.98759	8.60578	27.59432
7	152.9144	101.80185	8.58267	27.18599
8	153.0668	103.51991	8.57507	27.67547
9	153.2192	104.88268	8.55892	26.78495
10	153.3716	105.94398	8.53298	25.24808
11	153.524	106.00602	8.52222	23.44307

Fig. 1.4 Ingreso de registros geofísicos.

En la Figura 1.4 aparece la ventana en la que se introducen los datos de los registros geofísicos, una vez que las columnas de datos han sido copiadas de Excel, pueden ser simplemente pegados a través del Menú “Edición” en la Barra de Menús. Debe observarse el encabezado de las columnas, para introducir los datos en ese mismo orden. O bien, puede abrirse un archivo ya existente con los datos, el nombre del archivo aparecerá en la parte superior del programa.



Fig. 1.5 Ventana para realizar los promedios y obtener las gráficas.

Una vez introducidos los datos, es recomendable realizar un promedio de los mismos, esto es porque al tener tantos datos, las gráficas no se apreciarán tan claramente, el realizar los promedios tiene la finalidad de refinar dichas gráficas. Se recomienda que el promedio sea cada 15 datos. Una vez que se han realizado los promedios se podrá acceder a las gráficas de los registros (ver Fig. 1.6), habiendo hecho un refinamiento de los datos será más fácil observar tendencias dentro de los registros. Como se puede apreciar en la Figura 1.6, la 1.6a es un registro de tiempo de tránsito sin refinamiento de datos, mientras que la 1.6b es el mismo registro pero habiendo realizado un promedio cada 25 datos y la 1.6c es con un promedio de 50 datos, promedio que finalmente se utilizará para trabajar.

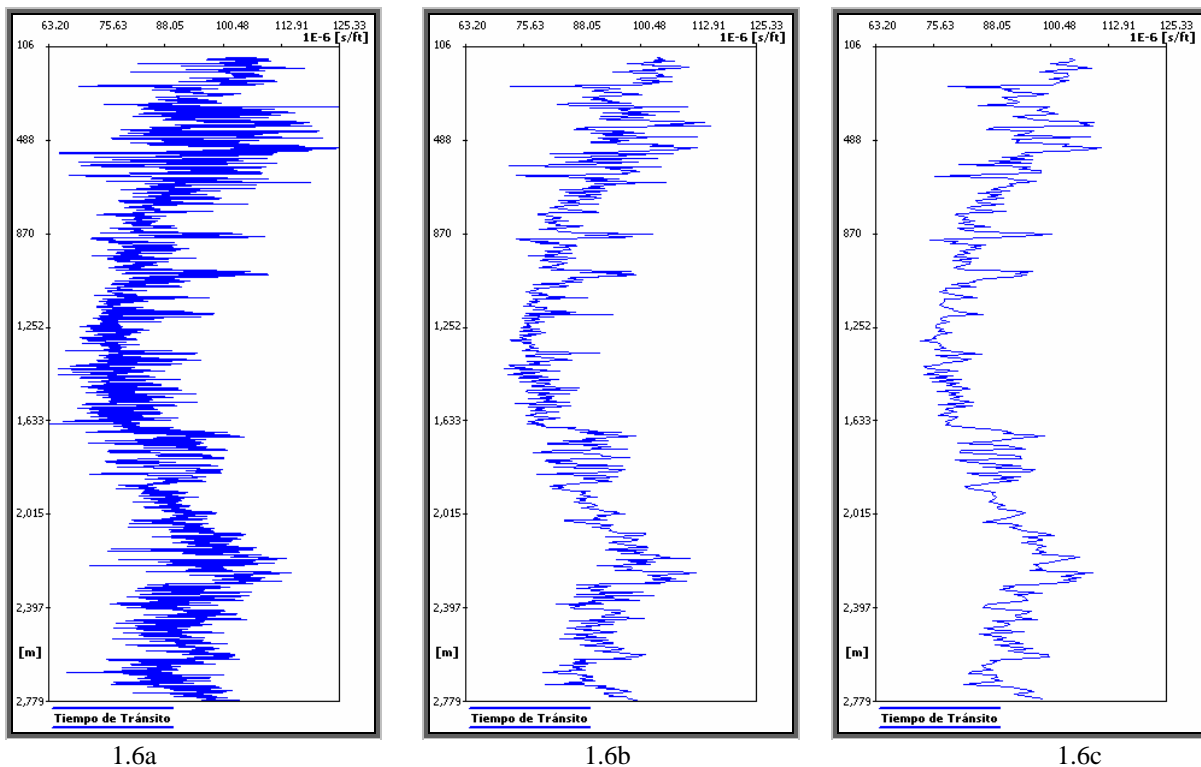


Fig. 1.6 Refinamiento de gráficas a través de un promedio de los datos.

I.5 METODOLOGÍA PARA EL CÁLCULO DE LAS PRESIONES DE FORMACIÓN.

Una vez con las gráficas de los registros geofísicos disponibles, se utiliza el registro de Rayos Gamma para establecer la línea base de lo que se consideran las lutitas limpias, parte fundamental para poder obtener la línea de tendencia de los demás registros. Esto quiere decir que para poder trazar dicha línea de tendencia en las gráficas de los registros sísmicos o de resistividad se debe primero de haber trazado dicha línea base en el registro de litología (RG).

Con la misma lógica anterior, no se podrán ver los gradientes de formación si no se han generado las líneas de tendencias en algún registro sísmico o de resistividad, por ejemplo, para el método de Hottmann y Johnson, hay ocho gradientes posibles, cuatro correlaciones para tiempo de tránsito y cuatro más para resistividad, mientras que para Foster y Whalen es únicamente uno y para Eaton son dos.

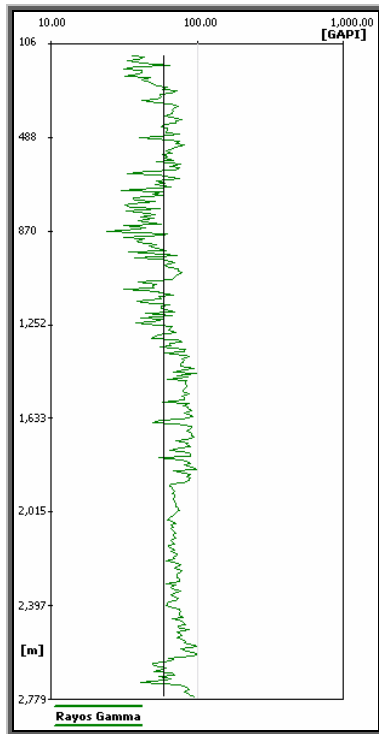
En cualquier punto es posible regresar los pasos dados para realizar cualquier modificación, recordando que si se modifica una parte del programa, se modificará todo, es decir, que si se varía la línea base de las lutitas, los registros también variarán, y a su vez, la línea de tendencia ya no representará lo que podríamos considerar compactación normal, por lo que también deberá modificarse, y esto cambiará el gradiente de formación final.

A continuación se presentan los pasos a seguir para obtener todos los gradientes de formación posibles.

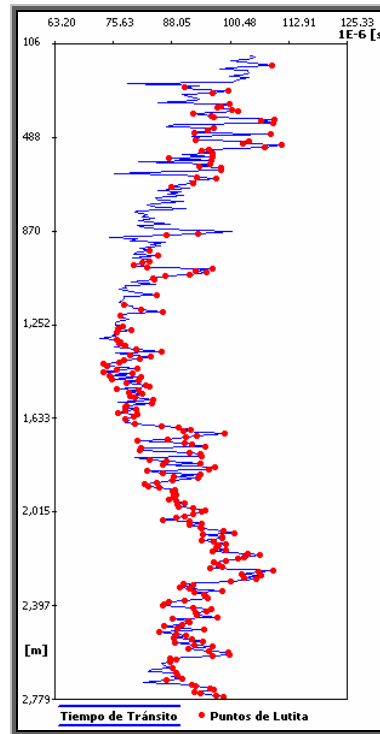
I.5.1 DEFINIR LOS INTERVALOS DE LUTITAS LIMPIAS

Todos los métodos para evaluar la presión de formación emplean los valores de tiempo de tránsito o de resistividad en las lutitas para definir la tendencia normal de compactación. Para esto es fundamental seleccionar los intervalos de lutitas limpias.

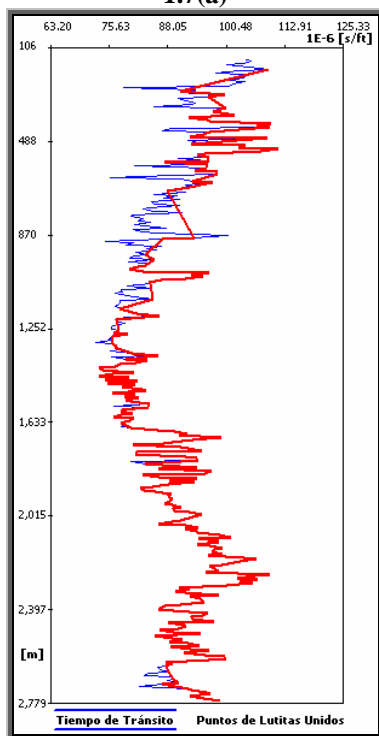
En un registro de litología, como Rayos Gamma (RG), se traza la línea base de lutitas limpias seleccionando los valores máximos del registro. Al trazar esta línea, se van a considerar los valores máximos en el registro de resistividad y, en el registro de tiempo de tránsito se tomarán en cuenta los valores mínimos.



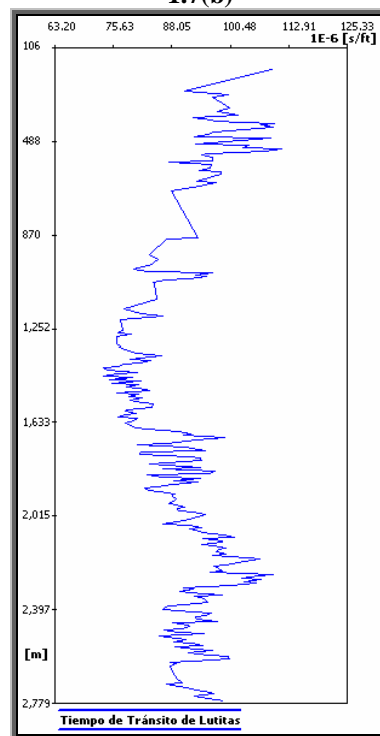
1.7(a)



1.7(b)



1.7(c)



1.7(d)

Fig. 1.7 Proceso para el Registro de Tiempo de Tránsito con Lutitas Limpias

La figura 1.7 muestra como, a partir del Registro de Rayos Gama (1.7a) en el que se ha trazado la Línea Base de Lutitas Limpias, en el Registro de Tiempo de Tránsito (1.7b) se

marcan aquellos puntos que en dicho registro están por encima de tal línea; posteriormente, esos puntos son simplemente unidos (1.7c), finalmente, sobre el Registro de “Tiempo de Tránsito de Lutitas” (1.7d) se trabajará para establecer la Tendencia Normal de Compactación, esto será en escala semilogarítmica.

Para cada punto en el registro RG, igual o mayor que la línea base de lutitas, será la lectura de resistividad o de tiempo de tránsito que aparecerá a la profundidad correspondiente. De esta manera se estarán seleccionando los puntos de lutita en los registros a utilizar para el análisis de la tendencia normal de compactación.

Con los puntos de lutita seleccionados, la aplicación une éstos para definir el comportamiento de la porosidad en los registros utilizados. Precisamente, sobre la línea que une los puntos de lutita se trazará la tendencia normal de compactación para el cálculo de la presión de formación.

I.5.2 DETERMINAR LA PRESIÓN DE FORMACIÓN

Existen alrededor de 15 métodos para predecir la presión de formación, sin embargo, los mejores y más usados por la industria petrolera son: el método de Hottmann y Johnson, el método de Foster y Whalen (o profundidad equivalente) y el método de Eaton.

I.5.2.1 Método de Hottmann y Johnson (H&J)

H&J desarrollaron dos correlaciones empíricas para la determinación de la presión de formación usando presiones de formación reales medidas en formaciones del Mioceno y Oligoceno de las costas de Texas y Louisiana y los valores de tiempo de tránsito o resistividad para obtener sus diagramas cruzados. Matthews y Kelly desarrollaron correlaciones similares usando un mayor número de datos de otras áreas geológicas, utilizando el mismo principio de H&J. Aquí utilizamos tanto las correlaciones de H&J como las de Matthews y Kelly para tener un espectro más amplio de posibilidades, manejando todas como si fueran de H&J, el usuario deberá elegir la que mejor represente los datos que se están trabajando.

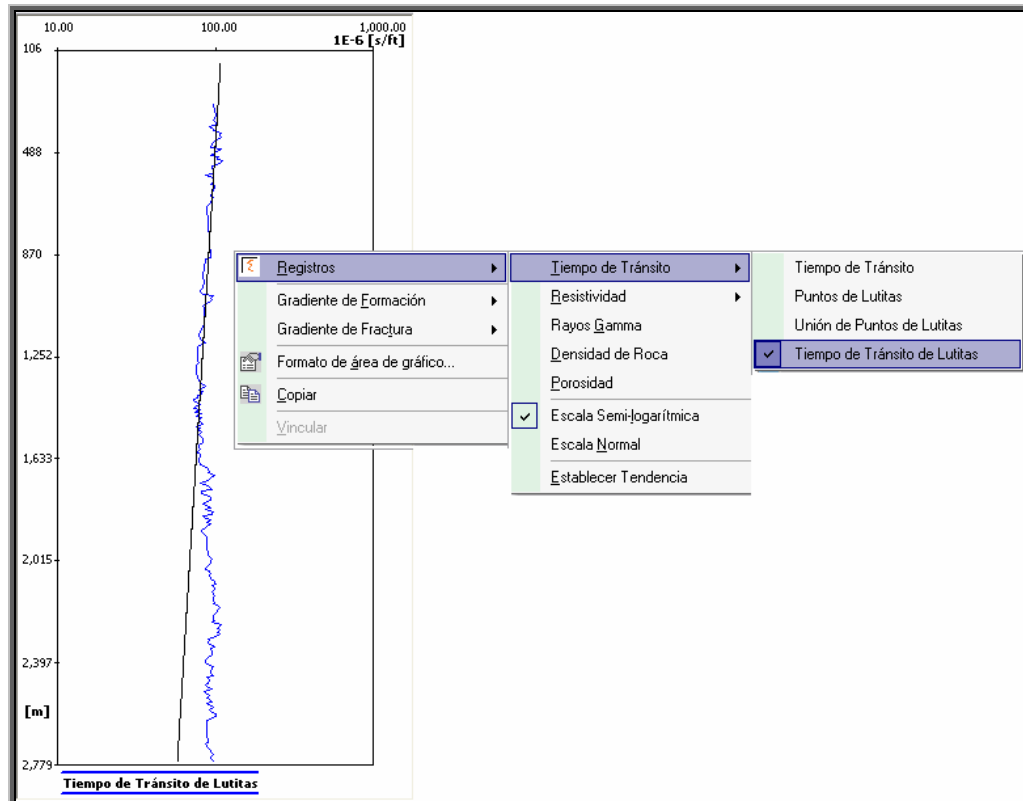


Fig. 1.8 Registro de Tiempo de Tránsito donde aparecen las lutitas limpias y con una tendencia ya establecida.

A partir de la unión de los puntos de lutitas limpias en el registro de Rayos Gamma (GR), se debe acceder a las gráficas de los registros de tiempo de tránsito o resistividad donde aparecen las lutitas limpias. En éstos registros se traza la línea de tendencia normal y se extrapola hasta la profundidad total.

Para el caso del Registro de Tiempo de Tránsito, la aplicación calcula la diferencia entre las lecturas de tiempo de tránsito, es decir, la lectura del registro para lutitas limpias menos la lectura de la línea de tendencia ($t_{lu} - t_{lin}$), para cada profundidad, en el Registro de Resistividad, calcula la relación de resistividades, esto es, la lectura de la línea de tendencia entre la lectura del registro para lutitas limpias (R_{on}/R_o), a cada uno de los puntos de profundidades.

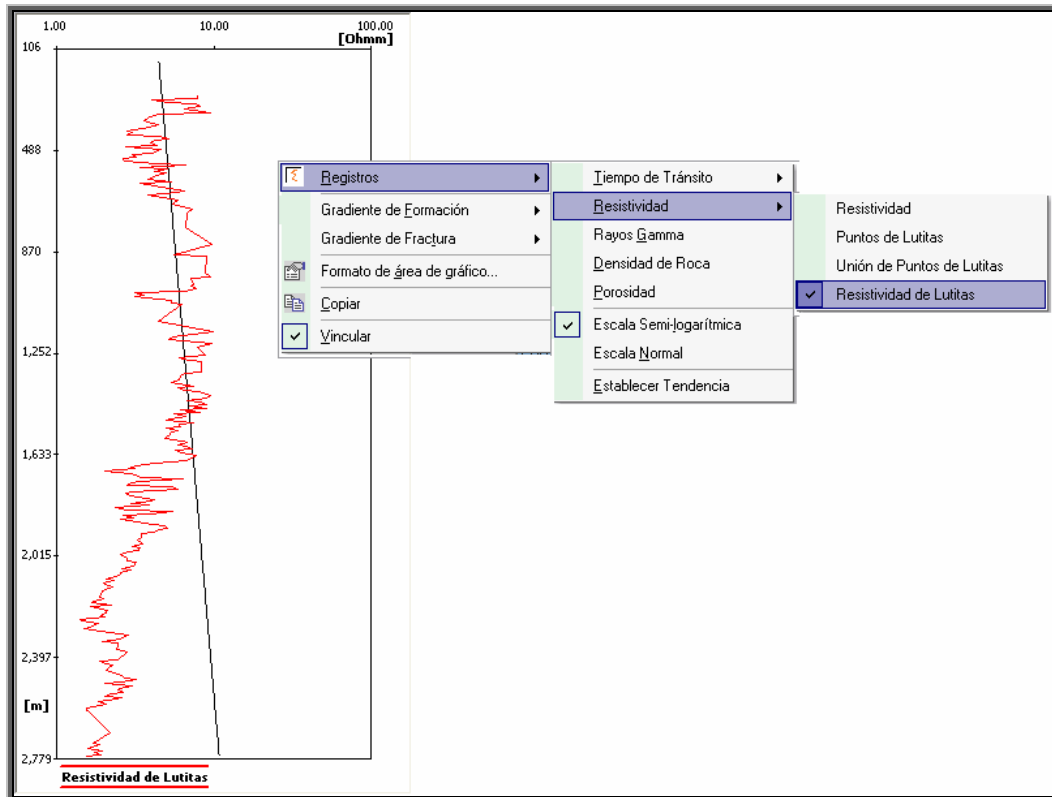


Fig. 1.9 Registro de Resistividad donde aparecen las lutitas limpias y con una tendencia ya establecida.

Con el valor obtenido en el punto anterior, se entra a la correlación de H&J y se determina el gradiente de presión de formación para cada punto. Matthews & Kelly desarrollaron correlaciones similares usando un mayor número de datos de otras áreas geológicas, utilizando el mismo principio de H&J. Finalmente, el gradiente de presión de formación obtenido anteriormente se multiplica por la profundidad para obtener la presión de formación buscada.

Como se mencionó anteriormente, para el Gradiente de Formación por Hottmann y Jhonson, a partir del registro de Tiempo de Tránsito, la aplicación maneja cuatro correlaciones: Wilcox, Frío, Costa del Golfo 81° y Costa del Golfo 82°. Mostradas a continuación.

Hottmann & Johnson

Tiempo de Tránsito

Wilcox (Ec.1.4):

$$PForm = (-5.58 \cdot 10^{-8} * X^4 + 8.15 \cdot 10^{-6} * X^3 - 4.28 \cdot 10^{-4} * X^2 + 0.02 * X + 0.36) * 0.23 \cdot D$$

Frió (Ec.1.5):

$$PForm = (4.51 \cdot 10^{-9} * X^4 + 2.35 \cdot 10^{-7} * X^3 - 7.72 \cdot 10^{-5} * X^2 + 1.45 \cdot 10^{-2} * X + 0.37) * 0.23 \cdot D$$

Costa del Golfo 81° (Ec.1.6):

$$PForm = (-1.55 \cdot 10^{-10} * X^6 + 3.37 \cdot 10^{-8} * X^5 - 2.84 \cdot 10^{-6} * X^4 + 1.19 \cdot 10^{-4} * X^3 - 2.81 \cdot 10^{-3} * X^2 + 4.57 \cdot 10^{-2} * X + 0.41) * 23 \cdot D$$

Costa del Golfo 82° (Ec.1.7):

$$PForm = (8.16 \cdot 10^{-12} * X^6 - 1.88 \cdot 10^{-9} * X^5 + 1.65 \cdot 10^{-7} * X^4 - 5.19 \cdot 10^{-6} * X^3 - 2.06 \cdot 10^{-4} * X^2 + 0.02 * X + 0.46) * 0.23 \cdot D$$

Donde:

$X = (t_{lu} - t_{lun})$ t_{lu} : tiempo de tránsito de lutitas del registro; t_{lun} : tiempo de tránsito de lutitas de la tendencia.

Una vez que se han establecido las tendencias para el registro de Tiempo de Tránsito, a partir del método de H&J, el programa entrega las siguientes gráficas como Gradientes de Formación. Por cada una de las correlaciones antes mencionadas.

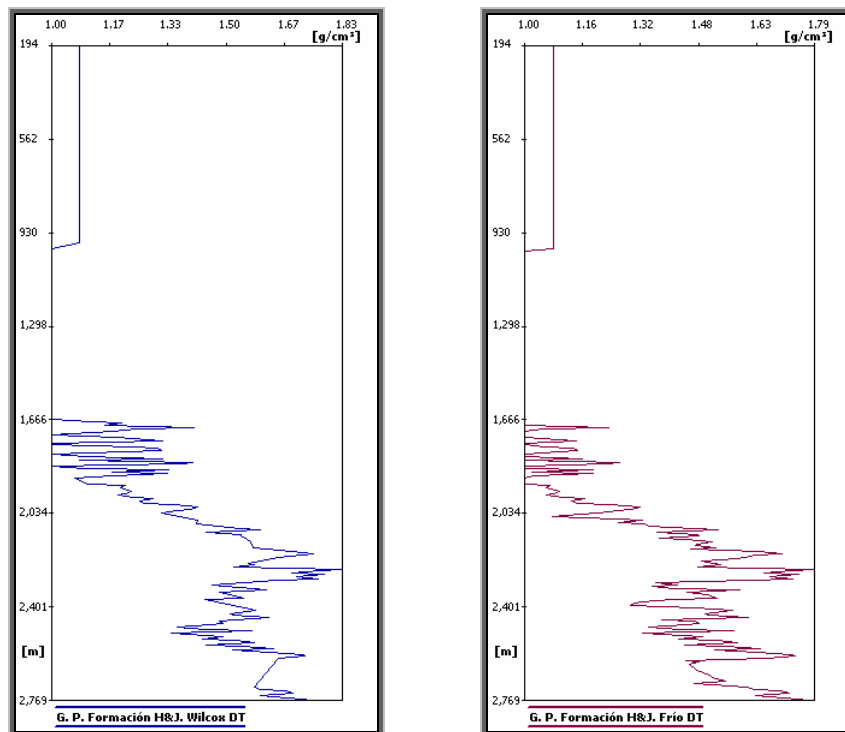


Fig. 1.10 Gradientes de Formación para Tiempo de Tránsito para H&J, por Wilcox y Frío.

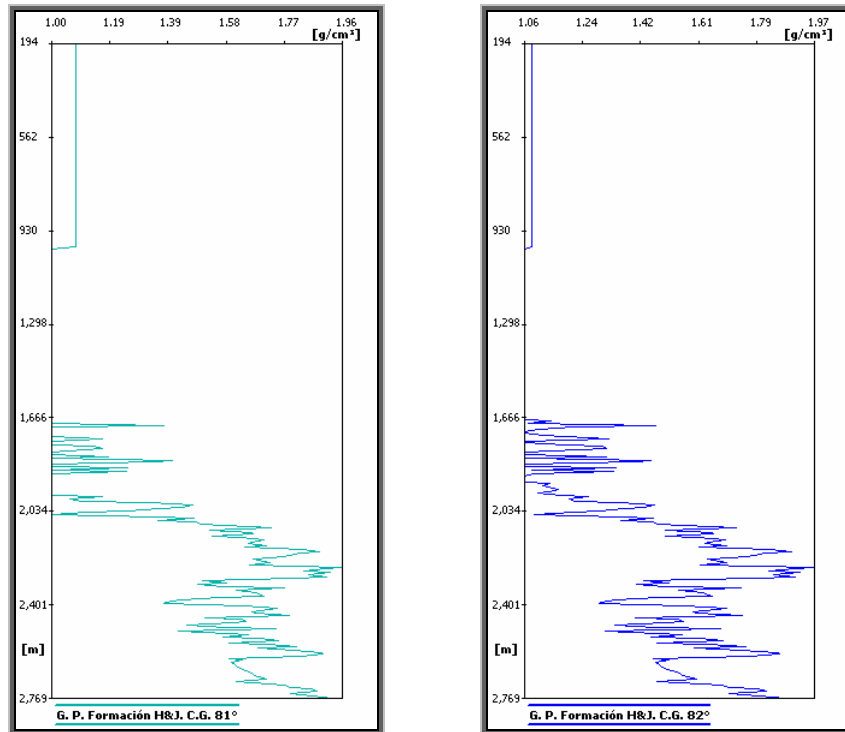


Fig. 1.11 Gradientes de Formación para Tiempo de Tránsito para H&J por Costa del Golfo 81° y 82°.

A partir del registro de Resistividad, se manejan otras cuatro correlaciones: Wilcox, Frío, Costa del Golfo y Vicksburg. Cada una utiliza una ecuación distinta, mostradas a continuación.

Resistividad

Wilcox (Ec.1.8):

$$PForm = (-3.6 \cdot 10^{-3} * Y^4 + 0.06 * Y^3 - 0.34 * Y^2 + 0.94 * Y - 0.18) * 0.23 \cdot D$$

Frío (Ec.1.9):

$$PForm = (0.47 * Y^{0.37}) * 0.23 \cdot D$$

Costa del Golfo (Ec.1.10):

$$PForm = (-0.005 * Y^4 + 0.09 * Y^3 - 0.5 * Y^2 + 1.32 * Y - 0.46) * 0.23 \cdot D$$

Vicksburg (Ec.1.11):

$$PForm = (-0.01 * Y^4 + 0.17 * Y^3 - 0.92 * Y^2 + 2.12 * Y - 0.88) * 0.23 \cdot D$$

Donde:

$$Y = \left(\frac{R_{on}}{R_o} \right) \quad R_{on}: \text{Resistividad de la tendencia}; \quad R_o: \text{Resistividad del registro}$$

Con la tendencia establecida para el registro de Resistividad, por el método de H&J, el programa entrega una gráfica de Gradiente de Formación para cada una de las cuatro correlaciones.

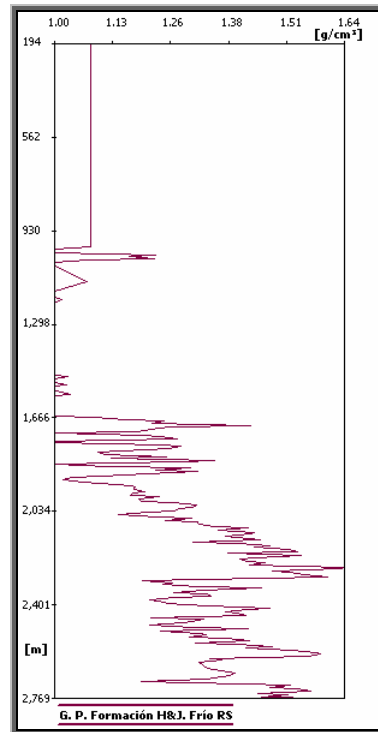
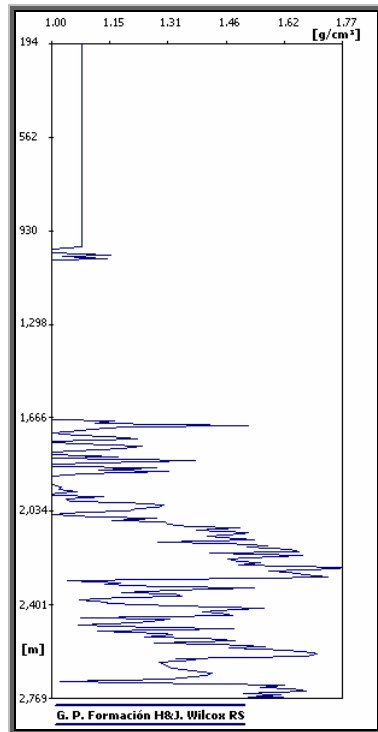


Fig. 1.12 Gradientes de Formación de H&J para Resistividad, por Wilcox y Frio.

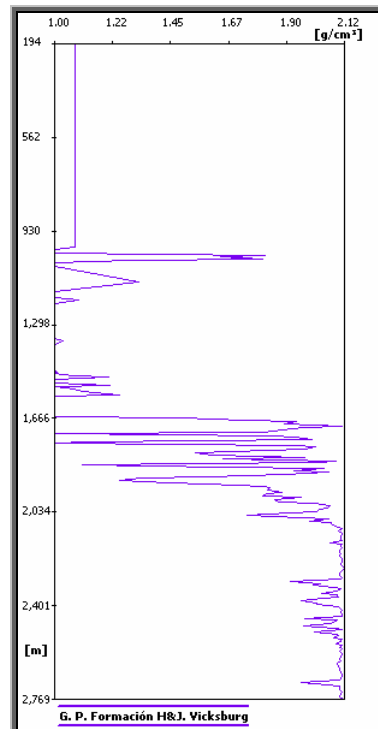
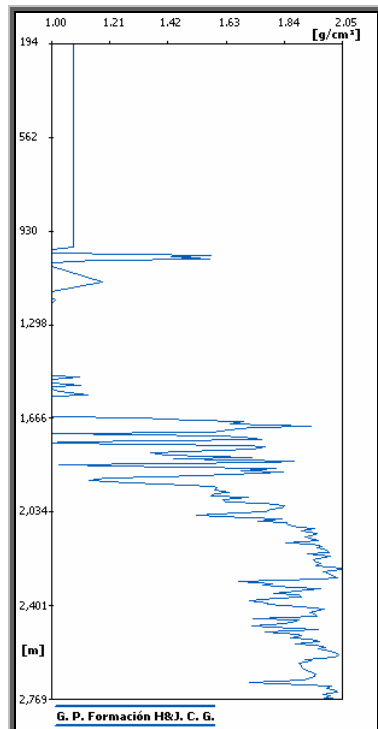


Fig. 1.13 Gradientes de Formación de H&J para Resistividad, por Costa del Golfo y Vicksburg.

I.5.2.2 Método de Foster y Whalen o de profundidad equivalente (F&W)

Este método está basado en el principio que establece que formaciones con el mismo valor de la propiedad dependiente de la porosidad (tiempo de tránsito, resistividad, densidad) se encuentran bajo el mismo esfuerzo efectivo σ .

El procedimiento realizado con los registros geofísicos es obligatorio para todos los gradientes, esto es, realizar la unión de los puntos de lutitas limpias en la gráfica de litología (en este caso Rayos Gamma) y trazar la línea de tendencia normal de compactación en las gráficas de tiempo de tránsito y de resistividad.

La aplicación, para cada dato de profundidad D , lee el valor en la línea de tendencia del Registro de Tiempo de Tránsito t_{un} y el observado en el registro t_{u} , en esta parte, el método de Foster y Whalen cambia con respecto al de H&J, ya que de la lectura del registro se busca la intersección en una línea vertical hacia arriba con la línea de tendencia normal y se lee la profundidad correspondiente D_n (ver Fig. 14).

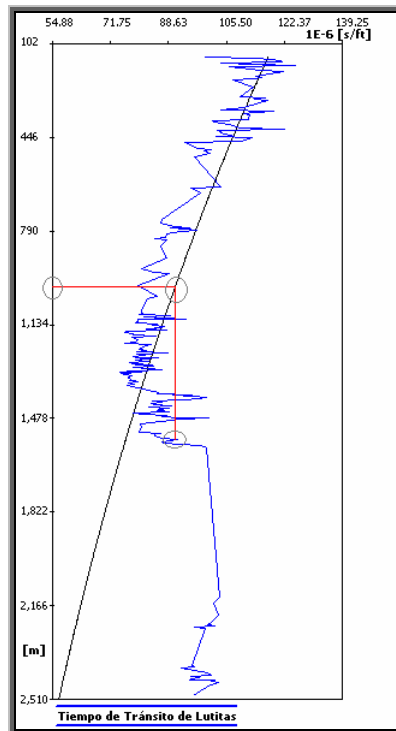


Fig. 1.14 Metodología de Foster y Whalen para obtener el Esfuerzo Efectivo

Se calcula el esfuerzo efectivo a la profundidad D_n , el cual se considerará igual al esfuerzo efectivo a la profundidad de interés. Finalmente, se calcula la presión de formación a la profundidad de interés.

$$P_{Form} = \sigma_{sc} - \sigma_{zh} \quad Ec. (1.12)$$

donde :

$$\sigma_{zh} = \frac{Prof |_{\Delta T} - b_{fw}}{m_{fw}} \quad Ec. (1.12a)$$

σ_{sc} : Esfuerzo de sobrecarga

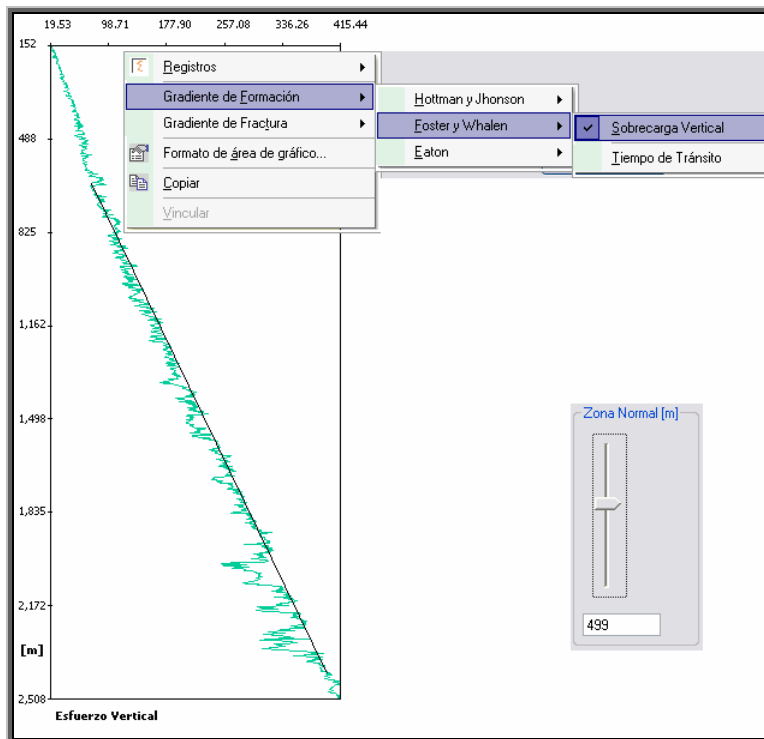
σ_{zh} : Esfuerzo efectivo

$Prof |_{\Delta T}$: Profundidad a un Tiempo de Tránsito dado

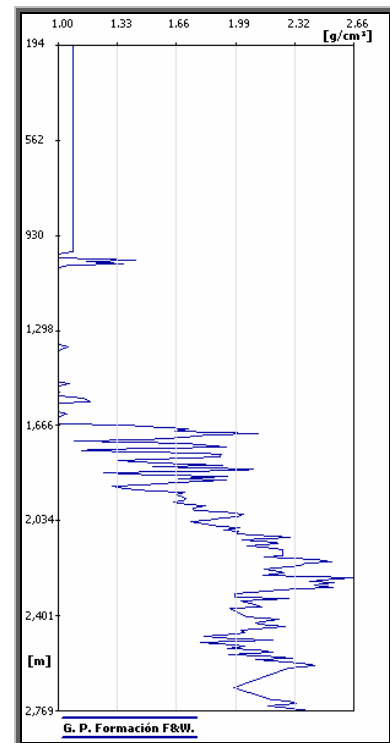
b_{fw} : Ordenada al origen de la tendencia en la gráfica de Esfuerzo Vertical

m_{fw} : Pendiente de la tendencia en la gráfica de Esfuerzo Vertical

Antes de poder observar el Gradiente de Formación por el método de Foster y Whalen, se debe trazar una línea de tendencia en la gráfica de Esfuerzo Vertical.



1.15(a)



1.15(b)

Fig. 1.15 Línea de Tendencia en la gráfica de Esfuerzo Vertical y Gradiente de Foster y Whalen

En la parte inferior derecha de la figura 1.15(a) se encuentra una opción para determinar lo que el usuario puede considerar como “Zona Normal”, esto es, una longitud, desde la superficie hasta la profundidad seleccionada que el método considere como zona normal, para que dicha zona no sea considerada en los cálculos del gradiente, de dejar dicho dato en la profundidad inicial de los registros o en una distancia no muy profunda, el Gradiente por Foster y Whalen se vería afectado, entregando un gradiente ajeno a toda realidad, el usuario puede “manipular” esa profundidad y observar los cambios en la gráfica del gradiente.

Aún así, observamos que ésta correlación nos entrega un gradiente de formación demasiado sobrado. Con valores que rebasan, incluso en 1 [gr/cm³] los observados por las otras correlaciones.

Es conveniente hacer la observación de que la Gráfica de Foster y Whalen es la que presenta los mayores gradientes para trabajar.

I.5.2.3 Método de Eaton

Al igual que el método de H&J, el método de Eaton está basado en el principio que establece que la tendencia normal de compactación se ve alterada en la zona de presión anormal. Eaton utilizó una gran cantidad de datos de registros geofísicos y mediciones de presiones de poro de diferentes áreas geológicas para desarrollar una serie de ecuaciones, las cuales relacionan directamente la presión de formación con la magnitud de desviación entre los valores observados y los obtenidos en la tendencia normal.

Al igual que en las ocasiones anteriores, una vez unidas las lecturas de puntos de lutitas limpias, se obtiene la tendencia en la gráfica de tiempo de tránsito y/o de resistividad.

El procedimiento que el programa realizará, para cada profundidad de interés D , la lectura de los valores de tiempo de tránsito de la tendencia normal t_{1un} y del registro que es la tendencia observada t_{1o} y la profundidad equivalente al mismo valor del tiempo de tránsito observado D_n .

Se calcula la presión de formación a la profundidad de interés D; en función del registro que se tenga

Para el registro de Tiempo de Tránsito:

$$P_{Form} = \sigma_{sc} - (\sigma_{sc} - \rho_{wf} \cdot Prof_{\Delta T} \cdot 0.1) \cdot \left[\frac{\exp\left(\frac{D - b_{DT}}{m_{DT}}\right)}{\Delta t_i} \right]^2 \quad Ec. (1.13)$$

σ_{sc} : Esfuerzo de Sobrecarga

ρ_{wf} : Densidad del agua de formación (1.08[gr/cm³])

$Prof_{\Delta T}$: Profundidad a un Tiempo de Tránsito dado

D: Profundidad [m]

b_{DT} : Ordenada al origen de la tendencia del Registro de Tiempo de Tránsito

m_{DT} : Pendiente de la tendencia del Registro de Tiempo de Tránsito

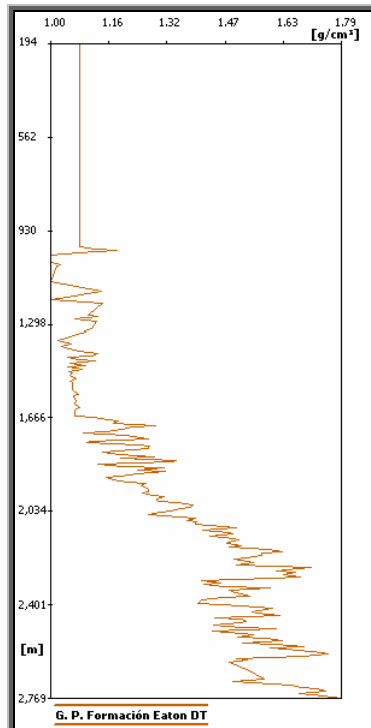


Fig. 1.16 Gradiente de Formación para Eaton por Tiempo de Tránsito

Para el registro de Resistividad:

$$PForm = \sigma_{sc} - \frac{(\sigma_{sc} - Prof | RS \cdot \rho_{wf} \cdot 0.1)}{RS_i} \cdot \left[\frac{RS_i}{\exp\left(\frac{D - b_{RS}}{m_{RS}}\right)} \right]^{1.2} \quad Ec. (1.14)$$

σ_{sc} : Esfuerzo de Sobrecarga

ρ_{wf} : Densidad del agua de formación (1.08[gr/cm³])

$Prof|_{RS}$: Profundidad a una Resistividad dada

b_{RS} : Ordenada al origen de la tendencia del Registro de Resistividad

m_{RS} : Pendiente de la tendencia del Registro de Resistividad

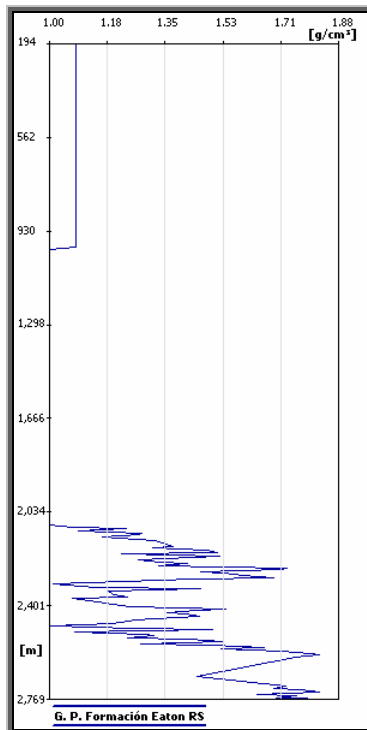


Fig. 1.17 Gradiente de Formación para Eaton por Resistividad

Aún cuando el método de Eaton está basado en datos de áreas geológicas diferentes a las perforadas en México, su método es el que PEMEX suele usar para determinar los gradientes de formación en el diseño de los pozos, y pareciera que dicho método, a través del Tiempo de Tránsito es el que entrega resultados más precisos. Así como algunas correlaciones de Hottmann y Johnson.

II DETERMINACIÓN DE LOS GRADIENTES DE FRACTURA

Cuando se encuentra una presión de formación anormal, la densidad del fluido de perforación se debe incrementar manteniendo la presión en el agujero por encima de la presión de poro de la formación para prevenir el flujo de fluidos de la formación hacia el pozo. Como la presión en el agujero se debe mantener por debajo de la presión que causará una fractura en una formación, relativamente débil, en algún punto entre la profundidad en la que se encuentra perforando y la profundidad a la que se asentó la Tubería de Revestimiento (TR) previa, hay una densidad de fluido máxima permitida. Esto significa que hay una profundidad máxima dentro de una zona de presión anormalmente alta en donde el pozo puede ser perforado de manera segura sin cementar una TR en el mismo; y que existe una densidad máxima en el fluido de perforación que puede ser aceptada por la formación.

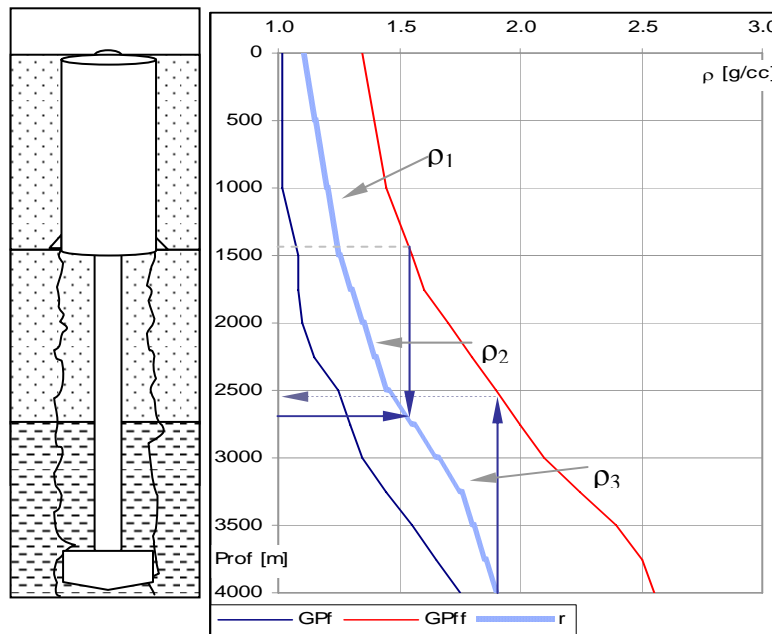


Fig. 2.1 Comportamiento de P_f y P_{ff} y la densidad de perforación y su relación con las TR's.

En la figura 2.1 hay que hacer notar que para el comportamiento de la presión de formación P_f , y la presión de fractura P_{ff} mostradas, la densidad de lodo ρ_2 , necesaria para controlar la presión de formación no podría servirnos para llegar a la profundidad máxima, ya que la densidad necesaria a 2,750 [m] rebasa la P_{ff} a 1,750 [m], por lo que a 2,750 [m] habría que asentar otra TR, y a partir de ahí, la densidad de lodo para la siguiente etapa, ρ_3 , nos sirve

para llegar al fondo del pozo. Esto muestra que conocer la presión de fractura para todas las profundidades es esencial para la planificación y la perforación de un pozo.

Cuando el esfuerzo vertical (σ_z) se incrementa, el sedimento tiende a expandirse lateralmente, esto es impedido por la roca circundante, esta tendencia causa un esfuerzo horizontal que es transmitido lateralmente por el contacto grano a grano. La condición de esfuerzos puede definirse en términos de σ_x , σ_y y σ_z .

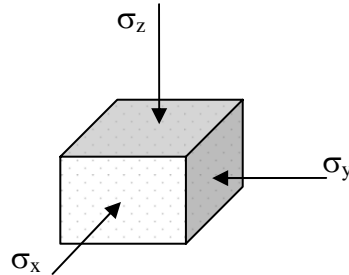


Fig. 2.2 Distribución de esfuerzos en el subsuelo.

En una región geológica relativamente relajada como una cuenca deltaica sedimentaria joven, los esfuerzos horizontales σ_x y σ_y tienden a ser aproximadamente iguales y mucho más pequeños que el esfuerzo vertical. Si se asume que los sedimentos tienen un comportamiento elástico, la deformación horizontal ε_x puede ser expresada como:

$$\varepsilon_x = \frac{\sigma_x}{E} - \mu \frac{\sigma_y}{E} - \mu \frac{\sigma_z}{E} \quad \text{Ec.2.1}$$

Donde:

E = Módulo de Young

μ = Relación de Poisson

Para la compresión de una roca causada por la sedimentación, la deformación horizontal ε_x es prácticamente cero, y como los esfuerzos horizontales σ_x y σ_y son aproximadamente iguales, la ecuación 2.1 queda:

$$0 = \frac{\sigma_x}{E} - \mu \frac{\sigma_y}{E} - \mu \frac{\sigma_z}{E} \quad \dots \quad 0 = \sigma_H \left(\frac{1-\mu}{E} \right) - \mu \frac{\sigma_z}{E} \quad \text{Ec. 2.2}$$

$$\sigma_x = \sigma_y = \sigma_H = \left(\frac{\mu}{1-\mu} \right) \sigma_z$$

Donde σ_H es el promedio de los esfuerzos horizontales. Para valores medidos de μ en rocas sedimentarias consolidadas, cuyo rango va de 0.18 a 0.27, el esfuerzo horizontal varía de 22 a 37 % del esfuerzo vertical. No obstante, si la suposición del comportamiento elástico de la roca no es correcta, el esfuerzo horizontal es mayor.

La magnitud relativa de los esfuerzos horizontal y vertical puede ser inferida de patrones de fracturamiento en las regiones geológicas. Por ejemplo, en la costa del golfo de Louisiana, donde existe un sistema de esfuerzos normal ($\sigma_x < \sigma_y < \sigma_z$), los esfuerzos horizontales tienden a ser considerablemente más pequeños que el vertical, entre 25 y 50 %. Por otra parte, en regiones cuyo sistema de esfuerzos es transcurrente o inverso, como California, los esfuerzos horizontales serán mucho más grandes que el vertical, entre 200 y 300 %. Por supuesto que estructuras locales pueden causar diferencias respecto de las tendencias regionales, como por ejemplo, un domo salino.

Cuando se presenta una fractura, ésta será perpendicular al eje de menor esfuerzo. Esto es, si el esfuerzo vertical es mayor que ambos esfuerzos horizontales (σ_{Hmax} y σ_{hmin}), es decir, un régimen de esfuerzos normal, la fractura se llevará a cabo en un plano perpendicular a la dirección del Esfuerzo Horizontal Mínimo (σ_{hmin}), en un plano paralelo al Esfuerzo Horizontal Máximo (σ_{Hmax}) y dicha fractura será vertical (algunos métodos usan estas suposiciones).

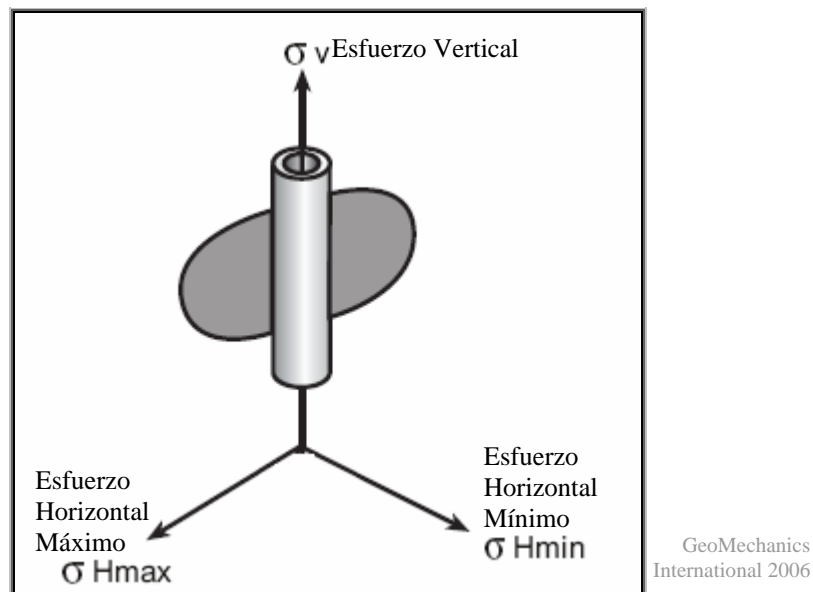


Fig. 2.3 Desarrollo de una fractura en un pozo vertical en un régimen de esfuerzos normal

II.1 MÉTODOS PARA ESTIMAR LA PRESIÓN DE FRACTURA

Cuando se realiza la planeación de la perforación de un pozo, el conocimiento de cómo la presión de fractura varía respecto de la profundidad es tan importante como el conocimiento de la variación de la presión de formación con respecto a la profundidad.

Las técnicas para determinar la presión de fractura incluyen métodos de predicción y métodos de verificación. La planeación de un pozo debe contener información de presión de fractura obtenida de algún método de predicción. Después de que alguna TR se ha cementado, la resistencia a la fractura previamente estimada para la siguiente etapa debe ser verificada con una prueba de goteo por ejemplo, antes de continuar con la perforación, y en caso de existir una variación entre lo estimado y lo verificado, deberá de hacerse un ajuste al programa de perforación.

Las estimaciones de la presión de fractura hechas antes de asentar una TR se basan en correlaciones empíricas. Como la presión de fractura es grandemente afectada por la presión de formación, se debe de seleccionar un método de predicción para la presión de formación antes de entrar a alguna correlación para calcular la de fractura. las ecuaciones y correlaciones más usadas para la presión de fractura son: (1) la ecuación de Hubbert y Willis, (2) la correlación de Matthews y Kelly, (3) la correlación de Pennebaker, (4) la correlación de Eaton, (5) la ecuación de Christman, y (6) la correlación de MacPherson y Berry.

Como se acaba de decir, el cálculo del gradiente de fractura se ve afectado por el gradiente de formación que se considere, esto es, para el gradiente de formación de H&J, a partir del registro de tiempo de tránsito y con la correlación de Wilcox, tendremos un gradiente de fractura por H&W, pero si utilizamos la correlación de Eaton por Resistividad para obtener un gradiente de formación, la ecuación de H&W nos dará un gradiente de fractura distinto. Esto aplica para todas las correlaciones y ecuaciones; en la opción de ventana operacional que se verá en el siguiente capítulo, todas las combinaciones de gradientes de formación y de fractura son directas, es decir, los gradientes de fractura que se observen utilizan como punto de partida el gradiente de formación contra el que se está haciendo dicha ventana, no se puede hacer una ventana con un gradiente de formación de Eaton y un

gradiente de fractura de H&W y que éste último utilice para su cálculo un gradiente de formación de H&J.

Debido a la amplia gama de autores y correlaciones que en la aplicación se utilizan, tanto para gradientes de formación como de fractura, la oferta de gradientes de fractura para cada método es igual al número de gradientes de formación disponibles (4 de H&J para resistividad, 4 para tiempo de tránsito; 2 de Eaton y 1 de F&W, 11 en total), es decir, que para cada método de fractura, tendremos 11 posibles gradientes, por lo que en la siguiente explicación de los métodos, únicamente se mostrarán algunos gradientes.

II.1.1 ECUACIÓN DE HUBBERT Y WILLIS (H&W)

Hubbert y Willis introdujeron muchos principios fundamentales que continúan en uso al día de hoy. La presión mínima en el agujero necesaria para extender una fractura ya existente fue dada como la presión necesaria para vencer el esfuerzo principal mínimo:

$$P_{ff} = \sigma_{\min} + P_f \quad \text{Ec. 2.3a}$$

Ya que la tierra es tan heterogénea (propiedades diferentes para puntos diferentes, tanto en un plano como a distintas profundidades) y anisotrópica (los esfuerzos son todos distintos entre sí), esta presión para la extensión de una fractura generalmente es usada para el diseño de TR's. No obstante, si el esfuerzo principal mínimo se da en el plano horizontal (régimen de esfuerzos normal, Fig. 2.1) y los esfuerzos horizontales σ_x y σ_y son iguales, la concentración local de esfuerzos en la pared del agujero σ_{Hw} será el dos veces el esfuerzo horizontal regional σ_H . Así, la presión requerida para iniciar una fractura en una formación homogénea e isotrópica es:

$$P_{ff} = \sigma_{Hw} + P_f = 2\sigma_H + P_f \quad \text{Ec. 2.3b}$$

Basados en experimentos de laboratorio y utilizando el criterio de falla de Mohr, H&W concluyeron que en regiones sometidas a un régimen de esfuerzos normal, como la costa del

golfo de Estados Unidos, uno de los esfuerzos horizontales es el esfuerzo mínimo. También se concluyó que el esfuerzo mínimo en sedimentos relativamente someros varía en un rango de aproximadamente un medio y un tercio del esfuerzo vertical, siendo éste último, producto del peso de la sobrecarga. Así, la presión mínima y máxima para la extensión de una fractura para esta situación es, aproximadamente:

$$P_{ff} = \sigma_{\min} + P_f = \frac{\sigma_z}{3} + P_f \quad \text{Ec. 2.4a}$$

$$P_{ff} = \sigma_{\min} + P_f = \frac{\sigma_z}{2} + P_f \quad \text{Ec. 2.4b}$$

Como el esfuerzo vertical σ_z está dado por: $\sigma_z = \sigma_{sc} - P_f$ Ec. 2.4c

La presión mínima de extensión de la fractura queda expresada por:

$$P_{ff} = \frac{\sigma_{sc} + 2 \cdot P_f}{3} \quad \text{Ec. 2.4d}$$

La presión máxima queda como:

$$P_{ff} = \frac{\sigma_{sc} + P_f}{2} \quad \text{Ec. 2.4e}$$

La obtención de la sobrecarga ya ha sido tratada en el capítulo I, a partir de los registros de densidad y de porosidad.

A continuación se muestran las gráficas del gradiente de fractura que por el método de H&W entrega la aplicación, la primera, es por la presión mínima de fractura, y la segunda es por la presión máxima, ambas se trabajaron a partir del gradiente de formación de Eaton para tiempo de tránsito. Se puede observar, cómo, en efecto, la de presión máxima presenta valores mayores que la de presión mínimo, produciendo una ventana operacional más amplia.

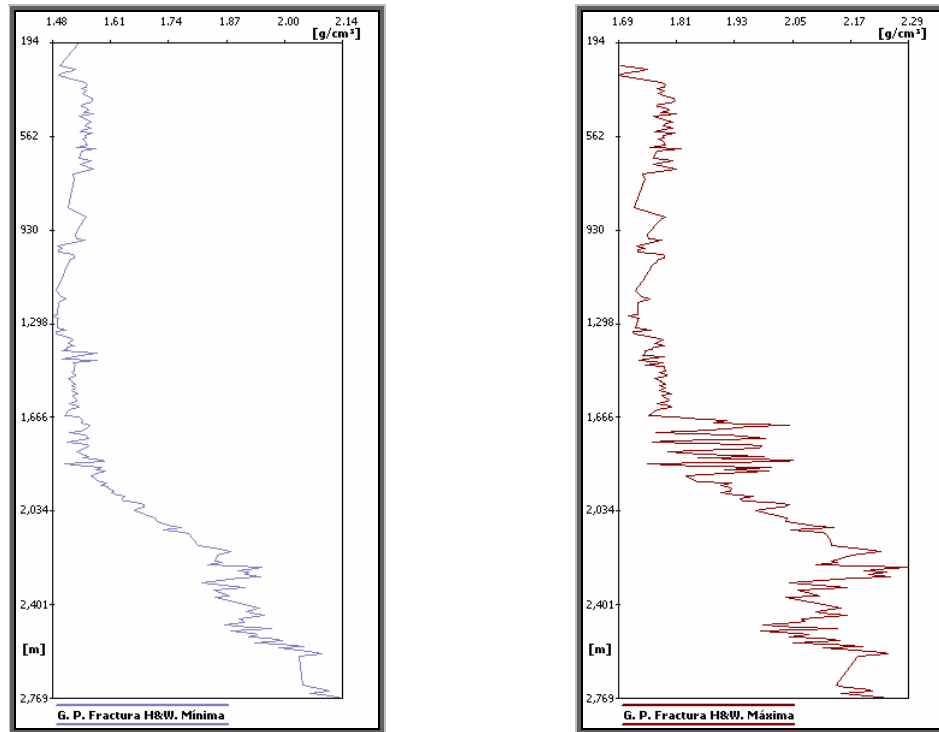


Fig. 2.4 Gradientes de fractura por H&W, presión mínima y máxima.

II.1.2 CORRELACIÓN DE MATTHEWS Y KELLY (M&K)

La experiencia en la perforación demostró que los gradientes de fractura se incrementan con la profundidad, aún en formaciones con presión normal y la ecuación de H&W (2.4c) generalmente no era válida para formaciones profundas. M&K reemplazaron la suposición de que el esfuerzo mínimo era un tercio del esfuerzo de sobrecarga por:

$$\sigma_{min} = F_{\sigma} \cdot \sigma_{min} \quad \text{Ec. 2.5}$$

Se hizo la relación de la diferencia de los esfuerzos de sobrecarga y las presiones de formación, verdaderas y normales, respectivamente. Para calcular el factor que afecta al esfuerzo mínimo, diferente de un tercio, suposición inicial de H&W.

Donde el coeficiente de esfuerzos F_{σ} fue determinado empíricamente a partir de datos de campo tomados en formaciones normalmente presionadas, la figura 2.5 muestra las

correlaciones empíricas que fueron presentadas para la costa del golfo del sur de Texas y la costa del golfo de Louisiana.

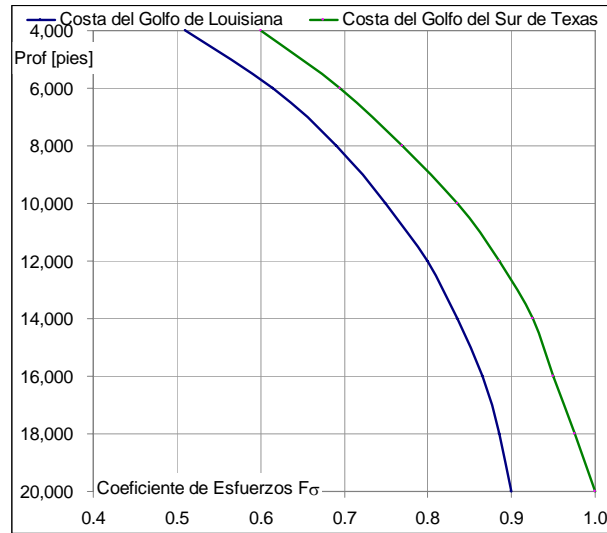


Fig. 2.5 Coeficientes de esfuerzos de M&K.

Para un valor de presión anormal en un punto de profundidad, y se ingresa a la ecuación correspondiente a la curva de la figura 2.5 para conocer la profundidad equivalente a la que dicha presión debería encontrarse en condiciones normales (Esfuerzo de sobrecarga verdadero - σ_{scv} - menos presión de formación verdadera - P_{fv} - entre gradiente de sobrecarga normal - σ_{scn} - menos gradiente de formación normal - P_{fn} -) para conocer el coeficiente de esfuerzos - F_{σ} - que ingresará a la ecuación de M&K, que es, en realidad, una modificación de la ecuación de H&W, donde cambia el factor que ellos consideraban que afectaba al esfuerzo mínimo por dicho coeficiente.

Las ecuaciones que el programa utiliza son:

$$D_{eq} = \frac{\sigma_{scv} - P_{fv}}{G\sigma_{scn} - GP_{fn}} \quad \text{Ec. 2.6}$$

Donde:

σ_{scv} = Esfuerzo de sobrecarga verdadero (I.2)

P_{fv} = Presión de formación con que se esté trabajando

$G\sigma_{scn}$ = Gradiente del esfuerzo de sobrecarga normal (2.3 [gr/cm³])

GP_{fn} = Gradiente de la presión de formación normal (1.08 [gr/cm³])

D_{eq} = Profundidad equivalente [m]

Para calcular la relación de esfuerzos:

La correlación a partir de datos de la costa del golfo del sur de Texas:

$$F_{\sigma} = 0.05673 \cdot D_{eq}^{0.3329} \quad \text{Ec. 2.7a}$$

A partir de datos para la costa del golfo de Louisiana:

$$F_{\sigma} = -9E - 12 \cdot D_{eq}^3 - 1E - 8 \cdot D_{eq}^2 + 3E - 4 \cdot D_{eq} + 0.2408 \quad \text{Ec. 2.7b}$$

Y finalmente, la presión de fractura es:

$$P_{ff} = F_{\sigma} \cdot (\sigma_{scv} - P_{fv}) + P_{fv} \quad \text{Ec. 2.7c}$$

Los gradientes de fractura por la correlación de M&K se muestran en la figura 2.6, con la correlación de Texas y la de Louisiana, respectivamente, ambas generadas a partir del gradiente de formación de H&J para tiempo de tránsito con la correlación de la formación Wilcox.

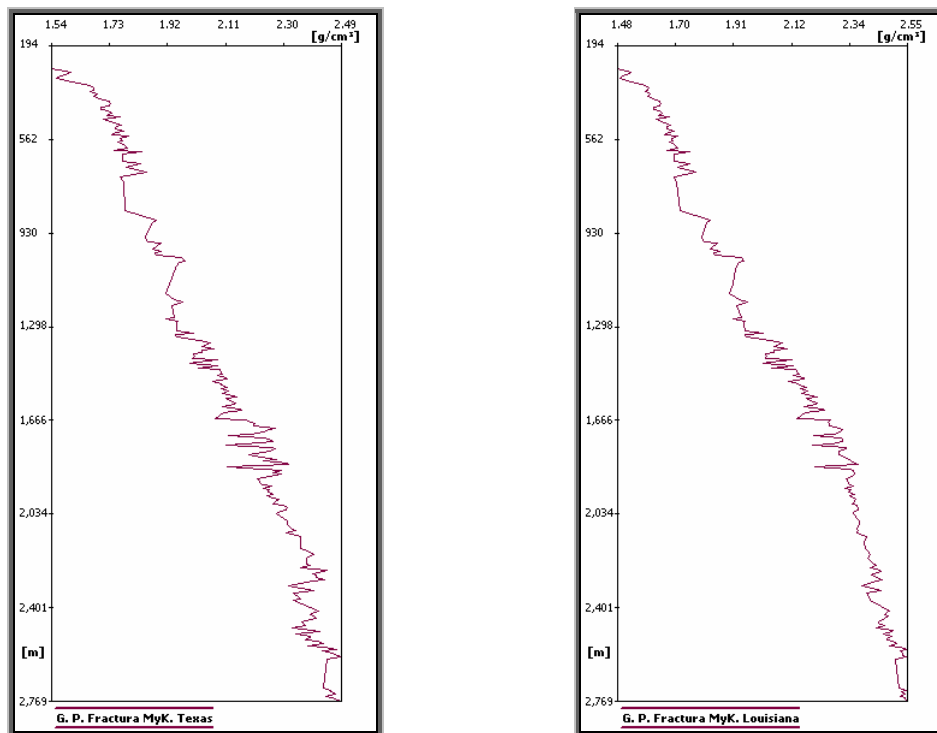


Fig.2.6 Gradientes de fractura para Texas y Louisiana por M&K.

II.1.3 CORRELACIÓN DE EATON

La correlación de Eaton asume que la relación entre los esfuerzos vertical y horizontal es descrita de manera precisa por la Ec. 2.2. A partir de datos de campo de la relación de Poisson (oeste de Texas, costa del golfo de Texas y Louisiana) para predecir el gradiente de fractura. La información la analizó considerando que: el esfuerzo de sobrecarga vertical (σ_{sc}) era constante de 1 psi/pie y, un esfuerzo de sobrecarga variable obtenido por integración del registro de densidad. Dichas correlaciones fueron llevadas a la siguiente gráfica:

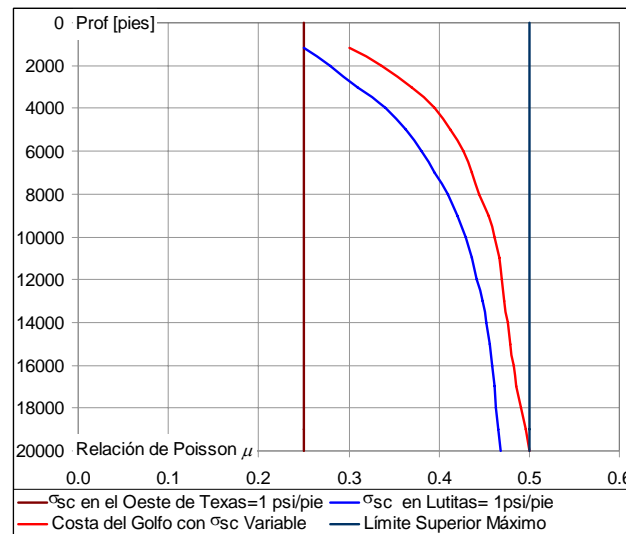


Fig. 2.7 Variación de la Relación de Poisson, respecto a la profundidad, según Eaton.

Tanto el esfuerzo de sobrecarga y la relación de Poisson variaban con la profundidad, y se hizo una correlación tanto para lutitas como para la costa del Golfo. Fertl demostró que las predicciones de fractura hechas con las correlaciones de Eaton entran dentro de un rango aceptable en cuencas de Delaware, Louisiana, Wyoming y Texas; pero en otras partes del mundo, donde las condiciones de depositación, los tipos de sedimentos y los regímenes de esfuerzos son distintos, la correlación de Eaton no es tan apropiada para determinar los gradientes de fractura.

En la aplicación, se generaron ecuaciones para las dos curvas de la figura 2.7 es con ellas con las que se trabaja.

Para la correlación de Eaton, la aplicación utiliza, para lutitas la siguiente ecuación:

$$P_{ff} = P_f + \frac{A}{1-A} \cdot (\sigma_{sc} - D \cdot \rho_w \cdot 0.1) \quad \text{Ec. 2.8}$$

$$A = (7.94 \cdot E - 12) \cdot D^3 - (4.59 \cdot E - 8) \cdot D^2 + (1.63 \cdot E - 4) \cdot D + 0.2$$

Mientras que para Costa del Golfo:

$$P_{ff} = P_f + \frac{A}{1-A} \cdot (\sigma_{sc} - D \cdot \rho_w \cdot 0.1) \quad \text{Ec. 2.9}$$

$$A = (2.75 \cdot E - 11) \cdot D^3 - (1.08 \cdot E - 7) \cdot D^2 + (2.36 \cdot E - 4) \cdot D + 0.22$$

A partir de las ecuaciones anteriores y trabajando con el gradiente de formación de H&J para tiempo de tránsito con la correlación frío, los gradientes de fractura por Eaton que el programa entrega se muestran en la figura 2.8.

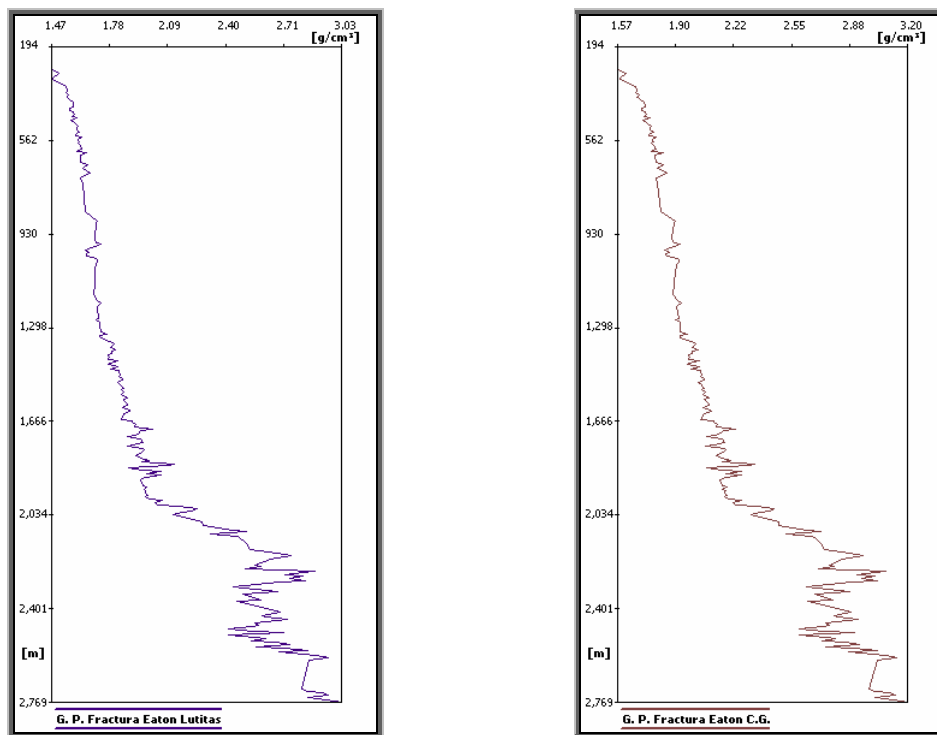


Fig. 2.8 Gradientes de fractura a partir de la correlación de Eaton, lutitas y costa del golfo, respectivamente.

Como se puede ver, esta correlación muestra unos gradientes mayores a los anteriores, una ventana más amplia, sí, pero menos segura, también. No necesariamente ideal para este campo.

II.1.4 CORRELACIÓN DE PENNEBAKER

La correlación de Pennebaker es similar a la correlación de Matthews y Kelly, ya que utiliza la Ec. 2.5 para calcular los esfuerzos mínimos. Pennebaker llamó al coeficiente F_{σ} , relación de esfuerzo efectivo y la correlacionó con la profundidad, sin contemplar el gradiente de presión de formación. Dicha correlación se muestra en la figura 2.9a

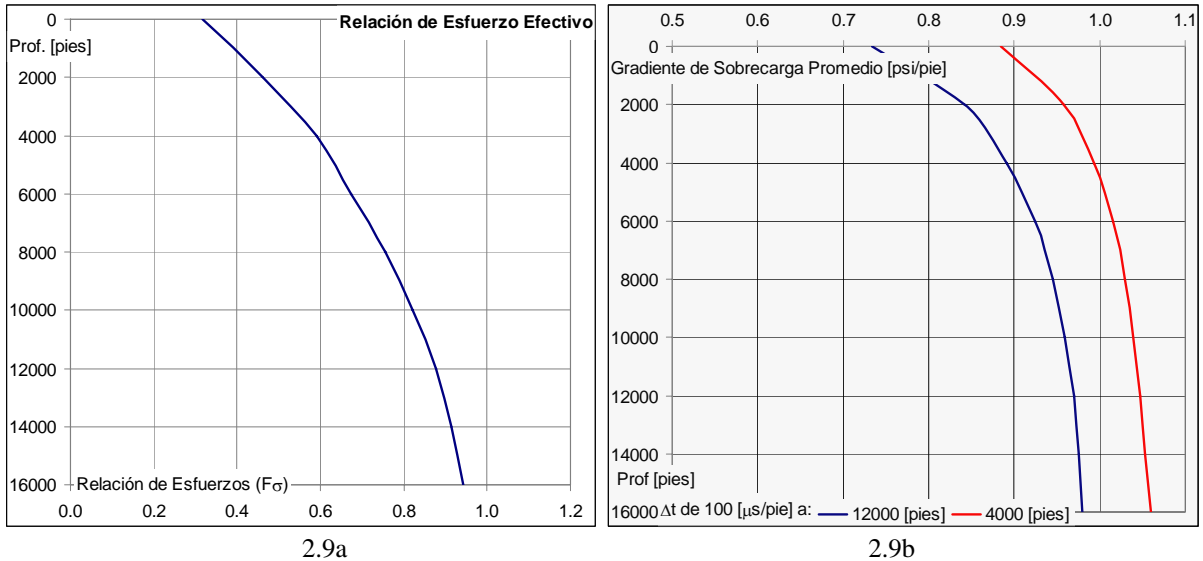


Fig. 2.9 Relación de Esfuerzos y Gradiente de Sobrecarga para Pennebaker

La información de campo que se utilizó para esta correlación proviene de la costa del golfo del sur de Texas, Pennebaker no consideró un esfuerzo de sobrecarga vertical constante, y desarrolló una correlación para este parámetro. El efecto de la edad geológica en el esfuerzo de sobrecarga fue tomado en cuenta y en lugar de una sola curva para la sobrecarga, estableció una familia de curvas para varias profundidades a las cuales el tiempo de tránsito es de 100 [μ s/pie], a 12,000, 9,000, 6,000 y 4,000 pies, en la figura 2.9b sólo se muestran un par de esas curvas como ejemplo, pero en la aplicación, están disponibles las 4 correlaciones.

Las ecuaciones que el programa utiliza son:

Para 4,000 [pies]:

$$P_{ff} = \frac{A \cdot (B - C) + 2 \cdot C}{3}$$

Donde:

$$A = 1.5 \cdot 10^{-11} \cdot D^3 - 5.5 \cdot 10^{-8} \cdot D^2 + 2.6 \cdot 10^{-4} \cdot D + 0.32 \quad \text{Ec.2.10}$$

$$B = (1 \cdot 10^{-12} \cdot D^3 - 1 \cdot 10^{-8} \cdot D^2 + 7 \cdot 10^{-5} \cdot D + 0.74) \cdot D$$

$$C = D \cdot \rho_w \cdot 0.1$$

Para 6,000 [pies]:

$$P_{ff} = \frac{A \cdot (B - C) + 2 \cdot C}{3}$$

Donde:

$$A = 1.5 \cdot 10^{-11} \cdot D^3 - 5.5 \cdot 10^{-8} \cdot D^2 + 2.6 \cdot 10^{-4} \cdot D + 0.32 \quad \text{Ec.2.11}$$

$$B = (4 \cdot 10^{-13} \cdot D^3 - 6 \cdot 10^{-9} \cdot D^2 + 5 \cdot 10^{-5} \cdot D + 0.78) \cdot D$$

$$C = D \cdot \rho_w \cdot 0.1$$

Para 9,000 [pies]:

$$P_{ff} = \frac{A \cdot (B - C) + 2 \cdot C}{3}$$

$$A = 1.5 \cdot 10^{-11} \cdot D^3 - 5.5 \cdot 10^{-8} \cdot D^2 + 2.6 \cdot 10^{-4} \cdot D + 0.32 \quad \text{Ec.2.12}$$

$$B = (5 \cdot 10^{-13} \cdot D^3 - 5 \cdot 10^{-9} \cdot D^2 + 4 \cdot 10^{-5} \cdot D + 0.85) \cdot D$$

$$C = D \cdot G_f \cdot 0.1$$

Para 12,000 [pies]:

$$P_{ff} = \frac{A \cdot (B - C) + 2 \cdot C}{3}$$

$$A = 1.5 \cdot 10^{-11} \cdot D^3 - 5.5 \cdot 10^{-8} \cdot D^2 + 2.6 \cdot 10^{-4} \cdot D + 0.32$$

$$B = (8 \cdot 10^{-13} \cdot D^3 - 8 \cdot 10^{-9} \cdot D^2 + 5 \cdot 10^{-5} \cdot D + 0.88) \cdot D$$

$$C = D \cdot G_f \cdot 0.1 \quad \text{Ec.2.13}$$

Donde:

D = profundidad de trabajo [m]

G_f = gradiente de formación con el que se esté trabajando $\left[\frac{\text{kg}}{\text{cm}^2} \right]$

Y los gradientes para cada ecuación son los que aparecen en la figura 2.10, siendo estos muy similares en la forma de la curva, únicamente muestran cierto desplazamiento creciente, entre el 6,000, 9,000 y 12,000 pies, éste último se parece mucho al de 4000 pies.

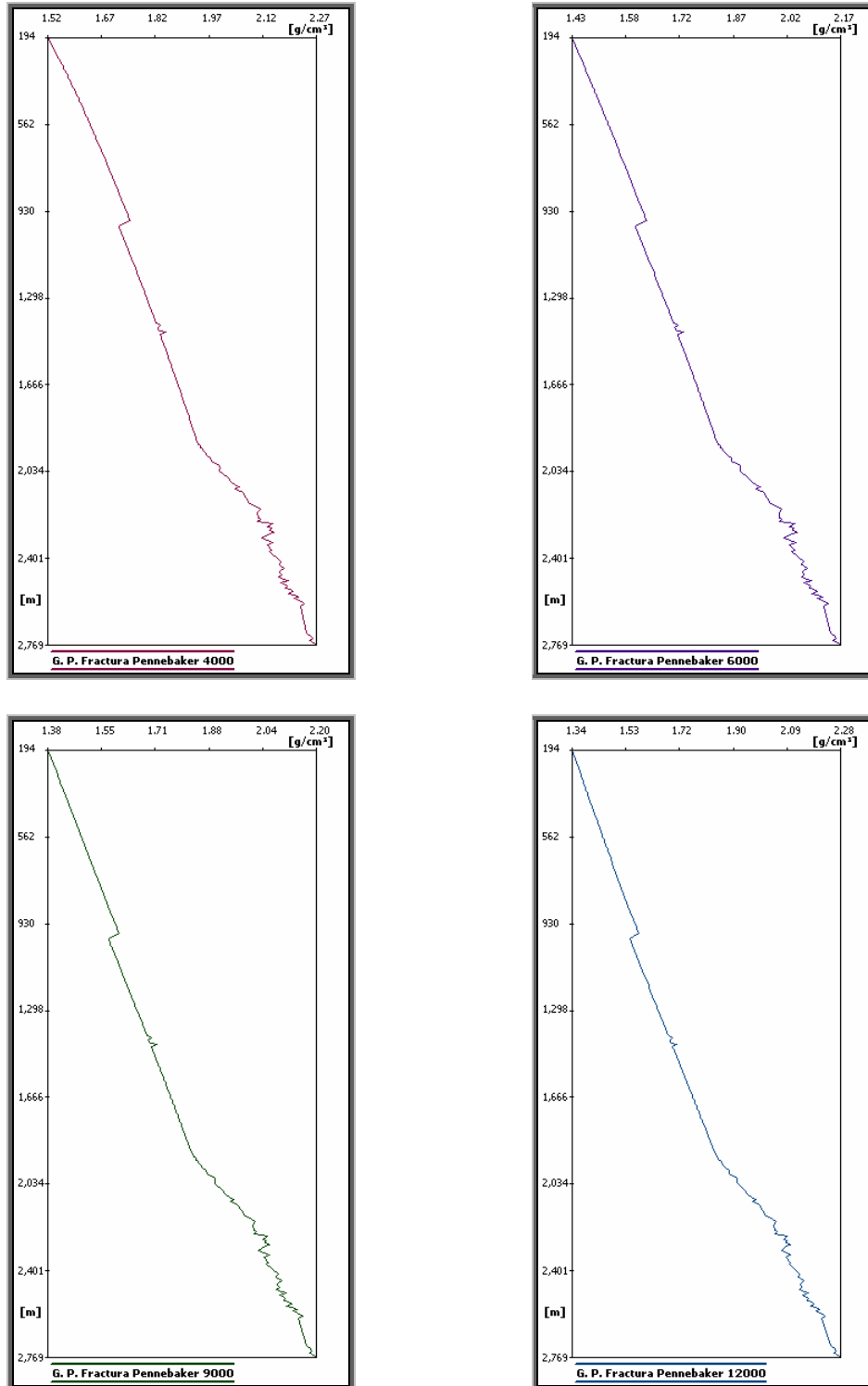


Fig. 2.10 Gradientes de fractura por la correlación de Pennebaker.

II.1.5 CORRELACIÓN DE CHRISTMAN

Christman trabajó en un proyecto de aguas profundas en el canal de Santa Bárbara, en la costa de California; desarrollando una técnica de predicción del gradiente de fractura tomando en cuenta un tirante de agua. Encontró que la relación de esfuerzos $F\sigma$ podía ser correlacionada con la densidad de los sedimentos (densidad de roca), esta densidad tiende a incrementarse conforme se incrementan la profundidad, el esfuerzo de sobrecarga y la edad geológica. La gráfica que muestra la correlación de Christman se muestra en la figura 2.11.

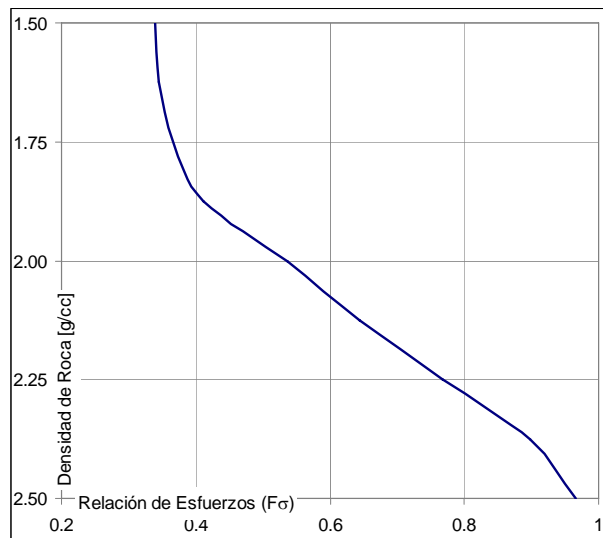


Fig. 2.11 Christman relacionó los esfuerzos con la densidad de roca.

El cálculo de gradientes de fractura costa afuera es fundamentalmente similar a un pozo terrestre. Sin embargo como una de las “capas” superiores es agua, la cual es considerablemente de menor densidad que la roca, el esfuerzo de sobrecarga es menor que en uno en tierra. La experiencia en éste trabajo demostró que al incrementar el tirante de agua se reduce el gradiente del esfuerzo de sobrecarga, factor con alta relación sobre el gradiente de fractura, el cual también se reduce conforme se incremente dicho tirante.

Al analizar los registros de densidad en pozos que tenían presiones de fractura bajas, contenían zonas de densidad inusualmente baja, y aquellos con altos gradientes de fractura, pasaban por zonas en los que la roca tenía una densidad mayor de la normal. La compactación normal se refleja en rocas más densas y esto tendería a igualar los esfuerzos, la densidad de la formación se afectaría la relación de esfuerzos, siendo una medida del grado de compactación.

Por lo que se supone que el fracturamiento se da a la profundidad de mayor relación de esfuerzos y menor densidad de roca. Esta técnica asume que la formación más débil en el pozo no es necesariamente la que se encuentra inmediatamente bajo la zapata, algo de lo que se tenía conocimiento desde antes pero que no había sido involucrado en las técnicas de predicción existentes. Por lo que, el gradiente de fractura debe ser calculado a lo largo de todo el agujero, y no solo bajo la zapata.

Habiendo obtenido el modelo matemático para su correlación, la ecuación para el gradiente de fractura queda, esta ecuación produce el gradiente de fractura mostrado en la figura 2.12:

$$P_{ff} = (-1.22 \cdot \rho_r^3 + 7.74 \cdot \rho_r^2 - 15.4 \cdot \rho_r + 10.15) \cdot (\sigma_{sc} - P_f) + P_f$$

Donde:

$$P_{ff} = \text{Presión de fractura [kg/cm}^2\text{]}$$

$$\sigma_{sc} = \text{Esfuerzo de sobrecarga [kg/cm}^2\text{]}$$

$$\rho_r = \text{Densidad de roca [gr/cm}^3\text{]}$$

$$P_f = \text{Presión de formación [kg/cm}^2\text{]}$$

Ec. 2.14

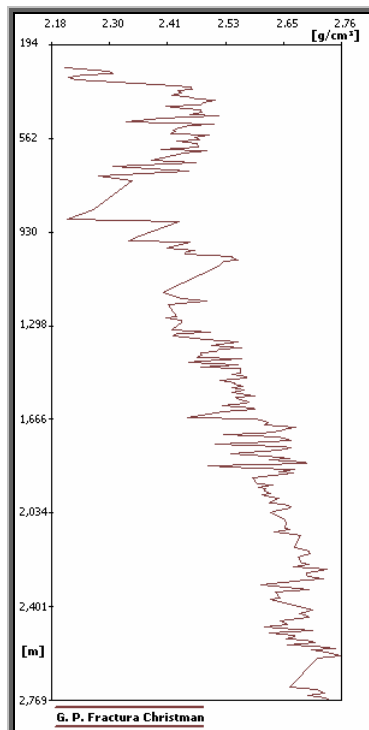


Fig. 2.12 Gradiente de fractura de Christman.

II.2 VENTANA OPERACIONAL

Una vez que se han generado las tendencias para todas las correlaciones, tendremos disponible toda una gama de gradientes de formación (tema tratado en el primer capítulo) y de gradientes de fractura, podremos observar la ventana operacional.

Registro	Tendencia	HyJ	FyW	Eaton
Tiempo de Tránsito	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
Resistividad	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>		<input checked="" type="checkbox"/>
Rayos Gamma	<input checked="" type="checkbox"/>			
Densidad de Roca				
Porosidad	<input checked="" type="checkbox"/>			

Fig. 2.15 Se observa que se han generado tendencias para todos los registros y las correlaciones, y el botón para pasar a la ventana operacional.

Como se mencionó al inicio de este capítulo, habrá una gran gama de opciones para la ventana operacional (si se establecieron tendencias para todos los registros y correlaciones, habrá 132 ventanas disponibles, la combinación de los 11 gradientes de formación para los 12 gradientes de fractura).

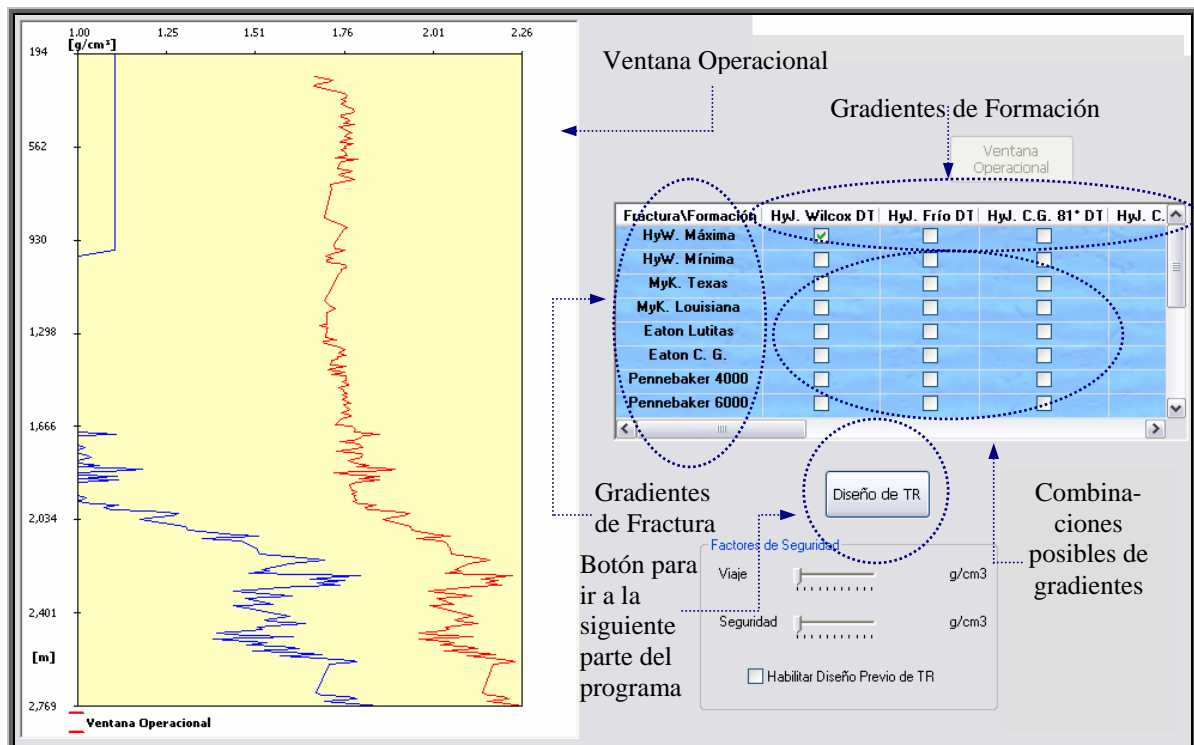


Fig. 2.16 Gráfica de la ventana operacional, combinación de gradientes.

Una vez que hemos llegado a este punto, la aplicación presentará la ventana mostrada en la figura 2.16, conteniendo los siguientes elementos: en la parte izquierda de esa figura se ve la gráfica donde se combinan los gradientes de formación y de fractura para formar una ventana operacional, en el lado derecho de la imagen se observa toda la gama de ventanas posibles, y abajo se podrá habilitar un diseño previo, modificando los factores de seguridad establecidos. Una vez que hayamos seleccionado la ventana de trabajo, se debe dar clic al botón “**Diseño de TR**”, para ir a la parte central de la aplicación, donde se determinan las profundidades de asentamiento y se diseñan cada una de las etapas.

II.2.1 COMBINACIÓN DE GRADIENTES

En la parte derecha de la figura 2.16 se observa la combinación de gradientes que aparecerán en la gráfica. Al tener 11 gradientes de formación disponibles y 12 gradientes de fractura, la cantidad de ventanas disponibles será de 132, de todas esas, habrá que descartar aquellas que por propiedades no se ajusten a la información que se conozca del campo, en esta parte será imposible el conocimiento del mismo por parte del ingeniero de diseño.

En la figura 2.17 se muestran dos ventanas diferentes en donde se ha seleccionado en cada una, gradientes distintos. En los renglones -figura 2.17a- aparecen los gradientes de fractura (resaltados por la línea roja punteada), mientras que en las columnas, los de formación (resaltados por una línea azul continua). Cuando se recorre la barra de desplazamiento -figura 2.17b- hacia la derecha para ver los demás gradientes de formación, los títulos de los gradientes de fractura desaparecen, pero al seleccionar alguna combinación y posicionar el mouse sobre esta opción aparecerá una pequeña ventana (enmarcado por una línea verde discontinua), en la que aparecen los gradientes que se han seleccionado.

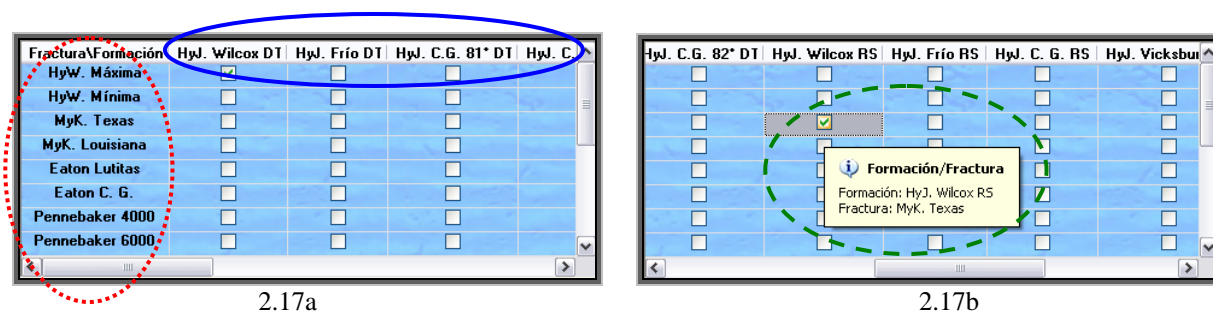


Fig. 2.17 Selección de algunas combinaciones de gradientes.

En la figura 2.18 se muestra una ventana (esta ventana aparece en la parte inferior derecha de la figura 2.16) donde se podrían modificar los factores de seguridad, pero lo más importante de esta ventana es que tiene la modalidad de habilitar un diseño previo de asentamiento. Esto último permite que en la gráfica se muestre eso, un diseño previo para darnos una idea de cuántas TR's se necesitarían si se decidiera por esa ventana. Nuevamente, en esta parte de seleccionar una ventana operacional, dependerá mucho del conocimiento del campo que el usuario tenga, para saber qué tan estrecha o qué tan holgada puede ser ésta, y escoger los gradientes que más se adapten a estas características.



Fig. 2.18 Ventana para habilitar un diseño previo de TR, y modificar los factores de seguridad.

Para las combinaciones de gradientes que se muestran en la figura 2.17, las gráficas resultantes serían las mostradas en la figura 2.19.

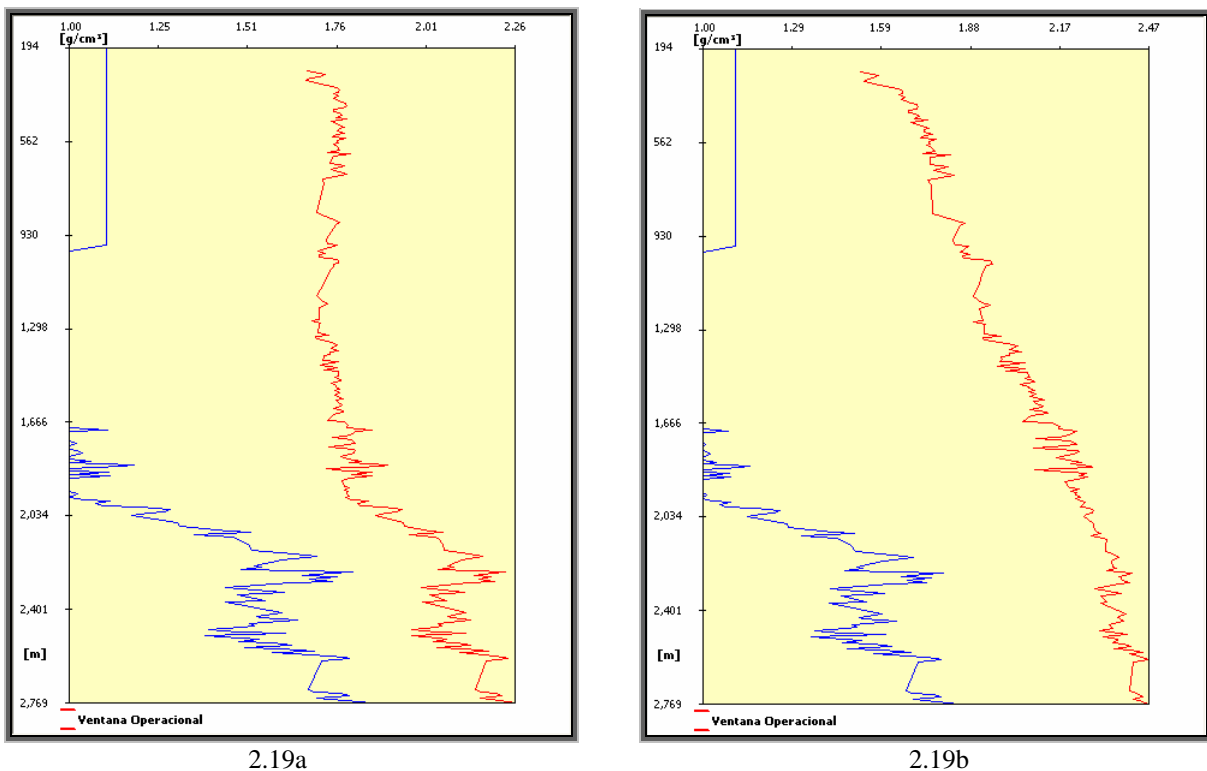


Fig. 2.19 Dos ventanas operacionales distintas.

La gráfica 2.19a utiliza como gradiente de formación el de Hottmann y Johnson para tiempo de tránsito con la correlación Wilcox y como gradiente de fractura el de Hubbert y Willis por presión de fractura máxima. Mientras que la 2.19b utiliza el gradiente de formación de Hottmann y Johnson para resistividad con la correlación Wilcox y el gradiente de fractura de Matthews y Kelly para Texas.

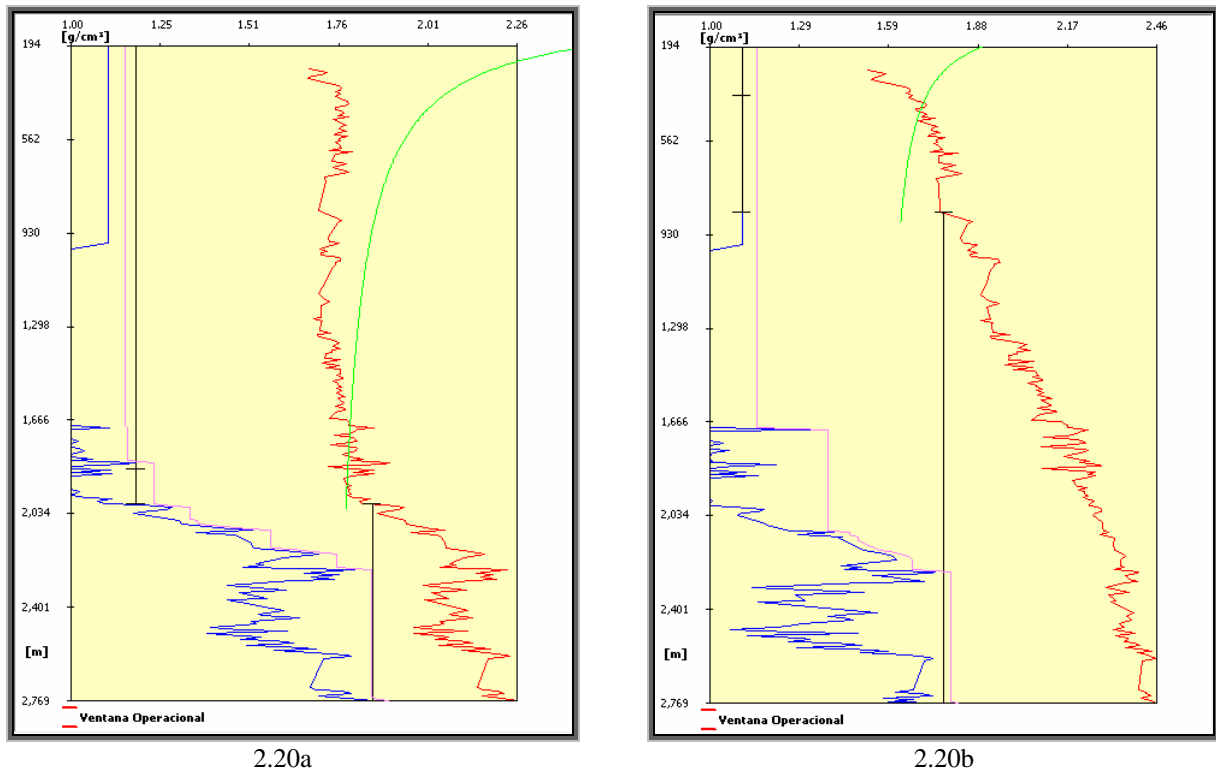


Fig. 2.20 Ventanas operacionales con diseño de TR previo.

La figura 2.20 muestra las mismas ventanas que la 2.19, con la diferencia de que en éstas se habilitó la opción de un diseño previo de TR, en ambos casos hay 3 tuberías, la diferencia radica en la profundidad de asentamiento de ambas, variando sobre todo por la presión de brote que el gradiente de fractura entrega (concepto analizado en el siguiente capítulo).

Por cuestiones de espacio, aquí sólo se muestran dos ventanas operacionales, recordando que el programa genera 132 ventanas distintas.

III. DETERMINACIÓN DE LA PROFUNDIDAD DE ASENTAMIENTO Y DISEÑO DE LAS TUBERÍAS DE REVESTIMIENTO

El objetivo de este capítulo es presentar las funciones primarias de la Tubería de revestimiento (TR o casing), los diversos tipos de tuberías de revestimiento utilizados así como los criterios básicos para establecer la profundidad de asentamiento y para el diseño de tuberías de revestimiento, que permita usar TR's con características suficientes para resistir las cargas impuestas durante la perforación, terminación y reparación de pozos.

La tubería de revestimiento cumple varias funciones importantes en la perforación y en la terminación de los pozos. Previene que el agujero descubierto se colapse mientras se perfora a mayor profundidad y aísla hidráulicamente los fluidos que se encuentren en el espacio anular entre la tubería de perforación y el agujero de los fluidos de formación.

Conforme la búsqueda por depósitos de hidrocarburos alcanza grandes profundidades, el número y tamaño de las tuberías de revestimiento necesarias para perforar y terminar un pozo de manera exitosa también se incrementa. Las tuberías de revestimiento se han convertido en una de las partes más costosas del programa de perforación, diversos estudios demuestran que el costo promedio de las TR's oscila entre el 18 y el 35 % del costo promedio total de un pozo terminado. Por lo tanto, una de las grandes responsabilidades del ingeniero de perforación es diseñar el programa de TR's (determinar la profundidad de asentamiento y la selección de cada sarta de TR's) óptimo que permita que el pozo sea perforado y opere de manera segura a lo largo del tiempo. Tanto la disminución en el costo que se puede obtener a partir de un diseño óptimo, así como la disminución en el riesgo de problemas en el pozo producto de un diseño inadecuado justifican que se de un esfuerzo considerable en esta fase del programa de perforación.

III.1 CONSIDERACIONES GENERALES

De acuerdo con las funciones específicas de las tuberías de revestimiento, éstas se clasifican como tubería conductora, tubería superficial, tubería intermedia y tubería de explotación o producción. Dependiendo de la profundidad y complejidad del pozo, en ocasiones es necesario utilizar más de una tubería intermedia.

La determinación de las profundidades de asentamiento está en función de las condiciones geológicas a perforar. El aislamiento de zonas deleznales, zonas de pérdida de circulación y zonas de presión anormal, rigen los principales criterios de selección.

Por lo que respecta al diseño se establece que las tuberías de revestimiento deberán resistir las cargas impuestas durante la perforación, terminación y reparación de un pozo, a un costo mínimo.

Una vez que se ha escogido la ventana operacional con la que se va a trabajar, el siguiente paso en el diseño del pozo, es determinar la profundidad de asentamiento de las tuberías de revestimiento. El proceso de análisis para la selección de dicha profundidad realizado por la aplicación se realiza partiendo del fondo del pozo, hacia la parte superior. En este proceso también se determinará el número de etapas que el pozo tendrá.

Si al perforar un pozo no nos encontráramos con gradientes de presión de formación anormales o zonas de pérdidas de circulación, únicamente se requeriría de una TR Conductora y de una TR Superficial para perforar hasta la profundidad de interés. Ambas tuberías sirven para proteger las subsecuentes TR's de corrosión y también pueden ser usadas para soportar estructuralmente alguna carga de la cabeza del pozo. En el caso de una aparición imprevista de presión (kick), generalmente la TR superficial permite que el flujo sea contenido cerrando los preventores (Blowout Preventers, BOP).

III.1.1 VENTANA DE ASENTAMIENTO

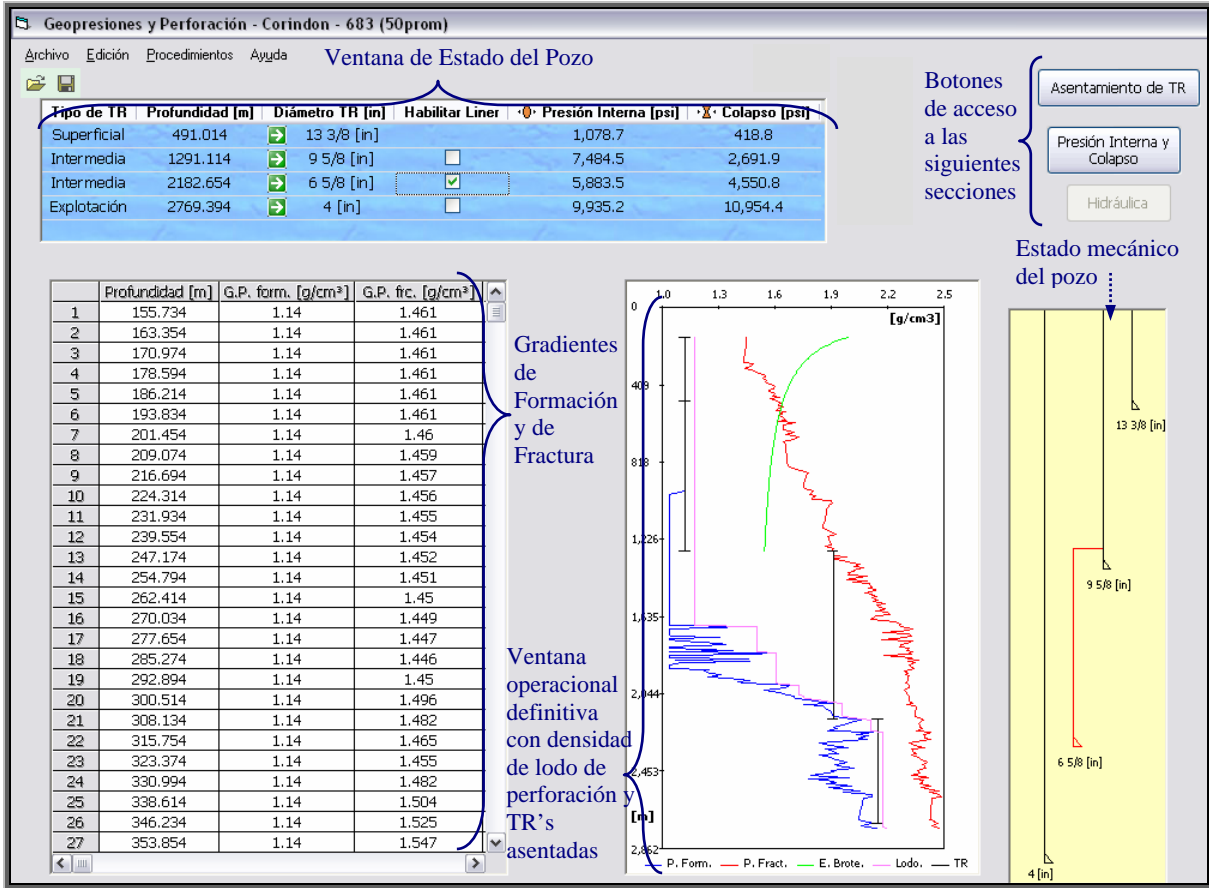


Fig.3.1 Ventana de Asentamiento de tuberías.

Una vez establecida la ventana operacional, se accede a la ventana del programa mostrada en la figura 3.1. En la parte superior, del lado izquierdo, aparece la “Ventana de Estado del Pozo”, en ella se muestra, por orden de columnas: (1) el tipo de TR con la que se está trabajando (Superficial, Intermedia - de haber 4 o más tuberías en el pozo, todas aquellas que queden entre la superficial y la de explotación serán denominadas así -, o de Explotación), (2) la profundidad de asentamiento de cada etapa, (3) el diámetro de cada una, (4) la opción de habilitar un “liner”, (5) la presión interna de cada etapa y, (6) la presión de colapso, éstas dos últimas en $[lb/pg^2]$ (más adelante se explicarán estos elementos, su cálculo y en función de qué se encuentran); esta ventana se mantendrá visible tanto en esta sección que es “Asentamiento de TR”, como en el resto de la aplicación que es: “Presión Interna y Colapso” e “Hidráulica”, a las que se puede acceder desde los botones que se encuentran en la parte superior izquierda de la ventana; las columnas de datos que aparecen en el lado izquierdo son los “Gradientes de

formación y de fractura”; en medio se observa la “Ventana operacional” con la que se decidió trabajar, la línea azul es el gradiente de formación, la línea roja es el de fractura, la línea verde que cruza a éste último es el efecto de brote, la línea rosa que va por encima es la densidad de lodo recomendada por el programa para mantener controlada la presión de formación así como para evitar el derrumbe del agujero; en el costado derecho aparece el “Estado Mecánico del Pozo”, con cada una de las tuberías, la profundidad en la que se asentarían -a escala con la ventana operacional- (en caso de ser un liner, ésta no llegará hasta la superficie, sino que quedará por encima de la TR previa, como se observa en la segunda TR intermedia), así como los diámetros de cada una.

III.2 TIPOS Y CARACTERÍSTICAS DE TUBERÍAS DE REVESTIMIENTO

TR Conductora o estructural. La primera TR colocada en el pozo es generalmente la conductora. El rango normal en el que esta se asienta es entre 30 y 100 metros (100 y 300 pies). En zonas de rocas suaves y en la mayoría de ambientes costa afuera, esta tubería es martillada en la superficie. En áreas de roca dura se requiere que se perfore un agujero somero de gran diámetro antes de cementar la tubería.

Un objetivo primario de esta TR es proveer un conducto para el fluido de la barrena a la superficie, algunas formaciones someras tienden a lavarse y desmoronarse y por ello deben ser protegidas con una TR, de la misma forma que estas mismas formaciones muestran algunos problemas de pérdida de circulación.

TR Superficial. Tiene como objetivo aislar acuíferos de mediana profundidad, mantener la integridad del agujero, minimizar la pérdida de circulación en zonas permeables y someras, y permitir la instalación de conexiones superficiales de control; en ocasiones ésta TR soportará el peso de las demás sargas de revestimiento.

TR Intermedia. La función primaria de ésta es cubrir zonas de presión anormalmente alta. Como es necesario utilizar lodos de mayor densidad para controlar estas presiones, las formaciones superiores más débiles deben ser protegidas para evitar pérdida de circulación o

atrapamiento de tubería. Ocasionalmente la TR intermedia se usa para aislar zonas de sal o zonas que causan problemas en el agujero como lutitas pesadas.

Se cementa en la cima de la zona de presión anormalmente alta, para modificar la densidad del lodo de perforación. Cuando las zonas de presión anormal se extienden en profundidad, o se presentan intercalaciones de zonas de alta y baja presión, será necesario emplear más de una tubería intermedia. Si se encuentran zonas de presión anormalmente alta a mayores profundidades, necesitaremos de alguna TR intermedia para proteger a las formaciones superiores de las presiones creadas por la densidad del fluido de perforación requeridas para mantener estas controladas. De manera similar cuando regresemos a zonas de presión normal que se encuentren por debajo de zonas anormales, una TR intermedia permitirá disminuir la densidad del lodo de perforación y así evitar fracturar dicha zona con una densidad mayor que se necesitó para controlar la zona anormal. De la misma forma, en caso de haber tenido problemas por pérdidas de circulación –esto suele suceder si se calculó mal el gradiente de fractura y éste fue rebasado – una TR Intermedia nos servirá para aislar dicha zona y continuar perforando sin perder más fluido. También aislar formaciones salinas, lutitas que se puedan hinchar por agua y formaciones deleznable.

Liner o Tubería Corta. Es una Tubería de Revestimiento que no se extiende hasta la superficie y queda asentada a partir del fondo de la TR previa, se recomienda proporcionar entre 100 y 150 metros de traslape entre la cima del liner y el asiento de la TR previa para obtener un buen sello en el cemento (la aplicación proporciona 100 metros -328 pies- como traslape para asentar un Liner). La principal ventaja de un liner reside en su bajo costo, por ejemplo, si la TR Intermedia previa se asentó a 2500 metros, y la profundidad de asentamiento de la siguiente etapa es a 3400 metros, un liner en esa etapa sólo mediría 1000 metros (considerando los 100 metros de traslape para su asentamiento) en lugar de los 3400 desde la superficie, esto supone un ahorro en tubería introducida al pozo, así como en la lechada de cemento. En cambio, los problemas surgen en el sello del colgador y por goteo en la cementación. También, cuando usamos un liner, exponemos a la TR previa a esfuerzos adicionales en la siguiente etapa de perforación, esto es, que al considerar un liner en el diseño de un pozo, la TR previa deberá ser analizada para soportar las condiciones a las que se trabajará en la siguiente etapa (esto será explicado con más detalle en el desarrollo de éste

capítulo). Sirve para las mismas funciones de una TR Intermedia, ya que aísla zonas sobrepresionadas o donde pudiera haber pérdida de fluido que causarían problemas durante operaciones posteriores de la perforación.

TR de Explotación o de Producción. Es la tubería de revestimiento que se asienta a través del intervalo productor, esta TR permite que la tubería de producción (tubing) sea reemplazada o cambiada a lo largo de la vida del pozo. El diámetro de esta TR establecerá las bases de diseño para los diámetros de las TR's superiores, y como consecuencia, el de las barrenas de cada etapa, de la misma forma, éste diámetro dependerá del diámetro de la tubería de producción que se piense introducir, esto en función de la óptima producción del pozo, pudiendo ser desde 3 ½ pulgadas (") -para introducir una tubería flexible de 2 ½"-, hasta una de 6 ½" -para introducir una tubería de producción de 4 ½"- aunque en la Región Marina Noreste el aparejo de producción ha llegado a ser de 7", indicando que la última TR debería ser de 8 5/8", incluso, se ha llegado a producir a través de una TR de 9 5/8".

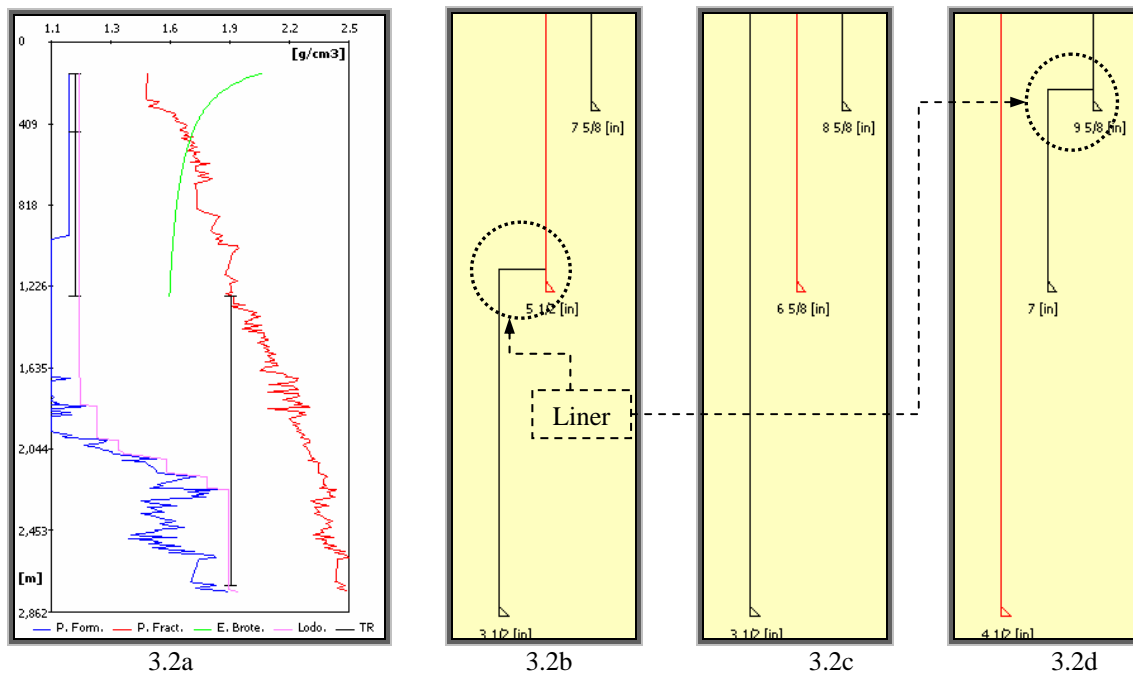


Fig. 3.2 Diversos arreglos de TR para un mismo pozo.

La figura 3.2 muestra distintos arreglos posibles de tuberías de revestimiento para un mismo pozo, la ventana operacional (3.2a) entrega un arreglo de tres TR's, el primer arreglo (3.2b) está compuesto por una TR de explotación de 3 ½", siendo ésta un Liner, la TR

intermedia es una de 5 1/2" mientras que la TR superficial es de 7 5/8", este arreglo es muy esbelto, es decir, que el espacio entre las tres tuberías de revestimiento sería muy poco. El segundo arreglo (3.2c) propone la misma TR de explotación de 3 1/2", la TR intermedia es de 6 5/8" y la superficial es de 8 5/8", no incluye ninguna tubería corta, el último arreglo (3.2d) es el más convencional en cuanto a la combinación de diámetros se refiere, 4 1/2" para la de explotación, 7" para la intermedia (liner en este caso) y 9 5/8" para la superficial. Éste último sería el más conveniente, ya que permite un manejo más holgado de herramientas y barrenas, además de dar mayor margen de maniobra en caso de complicaciones, de la misma forma en que el espacio que queda entre el agujero y la tubería de revestimiento es mayor, espacio que después será ocupado por el cemento que fijará la TR, este mayor espacio ofrece menores problemas para que la tubería quede mejor asentada.

La secuencia de combinaciones mostrada en la figura 3.2 puede ser modificada por el usuario, de acuerdo a las necesidades y el conocimiento del campo. También muestra la combinación de todos los tipos de tuberías, tanto una tubería intermedia como una de explotación pueden trabajarse con un liner.

El Instituto Americano del Petróleo (API, por sus siglas en inglés) ha desarrollado estándares para todas las tuberías usadas en la industria petrolera (tuberías de revestimiento, perforación y producción) que han sido aceptados internacionalmente. Una Tubería de Revestimiento se define como un tubo cuyo diámetro exterior está en el rango de 4.5 y 20 pulgadas (las tuberías de producción están entre 1 y 4.5 pulgadas). Entre las propiedades incluidas en los estándares API están: la fuerza, las dimensiones físicas (diámetro exterior, diámetro interior, espesor y peso) y procedimientos para pruebas de control de calidad, así como propiedades de rendimiento mínimo recomendado. Dichas propiedades de rendimiento mínimo son usadas en la parte del programa que se ocupa del diseño de las TR's.

III.3 ASENTAMIENTO DE LAS TUBERÍAS DE REVESTIMIENTO

III.3.1 PARÁMETROS DE ANÁLISIS

Los principales parámetros que influyen en la determinación de la profundidad de asentamiento de las TR's son:

1. Tipo de formación y su contenido de fluidos.
2. Presión de Formación y Fractura.
3. Presión Diferencial.
4. Máximo volumen al brote durante la perforación.

Respecto al diseño de la tubería de revestimiento, se consideran tres pasos básicos:

1. Determinar el diámetro y longitud de las sartas de tuberías.
2. Calcular el tipo y magnitud de esfuerzos que serán encontrados.
3. Seleccionar los pesos y grados de TR que no fallarán al estar sujetos a las cargas.

Por lo tanto, el objetivo del diseño es permitir el control de las condiciones esperadas del pozo para que las sartas sean seguras y económicas. Y la función de una tubería de revestimiento es aislar formaciones para minimizar problemas de perforación o maximizar la producción, proporcionando un medio seguro para instalar el equipo de control del pozo.

En la evaluación apropiada de las cargas que actúan a lo largo del pozo, la aplicación hace consideraciones especiales de acuerdo a la profundidad. Así, el diseño de la sarta para cada una de las etapas se hace por separado.

La carga de presión interna debe ser considerada en primer lugar, ya que dictará las condiciones iniciales para el diseño de la tubería de revestimiento. El siguiente criterio a considerar es la carga al colapso que deberá ser evaluada. El programa también evalúa la carga por tensión, pero al hacer diversas corridas con variaciones en las consideraciones, observamos que ninguna de las tuberías, en ninguno de los diámetros presentaba fallas por tensión, esto es porque aún en consideraciones muy extremas, las cargas por tensión son de centenas de miles de libras, mientras que los valores mínimos de comportamiento van más allá

de un millón de libras, por lo tanto, aunque el programa realiza el cálculo, éste no es mostrado por no ser un factor de consideración en el diseño. Una vez que los pesos, grados y longitudes de las secciones han sido determinados para cumplir con las cargas de presión interna y colapso, el paso final es verificar las reducciones por efectos biaxiales en esfuerzo de presión interna y resistencia al colapso causados por las cargas de tensión y compresión respectivamente.

III.3.2 INFORMACIÓN NECESARIA

Como se dijo anteriormente, para la planeación del asentamiento de TR's es necesario considerar:

- Diámetro de la T. R. de explotación (última etapa).
- Los gradientes de formación y de fractura.
- Densidades del fluido de perforación.

Una vez que tenemos los gradientes de presión de formación y presión de fractura seleccionados para nuestro pozo, ellos serán nuestra ventana operacional, generándose una gráfica de éstos, en profundidad (metros) vs gradiente (en unidades de densidad equivalente: gramos/centímetros cúbicos, gr/cc), la cual nos dará, en principio, la densidad de control recomendada por etapa, tanto para contener a la formación como para no fracturar a la misma, es decir, una densidad dentro de dicha ventana., así como la profundidad recomendada para asentar cada una de las etapas. La primer T. R. asentada, considera los efectos de brote.

Como se ha venido mencionando, una vez que se ha establecido la ventana operacional, y que el programa entrega dicha ventana ya con los márgenes de seguridad, la determinación de las profundidades a las que se van a asentar cada una de las TR's se lleva a cabo a partir de la profundidad total del pozo programada hacia arriba.

III.3.3 METODOLOGÍA PARA EL ASENTAMIENTO

Explicado de una manera simplificada, el algoritmo para establecer los asentamientos inicia con el punto final del gradiente de formación, para dicho punto, realiza una comparación entre éste y el gradiente de fractura a esa profundidad, y posteriormente con el punto inmediato superior del de formación, si se encuentra un punto del gradiente de formación que sea mayor, la comparación con el de fractura se hará referente a este punto, hasta encontrar un punto en el gradiente de fractura que sea menor que este punto máximo del gradiente de formación.

Como se dijo en el capítulo I (I.4 Entrada al Programa), el programa puede partir tanto de los registros geofísico como de los gradientes, en el primer caso, hay que mencionar que la ventana operacional que el programa entrega y que se explica en el capítulo II (II.2 Ventana Operacional) ya cuenta con márgenes por viaje y por seguridad en ambos gradientes y de manera automática ambos son de $0.024 \text{ [gr/cm}^3\text{]}$, pudiendo incrementarse hasta 0.06 y $0.036 \text{ [gr/cm}^3\text{]}$ respectivamente. Si al programa se ingresaran gradientes obtenidos previamente (mediante algún otro programa), éstos deberán de contar con dichos factores.

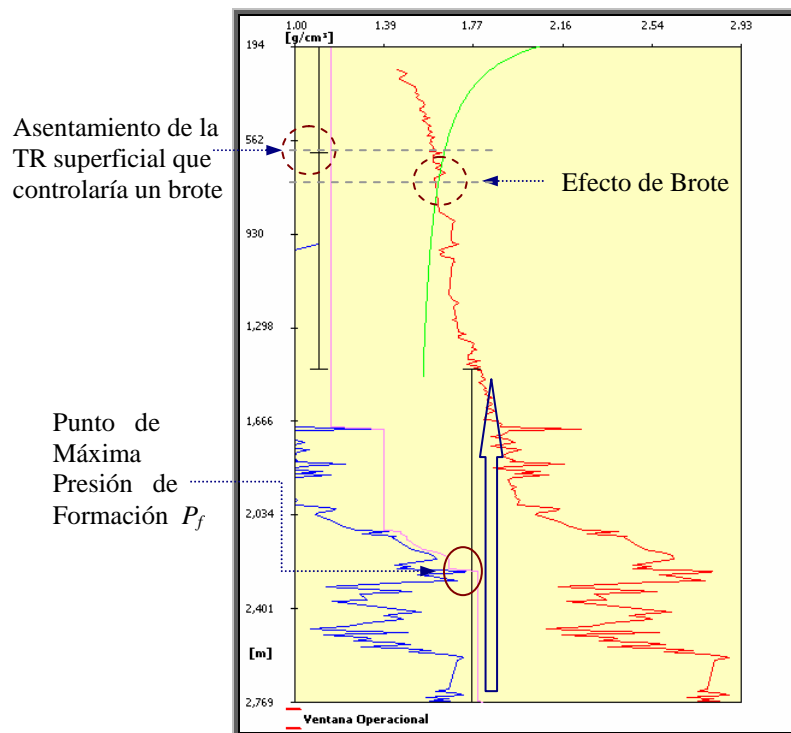


Fig. 3.3 Criterio para asentar la TR de explotación.

Para la densidad del lodo de perforación, el procedimiento es el que sigue: se compara el punto inferior del gradiente de formación con los puntos superiores de éste (figura 3.3), hasta encontrar uno mayor, éste será el límite mínimo para dicha densidad en esta etapa; la comparación continúa, ahora con los puntos del gradiente de fractura, hasta encontrar uno que sea igual al valor máximo del gradiente de formación, ese punto será donde la TR previa deberá ir asentada para poder continuar con la perforación hasta la profundidad de interés. Este procedimiento continuará en las subsecuentes etapas, en caso de que el gradiente de formación sea normal en los elementos superiores, lo que determinará el asentamiento de la TR superficial será el efecto de brote (explicado más adelante), ésta deberá asentarse antes del punto en el que dicho efecto se espere.

III.3.3.1 EFFECTO DE BROTE

En el concepto de tolerancia al brote, se compara la curva del gradiente de fractura con la presión generada en el pozo durante el control de un supuesto brote. En este caso, el objetivo es seleccionar la profundidad de asentamiento que evite un brote subterráneo, por lo cual es necesario determinar una profundidad a la cual la formación tenga la capacidad suficiente para soportar las presiones impuestas por un brote.

Metodología:

- (a) Se supone una profundidad de asentamiento (D_i).
- (b) Con esta profundidad se calcula la presión, expresada en gradiente, impuesta por un brote (E_b , efecto de brote, en gr/cc) por medio de la siguiente ecuación:

$$E_b = \left(\frac{D}{D_i} \right) \cdot I_{fc} + Gf_{mc} \quad \text{Ec. 3.1}$$

Donde I_{fc} es el incremento en el fluido de perforación para controlar el brote en [gr/cc], conocido como Índice de brote, normalmente igual a 0.06 [gr/cc]. Gf_{mc} es el gradiente de

formación afectado por el margen de control en [gr/cc], D_i la profundidad de interés y D la profundidad de asentamiento de la siguiente etapa de perforación, ambas en [m].

- (c) Se determina el gradiente de fractura para la profundidad seleccionada, G_{frac} .
- (d) Se compara E_b con G_{frac} , en densidad equivalente. Si los valores coinciden entonces la profundidad supuesta es la profundidad mínima para el asentamiento de la TR superficial.
- (e) En caso de que no coincidan estos valores, se debe suponer otra profundidad y repetir el proceso hasta que coincidan los valores de densidad equivalente.

Dicho proceso iterativo es realizado por el programa, hasta encontrar la profundidad mínima a la que se debe asentar la TR superficial por efecto de brote. En la figura 3.3, aparece la línea de diseño por efecto de brote que cruza al gradiente de fractura, y la profundidad de asentamiento de la TR superficial será por encima de la profundidad de esta intersección.

III.3.4 SELECCIÓN DE DIÁMETROS DE TUBERÍA

Como se dijo anteriormente, la selección de los diámetros de las tuberías, parte de conocer el diámetro de la TR de explotación, para conocer éste, hay que conocer el diámetro del aparejo de producción, y las características de éste, así como los medios posteriores de explotación considerados para este pozo (si se piensa utilizar un sistema artificial de producción, como por ejemplo bombeo mecánico, qué características tendría este, tipos y diámetros de las varillas). A partir del diámetro de la última TR, se parte a conocer qué barrena se necesita para introducir ésta, y para ésta barrena, qué tubería de revestimiento le precede, y así sucesivamente.

La “Ventana de Estado de Pozo” que aparece en la figura 3.4 muestra un arreglo de cuatro tuberías, siendo la de explotación de 4”, precedida por una intermedia de 7”, ésta a su vez por una de 9 ⁵/₈”, y la superficial es una de 13 ³/₈”.

Tipo de TR	Profundidad [m]	Diámetro TR [in]	Habilitar Liner	Presión Interna [psi]	Colapso [psi]
Superficial	483.394	13 3/8 [in]	<input checked="" type="checkbox"/>	1,058.9	409.2
Intermedia	1176.814	9 5/8 [in]	<input type="checkbox"/>	3,110.8	1,529.0
Intermedia	2175.034	7 [in]	<input type="checkbox"/>	7,447.9	4,524.4
Explotación	2769.394	4 [in]	<input type="checkbox"/>	9,988.3	11,007.5

Fig. 3.4 Ventana de Estado de Pozo.

Para establecer cualquier arreglo de tuberías, la aplicación utiliza como base el diagrama de flujo mostrado en la figura 3.5; así como se cuenta con un prontuario de Tuberías de Revestimiento - incluido como una base de datos - que será analizado en la sección de Diseño de éste capítulo, también se cuenta con un prontuario para Barrenas, mucho más amplio en existencia de diámetros que las que aparecen en el diagrama de flujo, pero éste sirve como una idea general de la lógica que se sigue para la combinación de diámetros.

Con ese diagrama de flujo, se puede comprobar la validez, tanto del arreglo mostrado en la figura 3.1, los que aparecen en la 3.2, así como el de la figura 3.4; para ésta última, en el lado izquierdo del diagrama de flujo se comienza el cálculo para la TR de 4", en la figura 3.6 se muestra un acercamiento de la continuación normal que el diagrama tiende a seguir para ese arreglo, tanto de tuberías de revestimiento, como de barrenas, recordando lo mencionado en el resumen de este trabajo, la modificación de un elemento, modificará el comportamiento del todo.

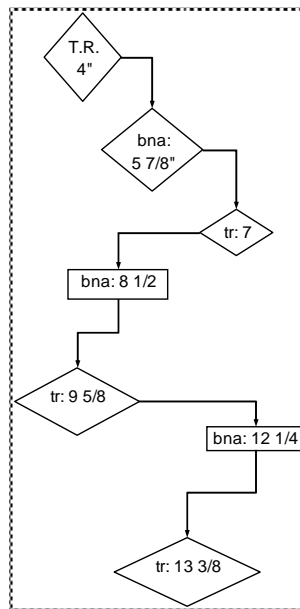


Fig. 3.6 Arreglo sugerido para cuatro TR's, considerando que la de Explotación fuera de 4".

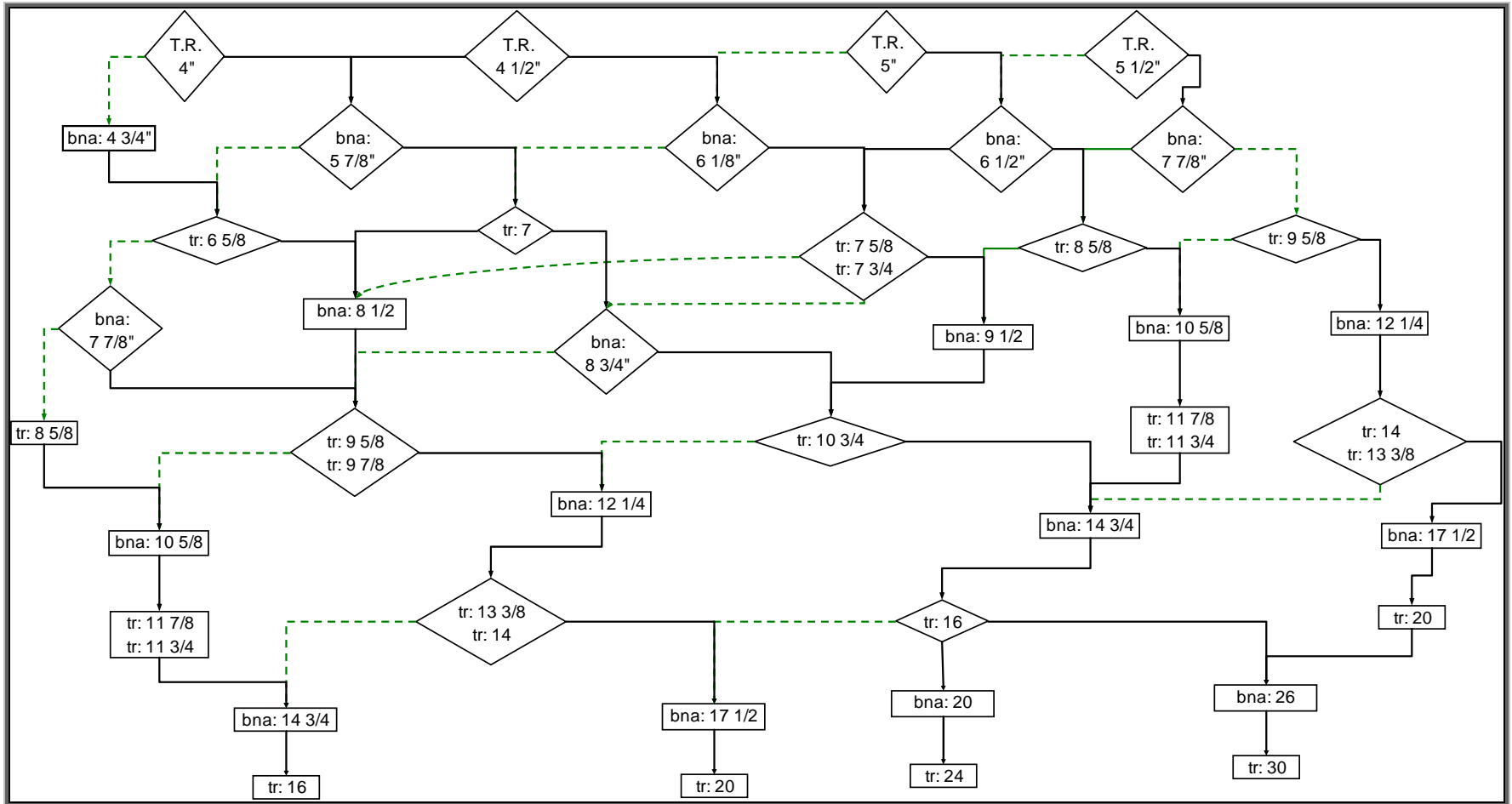
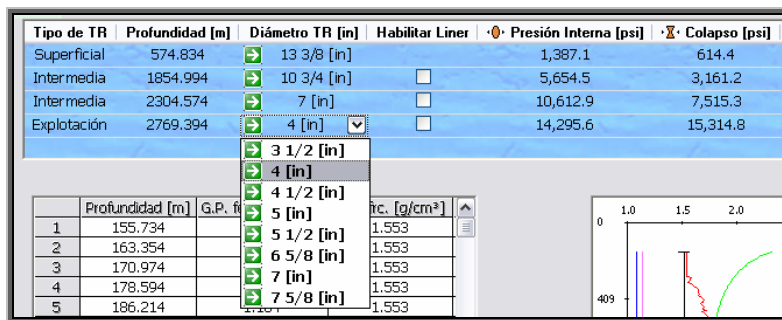
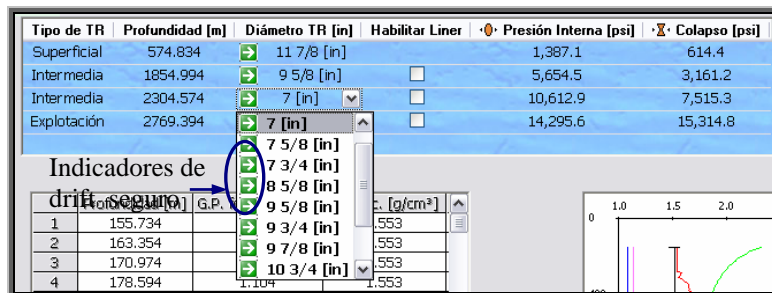


Fig. 3.5 Diagrama de flujo para la selección de diámetros de Tuberías de Revestimiento y las Barrenas correspondientes.

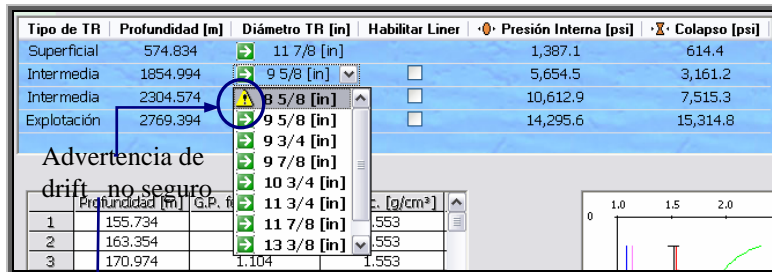
Al posicionarse sobre el diámetro de alguna etapa, éste podrá ser modificado, como se muestra en los distintos apartados de la figura 3.7. El diámetro más pequeño incluido en el prontuario es de 3 1/2”, por cuestiones obvias de diseño los primeros diámetros sólo estarán disponibles en la etapa de explotación; también por limitaciones de diseño, el máximo diámetro disponible en dicha etapa será de 9 5/8”, sólo en un arreglo de 3 tuberías, si fuese de 4 o más éste diámetro máximo será de 7 5/8” - fig. 3.1a -, a partir de esa selección se determina las que pueden estar disponibles para las etapas previas. En caso de seleccionar como TR de explotación la de 4”, para la etapa intermedia inmediata previa, el rango de disponibilidad irá desde 6 5/8” hasta 11 7/8” - fig. 3.7b -.



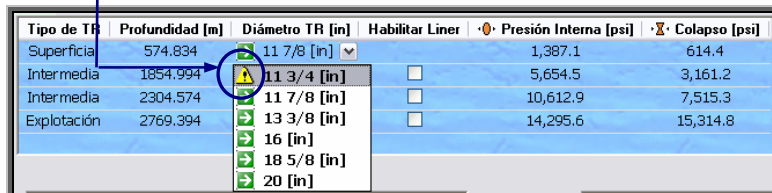
3.7a



3.7b



3.7c



3.7d

Fig. 3.7 Modificación de diámetros de TR's en cualquier etapa.

Si seleccionamos como TR intermedia la de 7", el rango de la siguiente TR intermedia estaría entre 8 ⁵/₈" y 16" - fig. 3.7c -, en ese cuadro observamos que, al igual que en los dos anteriores, las TR's cuentan con una flecha en color verde en su lado izquierdo, esto quiere decir que esas tuberías no presentan ningún problema para trabajar con el tubería que iría después, todas salvo la primera de 8 ⁵/₈", que en su lugar tiene un triángulo amarillo con un signo de admiración, esto significa una advertencia para ese diámetro, indique que al trabajar con esta TR de 8 ⁵/₈", y que la siguiente de 7" no todas las barrenas para esa etapa podrán introducirse en ésta, esto quiere decir que es posible, más no recomendable.

Al decidir seleccionar un diámetro de 9 ⁵/₈" para la TR intermedia, el rango de posibilidades para la TR superficial iría desde 11 ³/₄" hasta 20" - fig. 3.7d -, que es el último diámetro disponible en el prontuario; en este último apartado de la figura 3.7 también aparece el signo de advertencia a lado de un diámetro, en este caso para el de 11 ³/₄", la situación es la misma que en el caso anterior, para una TR de 9 ⁵/₈" no se recomienda utilizar una de éste diámetro previamente, por la condición de las barrenas de trabajo.

III.4 DISEÑO DE TUBERÍAS DE REVESTIMIENTO

El Instituto Americano del Petróleo (API) asignó a las tuberías un "grado" que hace referencia a las características de la misma para los esfuerzos. El código de grado está compuesto por una letra y un número, las letras utilizadas fueron seleccionadas de manera arbitraria como identificación única para cada grado; el número por su parte hace referencia al mínimo esfuerzo a la cadencia del acero en miles de libras por pulgada cuadrada, 1,000 [^{lb}/_{pg}²].

Este esfuerzo de cadencia es el esfuerzo mínimo de tensión que se requiere para que en la tubería se produzca una elongación de 0.005 por cada unidad de longitud (esto es, por ejemplo, que por cada pie que mida la tubería, ésta se alargaría 0.005 pies), o bien, el 0.5% de su longitud. La ley de Hooke menciona que cualquier incremento en la tensión aplicada va acompañado por un incremento en la longitud, esto sólo en la región de comportamiento

elástico. Si la tubería se viera sometida a cargas por tensión que hicieran que el comportamiento dejara de ser elástico, ésta tubería presentaría una falla por tensión.

III.4.1 VENTANA DE DISEÑO

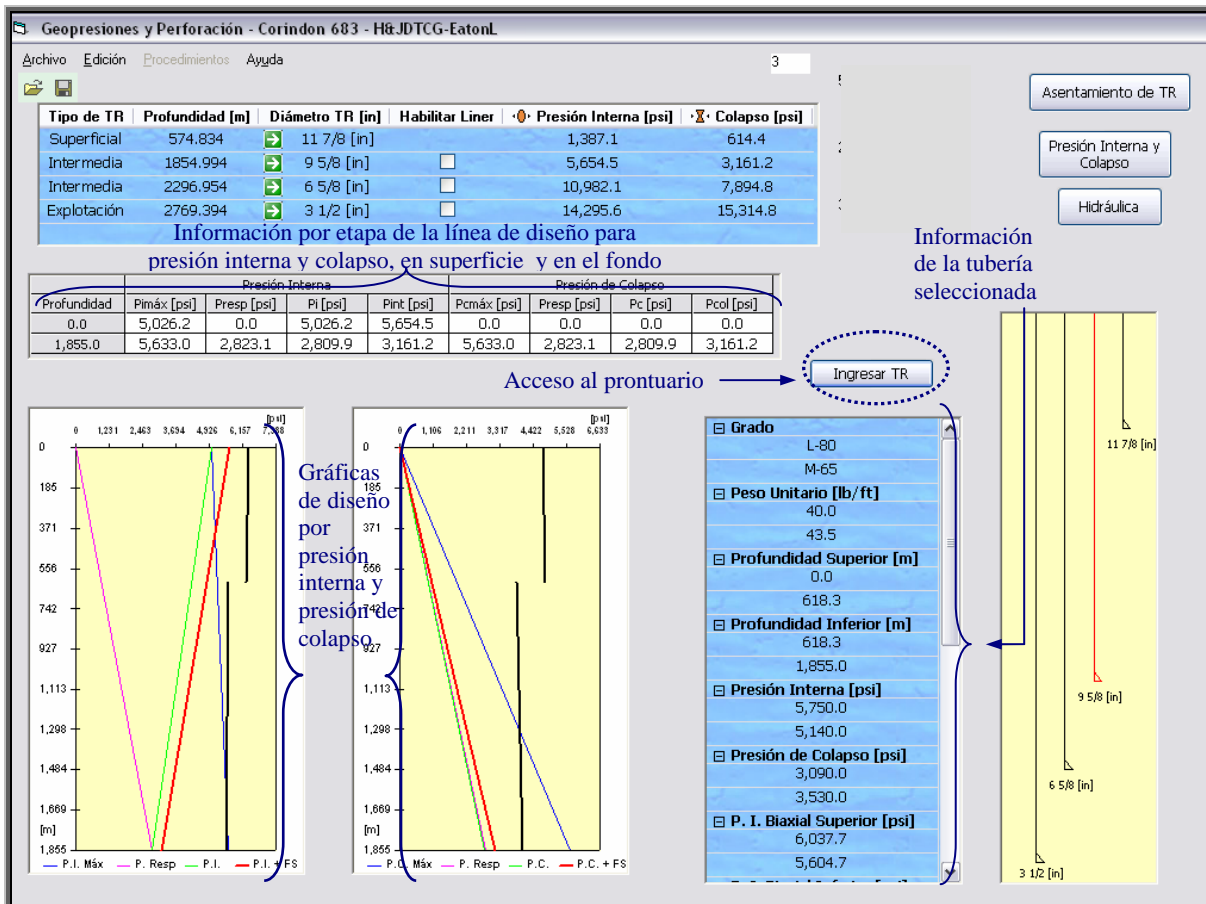


Fig. 3.8 Ventana de Diseño por Presión Interna y Presión de Colapso.

En la ventana de para diseñar las tuberías por etapas seguirá apareciendo la “Ventana de Estado del Pozo en la parte superior izquierda, los botones y el Estado Mecánico del Pozo, que como habíamos mencionado contiene la información de presión de colapso y presión interna a las que las etapas están sujetas, en función de la profundidad a la que se ha determinado asentarlas; ahora además aparecerán las gráficas de diseño por presión interna y por presión de colapso (en las figuras 3.9 y 3.10, cuando se analizan dichos diseños, se explican las líneas contenidas en ambas gráficas); también la información de diseño de presión interna y presión de colapso en la superficie y en el fondo de la tubería por etapa (línea roja en ambas gráficas); así como la información de la o las

tuberías que el programa estableció para cubrir los requerimientos técnicos de esa etapa. En las gráficas de diseño, las líneas verticales de color negro son las líneas que hacen referencia a las condiciones de esas tuberías, como se mencionará más adelante, el programa permite introducir hasta tres tuberías distintas por etapa, y de manera automática puede entregar un diseño con 1 o hasta 3 tuberías.

En el ejemplo mostrado en la figura 3.8, las gráficas que aparecen, hacen referencia a la segunda etapa, una TR intermedia de 9 5/8", eso se identifica de varias maneras, la primera, es que en el "Estado mecánico" la tubería cuya información se muestra, aparece de color rojo, otra forma es que en la ventana de información de diseño, se puede observar la profundidad final de asentamiento de la TR, y es la misma que la que aparece en la Ventana de Estado del Pozo para la primer tubería intermedia, lo mismo que en ambas gráficas.

Para esta etapa el programa seleccionó utilizar dos tuberías para cubrir la totalidad de la profundidad, podemos observar que con una sola tubería, la L-80, se hubiera podido cubrir toda la etapa, pero por cuestiones de economía, una vez que la tubería M-65 queda por encima de las líneas de diseño esta cubre el resto (se explicará más acerca de esto cuando se hable del prontuario - III.4.4 -), y la información de cada una de estas tuberías se muestra en el recuadro azul que está entre las gráficas y el estado mecánico. Finalmente, en esta ventana también se encuentra el botón que accede a la base de datos del prontuario para tuberías que se incluye en el programa.

III.4.2 METODOLOGÍA Y FACTORES DE DISEÑO

Las propiedades mecánicas más importantes de una tubería que se consideran como fuerzas de diseño, son el esfuerzo de ruptura (o por presión interna), el esfuerzo (presión) de colapso y el esfuerzo de tensión.

A la información de resistencia que el fabricante da a conocer de la tubería se le aplica un factor de seguridad, conocido también como factor de diseño, cuya función es también tener un respaldo en la planeación, debido a la incertidumbre de las condiciones de

carga reales, además del cambio en las propiedades del acero debido a la corrosión y el desgaste.

La aplicación utiliza los resultados de una investigación hecha por el API de factores de diseño donde se indica el factor de diseño para cada condición de carga y el valor recomendado.

Condiciones de Carga	Rango	Recomendado
Presión Interna	1.0 - 1.35	1.125
Colapso	0.85 - 1.50	1.125

Un factor de seguridad real sería el definido como la relación entre la resistencia del tubo y la magnitud de la carga aplicada.

La metodología usada en el programa es un método gráfico que considera las cargas máximas a las que se someterán las sartas de revestimiento.

III.4.2.1 DISEÑO POR PRESIÓN INTERNA

Cuando una tubería de revestimiento esta expuesta a una presión interna mucho mayor que la externa se dice que la tubería está expuesta a una presión de ruptura (burst).

- a) Línea de carga máxima por presión interna.

Para evaluar la carga de presión interna, primero se deben definir los valores límite de presión interna en el fondo y en superficie, que se presentarán en el pozo.

La Presión Interna se calcula considerando al gas metano como fluido invasor y teniendo la totalidad de la tubería llena del mismo.

Presión en Superficie (o a la profundidad de interés en caso de Liner), Presión en el fondo. Cuenta con las siguientes variables:

$D_{etapa-final\ i}$ [m]. Profundidad final de la etapa i .

$D_{etapa-inicial\ i}$ [m]. Profundidad inicial de la etapa i .

ρ_{etapa} [g/cm³]. Densidad de lodo de etapa i .

$\rho_{form} = 1.07$ [g/cm³]. Densidad de formación.

$\rho_{ch4} = 0.23$ [g/cm³]. Densidad de metano.

Tomando en cuenta que el perfil de presión interna es lineal, se desarrolló un modelo matemático que pudiera ser aplicable tanto a etapas con *Liner* ó sin *Liner* que depende de las variables arriba mencionadas.

Aplicando las ecuaciones para obtener un modelo matemático lineal:

$$m = \frac{y_2 - y_1}{x_2 - x_1} = \frac{D_{etapa-final-i} - D_{etapa-inicial-i}}{D_{etapa-final-i} \cdot GForm - (D_{etapa-final-i} \cdot GForm - \rho_{gas} \cdot D_{etapa-final-i})} \therefore$$
$$= \frac{D_{etapa-final-i} - D_{etapa-inicial-i}}{D_{etapa-final-i} [GForm - GForm + \rho_{gas}]}$$

Ec. 3.2

Dado que este modelo es aplicable a cualquier profundidad $D_{etapa-inicial-i} = 0$.

$$m = \frac{D_{etapa-final-i} - 0}{D_{etapa-final-i} [\rho_{gas}]} = \frac{1}{\rho_{gas}}$$

Ec. 3.3

$$D = m \cdot Ps + b$$

$$m = \frac{1}{\rho_{ch4}}$$

Ec. 3.4

$$b = D_{etapa-final-i} - m \cdot \rho_{etapa} \cdot D_{etapa-final-i}$$

De esta forma se podrá graficar la presión con respecto a la Profundidad (Línea azul)

Con los puntos determinados se obtiene la carga máxima por presión interna. Dado que la carga máxima ocurre cuando los puntos extremos son satisfechos simultáneamente, esta carga se presenta solo bajo condiciones de un brote, con la existencia de más de un fluido en el pozo.

La carga ejercida por el lodo de control en la cima y el gas en el fondo constituye la línea de carga máxima por presión interna

b) Línea de carga de presión interna resultante.

Este procedimiento supone cargas de respaldo, y para el diseño a la presión interna se considera que en el caso más crítico, en la parte externa de la tubería, se ejercerá una presión debida al fluido de formación igual al gradiente del agua salada ($\rho = 1.08 \text{ gr/cm}^3$), conocida como línea de respaldo.

Al restar, a cada profundidad, la línea de respaldo a la línea de carga máxima por presión interna, se obtendrá la línea de carga de presión interna resultante.

La Presión de Respaldo se calcula considerando la densidad de la formación a lo largo de la profundidad de la etapa con la ecuación conocida: (Línea rosa)

$$PR = \rho_{form} \cdot g \cdot h \quad \text{Ec. 3.5}$$

c) Línea de Diseño por Presión Interna.

Finalmente, a la línea de carga de presión interna resultante se le aplica un factor de diseño de 1.125 y se obtiene la línea de Diseño por Presión Interna.

Una vez determinada la línea de diseño el programa está en condiciones de seleccionar entre las tuberías disponibles para ese diámetro.

Aparecerá la gráfica de resistencia a la presión interna de las tuberías y su intersección con la línea de diseño determinará la longitud de la sección. El programa

entrega un diseño con tres secciones, y en las modificaciones que se permiten por parte del usuario, éste es el número límite a introducir.

La presión Interna se calcula restando los valores de Presión de Superficie y de Respaldo (Línea Verde).

$$PI = PS - PR \quad \text{Ec. 3.6}$$

Es necesario por cuestiones de seguridad aumentar la Presión Interna obtenida a fin de minimizar riesgos, en este caso el factor de seguridad del programa es 1.125, es decir, se tendrá que multiplicar cada valor obtenido de PI por el factor de seguridad para obtener la línea resultante la cual deberemos respetar para asentar la TR. (Línea roja).

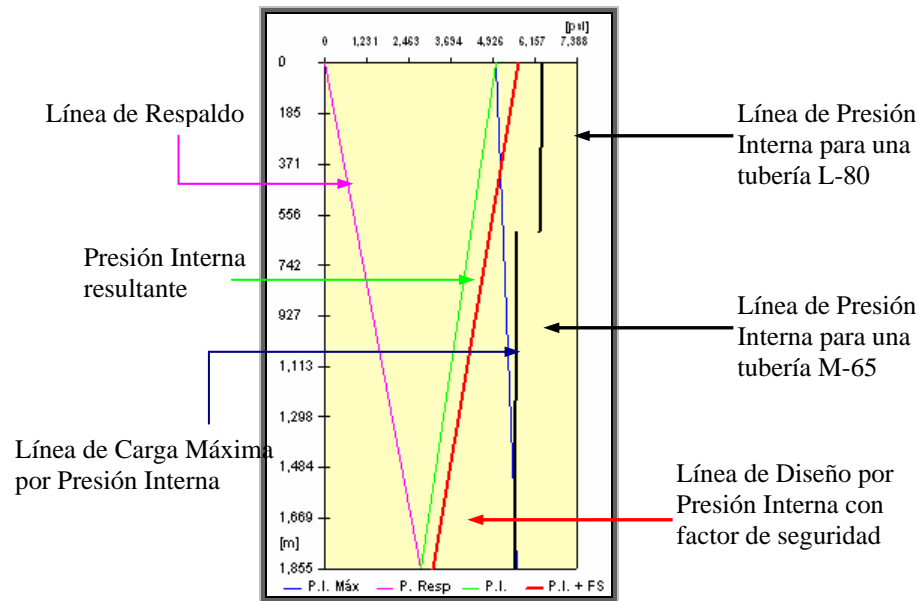


Fig. 3.9 Diseño por Presión Interna para una TR Intermedia de 9 5/8”.

Una vez obtenida la gráfica de Presión Interna con el factor de seguridad se ingresa la TR deseada (Línea Negra). Para la fig. 3.9 se introdujeron dos tuberías, la primera una L-80 con un peso nominal de 43.5 [lb/pg²] con una resistencia para presión interna de hasta 6,330 [lb/pg²]; seguido de una M-65 cuyo peso nominal es de 40 [lb/pg²] y capaz de resistir hasta 4670 [lb/pg²]. En la gráfica existe un desfase debido a que el valor se corrige por efectos biaxiales, que se calcula con la ecuación 3.7, (X_{1-2}) cuyo resultado (Y_{1-2}) deberá ser multiplicado por los valores nominales de Presión Interna de la TR.

$$F_{flot\ Sup} = 1 - \frac{D_{etapa-inicial-i}}{7.85}; \quad F_{flot\ Inf} = 1 - \frac{D_{etapa-final-i}}{7.85} \quad \text{Ec. 3.7}$$

$$X_1 = \frac{D_{etapa-inicial-i} \cdot W \cdot F_{Flot\ Sup}}{Grado \cdot A_r}; \quad Y_1 = \sqrt{1 - \frac{3 \cdot (-X_1)^2}{4}} - \frac{(-X_1)}{2}$$

$$X_2 = \frac{D_{etapa-final-i} \cdot W \cdot F_{Flot\ Inf}}{Grado \cdot A_r}; \quad Y_2 = \sqrt{1 - \frac{3 \cdot (-X_2)^2}{4}} - \frac{(-X_2)}{2} \quad \text{Ec. 3.8}$$

Donde:

$D_{etapa-final-i}$ [pie]. Profundidad.

W [^{lb}/pie]. Peso de TR.

Grado. Grado de tubería [^{lb}/pg²].

F_{Flot} Factor de flotación.

Área Transversal [pg²].

III.4.2.2 DISEÑO POR PRESIÓN DE COLAPSO

Cuando la tubería de revestimiento está expuesta a una presión externa mucho mayor que la interna se dice que la tubería está expuesta a una presión de colapso. El esfuerzo de colapso es primordialmente una función del esfuerzo de cedencia del material, de la relación que hay entre el espesor y el diámetro externo (D/t), conocida como relación de esbeltez y de su esfericidad.

Puede definirse como la fuerza mecánica capaz de deformar un tubo por el efecto resultante de las presiones externas. La Presión de Colapso debe ser calculada considerando la carga máxima que podría presentarse en el espacio anular, para esto se considera la densidad de lodo máxima que en la etapa se utilizará.

a) Línea de Carga máxima por Presión de Colapso

La carga por colapso para la tubería de revestimiento intermedia es ejercida por el fluido en el espacio anular, y se considera a la densidad del lodo máxima a utilizar en la perforación del intervalo, que es generalmente cuando se procede a bajar la sarta de la

tubería de revestimiento. El perfil de presión que genera esta columna de lodo es la carga máxima de colapso.

Se considera a la tubería completamente vacía para que de esta manera asegurar que la misma al ser introducida no cause problemas. (Línea azul).

$$PC = \rho_{form} \cdot g \cdot h \quad \text{Ec.3.9}$$

La Presión de Respaldo se calcula considerando la densidad de la formación a lo largo de la etapa con la ecuación conocida. (Línea Rosa).

$$PR = \rho_{form} \cdot g \cdot h \quad \text{Ec. 3.10}$$

b) Línea de carga resultante

La máxima carga de colapso ocurrirá cuando se presente una pérdida de circulación, y el nivel del lodo en el interior de la tubería de revestimiento disminuya, quedando vacía.

Por otro lado, es poco probable que la presión hidrostática ejercida en la zapata de la tubería de revestimiento intermedia por la reducción de la columna, sea menor que la ejercida por una columna llena de agua salada, por lo tanto, al restar a la línea de carga máxima de colapso este respaldo, se obtiene una línea de carga de colapso resultante.

La presión Interna se calcula restando la Presión de Superficie y de Respaldo (Línea Verde).

$$PI = PS - PR \quad \text{Ec.3.11}$$

c) Línea de Diseño a la Presión de Colapso

Aplicando un factor de diseño de 1.125 para el colapso, resulta en la línea de diseño por presión de colapso.

Es necesario por cuestiones de seguridad aumentar la Presión de Colapso obtenida a fin de minimizar riesgos, en este caso el factor de seguridad del programa es 1.125, es

decir, se tendrá que multiplicar cada valor obtenido de PC por el factor de seguridad para obtener la línea resultante la cual deberemos respetar para asentar la TR. (Línea roja).

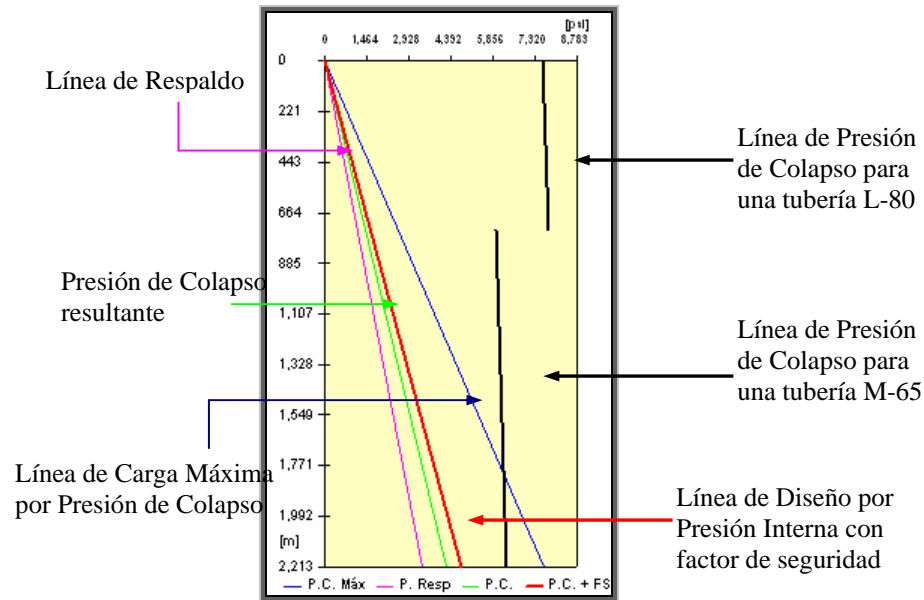


Fig. 3.10 Diseño por Presión de Colapso en una TR Intermedia de 6 ⁵/₈''.

Una vez obtenida la gráfica de Presión de Colapso con el factor de seguridad se procede a ingresar la TR deseada (Línea Negra). Para la figura 3.10 se introdujo una L-80 de 28 [lb/pie] cuya resistencia al colapso es de 8,170 [lb/pg²]; y una M-65 de 24 [lb/pie] capaz de soportar una presión de colapso de 5,080 [lb/pg²]. El desfase de valores en la gráfica corresponde a que el valor de Presión de Colapso nominal de la TR es corregido por esfuerzos biaxiales, para los cuales se utiliza las ecuaciones 3.12 y 3.13; (X_{1-2}) cuyo resultado (Y_{1-2}) deberá ser multiplicado por los valores nominales de PC de la TR.

$$Fflot_{Sup} = 1 - \frac{D_{etapa-inicial-i}}{7.85}; \quad Fflot_{Inf} = 1 - \frac{D_{etapa-final-i}}{7.85} \quad \text{Ec. 3.12}$$

$$X_1 = \frac{D_{etapa-inicial-i} \cdot W \cdot Fflot_{Sup}}{Grado \cdot A_T}; \quad Y_1 = \sqrt{1 - \frac{3 \cdot (X_1)^2}{4}} - \frac{X_1}{2} \quad \text{Ec.3.13}$$

$$X_2 = \frac{D_{etapa-final-i} \cdot W \cdot Fflot_{Inf}}{Grado \cdot A_T}; \quad Y_2 = \sqrt{1 - \frac{3 \cdot (X_2)^2}{4}} - \frac{X_2}{2}$$

Donde:

$D_{etapa-final-i}$ [pie]. Profundidad.

W [lb/pie]. Peso de TR.

Grado. Grado de tubería [$\frac{lb}{pg^2}$].

F_{Flot} Factor de flotación.

Área Transversal [pg^2].

Finalmente, se compara la resistencia a la presión de colapso de cada sección de tubería, seleccionada previamente en el diseño por presión interna, con la línea de diseño al colapso verificando que estas resistencias no intersequen la línea de diseño por presión de colapso, es decir que las resistencias de las tuberías seleccionadas sean mayores que los valores proyectados por la línea de diseño. En caso de que no se cumpla esta condición de carga por presión de colapso, se seleccionan tuberías de mayor capacidad, las cuales ahora se vuelven a verificar para la carga por presión interna.

III.4.3 CONSIDERACIONES ESPECIALES

Los pasos mencionados anteriormente son para una TR Intermedia, hay consideraciones adicionales para TR's superficial y de explotación.

III.4.3.1 TR SUPERFICIAL

Para determinar la línea de diseño a la presión interna se deben considerar los siguientes puntos:

- Para el control de un brote se procede con circulación normal, y al gas metano como fluido invasor.
- En el punto crítico del brote, toda la tubería se considera llena de gas.
- El respaldo será la presión de formación normal del área.
- El efecto del cemento se considera despreciable.

Para el diseño por Presión de Colapso se toman en cuenta las siguientes consideraciones:

- Se considera una pérdida de circulación, quedando la columna del fluido de perforación a una profundidad equivalente a la zapata de la TR superficial.

La línea de diseño se construirá aplicando el factor de diseño correspondiente, de la misma manera que para la tubería intermedia.

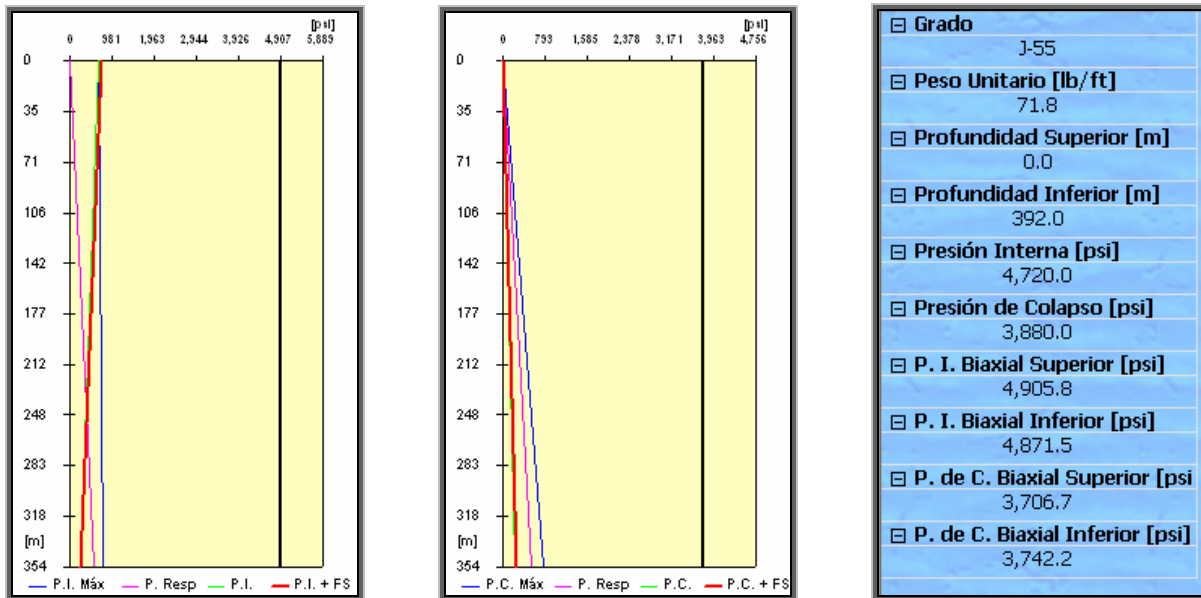


Fig. 3.11 Gráficas de Presión Interna y Presión de Colapso de una TR Superficial de 11 ⁷/₈".

Si bien las condiciones de diseño son críticas para esta tubería, como suele ser una tubería de poca longitud y diámetro amplio, generalmente encontraremos tuberías ligeras que cubran toda la profundidad, en la figura 3.11 se muestran las gráficas de diseño para Presión Interna y Presión de Colapso para una TR Superficial que se asienta a 392 metros de 11 ⁷/₈", etapa para la cual, el programa coloca la segunda tubería más ligera disponible, una J-80, de 71.8 [^{lb}/_{pie}] de peso nominal (para cualquier diámetro, la tubería más ligera disponible es la H-40, pero es una tubería que en el campo ya no se utiliza) y vemos que dicha tubería queda sumamente sobrada en este diseño.

III.4.3.2 TR INTERMEDIA TIPO LINER

En caso de incluir en el programa del pozo una TR Intermedia Tipo Liner, el diseño se modificará solamente en el análisis a la Presión Interna. Como la presión de inyección y el peso del lodo serán mayores en la siguiente etapa, después del liner, estos valores deberán utilizarse para el diseño de la tubería de revestimiento intermedia, así como para el diseño del propio liner. Es decir, la línea de diseño a la presión interna se empleará para diseñar la tubería de revestimiento intermedia previa y el liner.

III.4.3.3 TR DE EXPLOTACIÓN

La presión interna a la que estarán sujetas las tuberías de revestimiento de explotación será la máxima que se espera tener en la perforación, terminación y producción del pozo. Esta presión puede originarse por un descontrol o control del pozo o por tratamiento que se realicen al mismo. Para el diseño a presión interna, se deberá considerar la máxima presión actuante dentro de la tubería, con el respaldo por la presión de formación y la resultante multiplicada por el factor de diseño.

Dentro de la clasificación de tuberías de revestimiento, ésta es quizá la única que podría quedar totalmente vacía, debido a un desplazamiento total del fluido del pozo sin ninguna aportación o la declinación del yacimiento.

Para el diseño al colapso, la tubería deberá considerarse totalmente vacía y actuando en el espacio anular la suma de la presión hidrostática de los fluidos contenido; multiplicados por el factor de diseño.

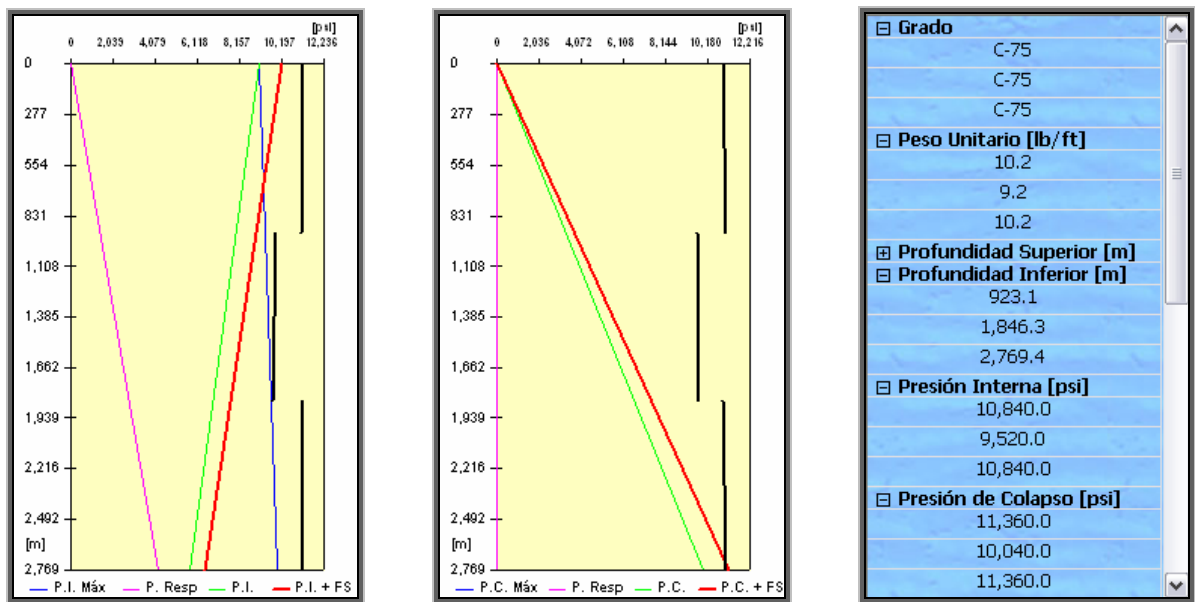


Fig. 3.12 Gráficas de Diseño de TR de Explotación de 3 1/2" e las tuberías seleccionadas.

Observamos que en el diseño por colapso, la presión de respaldo es cero (la línea rosa está pegada al eje), por lo que la línea de diseño es mucho más grande a mayor profundidad. Aquí el programa entregó un diseño con tres tuberías, en el cuadro de información se muestran los datos de las mismas, vemos que las tres tienen el mismo grado C-75, y la primer y la tercer

tubería son, en realidad, la misma - peso unitario de 10.2 [lb/pie] -, teniendo una intercalación de otra, se podría pensar que el mejor diseño sería correr una sola tubería, la C-75 de 10.2 [lb/pie], pero al tener mayor libraje, implica más cantidad de acero, por lo que es una tubería más cara, por eso este diseño con 900 metros de una C-75 de 9.2 [lb/pie] es óptimo, aunque el usuario podrá modificarlo a sus necesidades, o simplemente para observar los cambios.

III.4.4 PRONTUARIO

El ingeniero de perforación tiene a su alcance varios catálogos de tuberías para seleccionar; para facilitar la Ingeniería de Diseño, el API estandarizó todos los tipos de tubería (de revestimiento, de producción, de perforación y de línea), por lo que todos los prontuarios cuentan con las mismas características y la misma información. Para facilitar el manejo de esta aplicación y no depender de contar con un prontuario, se ha incluido uno con todos los datos y características de uno normal. Al dar clic en el botón de “Ingresar TR” (fig. 3.8) para la etapa de trabajo, aparecerá una ventana como la mostrada en la figura 3.13.

Prontuario TR

Etapa y diámetro de trabajo: **Etapa 4 - 3 1/2 [in]**

Tuberías disponibles para este diámetro, para cada Grado: Peso Nominal, Espesor e información de: Presión Interna, Colapso, y Tensión.

Botón para regresar a la pantalla principal

Para eliminar una de las TR's del diseño aquí se selecciona

W [lb/ft]	t [in]	H-40	J-55	C-75	N-80	P-105
PRESIÓN INTERNA [psi]						
7.70	0.432	4,320	5,940	8,100	8,640	
9.20	0.508	5,080	6,980	9,520	10,160	13,330
10.20	0.578	5,780	7,950	10,840	11,560	
12.70	0.750				15,000	19,690

W [lb/ft]	t [in]	COLAPSO [psi]				
7.70	0.432	4,630	5,970	7,540	7,870	
9.20	0.508	5,380	7,400	10,040	10,530	13,050
10.20	0.578	6,060	8,330	11,360	12,120	
12.70	0.750				15,310	20,090

W [lb/ft]	t [in]	TENSIÓN [1000 lb]				
7.70	0.432	65	89	122	130	
9.20	0.508	80	109	149	159	209
10.20	0.578	93	127	174	185	

Grado	W [lb/ft]	P. Int. [psi]	P. Col. [psi]	Tensión [lb]	Drift [in]
N-80	10.2	11,560.0	12,120.0	185,000.0	2.344

Datos de las tuberías involucradas en el diseño:

Grado	Intervalo	P. Int. [psi]	P. Col. [psi]	Tensión [lb]	Costo/[m]
C-75	0.0[m] - 923.1[m]	10,840.0	11,360.0	149,000.0	
C-75	923.1[m] - 1,846.3[m]	9,520.0	10,040.0	149,000.0	
C-75	1,846.3[m] - 2,769.4[m]	10,840.0	11,360.0	174,000.0	

Fig. 3.13 Prontuario para 3 1/2"

En función del diámetro en el que se esté trabajando, estará la disponibilidad de grados para las tuberías así como de pesos nominales, por ejemplo, para el diámetro de 3 1/2", únicamente hay 5 grados y 4 pesos nominales (no hay todos los pesos nominales para todos los grados), dando un total de 15 tuberías disponibles, mientras que, por ejemplo, para un diámetro de 6 5/8" (figura 3.14) hay 18 grados diferentes, algunos de ellos son especiales, los grados convencionales son: H-40, J-55, K-55, M-65, L-80, N-80, C-90, C-95, T-95, P-110 y Q-125, las especiales son: TAC-80, TAC-95, TAC-110 y TAC-140.

Etapa 3 - 6 5/8 [in]

	H-40	J-55	K-55	M-65	L-80	N-80	C-90	C-95	T-95	P-110
W [lb/ft]	0.288	3,040	4,180	4,180	4,940	7,440	7,440	8,370	8,830	10,460
t [in]	0.352	5,110	5,110	6,040	7,440	8,810	8,810	9,910	10,460	12,130
28.00	0.417			7,160	10,040	10,040	11,290	11,920	11,920	13,130
32.00	0.475									

COLAPSO [psi]

W [lb/ft]	t [in]	H-40	J-55	K-55	M-65	L-80	N-80	C-90	C-95	T-95	P-110
20.00	0.288	2,520	2,970	2,970	3,190	5,760	5,760	6,140	6,310	6,310	6,700
24.00	0.352	4,560	4,560	5,080	5,080	8,170	8,170	8,880	9,220	9,220	10,000
28.00	0.417			7,010	7,010	10,320	10,320	11,330	11,820	11,820	13,130
32.00	0.475										

TENSIÓN [1000 lb]

Grado	W [lb/ft]	P. Int. [psi]	P. Col. [psi]	Tensión [lb]	Drit [in]
L-80	32.0	10,040.0	10,320.0	734,000.0	5.075

Diseño de TR

¿Deseas asentar la Tercera TR de 883.4 [m] a 2,312.2 [m]?

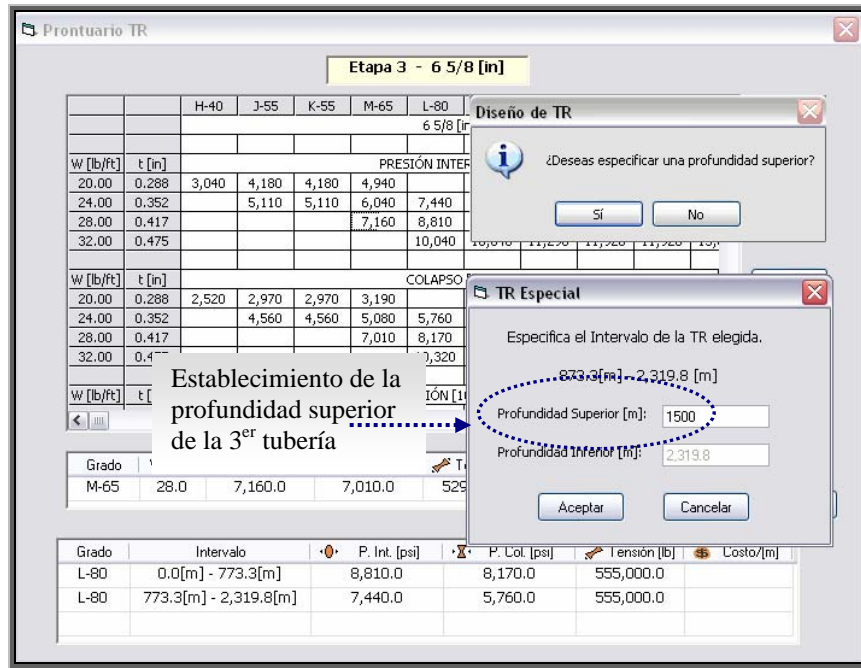
Sí No

Fig. 3.14 Prontuario para un diámetro de 6 5/8".

Si se quisiera agregar alguna tubería en la etapa, lo primero que hay que hacer es seleccionarla, y darle clic en el botón de agregar, aparecerá una ventana en la que se pregunta si se desea incluir dicha tubería; de manera predeterminada, si el programa estableciera un arreglo de 3 tuberías por etapa, la longitud de cada una de éstas sería de la tercera parte de la longitud total, de la misma manera, la longitud mínima de una tubería por etapa será de 100 metros para facilitar el manejo de las lingadas, aunque dicha longitud, se podrá modificar.

Al seleccionar la tercer tubería, el programa recorrerá la tubería previa a una longitud de 100 metros, y preguntará si desea que a partir de ese punto se corra la tercer tubería, para

dar una longitud mayor a la segunda tubería se selecciona el “no” en la ventana previa para cambiar dicha longitud, aparecerá una ventana adicional para establecer la profundidad superior de esta tubería.

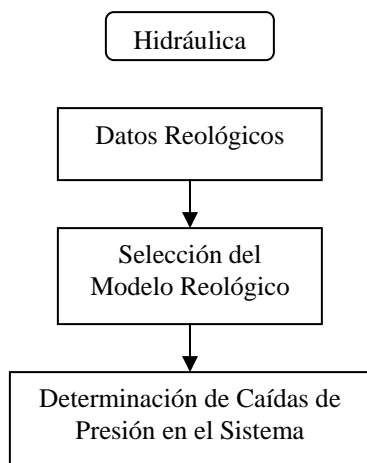


Una vez que se ha modificado el arreglo de tuberías para una etapa y se regresa a la ventana principal, y se haga esto para cada etapa, se podrá considerar que esta parte del diseño ha sido terminada, quedando únicamente por revisar la hidráulica de la perforación.

IV. HIDRÁULICA DE LA PERFORACIÓN

El objetivo de la aplicación al tomar en cuenta la hidráulica es determinar las caídas de presión que se generan al perforar cada etapa en función de las condiciones que se determinaron previamente en el asentamiento de TR's y Presión interna y colapso, así como de los siguientes elementos que podrán ser modificados en cada etapa:

- Barrena: Diámetro de la misma y toberas o área de flujo.
- Reología: Selección del modelo reológico.
- ΔP : Diámetro interno y externo de TP y lastrabarrenas.
- Longitud de Lastrabarrenas.
- Gasto de bomba por etapa.



Para determinar las caídas de presión para cada etapa es necesario tomar en cuenta algunas variables que tienen efecto sobre las mismas por etapa.

En el diagrama se muestra la forma de determinar las caídas de presión para cada etapa.

Dentro de las caídas de presión del sistema es necesario tomar en cuenta las partes de la etapa que lo conforman como lo son:

- Conexiones superficiales.
- Tubería de perforación.
- Lastrabarrenas.
- Barrena.
- Secciones dentro del agujero.
- Secciones dentro de las TR's.

El cálculo de las caídas de presión está en función de los modelos reológicos, y por tanto de los datos reológicos del fluido de perforación.

En la primera sección de *Hidráulica* de la aplicación cinco características pueden ser visualizadas: Tipo de TR, Barrena, Reología, ΔP (Caídas de Presión), Potencia de Bomba. Así mismo sólo Barrena, Reología y ΔP pueden ser modificables en alguna de sus características.

Tipo de TR	Barrena [in]	Reología	ΔP [kg/cm ²]	Pot. Bomba [HP]
Superficial	10 1/2 [in]	Plástico de Bingham	90.40	300.02
Intermedia	8 3/4 [in]	Plástico de Bingham	86.31	214.83
Explotación	6 [in]	Plástico de Bingham	143.41	285.57

Fig. 4.1 Ventana principal de Hidráulica.

Cada renglón de la ventana debe entenderse como sigue:

Para el *Tipo de TR Superficial* se podrá perforar con una barrena de 13 1/4 [in] con un modelo reológico *Plástico de Bingham* teniendo una ΔP de 77.31 kg/cm², por tanto la *Potencia de Bomba* requerida para perforar la etapa será de 256.57 [HP].

Para cada una de las opciones modificables en la sección de Hidráulica existe un cuadro de Opciones que desplegará las características que podrán ser cambiadas por etapa.

IV.1 MODELOS REOLÓGICOS

IV.1.1 PLÁSTICO DE BINGHAM

Los fluidos plásticos como los bentoníticos, bentoníticos densificados y emulsiones inversas tienen valores de esfuerzo de corte que varían linealmente con la velocidad de corte, pero distinta a los newtonianos, ya que se les tiene que imprimir una fuerza para impartirles movimiento. A tal fuerza se le conoce como punto de cedencia τ_y .

Así mismo, estos fluidos se caracterizan por la viscosidad plástica μ_p , la cual resulta de la relación del esfuerzo de corte y del incremento de la velocidad de corte, es decir, la pendiente de la curva al graficar el esfuerzo de cedencia τ_y contra la velocidad de corte γ .

El modelo matemático que representa el modelo es $\tau = \tau_o + \mu_p \cdot \gamma$ Ec. 4.1

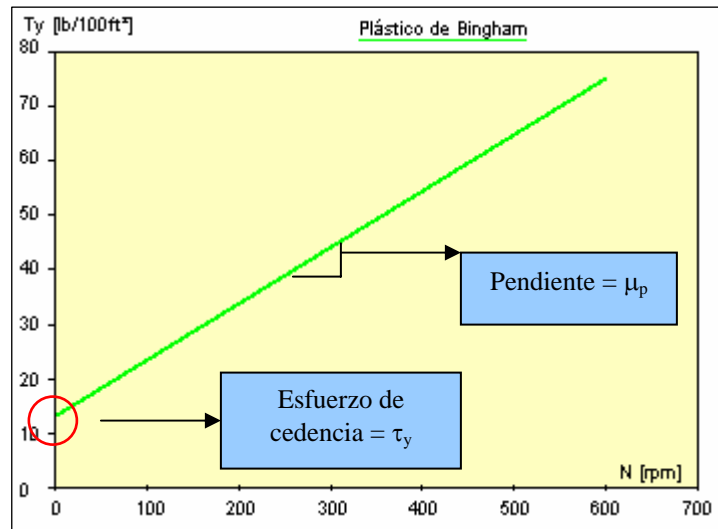


Fig. 4.2 Reograma teórico de Plástico de Bingham.

Para este modelo la aplicación puede calcular los parámetros reológicos del flujo como esfuerzo de cedencia τ_y y viscosidad plástica μ_p .

$$\mu_p = \theta_{600} - \theta_{300}; \quad \text{Ec. 4.2}$$

$$\tau_y = \theta_{300} - \mu_p \quad \text{Ec. 4.3}$$

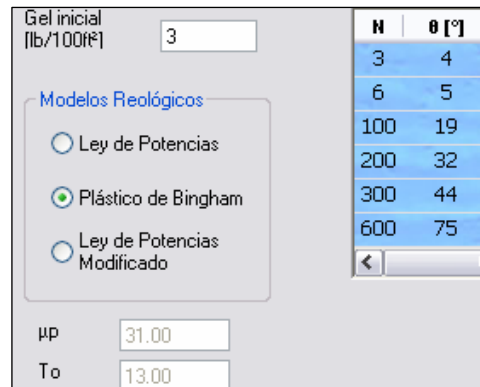


Fig. 4.3 Visualización en aplicación del modelo Plástico de Bingham.

Los parámetros reológicos pueden ser apreciados en la aplicación en la parte de opciones de Reología.

Utilizando las ecuaciones 4.2 y 4.3 para datos reológicos convencionales nos arroja los siguientes resultados: $\mu_p = 75 - 44 = 31 [cP]$ $\tau_o = 44 - 31 = 13 [lb/100ft^2]$

IV.1.2 LEY DE POTENCIAS

Los fluidos pseudo-plásticos como las salmueras con polímero, al igual que los fluidos newtonianos fluyen al aplicarles cualquier esfuerzo de corte, más son diferentes el uno del otro, ya que en los pseudo-plásticos el esfuerzo de corte no es proporcional a la velocidad de corte, más sí a la potencia “ n ”.

El modelo matemático que representa el modelo es $\tau = k \cdot \gamma^n$ Ec. 4.4

Donde k es el índice de consistencia de flujo laminar en $lb \cdot s^n/100ft^2$ y n es el índice de comportamiento de flujo laminar, adimensional. Para fluidos newtonianos $n = 1$, para fluidos plásticos y pseudo-plásticos varía de 0.7 a 0.9.

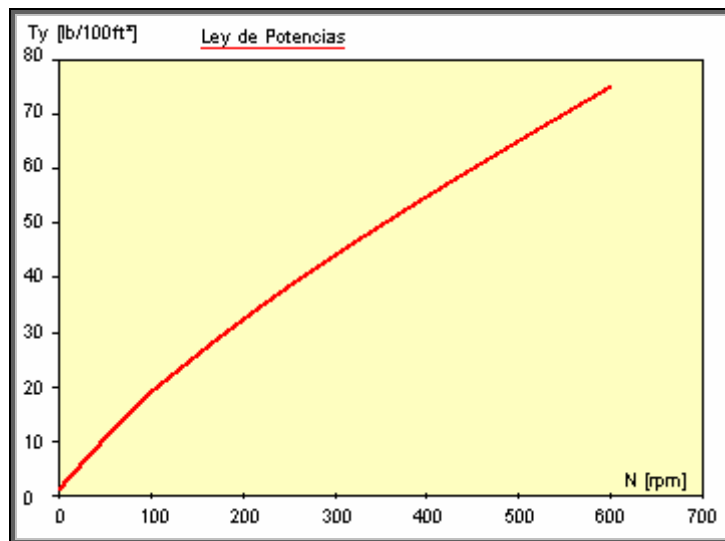


Fig. 4.4 Reograma teórico de Ley de Potencias

Para este modelo la aplicación puede calcular los parámetros reológicos del flujo como el índice de consistencia k y el índice de comportamiento de flujo laminar n .

$$n = 3.32 \cdot \log\left(\frac{\theta_{600}}{\theta_{300}}\right) \quad \text{Ec. 4.5}$$

$$k = \frac{\theta_{600}}{1022^n} \quad \text{Ec. 4.6}$$



Fig. 4.5 Visualización en aplicación del modelo Ley de Potencias.

Los parámetros reológicos pueden ser apreciados en la aplicación en la parte de opciones de Reología.

Utilizando las ecuaciones 4.5 y 4.6 para datos reológicos convencionales nos arroja los siguientes resultados:

$$n = 3.32 \cdot \log\left(\frac{75}{44}\right) = 0.7689 \quad k = \frac{75}{1022^{0.7689}} = 0.3639$$

Este modelo proporciona en el campo valores más cercanos de caídas de presión a los reales, más es empleado principalmente para fluidos pseudo-plásticos (polímeros).

IV.1.3 LEY DE POTENCIAS MODIFICADO

Este modelo es un poco más complicado que los anteriores, sin embargo es el que se aproxima más al verdadero comportamiento de los fluidos de control más usuales.

La principal diferencia entre éste método y en de Ley de Potencias radica en que para Ley de Potencias Modificado sí existe un esfuerzo de cedencia inicial que por lo general casi todos los fluidos de control presentan

El modelo matemático que representa el modelo es $\tau = \tau_o + k \cdot \gamma^n$ Ec. 4.7

Donde n , al igual que en Ley de Potencias es una medida de la capacidad de disminución del esfuerzo de corte del fluido y k es una medida de cantidad de sólidos

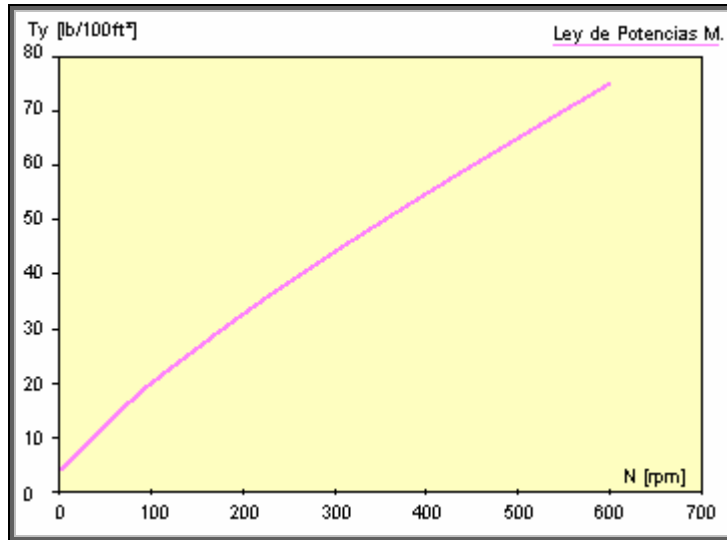


Fig. 4.6 Reograma teórico de Ley de Potencias Modificado.

Para este modelo la aplicación puede calcular los parámetros reológicos del flujo como el índice de consistencia k y el índice de comportamiento de flujo laminar n .

$$n = 3.32 \cdot \log \left(\frac{\theta_{600} - \tau_y}{\theta_{300} - \tau_y} \right) \quad \text{Ec. 4.8}$$

$$k = \frac{\theta_{600} - \tau_y}{1022^n} \quad \text{Ec. 4.9}$$



Fig. 4.7 Visualización en aplicación del modelo Ley de Potencias.

Los parámetros reológicos pueden ser apreciados en la aplicación en la parte de opciones de Reología.

Utilizando las ecuaciones 4.8 y 4.9 para datos reológicos convencionales nos arroja los siguientes resultados:

$$n = 3.32 \cdot \log\left(\frac{75-3}{44-3}\right) = 0.812 \qquad k = \frac{75-3}{1022^{0.812}} = 0.259$$

Este modelo proporciona en el campo valores más cercanos de caídas de presión a los reales, más es empleado principalmente para fluidos pseudo-plásticos (polímeros).

IV.1.4 MODELOS REOLÓGICOS EN APLICACIÓN

Dentro de las opciones de reología las características modificables por etapa son el ingreso de información reológica del fluido de control y el modelo reológico aplicable a la etapa.

El modelo reológico puede ser modificado en cualquier momento al seleccionarlo del recuadro.

Tipo de TR	Barrena [in]	Reología	ΔP [kg/cm ²]	Pot. Bomba [HP]
Superficial	10 1/2 [in]	Plástico de Bingham	90.40	300.02
Intermedia	8 3/4 [in]	Plástico de Bingham	86.31	214.83
Explotación	6 [in]	Ley de Potencias Plástico de Bingham Ley de Potencias Mod.	3.41	285.57

Fig. 4.8 Ventana principal de Hidráulica con modelos reológicos desplegados.

Inicialmente la aplicación ingresa valores reológicos del fluido convencionales por etapa, estos podrán ser modificados en *Opciones de Reología*.

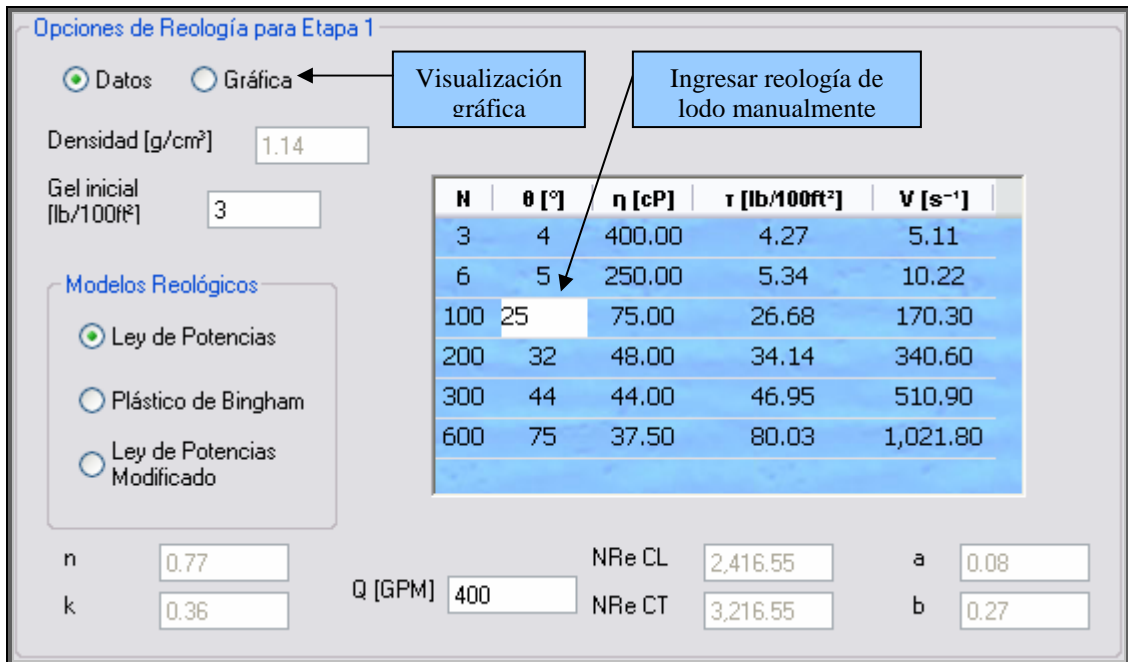
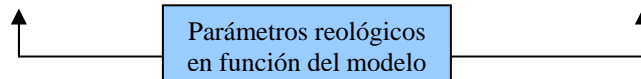


Fig. 4.9 Ventana de Opciones de Reología.



Se puede obtener la visualización gráfica entre el esfuerzo y la velocidad de corte para los diferentes modelos reológicos al activar la opción *Gráfica*.

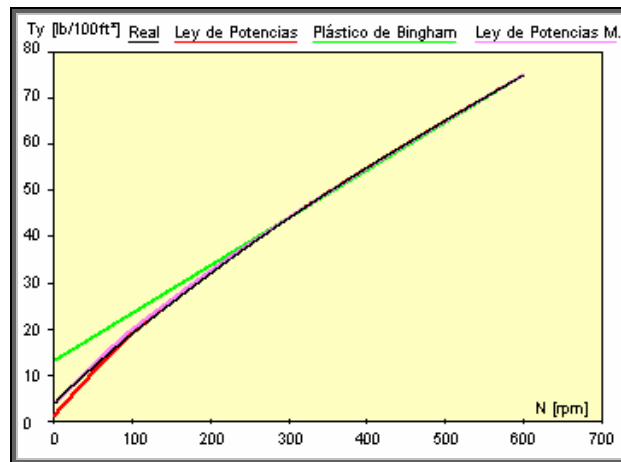


Fig. 4.10 Representación gráfica de Modelos Reológicos.

A partir de la figura anterior será posible determinar el modelo reológico a utilizar al comparar los valores calculados de τ_y para cada método con los valores de τ_y reales.

IV.2 BARRENAS

IV.2.1 DIÁMETRO DE BARRENA

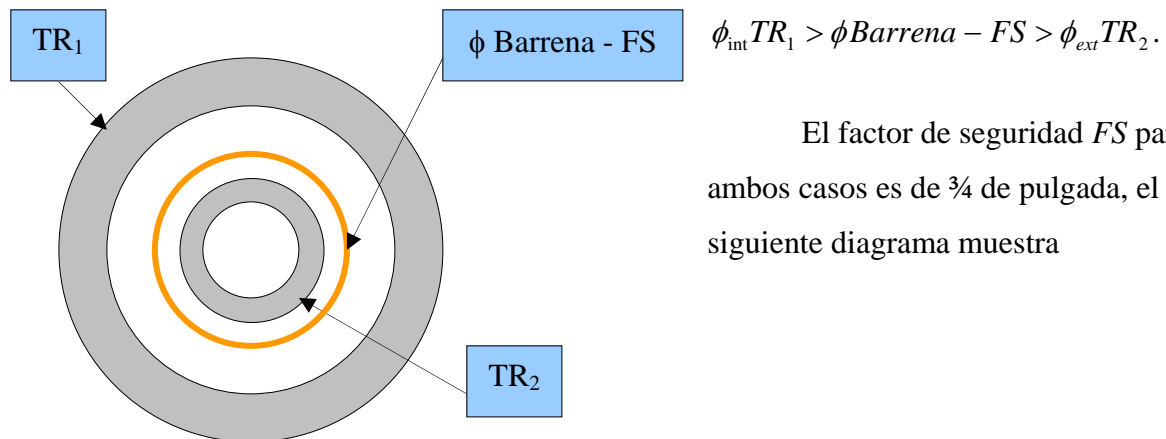
La aplicación muestra para cada etapa un diámetro de barrena sugerido, éste puede ser modificado en cualquier momento al seleccionarlo de la Ventana de Hidráulica.

][Tipo de TR	🔥 Barrena [in]	📊 Reología	ΔP [kg/cm ²]	Pot. Bomba [HP]
Superficial	10 1/2 [in]	Plástico de Bingham	90.40	300.02
Intermedia	8 3/4 [in] ▼	Plástico de Bingham	86.31	214.83
Explotación	7 1/2 [in]	Plástico de Bingham	143.41	285.57
	7 5/8 [in]			
	7 7/8 [in]			
	8 1/4 [in]			
	8 3/8 [in]			
	8 1/2 [in]			
	8 3/4 [in]			

Fig. 4.8 Ventana principal de Hidráulica con barrenas desplegadas.

En función de la etapa en que nos encontremos, el desplegado de barrenas mostrará las que se encuentren disponibles en función del espacio con que se cuente en ese punto. Para la primera etapa, ya que no tenemos una TR previa la selección de barrena se hace al hacer un barrido en el prontuario de barrenas y de la TR que se quiere asentar en la etapa, tal barrena deberá cumplir con la siguiente condición: $\phi_{Barrena} - FS > \phi_{ext} TR_1$.

Para las etapas en las que se cuente con una TR previa se realiza el mismo barrido en el prontuario de barrenas, sólo que ahora deberá de cumplir con otra condición:



esquemáticamente la selección de barrena.

Fig. 4.9 Diagrama de selección de barrena.

IV.2.2 ÁREA DE FLUJO TOTAL

La aplicación puede aceptar hasta un máximo de 7 toberas por etapa, teniendo la posibilidad de que el usuario pueda ingresar los diámetros de las mismas en 32vos de pulgada.

El procedimiento de cálculo del área de flujo se describe a continuación:

$$A_{ft} = A_{t1} + A_{t2} + \dots + A_{t7}$$

Para el caso mostrado:

$$A_{ft} = \frac{\pi \cdot \phi_{t1}^2}{4} + \frac{\pi \cdot \phi_{t2}^2}{4} + \dots + \frac{\pi \cdot \phi_{t7}^2}{4} = \frac{\pi \cdot (13/32)^2}{4} + \frac{\pi \cdot (13/32)^2}{4} + \frac{\pi \cdot (13/32)^2}{4} = 0.3888 \text{ [in}^2\text{]}$$

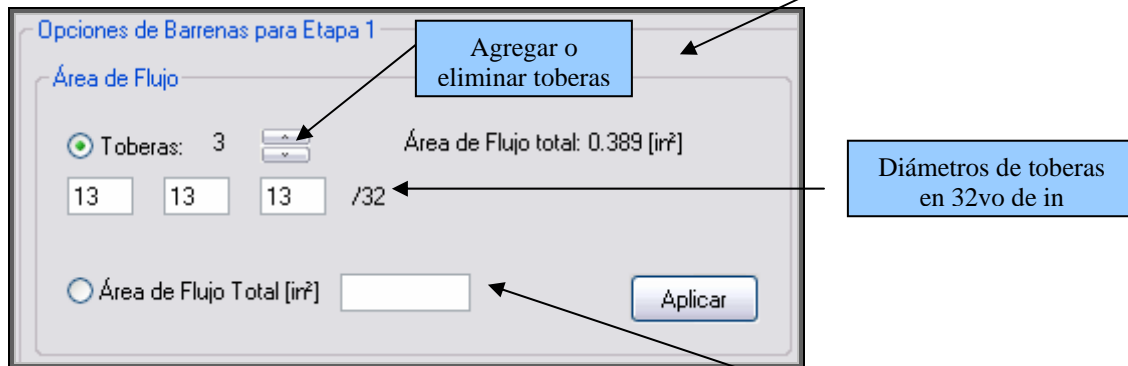


Fig. 4.10a Ventana de Opciones de Barrena.

Otra de las opciones que se tiene es ingresar el área de flujo al seleccionarlo del botón de opción.

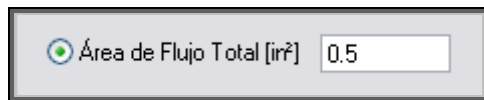


Fig. 4.10b Ingreso manual de área de flujo.

Al momento de haber seleccionado esta opción automáticamente queda deshabilitado la opción de toberas para la etapa.

Las características modificadas en la sección de *Opciones de Barrena* siempre deberán de cargarse al hacer clic en el botón “Aplicar”

IV.3 CAÍDAS DE PRESIÓN

El cálculo de las caídas de presión para los diferentes modelos dependerá de la sección en donde se pretenda evaluar.

- Conexiones superficiales.
- Tubería de perforación.
- Lastrabarrenas.
- Barrena.
- Secciones dentro del agujero.
- Secciones dentro de las TR's.

Las ecuaciones para cálculo de ΔP relativas a cada método reológico deberán de ser aplicadas a dichas secciones.

IV.3.1 CAÍDAS DE PRESIÓN EN PLÁSTICO DE BINGHAM

Se seleccionarán dos puntos dentro del sistema para ejemplificar las ecuaciones como Tubería de Perforación y Lastrabarrenas –Agujero.

- Para los parámetros reológicos convencionales se obtuvo con las ecuaciones 4.2 y 4.3 la viscosidad plástica y el esfuerzo de cedencia obteniendo los siguientes valores.

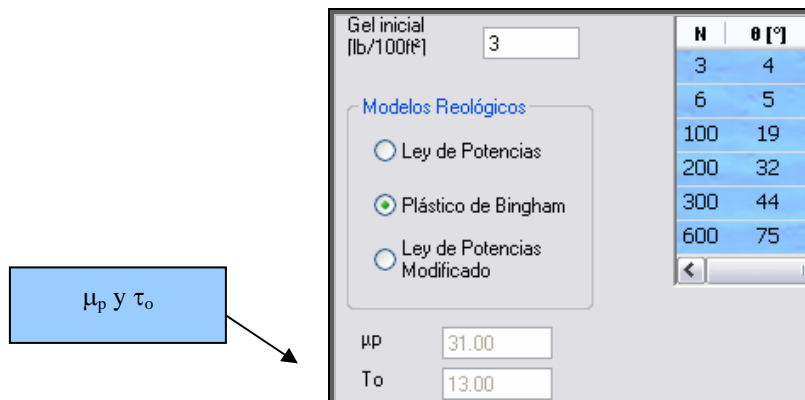


Fig. 4.11 Visualización en aplicación del modelo Plástico de Bingham.

- Obtención de la velocidad de flujo para interior de tubería y para espacio anular.

- Cálculo de la Velocidad de flujo.

$$\text{Interior de tubería. } V = \frac{77 \cdot Q}{\pi \cdot D^2} \quad \text{Ec. 4.10}$$

$$\text{Espacio anular. } V = \frac{77 \cdot Q}{\pi \cdot (D_1^2 - D_2^2)} \quad \text{Ec. 4.11}$$

Cálculo de la Velocidad de flujo para TP y Lastrabarreras - Agujero.

$$\text{Interior de tubería. } V = \frac{77 \cdot 400}{\pi \cdot 5.965^2} = 275.537 \left[\frac{\text{ft}}{\text{min}} \right]$$

$$\text{Espacio anular. } V = \frac{77 \cdot 400}{\pi \cdot (10.5^2 - 9.25^2)} = 397.12 \left[\frac{\text{ft}}{\text{min}} \right]$$

- Obtención de la velocidad de flujo crítica para interior de tubería y espacio anular

Cálculo de la Velocidad de flujo crítica.

$$\text{Interior de tubería. } V_c = \frac{7.75 \cdot \mu_p + 7.75 \cdot \sqrt{\mu_p^2 + 109.83 \cdot \rho \cdot D^2 \cdot \tau_y}}{\rho \cdot D} \quad \text{Ec. 4.12}$$

$$\text{Espacio anular. } V_c = \frac{7.75 \cdot \mu_p + 7.75 \cdot \sqrt{\mu_p^2 + 109.83 \cdot \rho \cdot (D_1^2 - D_2^2) \cdot \tau_y}}{\rho \cdot (D_1 - D_2)} \quad \text{Ec. 4.13}$$

Cálculo de la Velocidad de flujo para TP y Lastrabarreras - Agujero.

$$\text{Interior de tubería. } V_c = \frac{7.75 \cdot 31 + 7.75 \cdot \sqrt{31^2 + 109.83 \cdot 1.104 \cdot 5.965^2 \cdot 13}}{1.104 \cdot 5.965}$$

$$V_c = 317.57 \left[\frac{\text{ft}}{\text{min}} \right]$$

$$\text{Espacio anular. } V_c = \frac{7.75 \cdot 31 + 7.75 \cdot \sqrt{31^2 + 109.83 \cdot 1.104 \cdot (10.5^2 - 9.25^2) \cdot 13}}{1.104 \cdot (10.5 - 9.25)}$$

$$V_c = 1295.53 \left[\frac{\text{ft}}{\text{min}} \right]$$

En la figura 4.12 se puede apreciar que los valores de V y V_c calculados anteriormente para las secciones seleccionadas corresponden a los valores mostrados por la aplicación

SECCIÓN	Da [in]	De [in]	Di [in]	V [ft/min]	Vc [ft/min]
Conexiones Sup.			3.826	669.75	341.33
T. de Perforación		6 5/8 [in]	5.965	275.54	317.57
Lastrabarreras		9 1/4 [in]	2 1/2 [in]	1,568.63	379.03
Barrena					
LB - Agujero	10.5	9.25		397.12	1,295.53
TP - Agujero	10.5	6.625		147.74	644.75

Fig. 4.12 Visualización de cálculo de ΔP del modelo Plástico de Bingham.

- Para Plástico de Bingham el régimen de flujo es obtenido de la siguiente forma: Flujo Laminar $V < V_c$, Flujo Turbulento $V \geq V_c$.

Ya que para ambas secciones $V < V_c$ el régimen de Flujo es Laminar. Es importante determinar el régimen de flujo, ya que de este dependerán las ecuaciones que serán utilizadas para calcular las caídas de presión, de ahí su importancia.

Para régimen laminar el cálculo de las ΔP es directo y para las secciones seleccionadas se obtiene con las siguientes ecuaciones:

Cálculo de ΔP :

$$\text{Interior de tubería. } \Delta P = \frac{V \cdot \mu_p \cdot L}{389081 \cdot D^2} + \frac{\tau_y \cdot L}{913 \cdot D} \quad \text{Ec. 4.14}$$

$$\text{Espacio anular. } \Delta P = \frac{V \cdot \mu_p \cdot L}{259387 \cdot (D_1 - D_2)^2} + \frac{\tau_y \cdot L}{812.6 \cdot (D_1 - D_2)} \quad \text{Ec. 4.15}$$

Cálculo de ΔP para TP y Lastrabarrenas - Agujero.

$$\text{Interior de tubería. } \Delta P = \frac{275.54 \cdot 31 \cdot 434.35}{389081 \cdot 5.965^2} + \frac{13 \cdot 434.35}{913 \cdot 5.965} = 1.30 \left[\frac{\text{kg}}{\text{cm}^2} \right]$$

$$\text{Espacio anular. } \Delta P = \frac{397.12 \cdot 31 \cdot 110}{259387 \cdot (10.5 - 9.25)^2} + \frac{13 \cdot 110}{812.6 \cdot (10.5 - 9.25)} = 4.75 \left[\frac{\text{kg}}{\text{cm}^2} \right]$$

En la figura 4.13 se puede apreciar que los valores de ΔP calculados anteriormente para las secciones seleccionadas corresponden a los valores mostrados por la aplicación.

SECCIÓN	Da [in]	De [in]	Di [in]	L [m]	ΔP_f [kg/cm ²]
Conexiones Sup.			3.826	103.7	2.11
T. de Perforación		6 5/8 [in]	5.965	434.354	1.30
Lastrabarrenas		9 1/4 [in]	2 1/2 [in]	110	16.84
Barrena					63.10
LB - Agujero	10.5	9.25		110	4.75
TP - Agujero	10.5	6.625		434.354	2.30

Fig. 4.13 Visualización de cálculo de ΔP del modelo Plástico de Bingham.

Para régimen turbulento el cálculo de las ΔP se debe llevar a cabo inicialmente calculando el número de Reynolds para obtener el factor de fricción y finalmente aplicarlo en las ecuaciones respectivas de ΔP para cada sección.

Cálculo de Número de Reynolds.

$$\text{Interior de tubería. } NR = 129 \cdot \left(\frac{D \cdot V \cdot \rho}{\mu_p} \right) \quad \text{Ec. 4.16}$$

$$\text{Espacio anular. } NR = 129 \cdot \left(\frac{(D_1 - D_2) \cdot V \cdot \rho}{\mu_p} \right) \quad \text{Ec. 4.17}$$

$$\text{Cálculo del factor de fricción } f: f = \frac{0.079}{NR^{0.25}} \quad \text{Ec. 4.18}$$

Cálculo de ΔP :

$$\text{Interior de tubería. } \Delta P = \frac{f \cdot \rho \cdot V^2 \cdot L}{48251 \cdot D} \quad \text{Ec. 4.19}$$

$$\text{Espacio anular. } \Delta P = \frac{f \cdot \rho \cdot V^2 \cdot L}{48251 \cdot (D_1 - D_2)} \quad \text{Ec. 4.20}$$

IV.3.2 CAÍDAS DE PRESIÓN EN LEY DE POTENCIAS

- Para los parámetros reológicos convencionales se obtuvo con las ecuaciones 4.5 y 4.6 el índice de consistencia k y el índice de comportamiento de flujo laminar n .

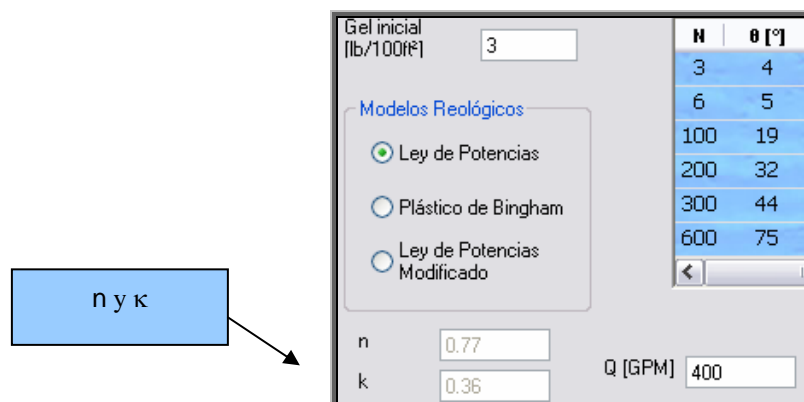


Fig. 4.14 Visualización en aplicación del modelo Ley de Potencias.

- Obtención de la velocidad de flujo para interior de tubería y para espacio anular con las ecuaciones 4.10 y 4.11.

$$\text{Interior de tubería. } V = \frac{77 \cdot 400}{\pi \cdot 5.965^2} = 275.537 \left[\frac{\text{ft}}{\text{min}} \right]$$

$$\text{Espacio anular. } V = \frac{77 \cdot 400}{\pi \cdot (10.5^2 - 9.25^2)} = 397.12 \left[\frac{\text{ft}}{\text{min}} \right]$$

- Obtención del Número de Reynolds para interior de tubería y para espacio anular con las siguientes ecuaciones.

$$\text{Interior de tubería. } NR = \frac{\rho \cdot V^2}{2.319 \cdot k} \cdot \left[\frac{2.5 \cdot D}{V \cdot (3 \cdot n + 1)} \right]^n \quad \text{Ec. 4.21}$$

$$\text{Espacio anular. } NR = \frac{\rho \cdot V^2}{1.65 \cdot k} \cdot \left[\frac{1.25 \cdot (D_1 - D_2) \cdot n}{V \cdot (2 \cdot n + 1)} \right]^n \quad \text{Ec. 4.22}$$

Cálculo de la Velocidad de flujo para TP y Lastrabarrenas - Agujero.

$$\text{Interior de tubería. } NR = \frac{1.104 \cdot 275.54^2}{2.319 \cdot 0.36} \cdot \left[\frac{2.5 \cdot 5.965}{275.54 \cdot (3 \cdot 0.77 + 1)} \right]^{0.77} = 4204.39$$

$$\text{Espacio anular. } NR = \frac{1.104 \cdot 397.12^2}{1.65 \cdot 0.36} \cdot \left[\frac{1.25 \cdot (10.5 - 9.25) \cdot 0.77}{397.12 \cdot (2 \cdot 0.77 + 1)} \right]^{0.77} = 1637.65$$

En la figura 4.15 se puede apreciar que los valores de V y NR calculados anteriormente para las secciones seleccionadas corresponden a los valores mostrados por la aplicación.

SECCIÓN	Da [in]	De [in]	Di [in]	V [ft/min]	N. Reynolds
Conexiones Sup.			3.826	669.75	8,917.74
T. de Perforación		6 5/8 [in]	5.965	275.54	4,204.39
Lastrabarrenas		9 1/4 [in]	2 1/2 [in]	1,568.63	18,329.90
Barrena					
LB - Agujero	10.5	9.25		397.12	1,637.65
TP - Agujero	10.5	6.625		147.74	1,157.18

Fig. 4.15 Visualización de cálculo de ΔP del modelo Ley de Potencias.

- Para Ley de Potencias el régimen de flujo es obtenido de la siguiente forma: Flujo Laminar $NR \leq 3470 - 1370 \cdot n$, Flujo Turbulento $NR \geq 4270 - 1370 \cdot n$, Flujo de Transición $NR_{CL} < NR < NR_{CT}$

Para la TP se cumple que $NR \geq 4270 - 1370 \cdot n$, por tanto el régimen de flujo para la sección es Turbulento, para la sección Lastrabarrenas – Agujero se cumple que $NR \leq 3470 - 1370 \cdot n$, por tanto la sección es Laminar.

Para régimen turbulento el cálculo de ΔP involucra la obtención del factor de fricción y de los factores a y b .

Cálculo de a y b .

$$a = \frac{\log(n) + 3.93}{50}; \quad b = \frac{1.75 - \log(n)}{7} \quad \text{Ec. 4.23; Ec. 4.24}$$

Cálculo de a y b para el índice n obtenido.

$$a = \frac{\log(0.77) + 3.93}{50} = 7.63E - 2; \quad b = \frac{1.75 - \log(0.77)}{7} = 0.2619$$

$$\text{Cálculo del factor de fricción. } f = \frac{a}{NR^b} \quad \text{Ec. 4.25}$$

$$\text{Cálculo del factor de fricción para TP: } f = \frac{7.63E - 2}{4341.49^{0.2619}} = 8.2E - 3$$

Cálculo de ΔP para interior de tubería y espacio anular en régimen turbulento.

$$\text{Interior de tubería. } \Delta P = \frac{f \cdot \rho \cdot V^2 \cdot L}{48251 \cdot D} \quad \text{Ec. 4.26}$$

$$\text{Espacio anular. } \Delta P = \frac{f \cdot \rho \cdot V^2 \cdot L}{48251 \cdot (D_1 - D_2)} \quad \text{Ec. 4.27}$$

Cálculo de ΔP para TP:

$$\Delta P = \frac{8.2E - 3 \cdot 1.104 \cdot 275.54^2 \cdot 434.354}{48251 \cdot 5.965} = 1.05 \left[\frac{kg}{cm^2} \right]$$

Cálculo de ΔP para interior de tubería y espacio anular en régimen laminar.

$$\text{Interior de tubería. } \Delta P = \frac{k \cdot L}{1300.5 \cdot D} \cdot \left[\frac{(3 \cdot n + 1) \cdot V}{2.5 \cdot D \cdot n} \right]^n \quad \text{Ec. 4.28}$$

$$\text{Espacio anular. } \Delta P = \frac{k \cdot L}{1300.5 \cdot D} \cdot \left[\frac{(2 \cdot n + 1) \cdot V}{1.25 \cdot (D_1 - D_2) \cdot n} \right]^n \quad \text{Ec. 4.29}$$

Cálculo de ΔP para Lastrabarrena – Agujero.

$$\Delta P = \frac{0.36 \cdot 110}{1300.5 \cdot 10.5} \cdot \left[\frac{(2 \cdot 0.77 + 1) \cdot 397.12}{1.25 \cdot (10.5 - 9.25) \cdot 0.77} \right]^{0.77} = 0.52 \left[\frac{kg}{cm^2} \right]$$

Cálculo de factor de fricción y ΔP para interior de tubería y espacio anular en régimen de transición.

Cálculo del factor de fricción:

$$\text{Interior de tubería. } f = \frac{16}{NRCL} + \frac{(NR - NRCL)}{800} \cdot \left(\frac{a}{NRCT^b} - \frac{16}{NRCL} \right) \quad \text{Ec. 4.30}$$

$$\text{Espacio anular. } f = \frac{24}{NRCL} + \frac{(NR - NRCL)}{800} \cdot \left(\frac{a}{NRCT^b} - \frac{24}{NRCL} \right) \quad \text{Ec. 4.31}$$

Cálculo de ΔP :

$$\text{Interior de tubería. } \Delta P = \frac{f \cdot \rho \cdot V^2 \cdot L}{48251 \cdot D} \quad \text{Ec. 4.32}$$

$$\text{Espacio anular. } \Delta P = \frac{f \cdot \rho \cdot V^2 \cdot L}{48251 \cdot (D_1 - D_2)} \quad \text{Ec. 4.33}$$

$$\text{Cálculo de } NRCL = 3470 - 1370 \cdot n \quad \text{Ec. 4.34}$$

$$\text{Cálculo de } NRCT = 4270 - 1370 \cdot n \quad \text{Ec. 4.35}$$

En la figura 4.13 se puede apreciar que los valores de ΔP calculados anteriormente para las secciones seleccionadas corresponden a los valores mostrados por la aplicación.

SECCIÓN	Da [in]	De [in]	Di [in]	L [m]	f	ΔP_f [kg/cm ²]
Conexiones Sup.			3.826	103.7	0.0068	1.89
T. de Perforación		6 5/8 [in]	5.965	434.354	0.0083	1.05
Lastrabarrenas		9 1/4 [in]	2 1/2 [in]	110	0.0056	13.87
Barrena						63.10
LB - Agujero	10.5	9.25		110		0.52
TP - Agujero	10.5	6.625		434.354		0.40

Fig. 4.16 Visualización de cálculo de ΔP del modelo Ley de Potencias.

IV.3.3 CAÍDAS DE PRESIÓN EN LEY DE POTENCIAS MODIFICADO

- Para los parámetros reológicos convencionales se obtuvo con las ecuaciones 4.8 y 4.9 el índice de consistencia k y el índice de comportamiento de flujo laminar n .

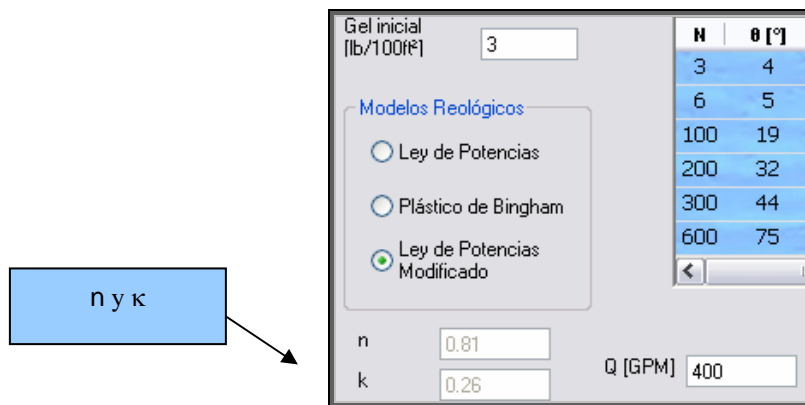


Fig. 4.17 Visualización en aplicación del modelo Ley de Potencias Modificado.

- Obtención de la velocidad de flujo para interior de tubería y para espacio anular con las ecuaciones 4.10 y 4.11.

$$\text{Interior de tubería. } V = \frac{77 \cdot 400}{\pi \cdot 5.965^2} = 275.537 \left[\frac{ft}{min} \right]$$

$$\text{Espacio anular. } V = \frac{77 \cdot 400}{\pi \cdot (10.5^2 - 9.25^2)} = 397.12 \left[\frac{ft}{min} \right]$$

- Cálculo de α y C para espacio anular.

$$\text{Espacio anular. } C = 1 - \sqrt[3]{1 - \alpha^x}; \quad \alpha = \frac{D_2}{D_1}; \quad x = 0.37 \cdot n^{-0.14} \text{ Ec. 4.36; Ec. 4.37; Ec. 4.38}$$

Cálculo de α y C para Lastrabarrenas - Agujero

Espacio anular.

$$x = 0.37 \cdot 0.81^{-0.14} = 0.38; \quad \alpha = \frac{9.25}{10.5} = 0.881; \quad C = 1 - \sqrt[0.38]{1 - 0.881^{0.38}} = 0.9997$$

- Cálculo del factor geométrico para interior de tubería y espacio anular.

$$\text{Interior de tubería. } G = \frac{(3 \cdot n + 1) \cdot 8.13 \cdot n \cdot \sqrt[0.123]{0.123}}{4 \cdot n} \quad \text{Ec. 4.39}$$

$$\text{Espacio anular. } G = \frac{(3 - C) \cdot n + 1}{(4 - C) \cdot n} \cdot \left(1 + \frac{C}{2}\right) \cdot (8.13 \cdot n \cdot \sqrt[0.123]{0.123}) \quad \text{Ec. 4.40}$$

Cálculo del factor geométrico para TP y Lastrabarrenas – Agujero.

$$\text{Interior de tubería. } G = \frac{(3 \cdot 0.81 + 1) \cdot 8.13 \cdot 0.81 \cdot \sqrt[0.81]{0.123}}{4 \cdot 0.81} = 0.52$$

$$\text{Espacio anular. } G = \frac{(3 - 0.999) \cdot 0.81 + 1}{(4 - 0.999) \cdot 0.81} \cdot \left(1 + \frac{0.999}{2}\right) \cdot (8.13 \cdot 0.81 \cdot \sqrt[0.81]{0.123}) = 0.80$$

SECCIÓN	Da [in]	De [in]	Di [in]	L [m]	α	c	G
Conexiones Sup.			3.826	103.7			0.5286
T. de Perforación		6 5/8 [in]	5.965	434.354			0.5286
Lastrabarrenas		9 1/4 [in]	2 1/2 [in]	110			0.5286
Barrena							
LB - Agujero	10.5	9.25		110	0.881	0.9997	0.8072
TP - Agujero	10.5	6.625		434.354	0.631	0.9917	0.8049

Fig. 4.18 Visualización de cálculo de ΔP del modelo Ley de Potencias Modificado.

- Cálculo de θ .

$$\text{Interior de tubería. } \theta = \tau_y + k \cdot \left[\frac{0.939 \cdot G \cdot V}{D} \right]^n \quad \text{Ec. 4.41}$$

$$\text{Espacio anular. } \theta = \tau_y + k \cdot \left[\frac{0.939 \cdot G \cdot V}{D_1 - D_2} \right]^n \quad \text{Ec. 4.42}$$

Cálculo de θ para TP y Lastrabarrenas.

$$\text{Interior de tubería. } \theta = 3 + 0.26 \cdot \left[\frac{0.939 \cdot 0.52 \cdot 275.537}{5.965} \right]^{0.81} = 6.3$$

$$\text{Espacio anular. } \theta = 3 + 0.26 \cdot \left[\frac{0.939 \cdot 0.8 \cdot 397.12}{10.5 - 9.25} \right]^{0.81} = 25.27$$

- Obtención del Número de Reynolds para interior de tubería y para espacio anular.

$$NR = \frac{\rho \cdot V^2}{2.474 \cdot \theta} \quad \text{Ec. 4.43}$$

Cálculo del Número de Reynolds para TP y Lastrabarrenas - Agujero

$$\text{TP: } NR = \frac{1.104 \cdot 275.537^2}{2.474 \cdot 6.3} = 5377$$

Lastrabarrenas – Agujero:

$$NR = \frac{1.104 \cdot 397.12^2}{2.474 \cdot 25.27} = 2784$$

En la figura 4.19 se puede apreciar que los valores de θ y Número de Reynolds calculados anteriormente para las secciones seleccionadas corresponden a los valores mostrados por la aplicación.

SECCIÓN	Da [in]	De [in]	Di [in]	L [m]	θ	H. Reynolds
Conexiones Sup.			3.826	103.7	12.73	15,724.12
T. de Perforación		6 5/8 [in]	5.965	434.354	6.30	5,377.72
Lastrabarrenas		9 1/4 [in]	2 1/2 [in]	110	30.44	36,071.63
Barrena						
LB - Agujero	10.5	9.25		110	25.27	2,784.89
TP - Agujero	10.5	6.625		434.354	6.97	1,397.44

Fig. 4.19 Visualización de cálculo de ΔP del modelo Ley de Potencias Modificado.

- Para Ley de Potencias Modificado el régimen de flujo es obtenido de la siguiente forma: Flujo Laminar $NR \leq 3470 - 1370 \cdot n$, Flujo Turbulento $NR \geq 4270 - 1370 \cdot n$, Flujo de Transición $NR_{CL} < NR < NR_{CT}$

Para la TP se cumple que $NR \geq 4270 - 1370 \cdot n$, por tanto el régimen de flujo para la sección es Turbulento, para la sección Lastrabarrenas – Agujero se cumple que $NR \leq 3470 - 1370 \cdot n$, por tanto la sección es Laminar.

- Para régimen turbulento el cálculo de ΔP involucra la obtención del factor de fricción y de los factores a y b los cuales se calcularán con las ecuaciones 4.23 y 4.24.

Cálculo de a y b .

$$a = \frac{\log(n) + 3.93}{50}; \quad b = \frac{1.75 - \log(n)}{7} \quad \text{Ec. 4.23; Ec. 4.24}$$

Cálculo de a y b para el índice n obtenido.

$$a = \frac{\log(0.81) + 3.93}{50} = 7.67E - 2; \quad b = \frac{1.75 - \log(0.81)}{7} = 0.263$$

Cálculo del factor de fricción con la ecuación 4.25.

$$\text{Cálculo del factor de fricción para TP: } f = \frac{7.67E - 2}{5553^{0.263}} = 7.94E - 3$$

Cálculo de ΔP para interior de tubería y espacio anular en régimen turbulento.

$$\text{Interior de tubería. } \Delta P = \frac{f \cdot \rho \cdot V^2 \cdot L}{48251 \cdot D} \quad \text{Ec. 4.44}$$

$$\text{Espacio anular. } \Delta P = \frac{f \cdot \rho \cdot V^2 \cdot L}{48251 \cdot (D_1 - D_2)} \quad \text{Ec. 4.45}$$

Cálculo de ΔP para TP:

$$\Delta P = \frac{7.67E - 3 \cdot 1.104 \cdot 275.54^2 \cdot 434.354}{48251 \cdot 5.965} = 1.01 \left[\frac{kg}{cm^2} \right]$$

Cálculo de ΔP para interior de tubería y espacio anular en régimen laminar.

$$\text{Interior de tubería. } \Delta P = \frac{\theta \cdot L}{1218.8 \cdot D} \quad \text{Ec. 4.26}$$

$$\text{Espacio anular. } \Delta P = \frac{\theta \cdot L}{1218.8 \cdot (D_1 - D_2)} \quad \text{Ec. 4.27}$$

Cálculo del factor de fricción con ecuación 4.30 y 4.31 para interior de tubería y espacio anular y ΔP con ecuaciones 4.26 y 4.27.

Cálculo de factor de fricción y ΔP para interior de tubería y espacio anular en régimen de transición.

Cálculo de DP para lastrabarrenas – agujero.

$$\Delta P = \frac{9.5E - 3 \cdot 1.104 \cdot 397.12^2 \cdot 110}{48251 \cdot (10.5 - 9.25)} = 3.02 \left[\frac{kg}{cm^2} \right]$$

En la figura 4.20 se puede apreciar que los valores de ΔP calculados anteriormente para las secciones seleccionadas corresponden a los valores mostrados por la aplicación.

SECCIÓN	Di [in]	L [m]	Régimen de Flujo	f	ΔP_f [kg/cm ²]
Conexiones Sup.	3.826	103.7	Turbulento	0.0061	1.70
T. de Perforación	5.965	434.354	Turbulento	0.008	1.01
Lastrabarrenas	2 1/2 [in]	110	Turbulento	0.0049	12.14
Barrena					63.10
LB - Agujero		110	Transición	0.0095	3.02
TP - Agujero		434.354	Laminar		0.64

Fig. 4.20 Visualización de cálculo de ΔP del modelo Ley de Potencias Modificado.

IV.3.4 CAÍDAS DE PRESIÓN EN BARRENA

Las caídas de presión en la barrena están en función de el área de flujo total que se tocó en el tema IV.2.2, la densidad de lodo y el gasto de bomba. La ecuación que lo representa es la siguiente:

$$\text{Caída de Presión en Barrena: } \Delta P = \frac{\rho \cdot Q^2}{18511.7 \cdot A_i^2} \quad \text{Ec. 4.46}$$

IV.3.5 POTENCIA DE BOMBA

La suma de las caídas de presión calculadas para todo el sistema es necesaria para obtener la potencia de bomba requerida para la etapa en cuestión. La ecuación que lo representa es la siguiente:

$$\text{Cálculo de Potencia de Bomba Requerida: } Pot = \frac{(\sum \Delta P) \cdot Q}{120.53} \quad \text{Ec. 4.47}$$

] [Tipo de TR</th <th>🔥 Barrena [in]</th> <th>📊 Reología</th> <th>ΔP [kg/cm²]</th> <th>Pot. Bomba [HP]</th>	🔥 Barrena [in]	📊 Reología	ΔP [kg/cm²]	Pot. Bomba [HP]
Superficial	10 1/2 [in]	Ley de Potencias Mod.	81.61	270.85
Intermedia	8 3/4 [in]	Plástico de Bingham	86.31	214.83
Explotación	6 [in]	Plástico de Bingham	143.41	285.57

Fig. 4.21 Visualización de la ventana principal de Hidráulica.

IV.4 OPCIONES DE TP Y LASTRABARRENAS

Dentro de las opciones de ΔP las características modificables por etapa son los diámetros internos y externos de TP y Lastrabarrenas, así como su longitud.

En función del espacio con que se cuente en la sección que se encuentra perforando será el desplegado de los diámetros externos de TP y en función de éste el diámetro interior.

SECCIÓN	Da [in]	De [in]	Di [in]
Conexiones Sup.			3.826
T. de Perforación		6 5/8 [in]	5.965
Lastrabarrenas		6 5/8 [in]	[in]
		5 1/2 [in]	
		5 [in]	
		4 1/2 [in]	
		4 [in]	
		3 1/2 [in]	
		2 7/8 [in]	
		2 3/8 [in]	

SECCIÓN	Da [in]	De [in]	Di [in]
Conexiones Sup.			3.826
T. de Perforación		6 5/8 [in]	5.965
Lastrabarrenas		11 1/4 [in]	3 [in]
Barrena		11 1/4 [in]	
LB - Agujero	13.25	11 [in]	
TP - Agujero	13.25	10 3/4 [in]	
		10 1/2 [in]	
		10 1/4 [in]	
		10 [in]	

Fig. 4.22 Diámetro externo de TP y Lastrabarrenas.

SECCIÓN	Da [in]	De [in]	Di [in]	L [m]
Conexiones Sup.			3.826	103.7
T. de Perforación		6 5/8 [in]	5.965	335.294
Lastrabarrenas		11 1/4 [in]	5.965	110
			5.901	
SECCIÓN	Da [in]	De [in]	Di [in]	L [m]
Conexiones Sup.			3.826	103.7
T. de Perforación		6 5/8 [in]	5.965	335.294
Lastrabarrenas		10 1/2 [in]	3 [in]	110
Barrena			3 [in]	
LB - Agujero	13.25	10.5	3 1/4 [in]	
TP - Agujero	13.25	6.625	3 1/2 [in]	294
			3 3/4 [in]	

Fig. 4.23 Diámetro interno de TP y Lastrabarrenas.

La aplicación cuenta con un prontuario de TP y lastrabarrenas limitado a sus respectivas dimensiones.

V ESTUDIO DE CASO

Para la realización de este trabajo se utilizó información de un campo ubicado en la Región Norte, siendo pocos los pozos que tenían información completa de registros geofísicos que nos permitieran generar los gradientes de formación, en función de lo anterior, se decidió trabajar con el pozo C-683.

La perforación del C-683 comenzó el 28 de julio del 2001 y la última TR se cementó el 2 de septiembre del mismo año. Gracias a un “Reporte Consecutivo de Actividades” tenemos la información día a día, así como datos referentes a los diámetros de las barrenas y de las tuberías de cada etapa, y características de éstas.

Como se ha venido mencionando desde el principio de este trabajo, una parte importante y muy sensible son los gradientes de formación y de fractura, no se pudo acceder a información que nos permitiera conocer las correlaciones que se utilizaron para generar los gradientes, únicamente nos basamos en el historial de fluidos de perforación a fin de calibrar la línea de tendencia de los registros para generar gradientes que se adecuaran a las densidades de lodo del historial.

V.1 ASENTAMIENTO Y DISEÑO PRELIMINAR

PEMEX cuenta con una base de datos de los pozos que se han perforado, que presenta información como la mostrada en las figuras 5.1 y 5.4, en la primera aparece la información de las Tuberías de Revestimiento, el plan programado y el real, número de etapa, diámetro, profundidad de asentamiento, el grado de la tubería y el peso nominal (libraje).

La aplicación que se desarrolló en este trabajo propone el diseño que se muestra en la figura 5.2, el diámetro de tuberías sugerido es muy similar al que se utilizó en realidad.

La información del pozo (fig. 5.1) nos presenta que la TR de explotación es de 3 ½”, la TR intermedia es de 7”, mientras que la TR superficial es de 9 5/8”. En el apartado de “TR’s Reales” aparece una cuarta tubería de 13 3/8” a 20 metros, una tubería que tuvieron que asentar debido a diversos problemas en el comienzo de la perforación, por lo cual no la

consideramos en éste análisis. La aplicación (fig. 5.2) propone que la TR de explotación sea de 3 ½”, la intermedia de 6 5/8” (el diámetro previo a la de 7”) y la superficial de 9 5/8”, igual que la de explotación, el mismo diámetro que en el programa del pozo.

TR's REALES									
ETAPA	DIAM.	TIPO	CIMA	BASE	APRIETE	ROSCA	GRADO	LIBRAJE	DESCRIPCION
1	9 5/8	N	0	150	0	BCN	J-55	36	TR 9 5/8" J-55 36.00 LB/PIE
2	7	N	0	1924	0	BCN	N-80	23	TR 7" N-80 23.00 LB/PIE
3	3 1/2	N	0	2795	0	HD-533	N-80	9.3	TR 3 1/2" N-80 9.3 L/P

Características de las TR's reales introducidas en el pozo C-683
Etapa, Diámetro, Profundidad, Grado y Peso Nominal

TR's PROGRAMADAS									
ETAPA	DIAM	TIPO	CIMA	BASE	APRIETE	GRADO	LIBRAJE	DESCRIPCION	
1	9 5/8	N	0	150	1	N-80	36	TR 9 5/8" N-80 36 LB/PIE	
2	7	N	0	1925	1	N-80	23	TR 7" N-80 23.00 LB/PIE	
3	3 1/2	N	0	2800	3200	N-80	9.3	TR 3 1/2" N-80 9.3 L/P	

Fig. 5.1 Arreglo de TR's real para el pozo C-683.

Refiriéndonos al tipo de tubería a introducir en cada etapa, nuevamente nos referimos a la figura 5.1, en donde nos dice que la primer etapa (9 5/8”) se trabajará con una J-55 de 36 [lb/pie]; la segunda etapa (7”) constará también de una N-80 de 23 [lb/pie] y finalmente, la tercer etapa (3 ½”) será una N-80 de 9.3 [lb/pie].

Tipo de TR	Profundidad [m]	Diámetro TR [in]	Habilitar Liner	Presión Interna [psi]	Colapso [psi]
Superficial	391.954	9 5/8 [in]	<input checked="" type="checkbox"/>	817.8	291.0
Intermedia	833.914	6 5/8 [in]	<input type="checkbox"/>	2,025.6	904.7
Explotación	2769.394	3 1/2 [in]	<input type="checkbox"/>	10,196.6	11,215.8

Fig. 5.2 Diámetro de TR's presentado por la Aplicación.

La aplicación seleccionó: para la etapa de superficial (9 5/8”) una J-55 de 36 [lb/pie], para la intermedia (7”) una J-55 de 20 [lb/pie] y para la de explotación (3 1/2”) una combinación de 2 tuberías C-75, la primera con un peso nominal de 10.2 [lb/pie] y la segunda con 9.2 [lb/pie] (la primera C-75 se pone en la primer parte del intervalo, hasta 923 metros, la segunda va de 923 hasta 1,846, y la primera vuelve a repetirse, por condiciones de un diseño óptimo, desde 1,846 hasta la profundidad final de 2,769 metros).

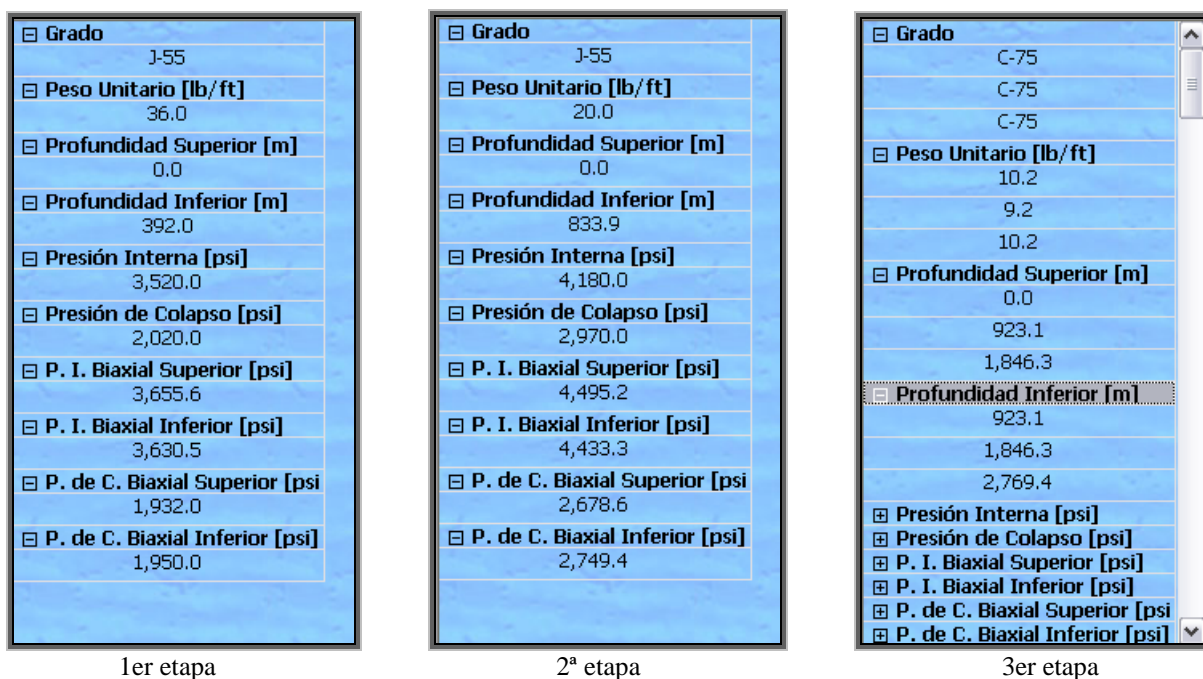


Fig. 5.3 Especificaciones de las TR's introducidas para cada etapa.

El análisis de cargas que la aplicación realiza presenta un diseño más ligero, al ser tuberías de menor grado, probablemente el diseño programado para este pozo estuvo en función de mayores factores de seguridad, o bien, en función de la disponibilidad de tuberías en disposición para el momento en el que se planeó la perforación.

V.2 AJUSTES AL ESTADO MECÁNICO

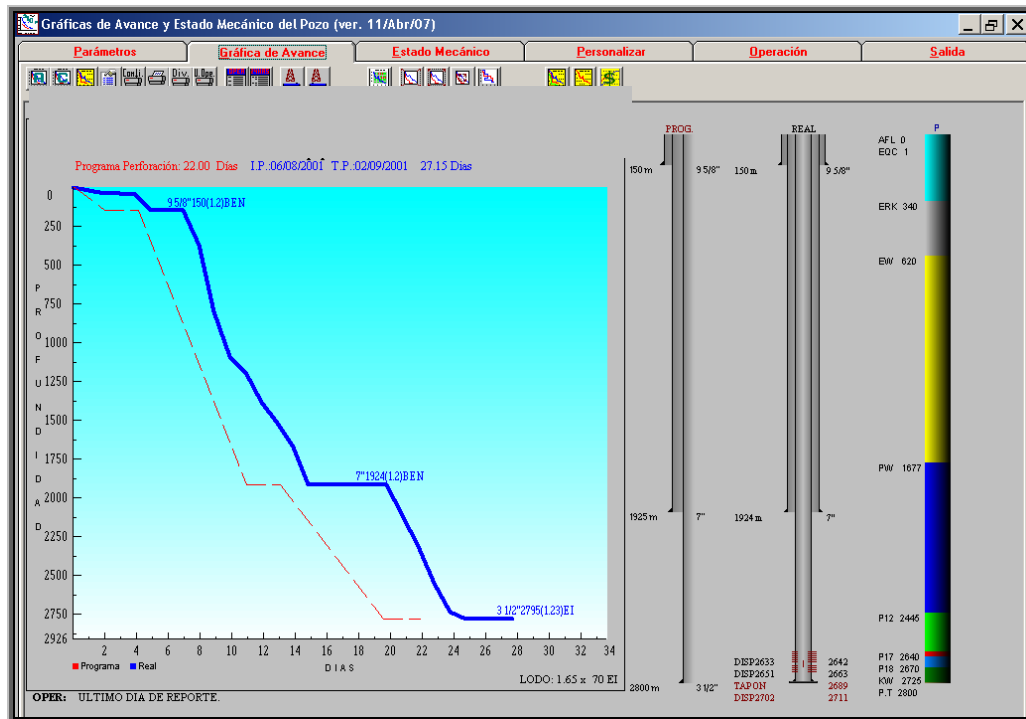


Fig. 5.4 Programa de Asentamiento.

Antes de continuar con la comparación entre las tuberías introducidas y las seleccionadas, observaremos la profundidad de asentamiento. Como se observa en la figura 5.2, la aplicación asentó las TR's de la siguiente forma, la superficial de 9 5/8" a 392 [m], en el diseño original ésta TR se asentó a 150 [m], la aplicación determinó asentar la TR intermedia a 1,016 [m], mientras que en la realidad se asentó a 1925 [m] (aquí está la diferencia más importante de todo el diseño), en ambos diseño, por cuestiones obvias, la TR de explotación se asentó a la profundidad de interés 2770 [m].

Como se mencionó en el capítulo 3, la aplicación tiene la posibilidad de modificar la profundidad de asentamiento de las etapas, llevando a cabo dicha modificación, a una profundidad de asentamiento de la 2ª etapa se modifica hasta 1,931 [m]. La figura 5.5a muestra el arreglo original, y la 5.6a el estado mecánico para ese arreglo, la figura 5.5b muestra el arreglo modificado y la 5.6b el estado mecánico correspondiente.

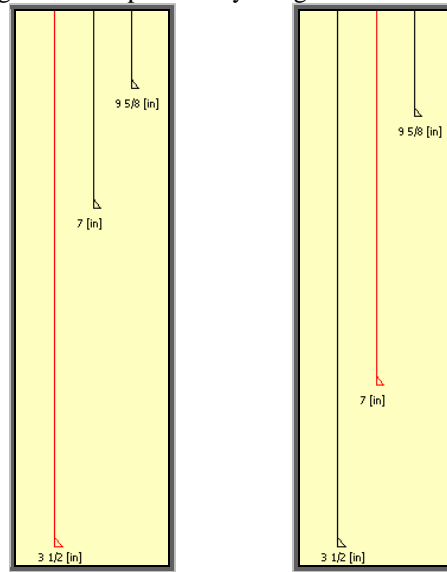
Tipo de TR	Profundidad [m]	Diámetro TR [in]	Habilitar Liner	Presión Interna [psi]	Colapso [psi]
Superficial	399.574	9 5/8 [in]	<input type="checkbox"/>	915.6	378.5
Intermedia	1016.794	7 [in]	<input type="checkbox"/>	2,647.1	1,280.4
Explotación	2769.394	3 1/2 [in]	<input type="checkbox"/>	9,895.3	10,914.5

5.5a

Tipo de TR	Profundidad [m]	Diámetro TR [in]	Habilitar Liner	Presión Interna [psi]	Colapso [psi]
Superficial	544.354	9 5/8 [in]	<input type="checkbox"/>	1,292.6	560.9
Intermedia	1931.194	7 [in]	<input type="checkbox"/>	6,115.4	3,519.7
Explotación	2769.394	3 1/2 [in]	<input type="checkbox"/>	9,895.3	10,914.5

5.5b

Fig.5.5 Arreglo original de la aplicación y arreglo modificado acercándose al real.



5.6a

5.6b

Fig. 5.6 Estado mecánico original de la aplicación y estado mecánico modificado más parecido al real.

Ahora que se ha ajustado el arreglo y las profundidades de asentamiento, podemos continuar con la comparación entre las tuberías que se introdujeron al pozo y las seleccionadas por el programa, la figura 5.7 muestra el prontuario para el diámetro de la 1er etapa, la tubería superficial de 9 5/8" que se introdujo fue una J-55 de 36 [lb/pie], la misma que el programa seleccionó.

Prontuario TR		Etapa 1 - 9 5/8 [in]									
Grado y											
Peso Nominal		H-40	J-55	K-55	M-65	L-80	N-80	C-90	C-95	T-95	P-1
PRESIÓN INTERNA [psi]											
W [lb/ft]	t [in]										
32.30	0.312	2,270									
36.00	0.352	2,560	3,520	3,520	4,160						
40.00	0.395		3,950	3,950	4,670	5,750	5,750	6,460			
43.50	0.435				5,140	6,330	6,330	7,120			8.7
47.00	0.472				5,580	6,870	6,870	7,720			9.4
53.50	0.545					7,930	7,930	8,920			10.1
58.40	0.595					8,650	8,650	9,740			11.1
59.40	0.609							9,970		10,520	
64.90	0.672							11,000		11,610	
COLAPSO [psi]											
W [lb/ft]	t [in]										
32.30	0.312	1,370									
36.00	0.352	1,720	2,020	2,020	2,190						
40.00	0.395		2,570	2,570	2,770	3,090	3,090	3,260			

Fig. 5.7 Prontuario de la 1er etapa.

Para la segunda etapa, en el diseño original se trabajó con una N-80 de 23 [lb/pie] (fig. 5.8^a), con valores de resistencia a la presión interna y al colapso superiores a las tuberías que la aplicación consideró en esta etapa: dos M-65 y una J-55, de 29 y 26 [lb/pie] respectivamente (fig. 5.8b), tanto en las propiedades de las tuberías mostradas en la figura 5.8 como en el prontuario de la figura 5.9 se pueden observar y comparar las características de las tuberías.

Propiedad	5.8a (N-80)	5.8b (M-65/J-55)
Grado	N-80	M-65
Peso Unitario [lb/ft]	23.0	M-65: 29.0 J-55: 26.0
Profundidad Superior [m]	0.0	643.7
Profundidad Inferior [m]	1,931.2	1,287.5
Presión Interna [psi]	6,340.0	6,630.0
Presión de Colapso [psi]	3,830.0	5,880.0
P. I. Biaxial Superior [psi]	7,026.9	4,980.0
P. I. Biaxial Inferior [psi]	6,870.8	6,100.0
P. de C. Biaxial Superior [psi]	3,196.7	4,810.0
P. de C. Biaxial Inferior [psi]	3,397.4	4,330.0

Fig. 5.8 Propiedades de las tuberías de la 2^a etapa.

La tubería N-80 que se introdujo en la realidad cubriría las condiciones que la aplicación consideró en los cálculos de presión interna y colapso, la resistencia de esta tubería a la presión interna es menor que la resistencia de la M-65 de 26 [lb/pie] que cubre el primer tramo de la etapa, mientras que la resistencia a la presión de colapso también es menor que la resistencia de la J-55 que cubre el último tramo de la etapa, es decir que las tuberías seleccionadas por el programa cubren las mismas condiciones que la N-80, la diferencia en grado y cantidad de tuberías es que éstas tres tuberías están por debajo de la N-80 en el prontuario, ello significa que cuentan con menor acero y, por lo tanto, éste diseño sería mejor, no sólo técnicamente sino más económico.

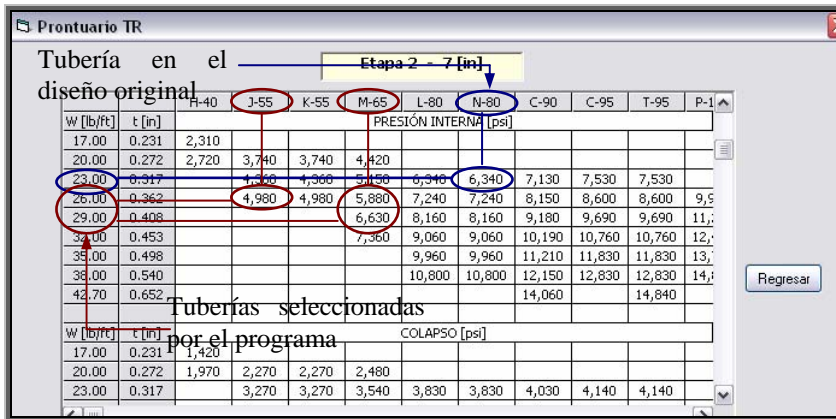
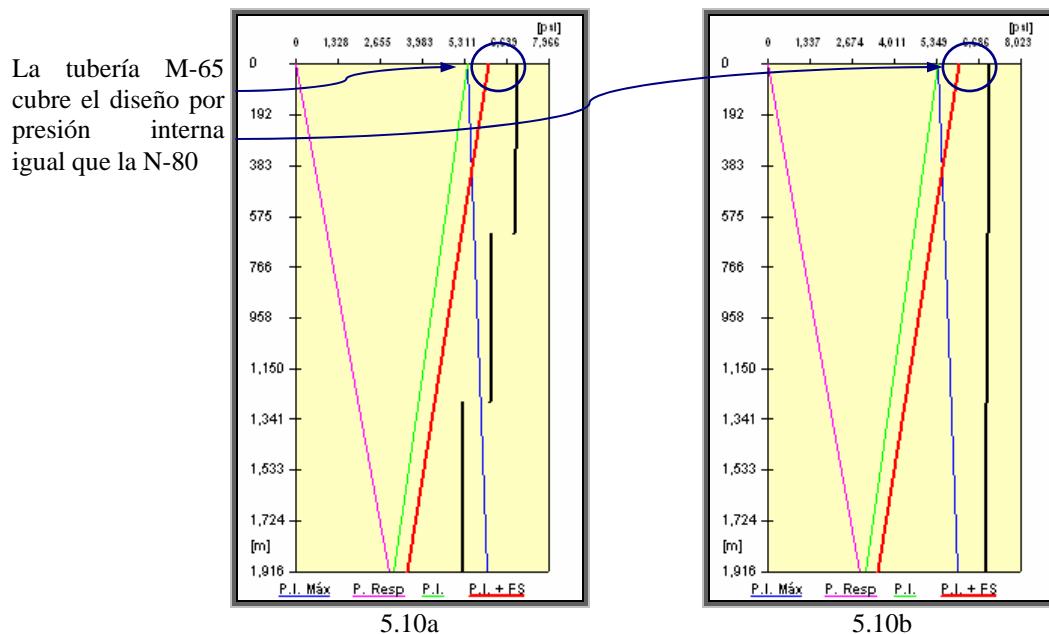


Fig. 5.9 Prontuario de la 2ª etapa.

Las gráficas de la figura 5.10 muestran que los puntos máximos de presión interna y colapso, son cubiertos de igual manera por la tubería programada originalmente (N-80) que por las tuberías recomendadas por el programa. En el caso de la presión interna, el punto en el que se da el valor máximo de esta es en el punto superior (5.10a y 5.10b), y a mayor profundidad, ésta va disminuyendo, por lo que la N-80 va quedando sobrada, el programa optimiza el uso de tubería, introduciendo otros dos tramos distintos de menor resistencia que la previa, pero que en el intervalo en el que aparecen cubren perfectamente el diseño.



De forma similar, el diseño para presión de colapso encuentra su valor máximo en el punto inferior y se va reduciendo a menor profundidad, esto es que la N-80 cubre el punto máximo (5.10c y 5.10d), en este caso, las tuberías del diseño recomendado por la aplicación

van quedando más sobradas aún en la parte superior, pero no hay forma de reducir el diseño por presión de colapso sin que estas fallaran por presión interna.

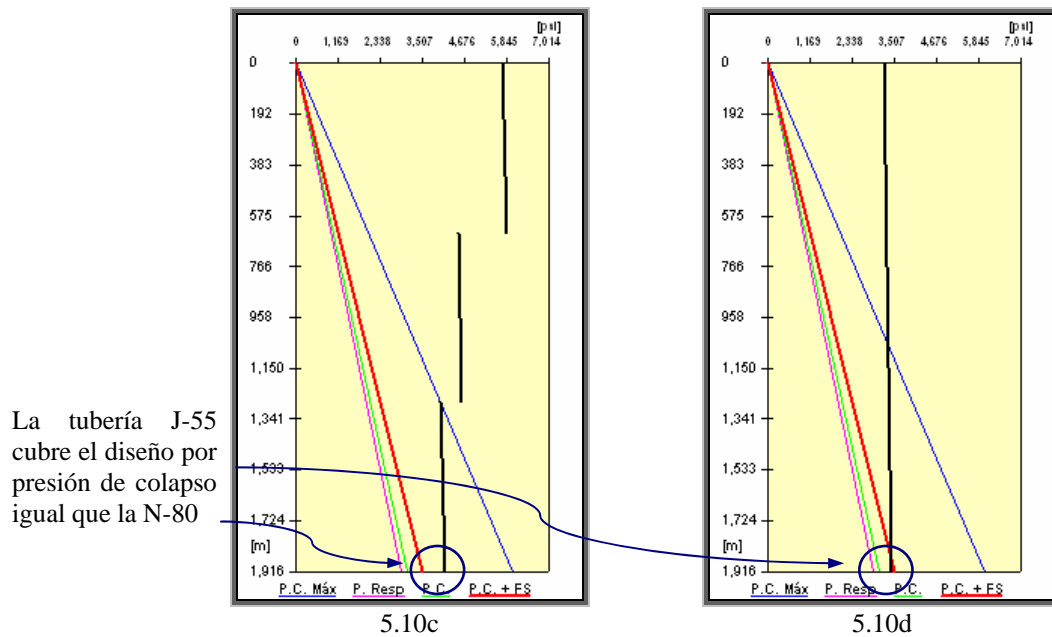


Fig.5.10 Gráficas de Presión Interna y Colapso para el diseño original y el sugerido por el programa.

Finalmente, analizando la tercera etapa, la tubería recomendada por el programa para cubrir la parte superior del intervalo (punto crítico para la presión interna - fig. 5.13-) es una C-75 de 10.2 [lb/pie] y la resistencia a la presión interna es mayor que la N-80 que se estableció en el diseño original.

Grado	N-80	C-75
Peso Unitario [lb/ft]	9.2	C-75
Profundidad Superior [m]	0.0	C-75
Profundidad Inferior [m]	2,769.4	Peso Unitario [lb/ft]
Presión Interna [psi]	10,160.0	10.2
Presión de Colapso [psi]	10,530.0	9.2
P. I. Biaxial Superior [psi]	11,087.5	10.2
P. I. Biaxial Inferior [psi]	10,837.2	Profundidad Superior [m]
P. de C. Biaxial Superior [psi]	9,187.1	Profundidad Inferior [m]
P. de C. Biaxial Inferior [psi]	9,648.9	923.1
		1,846.3
		2,769.4
		Presión Interna [psi]
		10,840.0
		9,520.0
		10,840.0
		Presión de Colapso [psi]
		11,360.0
		10,040.0
		11,360.0

Fig. 5.11 Propiedades de las tuberías de la 3er etapa.

La que cubre la parte inferior del intervalo (punto crítico para la presión de colapso) es la misma C-75, también presenta un respaldo mayor para presión de colapso. Estas diferencias pueden verse tanto en las propiedades de las tuberías mostradas en la figura 5.11 como en el prontuario para 3 1/2” que aparece en la figura 5.12

Prontuario TR

Etapa 3 - 3 1/2 [in]

Tubería Recomendada

Tubería Original

W [lb/ft]	t [in]	PRESIÓN INTERNA [psi]				
7.70	0.432	4,320	5,940	8,100	8,640	
9.20	0.508	5,080	6,980	9,520	10,160	13,330
10.20	0.578	5,780	7,950	10,840	11,560	
12.70	0.750				15,000	19,690

W [lb/ft]	t [in]	COLAPSO [psi]				
7.70	0.432	4,630	5,970	7,540	7,670	
9.20	0.508	5,380	7,400	10,040	10,530	13,050
10.20	0.578	6,060	8,330	11,360	12,120	
12.70	0.750				15,310	20,090

Regresar

Fig. 5.12 Prontuario de la 3er etapa.

De la misma forma que para la segunda etapa con la figura 5.10, en la figura 5.13 se puede observar que el diseño recomendado por el programa cubre las características que el diseño original, y que la tubería aplicada en el intervalo intermedio se utilizó para optimizarlo y, eventualmente, reducir los costos.

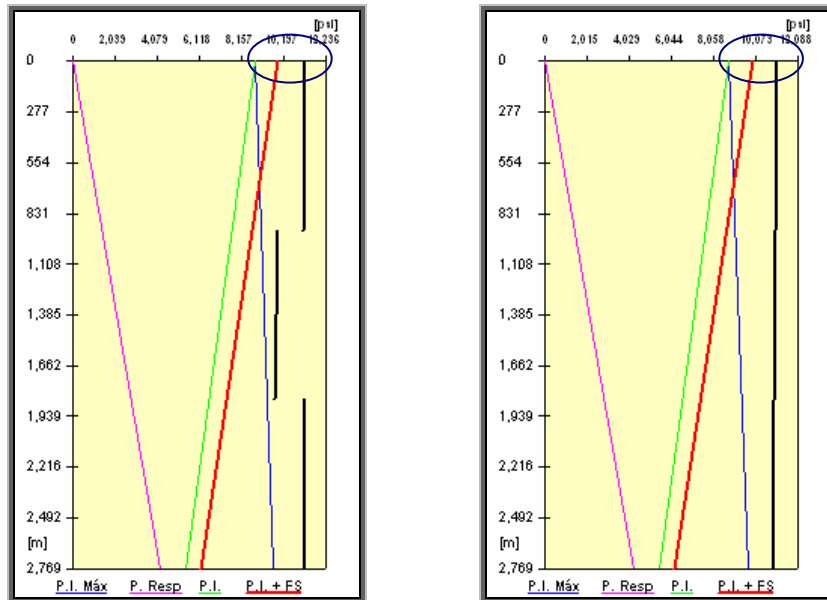


Fig. 5.13 Gráficas de Presión Interna para el diseño original y el sugerido por el programa.

Finalmente, dentro del “Reporte Consecutivo de Actividades” podemos conocer los diámetros de las barrenas que se utilizaron para perforar las tres etapas, un elemento más que se puede verificar en el diseño; de acuerdo con dicho reporte, los diámetros utilizados fueron:

Etapa	Diámetro Tubería	Diámetro Barrena
1ª	9 5/8"	12 1/4"
2ª	7"	8 1/2"
3ª	3 1/2"	6 1/8"

Barrena [in]
Muestra el Diámetro de Barrena para Perforar la Etapa Seleccionada.

Tipo de TR	Barrena [in]	Reología	ΔP [kg/cm²]	Pot. Bomba [HP]
Superficial	12 [in]	Plástico de Bingham	77.14	256.01
Intermedia	8 3/4 [in]	Plástico de Bingham	184.06	610.85
Explotación	6 [in]	Plástico de Bingham	4,508.36	14,962.26

Fig. 5.14 Barrenas sugeridas por la aplicación.

En tanto que el programa sugirió, para las etapas antes mencionadas, los diámetros de las barrenas que se muestran en la figura 5.14, pero el usuario podrá escoger de entre un prontuario una variada gama de barrenas, como se muestran las opciones en la figura 5.15, cuidando las caídas de presión y la potencia de bomba.

Tipo de TR	Barrena [in]	Reología	ΔP [kg/cm²]	Pot. Bomba [HP]
Superficial	12 [in]	Plástico de Bingham	77.14	256.01
Intermedia	11 1/2 [in]	Plástico de Bingham	184.06	610.85
Explotación	11 5/8 [in]	Plástico de Bingham	410.17	1,361.26

12 [in]
12 1/4 [in]
12 1/2 [in]
13 1/4 [in]
13 1/2 [in]
13 3/4 [in]

5.15a

Tipo de TR	Barrena [in]	Reología	ΔP [kg/cm²]	Pot. Bomba [HP]
Superficial	12 1/4 [in]	Plástico de Bingham	76.57	254.12
Intermedia	8 1/2 [in]	Plástico de Bingham	625.46	2,075.76
Explotación	7 1/2 [in]	Plástico de Bingham	410.17	1,361.26

7 5/8 [in]
7 7/8 [in]
8 1/4 [in]
8 3/8 [in]
8 1/2 [in]
8 3/4 [in]

5.15b

Fig. 5.15 Opciones de diámetros de barrena posibles por etapa.

En términos generales, observamos que el diseño sugerido por este trabajo es muy parecido al diseño real, y podemos decir que el nuestro está optimizado a las necesidades del pozo, lo que se reflejaría en un diseño más económico.

VI CONCLUSIONES

VI.1 LIMITACIONES

Las correlaciones que aquí se utilizan fueron realizadas para zonas geológicas específicas, como lo es el sur de Texas o las Costa del Golfo de Lousiana; al trabajar con información de un campo ubicado en la Región Norte que tiene cercanía geográfica con el área de estudio, se acepta la consideración de que dichas correlaciones representen con buena aproximación el comportamiento geológico del área de trabajo. Pero estas correlaciones no deberían ser utilizadas para otros campos, como por ejemplo, de la Región Sur o la Región Marina, en caso de ser así, se debe saber que habrá un error en la interpretación y por tanto, no existirá mucha aproximación de los gradientes entregados con los reales.

Si bien el programa ofrece un diseño integral para las tuberías de revestimiento, éste diseño no puede considerarse como *inteligente*, siempre será necesaria la observación del ingeniero de diseño de perforación y la modificación de ciertas partes del diseño acorde con la experiencia de éste, el conocimiento del área y de las herramientas comúnmente utilizadas; tal es el caso de los diámetros de barrenas, los cuales son proporcionados por el programa para cada etapa únicamente en función de los diámetros de trabajo en la etapa previa, pero varios de éstos diámetros no están comúnmente disponibles, por lo que deberá de trabajarse con aquél que esté disponible, sin que necesariamente sea el óptimo para la etapa, parte del diseño que el usuario deberá revisar, y en su caso, ajustar.

Otra de las limitaciones de la aplicación está en la parte de hidráulica, en donde únicamente se trabaja con un solo diámetro de tubería de perforación, lo cual produce altas caídas de presión en ciertos intervalos, el usuario tendrá que combinar diámetros y espesores de tuberías de revestimiento, tuberías de perforación y lastrabarrenas, así como longitudes de éstas dos últimas para minimizar dichas caídas de presión, o bien, manejarlas dentro de un rango de lo posible.

VI.2 RECOMENDACIONES

Es muy importante conocer las características geológicas del área en la que se está trabajando, esto se logra analizando núcleos y recortes, pruebas de goteo, y la historia de perforación de los pozos previos, de esta forma se podrán analizar la presión de la formación, y la presión de fractura, para las diferentes litologías que se atraviesen para llegar a la zona de interés, con el objetivo de establecer correlación propias del campo que nos permitirán perforar los pozos futuros de manera óptima.

La selección de una línea de tendencia normal de compactación para algún registro o la selección de una correlación en lugar de otra dependerá en mucho de la experiencia del usuario y su conocimiento del campo de trabajo, este trabajo permite que se escojan tendencias y métodos, y si estos no se ajustan a cierto historial puedan modificarse, lo que ayuda a un usuario que desconoce el campo de donde procede la información.

El programa presentará un arreglo de TR's óptimo, en donde la profundidad de asentamiento y el número de etapas estarán enfocados a proteger a la formación y la integridad del agujero hasta llegar a la zona de interés; de la misma forma el diseño de cada etapa que se recomienda es un diseño óptimo para cubrir las presiones interna y de colapso a las que se someterá a las tuberías pero con la menor cantidad de acero posible. Estas tres opciones - profundidad de asentamiento, número de etapas y diseño por etapa - podrán ser rediseñadas por el usuario para considerar factibilidad de un diseño nuevo y diferente, esto también permitirá que se observe cómo una modificación en alguno de estos elementos modificará, a su vez, el resto del diseño. En cualquier momento se podrá regresar al diseño original recomendado por el programa, o bien, hacer ajustes y guardar estos como una versión distinta que nos permita ver los beneficios de escoger un arreglo u otro.

La hidráulica de la perforación será un factor que el usuario deberá observar con cada modificación que realice en los apartados previos, así como en las opciones que intervienen en el sistema para la etapa seleccionada como barrena, reología de fluido de perforación, lastrabarras y TP, para así, dependiendo de sus caídas de presión y potencia de bomba

descartar o dar seguimiento al diseño, todas las características señaladas podrán ser modificadas y observar los cambios que éstas generen.

Las tuberías se verán sujetas a diversas condiciones a lo largo de la vida del pozo y todo esto deberá ser considerado en el análisis para seleccionar una por encima de otra, factores como el precio y la disponibilidad de la selección realizada en el programa de perforación serán factores a tomar en cuenta al momento de decidirse por un diseño u otro. Para elementos didácticos, el alumno de la clase de Ingeniería de Pozos tendrá una idea integral de todas las cuestiones que se involucran al momento de diseñar un pozo a perforar, ayudando a solidificar sus conocimientos de perforación y diseño.

Es importante observar a la perforación como algo integral, en la que si algún elemento es modificado éste afectará a todo el sistema.

BIBLIOGRAFÍA

Eaton, Ben A. Graphical Method Predicts Geopressures Worldwide. *World Oil* (7/76), pp 100-104.

Eaton, B. A., "The Equation for Geopressure Prediction from Well Logs", SPE 5544, 1975.

Eaton, B. A., "The Effect of Overburden Stress on Geopressure Prediction from Well Logs", *Journal of Petroleum Technology*, Ago., 1972, pp. 929-934.

Eaton, B. A., "Fracture Gradient Prediction and Its Application in Oilfield Operations", *Journal of Petroleum Technology*, Oct., 1969, pp. 1353-1360.

Eaton, B. A, y Eaton, T. L., "Fracture gradient prediction for the new generation", *World Oil*, Oct., 1997, pp. 93-100.

Christman, S. A., "Offshore Fracture Gradients", *Journal of Petroleum Technology*, Ago., 1973, pp. 910-914.

MacPherson, L. A., y Berry, L. N., "Prediction of Fracture Gradients from Log Derived Elastic Moduli", *The Log Analyst*, Sep.-Oct. 1972, pp. 12-19.

Pennebaker, E. S., "An Engineering Interpretation of Seismic Data", SPE 2165.

Hubbert, M. K., y Willis, D. G., "Mechanics of Hydraulic Fracturing", *AIME Petroleum Transactions*, Vol. 210, 1957, pp. 153-168.

Yoshida, C., Ikeda, S., and Eaton, B. A.: *An Investigative Study of Recent Technologies Used for Prediction, Detection, and Evaluation of Abnormal Formation Pressure and Fracture Pressure in North and South America*, IADC/SPE 36381, 1996.

Matthews, W. R., and Kelly, J.: *How to Predict Formation Pressure and Fracture Gradient*, *The Oil and Gas Journal*, Feb., 1967.

Foster, J.B., y Whalen, J.E., "Estimation of formation pressures from electrical surveys-Offshore Louisiana", *Journal of Petroleum Technology*, Febrero, 1966.

Terzaghi, K., *Theoretical Soil Mechanics*, John Wiley & Sons, Inc., New York (1943).

Hottman, C.E., and Johnson, R.K.: Estimation of Formation Pressure from Log-Derived Shale Properties, Journal of Petroleum Technology, August, 1965.

Adam T. Bourgoyne Jr., Keith K. M., Martin E. C. and F. S. Youn.: Applied Drilling Engineering, 1986.

Neal J. Adams, Drilling Engineering “A Complete Well Drilling Approach”, 1988.

Gerencia de Reparación y Terminación de Pozos “Hidráulica Aplicada Nivel 4”, Programa Nacional de Capacitación, 2001