



UNIVERSIDAD NACIONAL  
AVENIDA DE  
MEXICO

**UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA DE MEXICO**

---

---

**PROGRAMA DE MAESTRIA Y DOCTORADO EN  
INGENIERIA**

FACULTAD DE INGENIERIA

**COMPORTAMIENTO DE LA PRESIÓN EN ESPACIOS  
ANULARES CONFINADOS POR EFECTO DE LA  
TEMPERATURA, EN POZOS FLUYENTES DE LA  
CUENCA DE BURGOS**

**T E S I S**

QUE PARA OPTAR POR EL GRADO DE:

**MAESTRO EN INGENIERIA**

INGENIERIA PETROLERA – PERFORACION

P R E S E N T A :

**ING. LUIS ENRIQUE GRANADO CEDEÑO**



TUTOR:  
DR. FERNANDO SAMANIEGO VERDUZCO

2005



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.



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.

**JURADO ASIGNADO:**

Presidente: Dr. Vicente Casariego Gonzalez.

Secretario: M. en I. Joaquín Mendiola Sanchez.

Vocal: Dr. Fernando Samaniego Verduzco.

1<sup>er</sup>. Suplente: M. en C. José Manuel Reyes Aguirre

2<sup>do</sup>. Suplente: M. en C. Jaime Ortiz Ramirez

Lugar o lugares donde se realizó la tesis:

Ciudad Universitaria, México, DF.

**TUTOR DE TESIS:**

Dr. Fernando Samaniego Verduzco

---

**FIRMA**

## **AGRADECIMIENTOS Y DEDICATORIA**

### **A MI HERMANO MAYOR**

**Luis Alfredo Granado Cedeño**

Gracias a su conocimiento y entusiasmo fue posible culminar este trabajo con éxito.

### **A MIS PADRES Y GEMELO**

**Luis Alfredo Granado**

**Elda Cedeño de Granado**

**Luis Carlos Granado Cedeño**

Con todo su amor y consejos, siempre fueron y serán la inspiración para salir adelante.

### **A MI PRIMO**

**José Manuel Mejías Machado**

Su apoyo fue fundamental.

### **A MIS AMIGOS**

**Rodolfo Lárez**

**María Laura Lárez**

**David Rojas**

**Scarlet Cesin**

Por todos los problemas de vida y estudios que superamos juntos, son muchos recuerdos.

### **AL Dr. Daniel García Gavito**

Por su Orientación al inicio de la carrera.

### **AL Dr. Fernando Samaniego Verduzco**

Por su asesoría y soporte para finalizar este trabajo.

### **AL Ing. Martín Terrazas Romero**

Por la propuesta de este tema de trabajo y asesorías.

### **A MIS SINUDALES**

**Dr. Vicente Casariego**

**M. en I. Joaquín Mendiola**

**M. en C. Jaime Ortiz**

**M. en C. José Manuel Reyes**

Por todos sus valiosos aportes y observaciones, oportunamente realizados.

### **DEDICO ESTA TESIS A:**

**MI AMADO SOBRINO LUIS ALFREDO GRANADO, PARA QUE LE SIRVA DE EJEMPLO EN SU VIDA QUE COMIENZA Y QUE CON NUESTRO APOYO PUEDA LLEGAR MAS LEJOS DE LO QUE NOSOTROS PODAMOS.**

## CONTENIDO

	Pág.
Lista de Figuras	III
Lista de Tablas	VI
AGRADECIMIENTOS	VII
RESUMEN	VIII
<b>CAPÍTULO 1</b>	
<hr/>	
INTRODUCCIÓN	9
Trabajos Previos	12
Cuenca de Burgos	17
MARCO TEÓRICO	21
Desempeño de las propiedades de revestimientos bajo condiciones de carga	21
Cedencia	21
Colapso	23
Estallido o presión interna	26
Tensión	26
Modelo biaxial	27
Modelo triaxial	28
Criterios de falla	31
Efectos axiales	32
Efectos de temperatura	35
Condiciones de carga	35
Tubería de producción	36
Revestimiento de Producción	37
Revestimiento Intermedio	38
Revestimiento de Superficie	39
Pozos con estimulación de vapor	40
Distribución de esfuerzos en una tubería compuesta	40
Mecanismos de transferencia de calor en un pozo	41

## **CAPÍTULO 2**

---

DESARROLLO DEL MODELO	45
Modelo térmico del pozo	47
Modelo de la expansión del fluido anular	58
Modelo para los desplazamientos de las tuberías de revestimiento	60

## **CAPÍTULO 3**

---

DISCUSIÓN Y ANÁLISIS DE LOS RESULTADOS	69
CONCLUSIONES	104
NOMENCLATURA	106
REFERENCIAS	108
APÉNDICE A	A.1
APÉNDICE B	B.1

## LISTA DE FIGURAS

		Pág.
Figura – 1	Cuencas de Hidrocarburo en México	17
Figura – 2	Pozo tipo de la Cuenca de Burgos	18
Figura – 3	Distribución de fluidos en el pozo al final de la cementación	20
Figura – 4	Comportamiento de un material elastoplástico con rangos de transición	22
Figura – 5	Comportamiento térmico de la cedencia	23
Figura – 6	Comportamiento del colapso	25
Figura – 7	Comportamiento del modelo biaxial	28
Figura – 8	Representación de los esfuerzos equivalentes	30
Figura – 9	Representación del modelo triaxial normalizado	30
Figura – 10	Criterio de falla para una tubería de 13 3/8"	31
Figura – 11	Tubería simétrica bajo presión y temperatura	41
Figura – 12	Esquema de solución para el modelo	45
Figura – 13	Pozo tipo dividido en secciones	46
Figura – 14	Convención de signos para un pozo fluyente	47
Figura – 15	Sistema radial de transferencia de calor	47
Figura – 16	Agujero de 12 1/4" con TR de 9 5/8" J-55 32.3 lbs/pie a 150 m (L <sub>1</sub> )	53
Figura – 17	Longitud del intervalo 450 m anular de 7" en 3 1/2" (L <sub>2</sub> -L <sub>1</sub> )	53
Figura – 18	Longitud del intervalo 600 m anular de 7" en 3 1/2" cementado (L <sub>3</sub> -L <sub>2</sub> )	53
Figura – 19	Longitud del intervalo 450 m tubing de 3 1/2" cementado en un agujero de 6 1/8" (L <sub>4</sub> -L <sub>3</sub> )	54
Figura – 20	Cilindro compuesto de la sección superior del agujero	62
Figura – 21	Cilindro compuesto de la sección inferior del agujero	65
Figura – 22	Datos reales obtenidos en campo. Pozo 1	70
Figura – 23	Gradiente de temperatura fluyente real. Pozo 1	71
Figura – 24	Comparación de perfiles de temperatura fluyente y estática. Pozo 1	72
Figura – 25	Perfil de temperaturas en el anular a condiciones de flujo. Pozo 1	73



Figura – 26	Perfil de temperaturas en el anular a condiciones estáticas. Pozo 1	73
Figura – 27	Datos reales obtenidos en campo. Pozo 2	75
Figura – 28	Gradiente de temperatura fluyente real. Pozo 2	75
Figura – 29	Comparación de perfiles de temperatura fluyente y estática. Pozo 2	76
Figura – 30	Perfil de temperaturas en el anular a condiciones de flujo. Pozo 2	76
Figura – 31	Perfil de temperaturas en el anular a condiciones estáticas. Pozo 2	77
Figura – 32	Datos reales obtenidos en campo. Pozo 3	78
Figura – 33	Gradiente de temperatura fluyente real. Pozo 3	78
Figura – 34	Comparación de perfiles de temperatura fluyente y estática. Pozo 3	79
Figura – 35	Perfil de temperaturas en el anular a condiciones de flujo. Pozo 3	79
Figura – 36	Perfil de temperaturas en el anular a condiciones estáticas. Pozo 3	80
Figura – 37	Datos reales obtenidos en campo. Pozo 4	81
Figura – 38	Gradiente de temperatura fluyente real. Pozo 4	81
Figura – 39	Comparación de perfiles de temperatura fluyente y estática. Pozo 4	82
Figura – 40	Perfil de temperaturas en el anular a condiciones de flujo. Pozo 4	82
Figura – 41	Perfil de temperaturas en el anular a condiciones estáticas. Pozo 4	83
Figura – 42	Datos reales obtenidos en campo. Pozo 5	84
Figura – 43	Gradiente de temperatura fluyente real. Pozo 5	84
Figura – 44	Comparación de perfiles de temperatura fluyente y estática. Pozo 5	85
Figura – 45	Perfil de temperaturas en el anular a condiciones de flujo. Pozo 5	85
Figura – 46	Perfil de temperaturas en el anular a condiciones estáticas. Pozo 5	86
Figura – 47	Datos reales obtenidos en campo. Pozo 6	87
Figura – 48	Gradiente de temperatura fluyente real. Pozo 6	87
Figura – 49	Comparación de perfiles de temperatura fluyente y estática. Pozo 6	88
Figura – 50	Perfil de temperaturas en el anular a condiciones de flujo. Pozo 6	88
Figura – 51	Perfil de temperaturas en el anular a condiciones estáticas. Pozo 6	89
Figura – 52	Datos reales obtenidos en campo. Pozo 7	90
Figura – 53	Gradiente de temperatura fluyente real. Pozo 7	90
Figura – 54	Comparación de perfiles de temperatura fluyente y estática. Pozo 7	91
Figura – 55	Perfil de temperaturas en el anular a condiciones de flujo. Pozo 7	91
Figura – 56	Perfil de temperaturas en el anular a condiciones estáticas. Pozo 7	92

Figura – 57	Datos reales obtenidos en campo. Pozo 8	93
Figura – 58	Gradiente de temperatura fluyente real. Pozo 8	93
Figura – 59	Comparación de perfiles de temperatura fluyente y estática. Pozo 8	94
Figura – 60	Perfil de temperaturas en el anular a condiciones de flujo. Pozo 8	94
Figura – 61	Perfil de temperaturas en el anular a condiciones estáticas. Pozo 8	95
Figura – 62	Datos reales obtenidos en campo. Pozo 9	96
Figura – 63	Gradiente de temperatura fluyente real. Pozo 9	96
Figura – 64	Comparación de perfiles de temperatura fluyente y estática. Pozo 9	97
Figura – 65	Perfil de temperaturas en el anular a condiciones de flujo. Pozo 9	97
Figura – 66	Perfil de temperaturas en el anular a condiciones estáticas. Pozo 9	98
Figura – 67	Tendencia de resultados obtenidos de los nueve pozos estudiados	100

## LISTA DE TABLAS

	Pág.	
Tabla – 1	Características de las tuberías de revestimiento	19
Tabla – 2	Relación de grados de tubería API	23
Tabla – 3	Casos de carga para tuberías de producción en pozos estándar	37
Tabla – 4	Casos de carga para revestimiento de producción en pozos estándar	38
Tabla – 5	Casos de carga para revestimiento intermedio en pozos estándar	39
Tabla – 6	Casos de carga para revestimiento de superficie en pozos estándar	39
Tabla – 7	Resumen de resultados obtenidos en los nueve pozos estudiados	99
Tabla – 8	Presión real en el espacio anular contra la calculada	101

## RESUMEN

En la construcción de pozos de petróleo y gas se presentan espacios anulares entre las tuberías de revestimiento que lo componen. Estos espacios están llenos de fluido, el cual puede generar presiones internas y de colapso importantes, que generalmente se desprecian, o no se consideran en el diseño de las sartas de revestimiento. Estas presiones siempre están presentes en los pozos una vez que son disparados y alcanzan condiciones estables de producción, y en la mayoría de los casos se atribuyen a malos trabajos de cementación, que son incapaces de aislar los fluidos dentro de la formación.

En la búsqueda de una explicación para este fenómeno, se desarrolló una metodología para calcular las presiones en el espacio anular como una función de la expansión térmica de fluidos base aceite, y la reducción del volumen en las tuberías de revestimiento que lo confinan por causa de los esfuerzos principales que se generan una vez que éstas se introducen dentro del pozo. Ésta metodología considera dos condiciones de frontera básicas, pozo estático y pozo fluyente a condiciones estabilizadas, desarrollando la mayor parte de la teoría sobre la base de datos medidos en campo y pozos reales recientemente perforados en la Cuenca de Burgos.

Los pozos estudiados en este trabajo demostraron que variaciones pequeñas de temperatura pueden generar presiones anulares considerables, que en todos los casos fueron medidas y atribuidas al fenómeno de la expansión térmica y reducción del volumen generado por las tuberías. El modelo obtenido en ésta tesis permite predecir el orden de magnitud de las temperaturas fluyentes y presiones observadas en los espacios anulares de los pozos. Más aún fue posible realizar algunos análisis para controlar la presión máxima que se pudiera generar, al estudiar variables como la ubicación de las cimbras de cemento, para generar espacios no confinados y la posibilidad de restringir la cantidad de fluido que queda atrapado, disponiendo de espacio libre para la expansión. Las soluciones para los modelos aquí propuestos se programaron por partes de modo que se facilite su aplicación y obtención de resultados en una manera sencilla.

## 1. INTRODUCCIÓN

En la perforación de pozos de petróleo y gas, a ciertas profundidades es necesario cubrir las paredes del agujero usando tuberías de revestimiento, con el propósito principal de mantenerlo abierto y aislar los fluidos de la formación, a la vez que proporciona un soporte adecuado a todas las instalaciones y equipos superficiales del pozo. Consecuentemente los pozos son perforados y revestidos por etapas para sellar las zonas problema y poder alcanzar la profundidad del objetivo. Se requieren diferentes tamaños de revestimiento de acuerdo a la profundidad del pozo; los cuatro revestimientos generalmente usados para terminar un pozo son: la tubería conductora, superficial, intermedia y de producción.

Estas sartas de revestimiento se cementan de modo que se genere un sello entre sus paredes externas y las paredes del agujero. De acuerdo a los programas de cementación y las condiciones operacionales del hoyo perforado, al momento de bajar las tuberías de revestimiento, el cemento podría o no cubrir la totalidad de la tubería desde el fondo hasta la superficie. En este sentido los espacios anulares libres de cemento dependerán de los topes alcanzados por el mismo una vez terminado el trabajo de cementación. El fluido que queda atrapado en el espacio anular pudiera ser el fluido del frente lavador (base agua), usado con la lechada de cemento o una combinación de éste último con el lodo de perforación utilizado para perforar esta etapa. Los espacios anulares generados, ya sean de acuerdo al programa o de manera involuntaria, podrían estar confinados o no dependiendo de las longitudes de los revestimientos involucrados y los topes de cemento alcanzado; se entiende por un espacio anular confinado aquel donde el tope de cemento queda solapado entre los dos revestimientos, y como no confinado aquel donde el tope de cemento se ubica por debajo de la zapata del revestimiento externo quedando parte del anular en contacto con el agujero descubierto.

La perforación del pozo debajo de la zapata del último revestimiento y principalmente las operaciones de producción subsecuentes, causan debido a la circulación de fluidos, que la

distribución de temperatura en el pozo cambie desde el fondo hasta la superficie, de modo que el flujo calienta la sección superior del hoyo, sometiendo a la sarta de revestimiento a temperaturas superiores a la del medio ambiente en la sección más superficial. Estos cambios de temperatura generan una expansión o acortamiento de la tubería libre, los cuales generalmente se desechan en la vida productiva del pozo y sólo se consideran donde ocurren grandes cambios de temperatura que producen un esfuerzo axial considerable. El fenómeno de las presiones anulares ha sido estudiado por más de una década y aún se sigue investigando.

El problema de interés es el incremento de la presión en los espacios anulares debido a su calentamiento el cual sólo se toma en cuenta para el diseño de pozos de alta presión y alta temperatura. Durante la producción la transferencia de calor de los fluidos producidos hacia las sargas de revestimiento causa que el fluido atrapado en los espacios anulares incremente su presión, debido a una expansión térmica, ésta presión puede exceder la resistencia al colapso de la tubería de revestimiento resultando en una falla. En realidad cuando el pozo es completado la condición de anulares confinados y su resultante incremento en presión puede no ser un problema hasta que la falla ocurra. Estudios teóricos han demostrado que un fluido confinado (agua) sometido a una expansión térmica puede aumentar su presión en el orden de 80 a 150 psi por cada °F de incremento en temperatura y que el agua confinada puede llegar a generar hasta 10000 psi de presión.

El acceso fácil a los cabezales en los pozos de tierra firme permite a los operadores el monitoreo y despresurización frecuentes de estos anulares, pese a esta ventaja, la liberación de estos fluidos al medio ambiente genera problemas adicionales. Por otra parte los pozos submarinos, donde el acceso a los cabezales es limitado requiere un cuidadoso diseño de tuberías de revestimiento o bien de la terminación del pozo.

El trabajo está estructurado en tres capítulos, donde primeramente se hace una introducción y explicación acerca del estado del arte en cuanto al tema de interés, a la vez que se explican las bases teóricas fundamentales relacionados con la investigación. Seguidamente se explica la metodología y desarrollo de los modelos matemáticos para

calcular el fenómeno de las presiones anulares; finalmente se presentan y discuten los resultados comparándolos con los datos medidos en el campo, previo a emitir las conclusiones finales.

El estudio se aplica en pozos de gas recientemente perforados en la Cuenca de Burgos, que cuentan con información nueva y bastante completa, parte de ella recolectada especialmente con fines de sustentar las teorías aquí presentadas. Estos pozos presentan terminaciones de tipo “Tubing Less” con tres tuberías de revestimiento, en los que observa mayormente un sólo espacio anular confinado, lo cual delimita el alcance del modelo matemático para este tipo de pozos.

El modelo matemático generado se dividió tres partes principales, realizando cálculos por separado de:

- ✓ Temperatura en la tubería de producción y transferencia de calor hacia el espacio anular, de acuerdo a las leyes básicas de Fourier para cilindros concéntricos.
- ✓ Cambios generados en las tuberías de revestimiento que componen el espacio anular confinado, de acuerdo a las teorías de esfuerzo existentes.
- ✓ Expansión de fluidos base aceite.

Para la solución del modelo se consideran principalmente dos condiciones de frontera:

1. Pozo estático antes de disparar el intervalo o intervalos productores.
2. Pozo fluyendo a condiciones estabilizadas.

El propósito de éste trabajo es calcular el cambio de presión en un espacio anular confinado como consecuencia del incremento en su temperatura, usando el modelo matemático que considera el cambio de volumen en el espacio anular confinante debido a los esfuerzos que se producen sobre las tuberías de revestimiento, a la vez que se relaciona con la expansión térmica del volumen de fluido confinado, considerando el pozo como un sistema donde interactúan todos los revestimientos asentados.

## 1.1 TRABAJOS PREVIOS

Adams<sup>[1]</sup> presentó un método de análisis global que considera el sistema del pozo completo como un sistema (todos los revestimientos juntos), desarrollando un modelo teórico riguroso. El método calcula todas las cargas que se aplican durante la vida del pozo, incluyendo el modelado de toda la historia de carga, desde el estado inicial libre de esfuerzos hasta las condiciones finales de operación. Para su sistema consideró como principales las condiciones de carga siguientes:

- ✓ Instalación (perforación, corrida de revestimiento, cementación).
- ✓ Terminación.
- ✓ Operación (producción, inyección de agua, etc.).

Según el autor el incremento en las presiones anulares por calentamiento puede ser calculado usando el análisis global solamente, debido a que la presión anular y el anillo de esfuerzos de la tubería de revestimiento deben encontrar un equilibrio común en todo el sistema. En este sentido, cálculos aislado inadecuados pueden dar resultados bajos o altos. El incremento de presión por calentamiento se considera frecuentemente como un efecto aislado en el fluido anular; sin embargo, en realidad se trata de dos efectos combinados: expansión volumétrica del fluido anular y expansión circunferencial de los mismos revestimientos. Debido a que el sistema es elástico, la presión total puede obtenerse por medio de la superposición de los dos efectos, la solución entonces está dada por:

$$[\Delta V_c^* + \Delta V_f^*] = [F][\Delta p_f] , \quad (1)$$

Escribiendo  $\Delta V^* = [\Delta V_c^* + \Delta V_f^*]$  e invirtiendo  $[F]$  se obtiene el cambio de presión:

$$[\Delta p_f] = [F^{-1}][\Delta V^*] . \quad (2)$$



Las presiones anulares por calentamiento se determinan en parte por la rigidez circunferencial del revestimiento, sin embargo este último no solo depende de la presión anular sino también del esfuerzo axial. En este sentido se requiere el uso de una solución iterativa.

El método desarrollado por Adams calcula la respuesta del sistema a cargas individuales, para un modelo general de pozo, tomando en cuenta todas las cargas mencionadas con anterioridad. Los retos principales fueron:

- El gran número de cargas individuales;
- Interacciones de cargas complejas;
- Los requerimientos de un modelo completamente general.

Primeramente se calculan las presiones anulares y posteriormente se usan para estimar las cargas axiales en los revestimientos y tuberías de producción. Con la información anterior se busca una solución separada para la fuerza axial. Si la redistribución de la fuerza axial causa pandeo en cualquiera de las sartas, la solución axial es repetida sucesivamente hasta que las fuerzas converjan.

El equilibrio de las fuerzas axiales provee la información para la interacción esfuerzo axial – rigidez circunferencial, y se repite todo el procedimiento hasta que se alcanza la convergencia.

Los volúmenes anulares se calculan con base a la información acerca de la geometría del pozo, usándose conjuntamente con los datos térmicos del fluido (compresibilidad y expansibilidad) y las propiedades mecánicas para calcular la matriz de flexibilidad  $[F]$ .

Los resultados obtenidos por Adams mostraron que:

- El calentamiento anular causa altos esfuerzos de colapso y estallido
- Los métodos de diseño convencionales resultaron inadecuados para predecir estos esfuerzos. Este problema requiere un análisis global de la vida productiva del

pozo y no de un diseño simple usando el peor de los escenarios, el cual calcula la respuesta debida solamente a un evento dado, ejemplo, la realización de una prueba de formación “Drill Stem Testing” (DST); los esfuerzos obtenidos de esta manera no incluyen el esfuerzo que ya estaba presente en el revestimiento antes de que el evento tuviera lugar.

En 1993 Oudemans y Bacarreza<sup>[2]</sup> instrumentaron el anular de 9 5/8” x 13 3/8” de un pozo costa afuera de alta presión y alta temperatura, para registrar los cambios de presión y temperatura durante la perforación, cementación y pruebas de producción con el fin de investigar el problema de incremento de presión en espacios anulares y su efecto bajo condiciones reales.

En éste trabajo se presentaron los resultados de las pruebas y un modelo general para el incremento de presión en espacios anulares sellados no confinados, correlacionados con los datos de campo. En vista de que sólo se disponía de mediciones para presión y temperatura, se realizaron ciertas suposiciones con respecto a la respuesta de la formación ante el incremento de presión, propiedades del líquido in situ, etc.

La mayoría de los tratamientos teóricos consideran que los fluidos contenidos en el espacio anular están perfectamente confinados entre los revestimientos; en vista de la naturaleza incompresible de estos fluidos, cambios pequeños en temperatura, volumen anular etc., resultan en cambios considerables en presión para un anular completamente hermético así la mayoría de los cálculos predicen que se podrían generar presiones potencialmente extremas en un anular confinado y sellado.

Con el fin de evitar este problema, Shell Expro (UK) adoptó la política de no cementar los revestimientos arriba de la zapata del revestimiento previo, de tal forma que la presión podría en principio ser venteadada a las formaciones adyacentes. La base teórica para éste procedimiento fue descartada; sin embargo la que se podría considerar como una base, que es el efecto de las fugas de presión anular, fue presentado en éste artículo. Para validar

las expresiones teóricas se realizaron pruebas de campo con anular instrumentado en un pozo exploratorio de alta presión y alta temperatura.

La formulación del modelo general se basa en la ecuación de estado, la cual expresa que la presión de un fluido depende de la cantidad de fluido ( $M$ ), del volumen anular ( $V_{ann}$ ) y de la temperatura ( $T$ ).

$$p = p(M, V_{ann}, T). \quad (3)$$

A partir de lo anterior la siguiente ecuación lineal puede ser derivada para pequeños cambios en presión:

$$\Delta p = \left( \frac{\partial p}{\partial M} \right)_{V,T} \Delta M + \left( \frac{\partial p}{\partial V_{ann}} \right)_{M,T} \Delta V_{ann} + \left( \frac{\partial p}{\partial T} \right)_{M,V} \Delta T. \quad (4)$$

Aquí el primer término representa el cambio en presión causado por filtraciones de fluido hacia la formación o anulares adyacentes. El segundo término es el cambio de presión causado por cambios en el volumen anular, los cuales son inducidos por cargas térmicas o hidráulicas en los revestimientos. El último término es el incremento de presión para condiciones de temperatura y volumen constante. El cambio en el volumen anular también se calcula apoyándose en la geometría anular pero los diámetros externos e internos dependen de la presión del revestimiento (efecto balón) y de la temperatura (expansión y contracción térmica). Con estos dos sistemas se puede evaluar el cambio en el volumen anular; el problema es que el cambio en el volumen anular depende del cambio en presión, lo cual se puede resolver a través de un método numérico apropiado.

El problema final fue la evaluación de las pérdidas de líquido, las cuales dependen de la presión de poro en la formación no cementada. Para determinar cual es el proceso que realmente domina el incremento de presión en el anular y como se debe considerar en el diseño de revestimiento, **se realizaron pruebas de campo en un anular instrumentado para compararlos con los modelos generados, demostrando que:**

- Las altas presiones anulares obtenidas con los modelos previos, “como una consecuencia del calentamiento del pozo durante la producción”, no fueron medidas durante la prueba.
- Comparando con los cálculos del estudio con base en el modelo general que toma en cuenta los efectos hidráulicos, térmicos y de pérdida de fluido, indicaron que las fugas tienen influencia dominante en el comportamiento de la presión de una anular sellado no confinado, permitiendo presiones locales muy bajas.

Si el cemento se coloca sobre la zapata en un pozo marino convencional, el anular estará completamente sellado; la expansión del fluido anular debido al incremento de temperatura luego de iniciar la producción, puede causar esfuerzos grandes en el revestimiento. Por otra parte, si el cemento se deja debajo de la zapata para evitar el incremento de presión por calentamiento, el revestimiento podría pandearse. Adams y Angus Mac Eachran<sup>[4]</sup> en 1991 estudiaron estos problemas, proporcionando técnicas de diseño, casos de estudio y recomendaciones para evitar el sobre esfuerzo en la TR. Un análisis completo de esfuerzos en los revestimientos es sorprendentemente complejo, debido tanto al número de cargas actuando como a las interrelaciones variadas entre los efectos de carga. Los sistemas de cargas que actúan en el revestimiento son los siguientes:

- Incremento de la temperatura axial y circunferencial en el revestimiento.
- Relación de Poisson, cambios de longitud y efecto balón.
- Peso y flotación del revestimiento.
- Fuerzas de pistón en cambios de sección.

Los sistemas de cargas que actúan sobre el fluido anular son: presión hidrostática, presión por calentamiento y presión impuesta en superficie. Los cálculos del sistema en equilibrio incluyen: tensión efectiva, pandeo de la tubería, redistribución de fuerzas entre las sartas y límites en la presión anular debido a fugas hacia la formación o al venteo desde superficie. Muchos de estos efectos de carga son mutuamente dependientes; el equilibrio en el esfuerzo circunferencial del revestimiento y la presión anular se obtiene a través de una matriz de solución de todos los anulares y revestimientos juntos. La presión anular

contribuye a las cargas axiales a través del efecto balón y pistón, tensión efectiva, etc. La complejidad del método de análisis claramente requiere el uso de computadoras, por lo que se desarrolló un programa para automatizar la técnica y generar casos de estudio.

## 1.2 CUENCA DE BURGOS

La Cuenca de Burgos se ubica al Noreste de México y es una extensión de la Cuenca del Golfo, con su mayor parte en tierra firme. De las cuatro cuencas de México que producen gas no asociado, el mayor volumen de producción proviene de la Cuenca de Burgos, que cubre una superficie de 72500 km<sup>2</sup>, en la que se descubrió gas en 1945.



Fig. 1 – Cuencas de Hidrocarburo en México

Estudios geológicos recientes realizados por PEMEX indican que los campos de la Cuenca de Burgos podrían contener hasta 515000 millones de m<sup>3</sup>. Actualmente la cuenca produce aproximadamente 29 millones de m<sup>3</sup>/d, y PEMEX, Exploración y Producción (PEP) está trabajando con mucha energía para duplicar ese volumen de producción. La

Cuenca de Burgos contiene espesores de sedimentos de hasta 9000 m correspondientes a estratos del Mesozoico Superior y del Terciario, geológicamente equivalentes a las areniscas Queen City, Vicksburg, Wilcox y Lobo, que resultan productivas justo al norte, en la Cuenca de las Costa del Golfo del sur de Texas, EUA. Los yacimientos en estos sedimentos siliciclásticos de baja permeabilidad son pequeños y se encuentran organizados en pequeños compartimientos a causa de la presencia de fallas. Cada compartimiento debe ser considerado por separado, con propiedades petrofísicas diferentes y que varían en función de la profundidad. En esta geología compleja, las formaciones con problemas de pérdidas de circulación y alta presión plantean serios desafíos a los perforadores. La mayor parte de los pozos se perforan hasta alcanzar profundidades de 2900 a 3000 m, y son terminados y fracturados hidráulicamente. Su productividad inicial es alta, pero declina rápidamente.

En el bloque misión se inició una campaña de perforación desde Octubre del 2004 perforando hasta la fecha 12 pozos nuevos, que presentan una terminación tipo “Tubing Less” con tres revestimientos a profundidades que varían en su mayoría entre los 1600 y 2300 metros, como se observa en la figura 2.

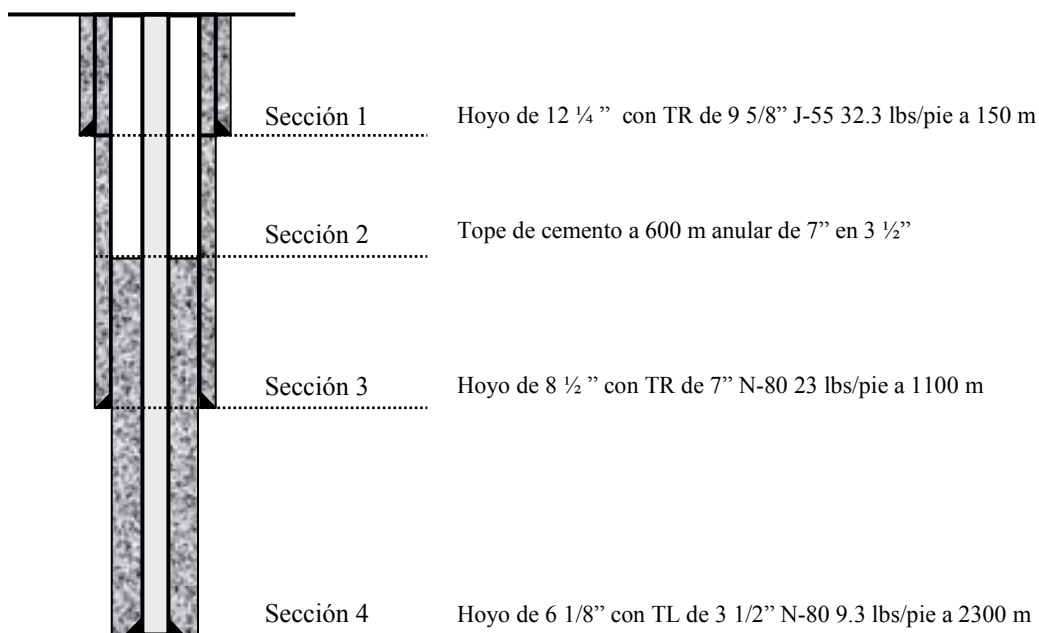


Fig. 2 – Pozo tipo en la Cuenca de Burgos

Los pozos son perforados en tres etapas:

1. Etapa de 12 ¼” con lodo base agua (bentonítico).
2. Etapa de 8 ½” con lodo de emulsión inversa base aceite
3. Etapa de 6 1/8” con lodo de emulsión inversa base aceite

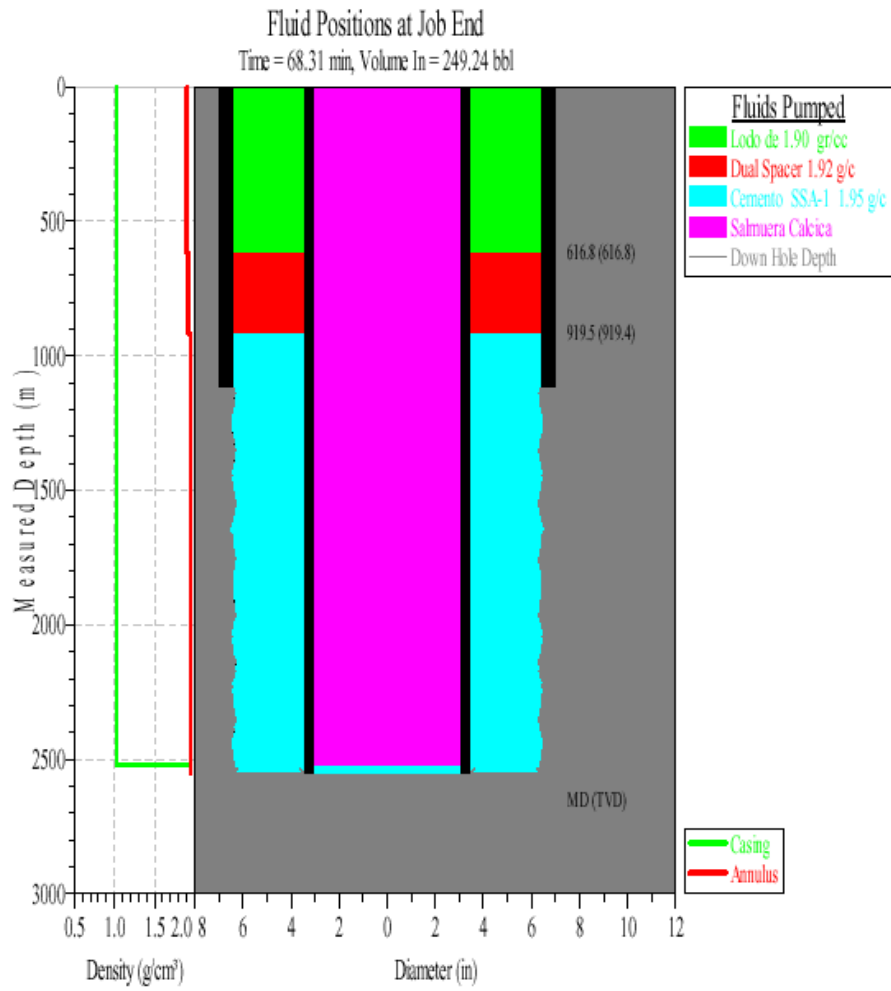
Los programas de cementación son elaborados de modo que el tope de cemento para las tuberías de 9 5/8” y 7” correspondientes a las primeras dos etapas de perforación alcance la superficie o el nivel más alto posible, lo cual en ocasiones no es posible lograr debido a problemas operacionales, pérdidas parciales de circulación, agujero fuera de calibre, etc. En este sentido se cuenta con varias configuraciones de los espacios anulares, escenarios que permiten analizar las presiones generadas por calentamiento una vez que los pozos son puestos en producción.

Las tuberías de revestimiento utilizadas en los pozos, de acuerdo con los diseños para las condiciones a las que serán sometidas se resumen a continuación en la tabla 1.

**Tabla – 1.** Características de las tuberías de revestimiento<sup>[20]</sup>.

Intervalo (m)	Diámetro (pg)	Grado	Peso (lb/pie)	Junta	Colapso (psi)	Entallamiento (psi)	Tensión (lbs)
0 – 150	9 5/8”	J – 55	32.3	STC	1380	2270	365000
0 – 1000	7”	N – 80	23	BCN	3830	6340	532000
0 – 2300	3 ½”	N – 80	9.3	8 Hrr	10530	10160	272000

En las operaciones de cementación se usan las lechadas de acuerdo a la etapa en que se esté trabajando; por lo general se bombea un bache de agua o a base de agua como frente lavador previo a la lechada de cemento. Esto implica que el fluido atrapado en el anular una vez finalizada la cementación, es una mezcla de lodo y agua dependiendo del nivel que alcance el tope de cemento. La figura 3 muestra una simulación con un programa comercial (Opticem de Halliburton) donde se estima la posición final de los fluidos al final de la operación.



**Fig. 3** – Distribución de fluidos en el pozo al final de la cementación



---

## 1.3 MARCO TEORICO

### DESEMPEÑO DE LAS PROPIEDADES DE LAS TUBERÍAS DE REVESTIMIENTO BAJO CONDICIONES DE CARGA

La resistencia de un tubo se puede definir como la reacción natural que opone el material ante la imposición de una carga, a fin de evitar o alcanzar los niveles de falla. Una falla en las tuberías es una condición mecánica que refleja la falta de resistencia del material ante una condición de carga, lo que propicia la deformación del tubo. Las cargas a las que hacemos referencia son nominalmente cargas de presión, cargas axiales, ambientales y mecánicas.

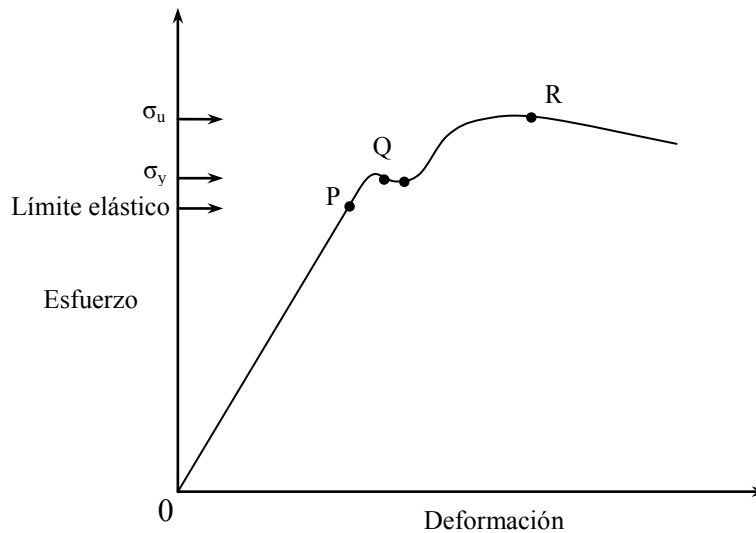
En este sentido los revestimientos están sujetos a diferentes cargas durante las operaciones de asentamiento, cementación, perforación y producción. Las cargas más importantes que deben resistir son: cargas de tensión, estallido y colapso. Por otra parte, existen otras cargas, que pudieran ser de igual o mayor importancia que las anteriores y son frecuentemente factor limitante en la selección de los grados del revestimiento. Estas cargas incluyen: corrosión, vibración y arremetidas por la tubería de perforación, el efecto de las pistolas con que se realizan las perforaciones, la erosión y el objeto de estudio de este trabajo, los fluidos que quedan atrapados en los espacios anulares.

#### CEDENCIA

La cedencia, también conocida como fluencia, es aquella propiedad o condición del material para soportar la deformación elástica, o bien la resistencia que opone el material a la deformación, ante la exposición de una carga.

Haciendo referencia a la figura 4, se dice que un material alcanza la cedencia o fluencia cuando experimenta una carga que le provoca una deformación permanente el cual a menudo resulta en una pérdida de su resistencia al sobrepasar el límite elástico (PQ); es decir el material se comporta plásticamente. Antes de esta deformación, al liberar la carga el material recupera su estado original (OP), se dice entonces que el material es elástico.

Finalmente el punto a partir del cual el material se fractura o se rompe es cuando se alcanza el último valor de resistencia a la cedencia, donde se definen los puntos Q y R sobre la curva como el esfuerzo de cedencia ( $\sigma_y$ ) y el esfuerzo máximo y mínimo del material ( $\sigma_u$ ) respectivamente



**Fig. 4** – Comportamiento de un material elastoplástico con rangos de transición

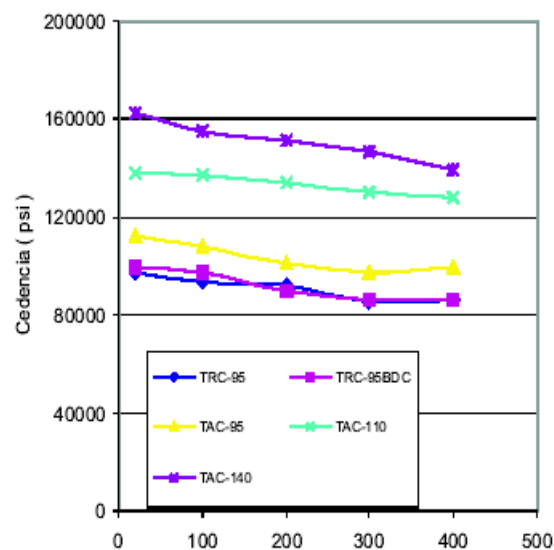
El material de fabricación para las tuberías de revestimiento es el acero; teniendo diferentes tipos, los cuales están regulados por los estándares del API (American Petroleum Institute). Para establecer la cedencia de un acero el API recomienda que se realice una prueba de tensión sobre un espécimen. A partir de ésta se debe medir la deformación generada hasta alcanzar la fractura del mismo. Se establece que la cedencia del material es el esfuerzo de tensión aplicado cuando se alcanza el 0.5% de deformación; éste valor de deformación es ligeramente superior al límite elástico. Dicho porcentaje es aplicable para los aceros API denominados H-40, J-55, K-55, N-80, C-75, L-80 y C-95. Para los aceros P-110 y Q-125, el API considera una deformación de 0.65% para establecer la cedencia de los materiales. La cedencia se mide en unidades de fuerza por unidad de área (psi), que significa la fuerza aplicada en el área de exposición del material para causar su cedencia. La nomenclatura recomendada para identificar los tipos diferentes de acero se define por una letra seguida de un número.

Debido a que se presentan variaciones significativas en la medición de la cedencia de las tuberías, el API adoptó el criterio de resistencia a la cedencia mínima en lugar de un valor promedio. La resistencia mínima a la cedencia se calcula como el 80% del promedio de cedencia observada en una gran cantidad de pruebas realizadas. Adicionalmente a la resistencia mínima a la cedencia, el API especifica la resistencia máxima a la cedencia y la mínima resistencia a la tensión.

La tabla 2 muestra un resumen de los diferentes aceros o grados API con sus valores de cedencia. Adicionalmente se presenta la figura 5 donde se observa el comportamiento de la cedencia contra la temperatura para algunos aceros, a este tipo de observaciones se les conoce como pruebas de tensión en caliente, observándose que la resistencia a la cedencia de un acero se ve disminuida a temperaturas elevadas ( $>150^{\circ}\text{C}$ ).

**Tabla – 2.** Relación de grados de tubería API

Grado	Cedencia Mínima	Ultima Resistencia	Grado	Ultima Resistencia
H-40	40000	60000	C-95	105000
J-55	55000	60000	Q-125	145000
K-55	55000	65000	E-75	95000
N-80	80000	95000	X-95	115000
L-80	80000	90000	S-135	155000
P-110	110000	125000	C-95	105000
C-75	75000	95000	P-105	120000
T-95	95000	105000	G-105	120000



**Fig. 5 –** Comportamiento térmico de la cedencia

## COLAPSO

La falla por colapso de una tubería es una condición mecánica. Se origina por el aplastamiento de la tubería a causa de una carga de presión. Ésta actúa sobre las paredes externas de la misma y es superior a su capacidad de resistencia.

La resistencia a la falla por colapso de una tubería ha sido estudiada ampliamente. En primer instancia, es una de las causas más comunes de falla en las tuberías colocadas en un pozo y en segundo término, es un fenómeno de falla complejo de predecir. La falla por colapso depende de factores diversos propios de la naturaleza de fabricación del tubo. Dentro de éstos resaltan la cedencia del material, la geometría tubular, imperfecciones (excentricidad, ovalidad) y la condición de esfuerzos en la tubería.

A través de una serie extensa de pruebas realizadas en tuberías, el API ha demostrado el comportamiento de la falla por colapso de las tuberías. La figura 6 muestra las condiciones de falla por colapso diferentes para un amplio rango de diámetros y espesor de tuberías. Éste último término se define como la esbeltez o delgadez de la tubería. De acuerdo a las pruebas realizadas, se manifiestan cuatro zonas o comportamientos. La primera es denominada presión de colapso por cedencia, en la cual el material depende fuertemente de la cedencia del material, en virtud de que se ha comprobado que los esfuerzos tangenciales generados en la periferia del interior del tubo, alcanza el valor de la cedencia. Esta zona se presenta para tuberías cuya esbeltez sea inferior a 15. Es decir, tuberías de diámetro grande ( $> a 7\ 5/8''$ ). Un segundo comportamiento del colapso es el elástico, que puede predecirse mediante la teoría clásica de la elasticidad, y se presenta en tuberías con esbeltez mayor a 25, es decir tuberías de diámetro pequeño ( $< a 7''$ ). Un tercer comportamiento, que el API denominó como colapso elástico, es el que se presenta posteriormente a la etapa de colapso plástico, que obedece a la naturaleza propia de deformación del tubo en la etapa de plasticidad o sea posterior a la cedencia. Y finalmente, existe una zona de transición entre el colapso plástico y colapso elástico. Es un comportamiento que ha sido correlacionado en forma numérica por el API, a fin de tener en forma completa el modelo del comportamiento del colapso.

Las cargas de colapso primario son generadas por la hidrostática de la columna de fluido en el cabezal, fuera de la sarta de revestimiento. Estos fluidos son normalmente los fluidos de perforación y en algunas ocasiones las lechadas de cemento. Los revestimientos también se someten a presiones de colapso severas cuando se perfora a través de formaciones problemáticas como arcillas y sales.

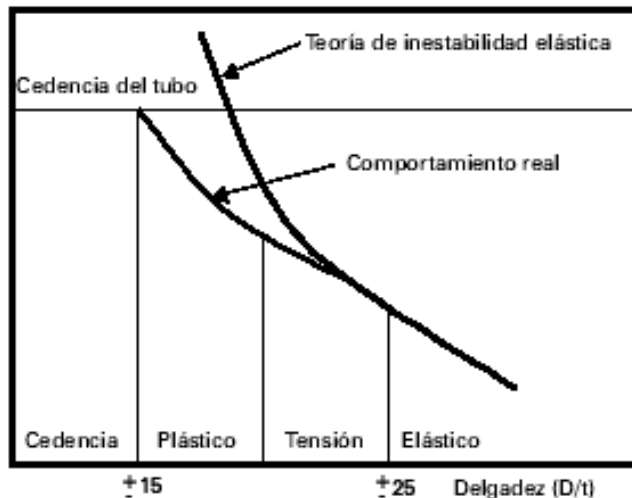


Fig – 6. Comportamiento del Colapso

El colapso mide la resistencia de la sección transversal de la tubería a la inestabilidad que resulta de una presión diferencial externa. El desempeño al colapso de las tuberías está basado en los principios siguientes:

- El desempeño al colapso de las conexiones siempre se supone mayor que el del cuerpo de la tubería
- El desempeño al colapso incluye la resistencia a la presión interna y externa del fluido y a la tensión axial
- El efecto del pandeo en la resistencia al colapso se trata como una carga axial equivalente, la cual se entiende como la máxima tensión de esfuerzo al pandeo aplicada a la sección transversal completa.
- Se considera el efecto de deterioro causado por la carga axial de tensión en la resistencia al colapso y se desprecia el efecto benéfico de la carga axial compresiva es ignorado. Cargas compresivas esperadas durante la fase de diseño no pueden ser aseguradas en las condiciones de campo reales.

El desempeño al colapso se calcula usando los procedimientos recomendados por el API, el cual depende de las variables siguientes:

- Presión Interna
- Esfuerzo axial
- Diámetro externo de la tubería
- Espesor de pared de la tubería

### **ESTALLIDO O PRESIÓN INTERNA**

La presión de estallido se origina de la columna de fluidos de perforación o producción y actúa en las paredes internas de la tubería. El revestimiento está también expuesto a arremetidas o influjos de la formación, que imponen una presión interna si ésta ocurre durante las operaciones de perforación.

La resistencia a la presión interna, o estallido mide la resistencia estructural de la sección de área transversal a una presión diferencial interna. La resistencia a la presión interna de tuberías ha sido discutida con base en los principios siguientes:

- La resistencia a la presión interna de la conexión puede exceder o no la del cuerpo de la tubería.
- Para conexiones API, particularmente en roscas especiales, es posible que la resistencia de la tubería exceda la de la conexión.
- En diseños reales, la resistencia a la presión interna como fue definida por la API, es una medida relativamente incompleta de la integridad del cuerpo de la tubería. Una aproximación más exacta y recomendada, es reconocer que la resistencia a la presión interna se considera automáticamente en una revisión general multi – dimensional empleando el criterio de Von Mises.

### **TENSION**

La tensión es una condición mecánica de una tubería, que puede ocasionar la falla o fractura de la misma. Se origina por la acción de cargas axiales que actúan perpendicularmente sobre el área de la sección transversal del cuerpo del tubo. Las cargas dominantes en esta condición mecánica son los efectos gravitacionales, flotación, flexión y esfuerzos por deformación del material.

La resistencia a la falla por tensión de una tubería se puede determinar a partir de la cedencia del material y el área de la sección transversal. Como se mencionó previamente, se debe considerar la cedencia mínima del material para éste efecto. Puesto que la cedencia de un material se determina a partir de una prueba de tensión, que consiste en aplicar una carga axial en forma incremental sobre una probeta o espécimen con cierta sección transversal (de acuerdo al ASTM), también se obtiene la resistencia a la tensión de dicho material. Este es muy diferente a la de una tubería, por la diferencia en la sección transversal del cuerpo del tubo y de la probeta. La resistencia a la tensión de una tubería de acuerdo a lo estipulado por el API, se mide en unidades de fuerza (libras), con un valor resultante de redondear al número más próximo en múltiplos de 10 libras.

### MODELO BIAxIAL

Un modelo simplificado a partir de la teoría de la distorsión máxima de deformación y trabajo en dos dimensiones fue desarrollado por Nadia, para representar la resistencia al colapso y estallamiento de las tuberías sujetas a un esfuerzo axial variable (diferente de 0). Este modelo aceptado por el API considera la acción de los esfuerzos axiales y tangenciales mucho mayores a los radiales. Su forma matemática es la siguiente:

$$\sigma_{Ae} = \left[ \sqrt{1 - 0.75(\sigma_A / \sigma_Y)^2} - 0.5\sigma_A \sigma_Y \right] / \sigma_Y, \quad (4)$$

Donde:

$\sigma_{Ae}$  = Esfuerzo axial equivalente (psi)

$\sigma_Y$  = Cedencia (psi)

$\sigma_A$  = Esfuerzo axial (psi)

La aplicación de éste modelo ha sido orientada más a la representación del colapso bajo la carga axial variable; se utiliza asignando a las ecuaciones de colapso una cedencia equivalente calculada a partir de la ecuación anterior.

La gráfica biaxial representada en la figura 7 muestra el comportamiento de disminución de la resistencia al colapso para tuberías sujetas a un esfuerzo axial mayor a cero (tensión en cuarto cuadrante), situación que cambia en esfuerzos axiales menores a ce ro

(compresión tercer cuadrante). El resultado de esta predicción de pérdida o ganancia de resistencia, ha estado sujeto a controversia en virtud de no contar con pruebas exhaustivas que corroboren lo anterior. Se considera que solo un +10% en resistencia se puede obtener bajo compresión. Por tensión puede considerarse una pérdida total en resistencia.

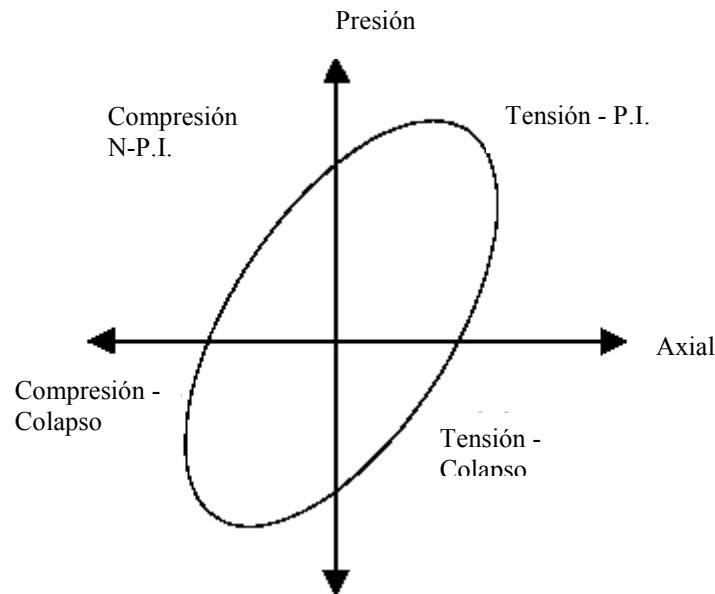


Fig. 7 – Comportamiento del modelo biaxial

### MODELO TRIAXIAL

En los conceptos definidos anteriormente la resistencia de las tuberías se representó mediante un modelo cuya validez de aplicación se considera Monoaxial o Uniaxial. Es decir la falla del material ocurre bajo la acción de un esfuerzo actuando en un solo plano del material. No toma en cuenta la acción de otros esfuerzos actuantes en el cuerpo del material. Sin embargo, las causas de una falla de un material han sido extensamente estudiadas. Se han propuesto una buena cantidad de teorías encaminadas a resolver o plantear mediante el uso de modelos matemáticos, la predicción de la resistencia de un material ante la imposición de diferentes esfuerzos.

Con este propósito, se considerará una de las teorías más fundamentadas y utilizadas en la teoría clásica de la elasticidad, para cuantificar la magnitud de los esfuerzos que pueden actuar en un material para hacerlo fallar. Esta teoría se denomina “de la



distorsión” propuesta inicialmente por Von Mises. Ésta teoría estipula que existe un esfuerzo equivalente a partir del cual los tres esfuerzos principales actuando en un material están en equilibrio, ver la figura 8. Su representación en coordenadas cilíndricas, aplicado para una tubería es:

$$\sigma_{VME}^2 = 1/2 \{ (\sigma_A - \sigma_T)^2 + (\sigma_T - \sigma_R)^2 + (\sigma_R - \sigma_A)^2 \} \quad (5)$$

Donde:

$\sigma_{VME}$  = Esfuerzo equivalente de Von Mises (psi)

$\sigma_A$  = esfuerzo axial (psi)

$\sigma_R$  = Esfuerzo radial (psi)

$\sigma_T$  = Esfuerzo tangencial (psi)

A fin de aplicar el modelo de Von Mises para determinar la resistencia de los elementos tubulares, se consideró que el esfuerzo equivalente se representa por la cedencia del material. Es decir, el esfuerzo equivalente máximo que pudiera experimentar una tubería sería de una magnitud equivalente a la cedencia del material. Sin embargo, es preciso apuntar que esta consideración implica suponer que la acción de un esfuerzo monoaxial como es la cedencia, represente la acción de los tres esfuerzos principales actuando en un material simultáneamente. Lo anterior significa que estamos aceptando criterio de falla, una vez más, a la cedencia del material.

Una forma alterna de representar el modelo triaxial de Von Mises para su aplicación en el campo de ingeniería, ha resultado al simplificar a partir de la misma teoría clásica de la elasticidad, el significado de los esfuerzos tangenciales y radiales mediante las ecuaciones de Lamé

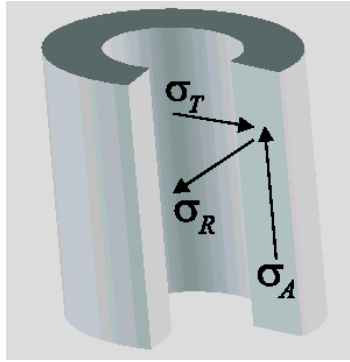


Fig. 8 – Representación de los esfuerzos equivalentes

En forma convencional se representan dos curvas resultantes en un solo gráfico, trazando en el primero y segundo cuadrante la curva que representa la resistencia al entallamiento. La segunda curva, que representa la resistencia al colapso, se coloca en el tercero y cuarto cuadrantes. El resultado de aplicar este convencionalismo, genera una elipse que representa los límites de resistencia a la falla por colapso y por entallamiento, a las diferentes condiciones de esfuerzo axial. Es decir, se manejan tres variables para representar la resistencia del material. La cedencia del material queda representada por la magnitud de la elipse. Un punto de interés en la elipse, es el correspondiente a presión cero sobre el eje de las abscisas, y que representa la resistencia a la tensión. El modelo representa la resistencia de los materiales en tuberías con una delgadez  $> 15$ ; esto significa que prácticamente está dirigido a diámetros de tuberías menores a 7 5/8".

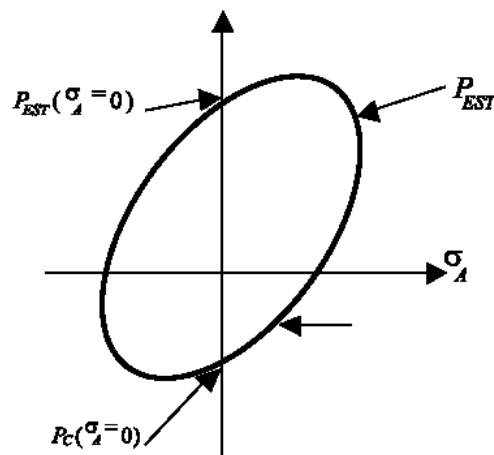


Fig. 9 – representación del modelo triaxial normalizado

## CRITERIOS DE FALLA

Una forma clara de entender el concepto de falla, y reconocer el límite de resistencia de las tuberías, puede establecerse mediante un gráfico en el que se integre el modelo del API, así como el modelo biaxial (incorporado con el modelo API) y el modelo triaxial. La figura 10 muestra los límites de resistencias de una tubería bajo los conceptos: API, biaxial y triaxial. Es importante señalar que a este tipo de gráficos se le puede denominar como representación de los criterios de falla de una tubería, dado que en ella se delimita el nivel de presión y tensión que pueden soportar hasta fallar una tubería. También se le ha denominado como la envolvente de falla o envolvente triaxial. La cedencia del material está implícita en cada una de las líneas trazadas, excepto en la línea correspondiente a la falla por colapso, bajo lo cual no aplica la cedencia. Esto último obedece a que la falla por colapso se considera como una falla inestable (sobre todo para tuberías con una delgadez mayor a 15).

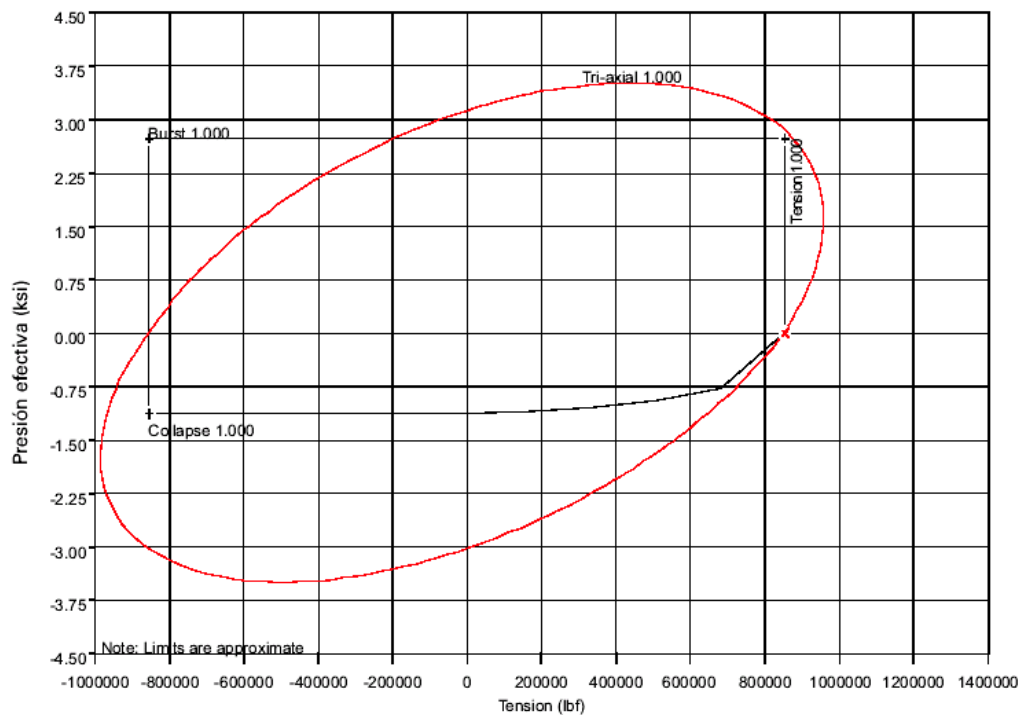


Fig. 10 – Criterio de falla para una tubería de 13 3/8”

---

## EFECTOS AXIALES

Las condiciones de presión y temperatura presentadas durante los diferentes eventos en un pozo afectan las tuberías al modificar el estado de esfuerzos propios de la misma. En el estado de esfuerzos axiales estos cambios tienen un impacto más severo. La mecánica de materiales establece que un cuerpo sujeto a un esfuerzo axial es su estado de esfuerzos al aplicarle una condición de carga diferente. Por lo anterior, se debe entender que una tubería que se introduce en el pozo, desde su corrida, va sufriendo alteraciones en las condiciones de carga de presión y temperatura. Por esto es de gran interés evaluar las transformaciones en los esfuerzos, particularmente en las cargas axiales. Los cambios que se presentan en los esfuerzos axiales son causados por las características de ductilidad con las que están fabricadas las tuberías. Es decir, tienen la capacidad de deformación elástica hasta los límites de cedencia del acero.

Durante la evaluación de los cambios axiales que experimenta una tubería, se han detectado cuatro fenómenos o efectos axiales muy particulares que dan lugar a una alteración o modificación en el estado de esfuerzo axial. Estos son:

- Pandeo
- Balonamiento
- Pistoneo
- Efecto térmico.

Cada uno de ellos refleja una acción de carga axial adicional (tensional o compresional) que hay que considerar en el diseño de las tuberías. Para lograr lo anterior, se debe establecer una condición inicial o un estado inicial de esfuerzos, a partir de un tiempo cero. Es decir, representar la magnitud del estado de esfuerzos axiales generados por las condiciones iniciales de presión y de temperatura, bajo o durante la ocurrencia de un evento en particular. Como condición de carga inicial de una tubería de revestimiento se ha establecido el estado de esfuerzos axiales posterior a la cementación de la tubería.

Una vez establecida la condición inicial, para cada evento de carga (que generan un cambio de presión y temperatura), se debe establecer el estado de esfuerzos axiales,

modificado por la acción de los fenómenos axiales presentes. Cada nuevo estado de esfuerzos axiales, se analiza para aplicarlo con fines de seleccionar el tubo o tuberías más propicias para soportar estos cambios. A continuación se describen los principales efectos axiales:

### *Pandeo*

Es la deformación mecánica que experimenta una tubería por la acción de las fuerzas compresionales desarrolladas sobre el cuerpo de la misma. Puede entenderse que existe un límite de fuerza compresional, similar al de una resistencia, para establecer el inicio de la deformación de pandeo de la tubería. Por la forma y severidad del pandeo se han definido dos criterios: pandeo sinusoidal y helicoidal. Es importante mencionar que el pandeo es una deformación que puede hacer fallar a una tubería. Esto ocurre porque se generan grandes esfuerzos por flexión en forma simultánea, dada la curvatura que se alcanza por efecto del pandeo, una vez que se haya iniciado la deformación.

### *Balonamiento*

Es el efecto natural que presentan las tuberías por “inflación” o “desinflación”, que se manifiestan por efectos de cambios en la presión interna y externa. Es una medida de la deformación elástica propia del acero, el cual induce esfuerzos tensionales y compresionales en la tubería. Es decir la tubería se contrae o se elonga longitudinalmente, cuando ésta está confinada o sin movimiento libre. Se dice que existe balonamiento cuando la presión interna que actúa en la tubería es superior a la presión externa. Esto es semejante al proceso que se presenta para estallar una tubería. Sólo que en este caso se refiere al momento en que se alcanza el nivel de cedencia del material. Las condiciones elásticas del material generan elongaciones longitudinales que dan lugar a una deformación tipo globo en la sarta de tubería. Se dice que existe “balonamiento inverso” cuando se presenta el efecto de “desinflación”, causado por los cambios de presión externa que son superiores a la presión interna prevaleciente en la tubería. Estos cambios que se manifiestan en la tubería, pueden evaluarse como un esfuerzo axial adicional al estado de esfuerzos presentes antes de la generación de este efecto.

*Pistón*

El efecto de contracción o elongación que presenta una tubería por efecto del cambio en el estado de esfuerzos axiales se denomina efecto “pistón”. La condición elástica que caracteriza a las tuberías de acero da lugar a la deformación axial. Es decir, por cada incremento de carga axial, la tubería experimenta un cambio longitudinal. Este fenómeno de deformación elástica en la que se manifiesta una relación de elongación y de esfuerzos axiales, queda representado por la ley de Hook.

*Efecto térmico*

La temperatura a cual se exponen las tuberías en el interior del pozo son importantes para la estimación de las cargas axiales. Estas cargas se producen por el cambio de temperatura que experimenta la tubería al someterse a diferentes eventos de carga. La carga axial generada por el cambio de temperatura debe considerarse únicamente en la sarta que está con movimiento axial libre; es decir, en aquel tramo de tubería que no está restringida en movimiento lateral.

Los efectos axiales mencionados anteriormente: pandeo, pistoneo, balonamiento y térmico dan lugar a un cambio significativo en el estado de esfuerzos axiales, causados por la acción combinada de cada uno de ellos. Esto significa que la suma de los efectos axiales generan una deformación total en la tubería. Por lo tanto la fuerza axial total será:

$$F_T = F_{ap} + F_{aP} + F_{aT} + F_{aB} , \quad (6)$$

Donde:

$F_T$  =Fuerza axial total (lbf)

$F_{ap}$  =Fuerza axial por pandeo (lbf)

$F_{aP}$  =Fuerza axial por pistoneo (lbf)

$F_{aT}$  =Fuerza axial por temperatura (lbf)

$F_{aB}$  =Fuerza axial por balonamiento (lbf).

Sin embargo, para fines de diseño, también es importante cuantificar el grado de contracción o elongación que sufre una sarta.

### **EFFECTOS DE TEMPERATURA**

La temperatura tiene un efecto de deterioro en las propiedades mecánicas del acero. Dentro del rango de temperaturas común para el campo petrolero, la cedencia, el máximo esfuerzo y el módulo de Young, disminuyen cuando se incrementa la temperatura. El coeficiente de expansión térmica aumenta cuando se incrementa la temperatura. La relación de Poisson se ve afectada ligeramente por la temperatura.

Cuando se analiza el efecto de la temperatura en un diseño, se deben considerar todos los cambios que éste causa. La resistencia del tubo es menor cuando la temperatura incrementa junto con el efecto inverso de incrementar la cedencia y el máximo esfuerzo. Por otra parte, la carga a la cual la tubería está sujeta puede disminuir, dependiendo del módulo de Young, la relación de Poisson y el coeficiente de expansión térmica.

Por ejemplo, colocar un tubo en un ambiente caliente puede disminuir su resistencia a la presión diferencial por la disminución de su esfuerzo a la cedencia. Sin embargo, el incremento en la compresión axial inducido en la sarta, el cual es proporcional al módulo de Young y al coeficiente de expansión térmica, incrementará, así una porción de la resistencia decrecerá después de colocada la tubería.

### **CONDICIONES INICIALES DE CARGA**

La distribución de las cargas es el factor clave para dictaminar la selección de materiales. La situación inicial de carga que se presenta en una tubería influirá en gran medida el proceso de optimización tendiente a su selección. Por lo tanto es obligatorio establecer el perfil de cargas axiales, de presión y temperatura inicial al que se ve sometido una tubería. Pero además, se deberá establecer el momento preciso para esta evaluación. En el caso de las tuberías de revestimiento se considera como situación de carga inicial aquella distribución de presiones, carga axial y temperatura después de cementada la misma, bajo la consigna de tener movimiento axial sólo en la sección de tubería libre de cemento. Una

vez realizado lo anterior, se pueden simular bajo otros eventos de carga, la distribución de cargas que tendrán lugar, de tal manera que se obtenga la magnitud del cambio de cargas que experimentó la tubería, sumando algebraicamente la distribución inicial y la distribución para cada evento adicional. Lo anterior permitirá analizar el impacto que tiene cada escenario de carga en los efectos axiales que se manifiestan, por la característica elástica del material de los tubulares.

Una condición de carga expresa que la presión y la temperatura constituyen el ambiente al cual la tubería está sujeta a un particular instante en su historia. Es importante ver que la definición de la condición de carga refiere sólo a un punto aislado en el tiempo. La presión de una ocurrencia y la temperatura de otra pueden presentar una severa y conservativa definición de carga.

En algunos instantes, la mayoría de los análisis de falla particulares en una localidad establecida. La definición de carga será disponible de las mediciones de campo. Para diseños nuevos se presenta a continuación una lista lógica de condiciones de carga tipo y recomendaciones específicas para condiciones de presión y temperatura dependiendo de la aplicación.

### **Tubería de Producción:**

La tubería de producción es cualquier sarta de tuberías a través de la cual los fluidos del yacimiento fluyen hasta la superficie. Si la producción del fluido del yacimiento ocurre en el anular de dos sartas de tubería, tanto el revestimiento anular como la tubería de producción se consideran propiamente como tubería de producción.

Las definiciones de carga para la tubería de producción, que se muestran en la tabla 3, intentan representar lo siguiente:

Colapso: Posible terminación con nitrógeno, o alternativamente, la presión real en el interior de la tubería de producción en la vida avanzada del yacimiento.

Estallido: Cierre del pozo en el inicio de la vida del yacimiento.

Estabilidad: Producción nominal.



**Tabla – 3** Casos de carga para tuberías de producción en pozos estándar

<b>Condición de Carga</b>	<b>Fluido Interno/Presión</b>	<b>Fluido Externo/Presión</b>	<b>Perfil de Temperatura</b>
Inicial	Superficie: 0 Fluidos: Fluido de terminación	Superficie: 0 Fluidos: Fluido de terminación	Gradiente geotérmico inalterado
Colapso	Superficie: 0 Fluidos: Evacuados	Superficie: 0 Fluidos: Fluido de terminación	Gradiente geotérmico inalterado
Estallido	Superficie: presión del yacimiento en las perforaciones, menos el gradiente del metano a superficie Fluidos: Metano	Superficie: 0 Fluidos: fluido de terminación	Gradiente de temperatura fluyente
Estabilidad	Superficie: presión del yacimiento en las perforaciones, menos el gradiente del metano a superficie Fluidos: Metano	Superficie: 0 Fluidos: fluido de terminación	Gradiente de temperatura fluyente

### Revestimiento de Producción

La sarta de tuberías que encierra la tubería de producción es el revestimiento de producción. En caso de producción de fluidos del yacimiento por el espacio anular se tomará en cuenta el próximo revestimiento para esta función.

Las definiciones de carga para el revestimiento de producción, que se muestran en la tabla 4, tratan de representar lo siguiente:

- Colapso: Las empacaduras de la tubería de producción presentan filtraciones en la vida avanzada del yacimiento
- Estallido: Fugas en la tubería de producción cerca de la superficie en la vida reciente del yacimiento

**Tabla – 4** Casos de carga para revestimiento de producción en pozos estándar

<b>Condición de Carga</b>	<b>Fluido Interno/Presión</b>	<b>Fluido Externo/Presión</b>	<b>Perfil de Temperatura</b>
Inicial	Superficie: 0 Fluidos: densidad de lodo en el revestimiento	Superficie: 0 Fluidos: densidad del lodo en el revestimiento al tope de cemento y cemento	Gradiente geotérmico inalterado
Colapso	Superficie: 0 Fluidos: Evacuados	Superficie: 0 Fluidos: Densidad de lodo en el revestimiento	Gradiente geotérmico inalterado
Estallido	Superficie: presión del yacimiento en las perforaciones, menos el gradiente del metano a superficie Fluidos: Densidad del lodo en el revestimiento	Superficie: 0 Fluidos: gradiente de presión de poro	Gradiente de temperatura fluyente

**Revestimiento Intermedio:**

Todas las sargas de tuberías entre la sarga de producción y la superficial son intermedias. Las definiciones de carga para el revestimiento intermedio, que se muestran en la tabla 5, intentan representar lo siguiente:

Colapso: Pérdida de circulación

Estallido: descontrol, influjo de gas considerable, limitado sólo a la presión nominal de la zapata determinado con la prueba de goteo.

Estabilidad: Perforar hacia el punto del próximo revestimiento.

**Tabla – 5** Casos de carga para revestimiento intermedio en pozos estándar

<b>Condición de Carga</b>	<b>Fluido Interno/Presión</b>	<b>Fluido Externo/Presión</b>	<b>Perfil de Temperatura</b>
Inicial	Superficie: 0 Fluidos: Densidad del lodo	Superficie: 0 Fluidos: densidad del lodo en el revestimiento al tope de cemento, cemento	Gradiente geotérmico inalterado
Colapso	Superficie: 0 Fluidos: Evacuados	Superficie: 0 Fluidos: Densidad del lodo	Gradiente geotérmico inalterado
Estallido	Superficie: Gradiente de fractura a la zapata, menos el gradiente del metano a superficie Fluidos: Metano	Superficie: 0 Fluidos: Agua	Gradiente de temperatura perforando
Estabilidad	Superficie: gradiente de fractura 0.5 lpg	Superficie: 0 Fluidos: Densidad del lodo	Gradiente de temperatura Perforando

**Revestimiento de superficie:**

Es la sarta de tuberías más externa, que se necesita para contener una presión diferencial. El revestimiento podría o no soportar el cabezal del pozo, ver tabla 6.

**Tabla – 6** Casos de carga para revestimiento de superficie en pozos estándar

<b>Condición de Carga</b>	<b>Fluido Interno/Presión</b>	<b>Fluido Externo/Presión</b>	<b>Perfil de Temperatura</b>
Inicial	Superficie: 0 Fluidos: Agua	Superficie: 0 Fluidos: Cemento	N/A
Colapso	Superficie: 0 Fluidos: Evacuados	Superficie: 0 Fluidos: Densidad del lodo	N/A
Estallido	Superficie: Gradiente de fractura a la zapata, menos el gradiente del metano a superficie Fluidos: Metano	Superficie: 0 Fluidos: Agua	N/A

Colapso: pérdida de circulación

Estallido: descontrol, influjo de gas considerable, limitado sólo a la presión nominal de la zapata determinado con la prueba de goteo.

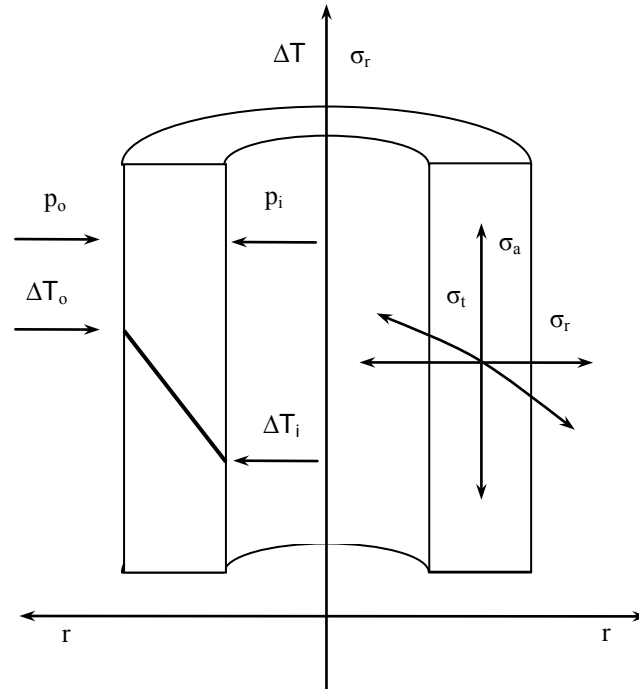
### **POZOS CON ESTIMULACIÓN DE VAPOR**

A menudo se usa vapor o agua caliente como un medio de transferencia de calor para los yacimientos que contienen crudos altamente viscosos. Como una consecuencia la tubería de producción y revestimiento son colocadas dentro de un ambiente de temperatura extrema, donde un intervalo típico de trabajo varía entre 400 y 300°F.

Cuando el vapor se inyecta en el pozo, el revestimiento se calienta gradualmente y tiende a elongarse en proporción directa al cambio de temperatura. Adicionalmente, como la mayoría de los revestimientos se encuentran cementados, la tendencia a elongarse se reemplaza por un esfuerzo compresivo en las tuberías. La falla del revestimiento ocurre inicialmente cuando el esfuerzo compresivo inducido por la temperatura excede el esfuerzo de cedencia. El enfriamiento subsiguiente de las tuberías mientras se cierra el pozo o se abre a producción, alivia el esfuerzo compresivo, aunque la deformación generada durante la fase de inyección de vapor crea un esfuerzo de tensión cuando la temperatura del revestimiento vuelve a los niveles normales, que existían antes de la inyección de vapor. A menudo, esta fuerza de tensión acumulada resulta en una falla de las juntas.

### **DISTRIBUCIÓN DE ESFUERZOS EN UNA TUBERÍA COMPUESTA**

Previamente, se mostró que el revestimiento sufre un esfuerzo axial durante las operaciones de calentamiento y enfriamiento. Los tres esfuerzos principales, radial, tangencial y axial se presentan en la figura 11.



**Fig. 11** – Tubería simétrica bajo presión y temperatura

Una descripción razonablemente exacta del comportamiento de estos esfuerzos en el intervalo elástico puede presentarse suponiendo que el revestimiento, el cemento y la formación forman una tubería compuesta rotacionalmente simétrica, sujeta a una presión interna y externa, y a una distribución de temperaturas en estado cuasiestático<sup>[7]</sup>.

### **MECANISMOS DE TRANSFERENCIA DE CALOR EN EL POZO<sup>[7]</sup>**

Generalmente, la predicción del promedio de temperaturas en el revestimiento está basado en un modelo idealizado de una sarta de tuberías de producción centralizada, a una temperatura uniforme y constante, transmitiendo la energía hacia los revestimientos bajo condiciones de estado estático

El caudal de flujo de calor en estado estacionario,  $Q$ , entre la superficie externa de la tubería de producción a temperatura  $T_{bo}$  y la superficie externa de la capa de cemento a temperatura  $T_{cmo}$  puede expresarse como:

$$Q = 2\pi r_{tbo} U_{tot} (T_{st} - T_{cmo}) \Delta l ; \quad (7)$$

Donde

$Q$  = Flujo de calor a través del agujero, Btu/hr

$r_{ibo}$  = Radio externo de la tubería de producción, ft

$T_{st}$  = Temperatura del fluido que fluye dentro de la tubería de producción, °F

$T_{cmo}$  = Temperatura de la superficie externa de la capa de cemento, °F

$\Delta l$  = Longitud de incremento del revestimiento o de la tubería de producción, ft

$U_{tot}$  = Coeficiente de transferencia de calor total, Btu/hr sq ft °F

$U_{tot}$  es definido como el coeficiente de transferencia de calor total y su valor para cualquier terminación puede determinarse considerando los mecanismos de transferencia de calor de los elementos individuales de la terminación; por ejemplo, la tubería de producción, el fluido anular, el revestimiento, y la capa de cemento. El calor que fluye a través de las paredes de la tubería de producción, las paredes del revestimiento y la capa de cemento ocurren por conducción. Fourier, descubrió que el caudal de flujo de calor a través de un cuerpo puede ser expresado como:

$$Q = -2\pi r k_j \frac{dT}{dr} \Delta l \quad (8)$$

Integrando la ecuación anterior con  $Q$  constante, tenemos:

$$Q = -\frac{2\pi r k_j (T_i - T_o)}{\ln(r_o/r_i)} \Delta l \quad (9)$$

Donde:

$k_j$  = conductividad térmica de  $j$  esimo elemento de la terminación

$T_i$  = Temperatura en la superficie interna

$T_o$  = Temperatura en la superficie externa

$r_i$  = radio interno del elemento de terminación

$r_o$  = radio externo del elemento de terminación

El anular del revestimiento esta generalmente lleno con aire o gas nitrógeno. El flujo de calor a través del anular ocurre por conducción, convección y radiación. Así, el flujo de calor total en el anular es la suma de los calores que se transfieren por cada uno de estos mecanismos. Por conveniencia, la transferencia de calor a través del anular se expresa en términos del coeficiente de transferencia de calor,  $Q_{con}$  (conducción y convección natural) y  $Q_{rad}$  (radiación). Así

$$Q = 2\pi r_{ibo} (Q_{con} + Q_{rad})(T_{ibo} - T_{ci}) \Delta l . \quad (10)$$

Adicionalmente, como el flujo de calor a través de los elementos de la terminación del pozo, se supone en estado estacionario, los valores de  $Q$  para cada elemento de terminación permanecen constantes para cualquier tiempo particular. Así, resolviendo para  $T$  y  $Q$  se obtiene:

$$(T_{st} - T_{cmo}) = (T_{st} - T_{ibi}) + (T_{ibi} - T_{ibo}) + (T_{ibo} - T_{ci}) + (T_{ci} - T_{co}) + (T_{co} - T_{cmo}), \quad (11)$$

$$(T_{st} - T_{cmo}) = \frac{Q}{2\pi\Delta l} \left[ \frac{1}{r_{ibi} H_{st}} + \frac{\ln(r_{ibo}/r_{ibi})}{k_{ib}} + \frac{1}{r_{ibo} (Q_{con} + Q_{rad})} + \frac{\ln(r_{co}/r_{ci})}{k_c} + \frac{\ln(r_{cmo}/r_{co})}{k_{cm}} \right], \quad (12)$$

Comparando la ecuación (7) y (8), se obtiene la expresión general para el coeficiente de transferencia de calor total:

$$U_{tot} = \left[ \frac{r_{ibo}}{r_{ibi} H_{st}} + \frac{r_{ibo} \ln(r_{ibo}/r_{ibi})}{k_{ib}} + \frac{r_{ibo}}{r_{ibo} (Q_{con} + Q_{rad})} + \frac{r_{ibo} \ln(r_{co}/r_{ci})}{k_c} + \frac{r_{ibo} \ln(r_{cmo}/r_{co})}{k_{cm}} \right]^{-1}, \quad (13)$$

Donde:

$H_{st}$  = Coeficiente de película por transferencia de calor o coeficiente de condensación basado en el interior de la tubería de producción o en la superficie del revestimiento y diferencia de temperatura entre el fluido fluyente.

$T_{bo}$  = Temperatura de la superficie externa de la tubería de producción, °F

El coeficiente total de transferencia de calor puede encontrarse una vez que se conocen los valores de  $k_{tb}$ ,  $k_{ins}$ ,  $k_c$ ,  $k_{cm}$ ,  $Q_{con}$ ,  $Q_{rad}$ ,  $H_{st}$ . Valores típicos de conductividad térmica para diferentes elementos de terminación han sido tabulados en base a datos experimentales. Los coeficientes de transferencia de calor,  $Q_{con}$  y  $Q_{rad}$ , entre la superficie externa de la tubería de producción y la superficie interna del revestimiento puede ser determinada con el uso de la ley de Stefan – Boltzman y el método propuesto por Dropkin.

Usando de la ecuación (10) a la (14) se puede derivar la siguiente expresión para la temperatura en el revestimiento

$$T_{ci} = T_{cmo} + \left[ \frac{r_{ibo} \ln(r_{co}/r_{ci})}{k_c} + \frac{r_{ibo} \ln(r_{cmo}/r_{co})}{k_{cm}} \right] r_{ibo} U_{tot} (T_{st} - T_{cmo}), \quad (14)$$

Donde:

$U_{tot}$  = coeficiente total de transferencia de calor basado en la superficie externa de la tubería de producción y la diferencia de temperatura entre el fluido y la interfase cemento formación, Btu/hr sq ft °F

Para determinar la temperatura en el revestimiento, se deben conocer la temperatura en la interfase cemento – formación y la temperatura del fluido en la tubería de producción.



## 2. DESARROLLO DEL MODELO

La figura 12 muestra de manera general la metodología adoptada para resolver el problema de las presiones que se generan en los espacios anulares confinados, ilustrando las fuerzas y hechos que se cree tienen algún efecto en el objeto de estudio; se considera como responsable principal de este problema los cambios de temperatura generados por las operaciones de producción.

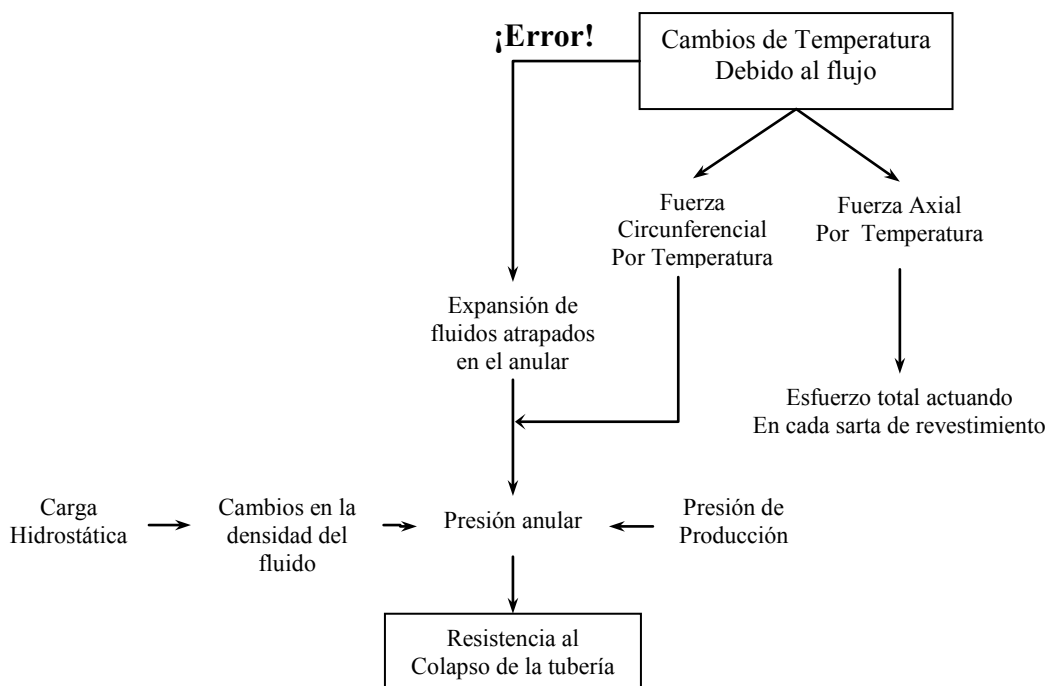
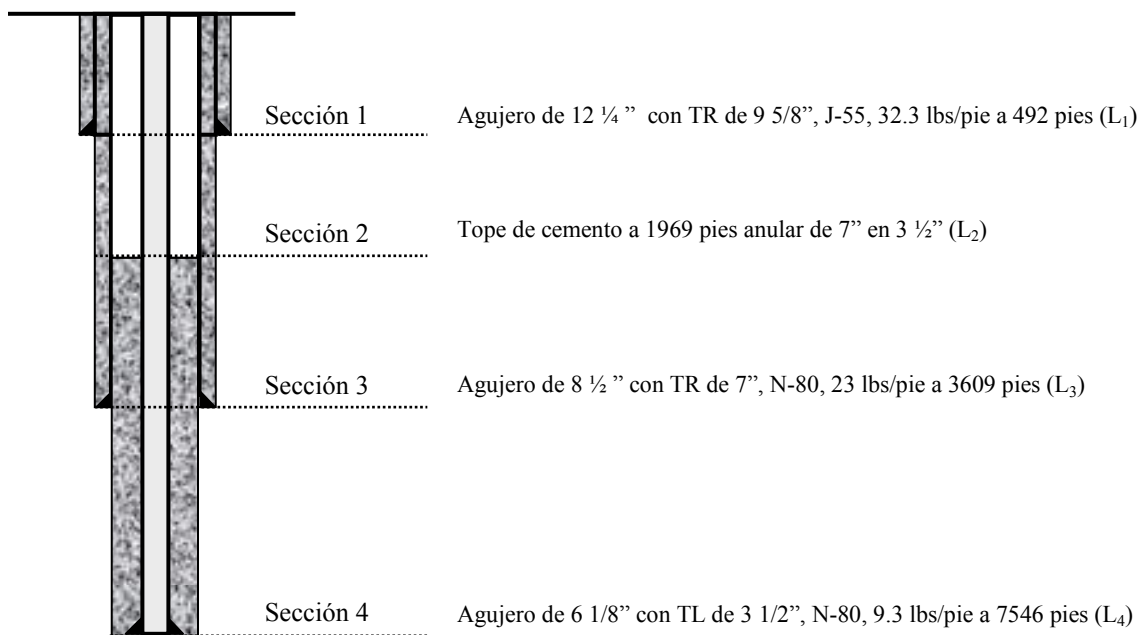


Fig. – 12. Esquema de solución para el modelo

Para solucionar el problema de las presiones y considerando que la temperatura es el causante principal de este fenómeno, se hace necesario, para facilitar y ordenar los cálculos, dividir las consideraciones teóricas en las tres categorías siguientes:

1. Modelo Térmico del agujero.
2. Modelo de la expansión del fluido anular.
3. Modelo para los desplazamientos de la tubería de producción y revestimiento.

Antes de iniciar la secuencia previamente descrita, se deben seccionar cada uno de los pozos en uno o más intervalos de longitud, donde todas las propiedades se consideran en cada uno de ellos constantes, siguiendo el esquema de terminación de un pozo tipo en la Cuenca de Burgos. En este sentido se obtienen cuatro secciones de interés para los cálculos sucesivos. Los valores presentados en la figura 13 c corresponden a la configuración promedio de los pozos en estudio; las tuberías de revestimiento son las mismas (ver tabla 1), y por ende los diámetros del agujero, lo que varía ligeramente serán las profundidades de asentamiento y los topes de cemento.



**Fig. – 13.** Pozo tipo de la Cuenca de Burgos, dividido en secciones.

Adicionalmente se emplean los datos siguientes como entrada general para todos los cálculos involucrados:

$q_{gf}$  = Gasto de gas de formación (MPCD)

$q_w$  = Gasto de agua (bls/día)

$q_o$  = Gasto de aceite (bls/día)

$\gamma_g$  = Densidad relativa del gas

$\gamma_o$  = Densidad relativa del aceite

$\gamma_w$  = Densidad relativa del agua

$G$  = Gradiente geotérmico

Profundidad del pozo y de los revestimientos

El fluido contenido en el espacio anular será una mezcla de agua y lodo base aceite.

## 2.1 MODELO TÉRMICO DEL AGUJERO<sup>[8]</sup>

El modelo seleccionado está basado en la ecuación de Coulter – Bardon e incorpora los mecanismos de transferencia de calor de Ramey y Willhite; éste se deriva de la ecuación de balance de energía total, asumiendo condiciones de estado estacionario y que no hay trabajo realizado por el fluido fluyendo, de acuerdo a esto la ecuación de energía total se reduce a:

$$\frac{dh}{dL} = \frac{dQ}{dL} - \frac{v}{Jg_c} * \frac{dv}{dL} - \frac{g \sin \theta}{g_c J} . \quad (15)$$

La convención de signos usada en la ecuación 15 se muestra para el agujero presentado en la figura 14.

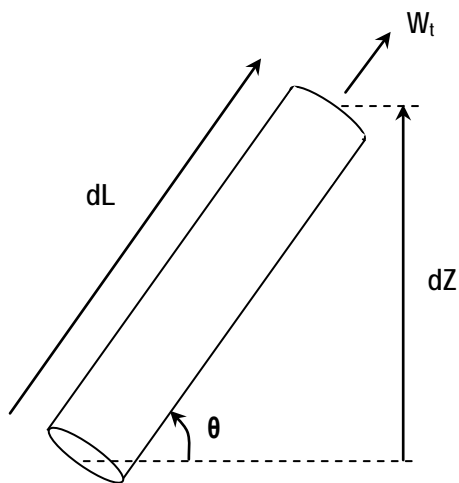


Fig. 14 – Convención de signos para un pozo fluyente

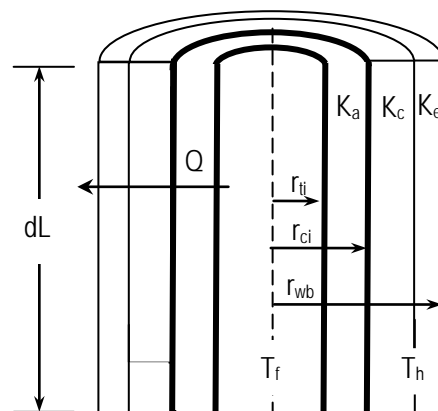


Fig. 15 – Sistema radial de transferencia de calor

Ramey y Willhite discutieron la transferencia de calor radial entre el fluido y la tierra en detalle. Para el elemento diferencial de longitud  $dL$  mostrado en la Figura 15, la transferencia de calor del fluido a la interfase cemento – tierra puede ser descrita por:

$$\frac{dQ}{dL} = \frac{2\pi r_i U}{w_t} * (T_f - T_h) , \quad (16)$$

Donde:

$U$  = Coeficiente de transferencia de calor total entre el fluido y la interfase cemento – tierra.

La transferencia de calor radial de la interfase cemento tierra a los alrededores es:

$$\frac{dQ}{dL} = \frac{2\pi r_i k_e}{w_t f(t)} * (T_h - T_e) ; \quad (17)$$

Combinando las ecuaciones 16 y 17 nos da una ecuación para la transferencia de calor entre el fluido fluyendo y los alrededores de la tierra:

$$\frac{dQ}{dL} = \frac{2\pi}{w_t} \left[ \frac{r_i U k_e}{k_e + f(t) r_i U} \right] * (T_f - T_e) ; \quad (18)$$

Usando los principios de termodinámica básica, se puede expandir el término de entalpía específica de la ecuación 15 en la forma siguiente:

$$\frac{dh}{dL} = \left( \frac{\partial h}{\partial p} \right)_{T_f} \frac{dp}{dL} - \left( \frac{\partial h}{\partial T_f} \right)_p \frac{dT_f}{dL} , \quad (19)$$

Donde:

$$\left( \frac{\partial h}{\partial T_f} \right)_p = C_{pm} , \quad (20)$$

$$\left( \frac{\partial h}{\partial p} \right)_{T_f} = -\mu C_{pm} . \quad (21)$$

Así el cambio completo de entalpía en un fluido fluyendo es

$$\frac{dh}{dL} = -\mu C_{pm} \frac{dp}{dL} - C_{pm} \frac{dT_f}{dL} ; \quad (22)$$

Finalmente combinado las ecuaciones 15, 18 y 22 se obtiene una ecuación diferencial ordinaria de estado estacionaria para la temperatura fluente de un fluido:

$$\frac{dT_f}{dL} = A \left[ (T_f - T_c) + \frac{g}{g_c} \frac{\text{sen}\theta}{JC_{pm}A} - \frac{\mu dp}{AdL} + \frac{v dv}{g_c JC_{pm}A} \right], \quad (23)$$

Donde:

$$A = \frac{2\pi}{C_{pm}w_t} \left[ \frac{r_i U k_e}{k_e + f(t)r_i U} \right]. \quad (24)$$

Para evaluar la ecuación 24 es necesario estimar  $U$ ,  $k_e$  y  $f(t)$ . La estimación del coeficiente de transferencia de calor total es paso crítico y difícil en la obtención de solución exacta. Willhite y Bird proporcionan un método detallado para el cálculo del coeficiente de transferencia de calor total en términos de la convección, conducción y radiación. Se realizan las suposiciones siguientes para simplificar los cálculos de  $U$ . Debido a que el acero tiene una alta conductividad térmica, se desprecian la resistencia térmica de la tubería de producción y el revestimiento en comparación con la resistencia térmica del material contenido en el anular de la tubería de producción y revestimiento. Los coeficientes de radiación y convección son pequeños y pueden despreciarse. Para las suposiciones anteriores, la ecuación desarrollada por Whillhite se reduce a

$$U = \left[ r_i \frac{\ln(r_{ci}/r_{to})}{k_{an}} + r_i \frac{\ln(r_{wb}/r_{co})}{k_{cem}} \right]^{-1}. \quad (25)$$

La ecuación 25 muestra que el material contenido en el anular de la tubería de producción y el revestimiento (gas, aceite, agua, o cualquier combinación), es importante para determinar la transferencia de calor en un pozo. En los cálculos de esta tesis se usaran los valores siguientes para estas constantes:

$$k_{an} = 9.192 \text{ BTU}/D^\circ \text{Fft}; \quad k_{cem} = 96.5 \text{ BTU}/D^\circ \text{Fft}$$

Ramey sugiere valores tanto para la función transitoria para la transferencia de calor como para la conductividad térmica de la tierra. La función transitoria puede aproximarse por medio de la solución logarítmica del tiempo para el problema de conducción de calor radial, para un cilindro de longitud infinita. Empleando estas suposiciones, la ecuación para  $f(t)$  se convierte

$$f(t) = \ln \left[ 2\sqrt{at} / (r_{wb} / 12) \right] - 0.290 \quad (26)$$

Ramey también sugiere que, para la mayoría de las áreas geográficas, el valor de la conductividad de la corteza terrestre es aproximadamente  $1.4 \text{ BTU} / \text{hr} \cdot \text{pie} \cdot \text{F}$ . El coeficiente de Joule – Thomson,  $\mu$ , en la ecuación 22 de termina la cantidad de calentamiento o enfriamiento causado por los cambios de presión dentro de un fluido fluyendo en el pozo. Usando los principios de termodinámica básica, podemos determinar el coeficiente de Joule – Thomson por medio de una ecuación de estado para una mezcla particular de fluido:

$$\mu = \left( \frac{\partial T}{\partial p} \right)_h = \frac{1}{C_{pm}} \left[ T \left( \frac{\partial V}{\partial T} \right)_p - V \right]. \quad (27)$$

La ecuación diferencial ordinaria anterior dada por la expresión 27 representa un modelo de perfil de temperatura. Éste problema puede resolverse a través de técnicas numéricas obteniéndose una solución exacta. Sin embargo, sería inconveniente, porque los cálculos del coeficiente de Joule – Thomson requerirían información específica acerca de la composición de los hidrocarburos, el gradiente de presión y el término de energía cinética. Por otra parte, la ecuación 24 puede simplificarse suponiendo que los términos de Joule – Thomson y la energía cinética son normalmente más pequeños que los otros términos. Entonces, es razonable combinar estos dos términos en uno sólo llamado  $F_c$  el cual está correlacionado empíricamente puede expresarse:

$$F_c = \mu \frac{dp}{dL} - \frac{v dv}{J g_c C_{pm}}. \quad (28)$$

Empleando ésta expresión 28, la ecuación 23 puede escribirse:

$$\frac{dT_f}{dL} = A \left[ (T_f - T_c) + \frac{g \text{ sen} \theta}{g_c J C_{pm} A} - \frac{F_c}{A} \right]. \quad (29)$$

Para integrar la ecuación diferencial ordinaria en forma exacta en un intervalo de longitud fija, se toman en cuenta las suposiciones siguientes:

- $F_c$  es constante

- La distancia de relajación es constante,  $A$ .
- El gradiente geotérmico es constante ( $g_G$ )
- El calor específico es constante ( $C_{pm}$ )
- El ángulo de inclinación,  $\theta$  es constante

La longitud del intervalo considerado podría ser la profundidad total del pozo o sólo una porción, donde los valores son aproximadamente constantes. Si estas condiciones no se cumplen en toda la longitud completa del pozo, entonces éste debe dividirse en varios intervalos.

Definiendo la frontera del intervalo de longitud puede ser en su entrada y las condiciones de frontera asociada en ese punto ( $L = L_{in}$ ,  $T_f = T_{fin}$ ,  $T_e = T_{ein}$ ), se puede integrar la ecuación 29 y obtener un expresión para la temperatura del fluido.

$$T_f = T_e - \frac{g}{g_c} \frac{\text{sen}\theta}{JC_{pm}A} + \frac{F_c}{A} + \frac{g_G \text{sen}\theta}{A} + e^{-A(L-L_{in})} \left[ T_{fin} - T_{ein} + \frac{g}{g_c} \frac{\text{sen}\theta}{JC_{pm}A} - \frac{F_c}{A} - \frac{g_G \text{sen}\theta}{A} \right]. \quad (30)$$

Como se mencionó anteriormente, la complejidad que involucra el cálculo de  $F_c$  hace necesario correlacionarlo el cual fue realizado por Regir y Zellmir dichos resultados se encuentran listados y se obtuvieron con una base de datos de 392 pozos, la cual arrojó la siguiente ecuación

$$F_c = -2.978 \times 10^{-3} + 1.006 \times 10^{-6} p_{wh} + 1.906 \times 10^{-4} w_i - 1.047 \times 10^{-6} RGL + 3.229 \times 10^{-5} \gamma_{API} + 4.009 \times 10^{-3} \gamma_G - 0.3551 g_G \quad (31)$$

La ecuación anterior sólo aplica cuando  $w_i < 5 \text{ lbm/seg}$ . En caso de que  $w_i \geq 5 \text{ lbm/seg}$ ,  $F_c$  se puede aproximar a 0.0

Una vez explicada la base teórica del modelo térmico del pozo en presencia de un fluido fluyendo, se procede a calcular los perfiles de temperatura en el espacio anular de interés, por transferencia de calor a partir de una temperatura fluyente calculada con el método

anterior, o tomada de registros dinámicos de temperatura; considerando las siguientes condiciones:

1. Pozo fluyendo: Transferencia de calor desde la tubería de producción hacia el anular aplicando la ley de Fourier y apoyándose de igual forma con las temperaturas del gradiente geotérmico y la temperatura fluyente, ya sea medida o calculada.
2. Pozo estático: Se calculan usando los valores de temperatura medidos en el pozo estático usando la ley de Fourier y las temperaturas a partir del gradiente geotérmico promedio de la zona.

### Condición 1 Pozo fluyendo:

Para la temperatura del fluido se emplea la ecuación 30:

Donde:

**La temperatura de la tierra** a la profundidad  $Z(=L\text{sen}\theta)$  se expresa en la forma siguiente:

$$T_e = T_{bh} - g_G L \text{sen}\theta . \quad (32)$$

La coordenada  $Z$  se mide desde el fondo del pozo donde  $Z = 0$ . Los pozos en estudio en esta tesis son vertical, por lo que  $\theta = 90^\circ$  y  $\text{sen}(90^\circ) = 1$ .

**El calor específico del fluido en la tubería de producción** se determina en función de las fracciones de aceite y de agua fluyendo:

$$C_{pL} = \left( \frac{q_o}{q_o + q_w} \right) C_{po} + \left( 1 - \frac{q_o}{q_o + q_w} \right) C_{pw} , \quad (33)$$

Donde valores típicos constantes para estos parámetros son  $C_{po} = 0.485 \text{Btu} / \text{lbm} \cdot ^\circ \text{F}$  y

$$C_{pw} = 1.0 \text{Btu} / \text{lbm} \cdot ^\circ \text{F} .$$



**El gasto másico**


$$w_t = \frac{q_g \gamma_g}{1.1309 \times 10^6} + \frac{(q_w \gamma_w + q_o \gamma_o)}{246.6} \quad (34)$$

**Función de tiempo adimensional** para tiempos logarítmicos (hay uno para cada sección)

$$f = -0.272(r_{wb}) + 3.53; \quad 6.5 \leq r_{wb} \leq 12. \quad (35)$$

**El coeficiente de transferencia de calor total** para el fluido fluyendo a través de la tubería de producción se debe calcular en las cuatro secciones por separado, Figuras 16 a la 19, considerando los anulares presentes en cada una de ellas de acuerdo a la distribución inicial. Se asume que las pérdidas de calor a través del acero son muy pequeñas y no se toman en cuenta para este cálculo.

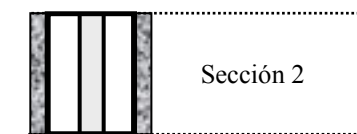
*Sección 1*



$$U_1 = \frac{12}{r_{ii}} \left[ \frac{\ln(r_{ci1}/r_{io})}{k_{an}} + \frac{\ln(r_{ci2}/r_{co1})}{k_{cem}} + \frac{\ln(r_{wb}/r_{co2})}{k_{cem}} \right]^{-1} \quad (36)$$

**Fig. – 16.** Agujero de 12 ¼” con TR de 9 5/8”, J-55, 32.3 lbs/pie a 492 pies (L<sub>1</sub>)

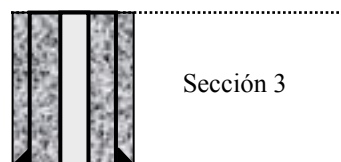
*Sección 2*



$$U_2 = \frac{12}{r_{ii}} \left[ \frac{\ln(r_{ci1}/r_{io})}{k_{an}} + \frac{\ln(r_{wb2}/r_{co1})}{k_{cem}} \right]^{-1} \quad (37)$$

**Fig. – 17.** La longitud del intervalo es 1476 pies, anular de 7” en 3 ½” (L<sub>2</sub>-L<sub>1</sub>)

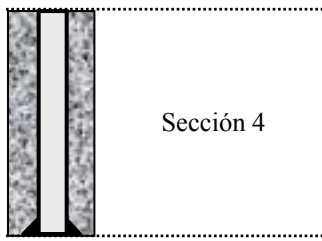
*Sección 3*



$$U_3 = \frac{12}{r_{ii}} \left[ \frac{\ln(r_{ci1}/r_{io})}{k_{cem}} + \frac{\ln(r_{wb2}/r_{co1})}{k_{cem}} \right]^{-1} \quad (38)$$

**Fig. – 18.** La longitud del intervalo es 1969 pies anular de 7” en 3 ½” con cemento (L<sub>3</sub>-L<sub>2</sub>)

## Sección 4



$$U_4 = \frac{12}{r_{ti}} \left[ \frac{\ln(r_{ci1}/r_{to})}{k_{cem}} + \frac{\ln(r_{wb2}/r_{co1})}{k_{cem}} \right]^{-1} \quad (39)$$

Fig. – 19. La longitud del intervalo es 1476 pies TP de 3 1/2", cementado en agujero de 6 1/8" (L<sub>4</sub>-L<sub>3</sub>)

El coeficiente A esta expresado por la ecuación 40:

$$A = \left( \frac{2\pi}{w_i C_{pl}} \right) \left( \frac{r_{ti} U k_e}{k_e + r_{ti} U f / 12} \right) \left( \frac{1}{86400 \times 12} \right) \quad (40)$$

Este parámetro aplica para cada una de las cuatro secciones establecidas anteriormente, por lo que se tendrán cuatro valores del coeficiente A y de igual forma cuatro valores del coeficiente de transferencia de energía, calculados anteriormente

El Factor de corrección está condicionado al flujo másico de la manera siguiente:

Para  $w_i < 5 \text{ lbm/seg}$  tenemos que:

$$F_c = -2.978 \times 10^{-3} + 1.006 \times 10^{-6} p_{wh} + 1.906 \times 10^{-4} w_i - 1.047 \times 10^{-6} RGL + 3.229 \times 10^{-5} \gamma_{API} + 4.009 \times 10^{-3} \gamma_G - 0.3551 g_G \quad (41)$$

En caso de que  $w_i \geq 5 \text{ lbm/seg}$ ,  $F_c$  se puede aproximar a 0.0

Ahora en cada sección de longitud vertical establecida anteriormente, se usa la ecuación 30 para calcular la temperatura fluyente a la longitud L; previamente se define la frontera del intervalo de longitud en su entrada y las condiciones de frontera asociada en ese punto ( $L = L_{in}$ ,  $T_f = T_{fin}$ ,  $T_e = T_{ein}$ )

Se usa todo el pozo, para el cálculo de la distribución de temperatura fluyente; sólo hay que tener en consideración que los valores de A y U varían con la profundidad porque las

barreras (revestimientos) no son las mismas en profundidad; es decir, no tienen la misma longitud.

Los cálculos se inician en el fondo del pozo donde  $L=0$  y tenemos la condición de  $T_{fin} = T_{ein} = T_{bh} = \text{conocido}$ , donde la temperatura en el fondo es un valor medido.

Se consideran tantos intervalos de 500 pies como la longitud del pozo lo permita. Por ejemplo para un pozo de 7545 pies de profundidad, tenemos lo siguiente:

A 7045 pies tenemos que  $L = 7545 - 7045 = 500 \text{ pies}$  entonces  $L_m = 0$  y  $L = 500$ ;

A 6545 pies tenemos que  $L = 7545 - 6545 = 1000 \text{ pies}$  entonces  $L_m = 500$  y  $L = 1000$ ;

A 6045 pies tenemos que  $L = 7545 - 6045 = 1500 \text{ pies}$  entonces  $L_m = L_{anterior} = 1000$  y  $L = 1500$ .

Se usan los valores correspondientes que varían con la profundidad que son:

$$U, A, T_{ein}, T_{fin}$$

Para las temperaturas se sigue un procedimiento análogo al de las profundidades; continuando con el ejemplo tenemos:

$T_{fin} = T_{ein} = T_{bh} = T_f = \text{conocido}$ , para el primer cálculo obteniendo  $T_f(7545 \text{ pies})$ ;

A 7045 pies tenemos  $T_{fin} = T_f(7545)$   $T_{ein} = T_e(7545)$  y se calcula  $T_f(7045 \text{ pies})$ ;

A 6545 pies tenemos  $T_{fin} = T_f(7045)$   $T_{ein} = T_e(7045)$  y se calcula  $T_f(6545 \text{ pies})$ ;

Y así sucesivamente hasta llegar a la superficie, para construir una tabla y la gráfica correspondiente para el perfil de temperatura. Los detalles del programa para la solución del modelo térmico se encuentran en el apéndice A.

**Se calculan las temperaturas en el anular;** para representar las condiciones antes de producir el pozo se usará la temperatura medida en el pozo cerrado, y la del gradiente geotérmico para hacer una aproximación con la ley de Fourier para cilindros concéntricos, estimando el cambio en la temperatura por transferencia de calor. Para la

condición de pozo fluyente se usará la temperatura fluyente calculada (cuando no se cuente con un registro) y la temperatura obtenida del gradiente geotérmico en la forma que se describe a continuación. Se pretende calcular la temperatura del espacio anular de interés, es decir, sólo las secciones 2 y 3 que se establecieron con anterioridad. En este punto es necesario considerar las barreras que se presentan en estas dos secciones y con base en ello arreglar la ecuación de Fourier.

### Condición 2. Pozo estático:

Todos pozos considerados en el estudio cuentan con gradiente de temperatura estático. El gradiente geotérmico de la zona se puede promediar en  $2.2211 \times 10^2 \text{ } ^\circ F / \text{pies}$ , estimándolo de las temperaturas medidas en el fondo y superficie de todos los pozos involucrados en el estudio, con base en esta información se construyen tablas de temperatura como parte de los datos de entrada para obtener esta nueva incógnita del problema; en este sentido se consideran las temperaturas a pozo cerrado que fueron medidas y las de pozo fluyente que fueron calculadas o medidas, según sea el caso, usando un procedimiento análogo para ambos.

Las temperaturas del gradiente geotérmico se calculan con la ecuación 32 que se uso con anterioridad

Para el pozo estático tenemos:

#### Sección 1

$$T_c = T_e + \left[ \frac{\ln(r_{wb}/r_{co2})}{k_{cem}} + \frac{\ln(r_{co2}/r_{ci2})}{k_{acero}} + \frac{\ln(r_{ci2}/r_{co1})}{k_{cem}} + \frac{\ln(r_{co1}/r_{ci1})}{k_{acero}} \right] * r_{it} U_{tot1} (T_t - T_e); \quad (42)$$

#### Sección 2

$$T_c = T_e + \left[ \frac{\ln(r_{wb}/r_{co1})}{k_{cem}} + \frac{\ln(r_{co1}/r_{ci1})}{k_{acero}} \right] * r_{it} U_{tot2} (T_t - T_e); \quad (43)$$

Para el pozo fluyendo

*Sección 1*

$$T_c = T_e + \left[ \frac{\ln(r_{wb}/r_{co2})}{k_{cem}} + \frac{\ln(r_{co2}/r_{ci2})}{k_c} + \frac{\ln(r_{ci2}/r_{co1})}{k_{cem}} + \frac{\ln(r_{co1}/r_{ci1})}{k_c} \right] * r_{ii} U_{tot1} (T_f - T_e) ; \quad (44)$$

*Sección 2*

$$T_c = T_e + \left[ \frac{\ln(r_{wb}/r_{co1})}{k_{cem}} + \frac{\ln(r_{co1}/r_{ci1})}{k_c} \right] * r_{ii} U_{tot2} (T_f - T_e). \quad (45)$$

Las temperaturas fluyente y de la tierra son una función de la profundidad, las cuales se calcularon con anterioridad usando el modelo geotérmico.

## MODELO DE LA EXPANSION DEL FLUIDO ANULAR

La expansión térmica de un fluido en un anular dado, se determina aplicando el criterio de conservación de energía, suponiendo que las dimensiones verticales no cambian:

$$M_f = \int \rho_f A dz = \int (\rho_f + \Delta\rho_f)(A + \Delta A) dz \quad (46)$$

Donde

$M_f$  = Masa del fluido en el espacio anular

$\rho_f$  = Densidad del fluido

$A$  = Área de la sección transversal del espacio anular

$\Delta$  = Cambio de un estado inicial a otro final.

Las densidades iniciales se evalúan a las condiciones de presión y temperatura que prevalecieron durante el acentamiento de las sartas de revestimiento, y las densidades finales se estiman a las condiciones de operación.

El cambio neto de volumen de fluido está dado por:

$$\Delta V_f = \int \Delta A dz = \int \frac{A \Delta \rho_f}{(\rho_f + \Delta \rho_f)} dz \cdot \quad (47)$$

La ecuación 47 se integra numéricamente, para obtener el cambio neto en volumen del fluido anular. Si un volumen  $\Delta V_b$  se libera del anular, este se debe restar en la ecuación para obtener el cambio de volumen efectivo. La densidad de los fluidos se calcula a diferentes puntos en el anular como una función de la composición, presión y temperatura, usando el método de Sorelle<sup>[9]</sup> para fluidos base aceite.

### Cálculo de las densidades.

El modelo para el cálculo de densidades fue tomado del método de Sorelle, que toma en cuenta los cambios volumétricos en las fases sólida, aceite y agua. El fluido que se presenta en el espacio anular es una mezcla de lodo de emulsión inversa, con un bache espaciador comercial a base de agua y polímero. El lodo por lo general presenta una

proporción agua, aceite y sólidos de 60, 30 y 10 en porcentajes. En vista de que el espaciador usado con las lechadas de cementación es compatible con el lodo de perforación y siempre ocurre una mezcla entre ellos, se emplearán diferentes porcentajes para el agua y el aceite basándose en una estimación en relación a si el bache alcanzó o no la superficie.

En este estudio se calcula la presión para un anular confinado compuesto de dos tuberías de 3 ½” en 7”, por lo que se estimará una densidad promedio para los fluidos contenidos en sus dos secciones previamente establecidas, empleando la formula siguiente considerando las mismas dos condiciones. Se calculará la densidad en las dos secciones porque para el cálculo del volumen generado por las tuberías de revestimiento que confinan el fluido tiene que ver con el número de revestimientos presentes y la solución final se encuentra igualando los volúmenes del fluido y el del espacio que lo contiene:

$$\rho = \frac{100\rho_1 H - \left[ \frac{\%O_1 \alpha_1 \rho_1}{\alpha_2} \right] * \ln \left[ \frac{\alpha_1 + \alpha_2(H)}{\alpha_1} \right] - \left[ \frac{\%W_1 \beta_1 \rho_1}{\alpha_2} \right] * \ln \left[ \frac{\beta_1 + \beta_2(H)}{\beta_1} \right]}{H [100 - \%O_1 - \%W_1]}, \quad (48)$$

Donde:

$$\alpha_1 = A_o + A_1(T_1) + A_2(C)$$

$$\alpha_2 = A_1(G) + (0.052)A_2\rho_1$$

$$\beta_1 = B_o + B_1(T_1) + B_2(C)$$

$$\beta_2 = B_1(G) + 0.052B_2\rho_1$$

$$G = \frac{T_H - T_1}{H}$$

$C$  = La presión en el revestimiento o una presión impuesta en superficie (psi)

$p_t$  = Presión hidrostática +  $C$

$G$  = Gradiente geotérmico ( $^{\circ}F / pie$ )

$H$  = Profundidad total (pies)

$\rho_1$  = Densidad del lodo en el tope del agujero ( $lb/gal$ )

$\rho$  = Densidad promedio del lodo en la columna de longitud  $H$  ( $lb/gal$ )

$\%W$  = Porcentaje de agua del lodo en superficie

$\%O$  = Porcentaje de aceite del lodo en superficie

$T_i$  = Temperatura interior en el tope del intervalo

$T_H$  = Temperatura al fondo del intervalo

$$A_o = 7.24032$$

$$A_1 = -2.84383 \times 10^{-3}$$

$$A_2 = 2.75660 \times 10^{-5}$$

$$B_o = 8.63186$$

$$B_1 = -3.31977 \times 10^{-3}$$

$$B_2 = 2.37170 \times 10^{-5}$$

Se realizan dos cálculos con la misma fórmula:

1. Pozo estático con respectiva temperatura y presión cero en el anular ( $C=0$ ).
2. Pozo fluyendo con respectiva temperatura y presión anular por calentamiento como incógnita, que se discutirá más adelante para las dos secciones consideradas

### **MODELO PARA DESPLAZAMIENTO DE TUBERIAS DE REVESTIMIENTO<sup>[2]</sup>**

Luego que los revestimientos son asentados, están sujetos a varios tipos de cargas incrementales que resultan de cambios en cargas aplicadas o presiones y temperaturas en el agujero. Estos cambios de cargas resultan en un movimiento interactivo de las sargas que encierran el espacio anular para variar en volumen.

Para un anular dado, el cambio de volumen es calculado por integración numérica de los cambios de volumen causado por la deformación elástica de las sargas confinantes:

$$\Delta V_a = \int [(u_o^2 + 2u_o r_o) - (u_i^2 + 2u_i r_i)] dz \quad (49)$$

Donde  $r_i$  es el radio interno de el anular (radio externo de la tubería interna),  $r_o$  es el radio externo del anular (radio interno de la tubería externa);  $u_i$  y  $u_o$  son los desplazamientos incrementales de radio, a  $r = r_i$  y  $r_o$  respectivamente.



El desplazamiento radial incremental esta determinado por:

$$u = r\Delta\varepsilon_\theta; \quad (50)$$

Donde  $\Delta\varepsilon_\theta$  es el cambio en el anillo de esfuerzos, dado en términos del correspondiente cambio en los esfuerzos, radial, tangencial y axial a través de la relación esfuerzo deformación para un comportamiento simétrico.

$$\Delta\varepsilon_\theta = [\Delta\sigma_\theta - \nu(\Delta\sigma_r + \Delta\sigma_z)]/E + \alpha\Delta T; \quad (51)$$

$E = 3 \times 10^6$ , Módulo de Young

$\nu = 0.3$ , Relación de Poisson

$\alpha = 6.9 \times 10^{-6} \text{ } ^\circ\text{F}^{-1}$ , Coeficiente lineal de expansión térmica

Para un cilindro con espesor de pared homogéneo bajo presión de carga tenemos

$$\Delta\sigma_r = C_1\Delta p_i + C_2\Delta p_o; \quad (52)$$

$$\Delta\sigma_\theta = D_1\Delta p_i + D_2\Delta p_o; \quad (53)$$

$\Delta p_i$  y  $\Delta p_o$  son los cambios en la presión interna y externa total causados por los cambios en la presión hidrostática o cambios por calentamiento para cada tubo del anular considerado; estos se calcularán al resolver la matriz tridiagonal que se establece más adelante. A continuación se definen los coeficientes Geométricos como:

$$C_1 = (r_i^2 - r_i^2 r_o^2 / r^2) / (r_o^2 - r_i^2); \quad (54)$$

$$C_2 = (r_i^2 r_o^2 / r^2 - r_o^2) / (r_o^2 - r_i^2); \quad (55)$$

$$D_1 = (r_i^2 + r_i^2 r_o^2 / r^2) / (r_o^2 - r_i^2); \quad (56)$$

$$D_2 = (r_o^2 + r_i^2 r_o^2 / r^2) / (r_o^2 - r_i^2); \quad (57)$$

$r_i$  y  $r_o$  son los radios internos y externos respectivamente

De este modo se puede definir  $\Delta\varepsilon_\theta$  para un cilindro con espesor de pared homogéneo de la manera siguiente:

$$\Delta \varepsilon_{\theta} = L \Delta p_i + M \Delta p_o + N, \tag{58}$$

Donde para una tubería fija en ambos extremos se tienen los coeficientes siguientes:

$$L = (D_1 - \nu C_1) / E \tag{59}$$

$$M = (D_2 - \nu C_2) / E \tag{60}$$

$$N = \alpha \Delta T - \nu \sigma_z / E \tag{61}$$

Para un intervalo fijo en ambos extremos, que no está cementado, se define  $\Delta Z$  como la distancia del tope de cemento hasta la superficie, se tiene que:

$$\Delta \sigma_z = 2\nu \left[ r_i^2 (\Delta P_i - \Delta Z \Delta \rho_i) - r_o^2 (\Delta \rho_o - \Delta Z \Delta \rho_o) \right] / (r_o^2 - r_i^2) - E \alpha \Delta T. \tag{62}$$

Ahora para un cilindro compuesto de tres tuberías bajo presión de carga como se ilustra en la figura 20 se determina de la siguiente manera:

$$L_{j-} \Delta p_{j-1} + (M_{j-} - L_{j+}) \Delta p_j - M_{j+} \Delta p_{j+1} = -N_{j-} + N_{j+} \tag{63}$$

El símbolo  $j$  denota un índice de interfase radial donde los signos  $+$  y  $-$  representan las propiedades en la  $j$  esima interfase interna y externa respectivamente para el elemento compuesto.

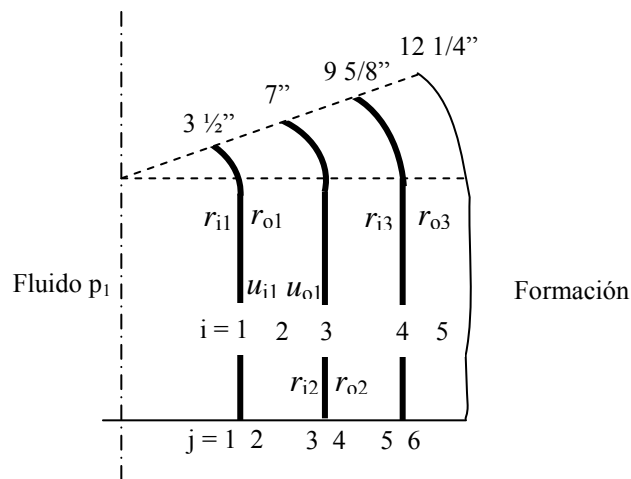


Fig. – 20. Cilindro compuesto de la sección superior del agujero

Donde

$$j = 2, 3, 4, 5$$

$$L_{2-}\Delta p_1 + (M_{2-} - L_{2+})\Delta p_2 - M_{2+}\Delta p_3 = -N_{2-} + N_{2+} \quad j = 2 \quad (64)$$

$$L_{3-}\Delta p_2 + (M_{3-} - L_{3+})\Delta p_3 - M_{3+}\Delta p_4 = -N_{3-} + N_{3+} \quad j = 3 \quad (65)$$

$$L_{4-}\Delta p_3 + (M_{4-} - L_{4+})\Delta p_4 - M_{4+}\Delta p_5 = -N_{4-} + N_{4+} \quad j = 4 \quad (66)$$

$$L_{5-}\Delta p_4 + (M_{5-} - L_{5+})\Delta p_5 - M_{5+}\Delta p_6 = -N_{5-} + N_{5+} \quad j = 5 \quad (67)$$

Para el caso de un cuerpo compuesto, semi infinito eje simétrico (pozo + formación) como se ilustra en la figura 20 la ecuación remanente necesaria para cerrar el sistema se obtiene de la manera siguiente. El anillo de esfuerzos incremental en la interfase cemento - formación se evalúa para el cemento por medio de la ecuación siguiente:

$$\Delta \varepsilon_{\theta 5, cm} = L_{5-}\Delta p_4 + M_{5-}\Delta p_5 + N_{5-} \quad (68)$$

Para la formación tenemos

$$\Delta \varepsilon_{\theta 5, form} = (1 + \nu_f)\Delta p_5 / E_f \quad (69)$$

Por continuidad se requiere que  $\Delta \varepsilon_{\theta 5}$  y  $\Delta \varepsilon_{\theta 5}$  expresadas por las ecuaciones 68 y 69 sean iguales, lo cual resulta en:

$$L_{5-}\Delta p_4 + [M_{5-} - (1 + \nu_f) / E_f]\Delta p_5 = -N_{5-} \quad (70)$$

Para cerrar el sistema de ecuaciones de modo que represente la configuración del pozo es necesario considerar la formación y queda:

$$L_{2-}\Delta p_1 + (M_{2-} - L_{2+})\Delta p_2 - M_{2+}\Delta p_3 = -N_{2-} + N_{2+}, \quad j = 2; \quad (71)$$

$$L_{3-}\Delta p_2 + (M_{3-} - L_{3+})\Delta p_3 - M_{3+}\Delta p_4 = -N_{3-} + N_{3+}, \quad j = 3; \quad (72)$$

$$L_{4-}\Delta p_3 + (M_{4-} - L_{4+})\Delta p_4 - M_{4+}\Delta p_5 = -N_{4-} + N_{4+}, \quad j = 4; \quad (73)$$

$$L_{5-}\Delta p_4 + [M_{5-} - (1 + \nu_f) / E_f]\Delta p_5 = -N_{5-}, \quad j = 5. \quad (74)$$

El sistema de ecuaciones tridiagonal completo expresado en notación matricial se convierte en:

$$\begin{bmatrix} (M_{2-} - L_{2+}) & -M_{2+} & 0 & 0 \\ L_{3-} & (M_{3-} - L_{3+}) & -M_{3+} & 0 \\ 0 & L_{4+} & (M_{4-} - L_{4+}) & -M_{4+} \\ 0 & 0 & L_{5-} & M_5 - (1 + \nu_f)/E_f \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta p_2 \\ \Delta p_3 \\ \Delta p_4 \\ \Delta p_5 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} -N_{2-} + N_{2+} - L_{2-}\Delta p_1 \\ -N_{3-} + N_{3+} \\ -N_{4-} + N_{4+} \\ -N_{5-} \end{bmatrix} \quad (75)$$

Las variables de la matriz serán definidas de acuerdo a la convención de signos explicada anteriormente y utilizando los parámetros previamente establecidos; así por ejemplo tendremos que para signos positivos  $r = r_i$ , y se sustituye para encontrar los valores siguientes de las constantes que definen la matriz, como se observa a continuación; análogamente cuando se tenga un signo negativo tendremos que  $r = r_o$  (figura 20).

$$L_{2+} = \left[ \frac{r_{i1}^2 + r_{o1}^2}{r_{o1}^2 - r_{i1}^2} - \nu \frac{r_{i1}^2 - r_{o1}^2}{r_{o1}^2 - r_{i1}^2} - \nu^2 \left( \frac{r_{i1}^2 - r_{o1}^2}{r_{o1}^2 - r_{i1}^2} + \frac{r_{i1}^2 + r_{o1}^2}{r_{o1}^2 - r_{i1}^2} \right) \right] / E; \quad (76)$$

$$M_{2+} = \left[ \frac{2r_{o1}^2}{r_{i1}^2 - r_{o1}^2} - \nu^2 \frac{2r_{o1}^2}{r_{i1}^2 - r_{o1}^2} \right] / E; \quad (77)$$

$$N_{2+} = (1 + \nu)\alpha E \Delta T. \quad (78)$$

Igual para el resto sólo que se sigue la secuencia de 2, 3, 4 y 5 de los elementos restantes respetando los signos de cada uno (se puede decir que el subíndice es igual a n, donde n va a ser igual a 2, 3, 4, 5)

Resolviendo la matriz tridiagonal se obtienen los incrementos en presión  $\Delta p_2, \Delta p_3, \Delta p_4, \Delta p_5$  por medio de los cuales se puede calcular la variación del espacio anular donde se encuentra el fluido atrapado. Ahora se considera  $\Delta p_0 = \Delta p_3$  y  $\Delta p_i = \Delta p_2$  como se dijo anteriormente.

Ahora se pueden calcular  $u_i$  y  $u_o$

$$u_i = r_i \Delta \varepsilon_\theta; \quad (79)$$

$$u_o = r_o \Delta \varepsilon_\theta. \quad (80)$$

Substituyendo a  $\varepsilon_\theta$  en estas expresiones anteriores:

$$u_i = r_i [L(r_i)\Delta p_1 + M(r_i)\Delta p_2 + N(r_i)] \quad (81)$$

$$u_o = r_o [L(r_o)\Delta p_2 + M(r_o)\Delta p_3 + N(r_o)] \quad (82)$$

Una vez determinados los elementos necesarios para calcular los volúmenes de fluido y del espacio anular, se igualan ambas expresiones debido a que cuando se alcanzan condiciones estables el volumen de fluido será igual al de su contenedor. De este modo se plantea la ecuación 86, resuelta mediante un método iterativo:

$$\Delta V_a = \pi \int [(u_o^2 + 2u_o r_o) - (u_i^2 + 2u_i r_i)] dz ; \tag{83}$$

$$\Delta V_f = \int \frac{A \Delta \rho_f}{(\rho_f + \Delta \rho_f)} dz ; \tag{84}$$

$$\int \frac{A \Delta \rho_f}{(\rho_f + \Delta \rho_f)} dz = \pi \int [(u_o^2 + 2u_o r_o) - (u_i^2 + 2u_i r_i)] dz ; \tag{85}$$

$$\int \frac{2\pi (r_{i2}^2 - r_{o1}^2) (\rho_i - \rho_f)}{(\rho_i + (\rho_i - \rho_f))} dz = \pi \int [(u_o^2 + 2u_o r_o) - (u_i^2 + 2u_i r_i)] dz , \tag{86}$$

Donde:

$\rho_i$  = Densidad promedio inicial de los fluidos contenidos en el anular, a condiciones de pozo estático

$\rho_f$  = Densidad promedio final de los fluidos contenidos en el anular a condiciones de pozo fluvente como función de la presión C que se genera en el anular.

En la expresión 86 se sustituye la ecuación de la densidad a condiciones de pozo fluvente  $\rho_f$  y se despeja la presión en el revestimiento C.

A = Sección de área transversal

Para la siguiente sección del anular confinado se realiza un planteamiento análogo. Ahora para un cilindro compuesto de dos tuberías bajo presión de carga como se ilustra en la figura 21, se repite el proceso iniciando con la ecuación 61 de la siguiente manera:

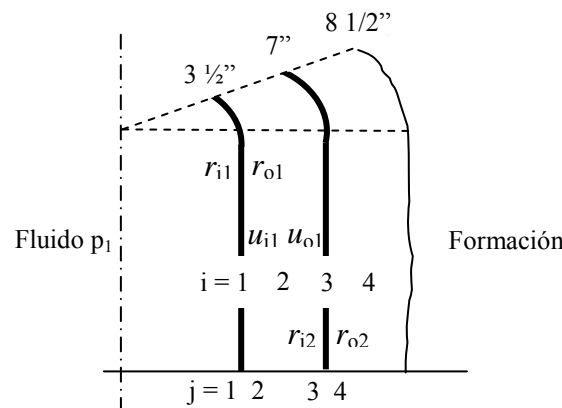


Fig. – 21. Cilindro compuesto de la sección inferior del pozo

$$L_{j-}\Delta p_{j-1} + (M_{j-} - L_{j+})\Delta p_j - M_{j+}\Delta p_{j+1} = -N_{j-} + N_{j+}, \quad (87)$$

Donde

$$j = i = 2, 3, 4$$

$$L_{2-}\Delta p_1 + (M_{2-} - L_{2+})\Delta p_2 - M_{2+}\Delta p_3 = -N_{2-} + N_{2+}, \quad j = 2; \quad (88)$$

$$L_{3-}\Delta p_2 + (M_{3-} - L_{3+})\Delta p_3 - M_{3+}\Delta p_4 = -N_{3-} + N_{3+}, \quad j = 3; \quad (89)$$

$$L_{4-}\Delta p_3 + (M_{4-} - L_{4+})\Delta p_4 - M_{4+}\Delta p_5 = -N_{4-} + N_{4+}, \quad j = 4. \quad (90)$$

Para el caso de un cuerpo compuesto por varios materiales, semi-infinito, eje simétrico (pozo + formación) como se ilustra en la figura 21, la ecuación remanente necesaria para completar el sistema se obtiene de la siguiente manera. El anillo de esfuerzos incremental en la interfase cemento formación se evalúa para el cemento de la ecuación siguiente:

$$\Delta \varepsilon_{\theta,4} = L_{4-}\Delta p_3 + M_{4-}\Delta p_4 + N_{4-}. \quad (91)$$

Para la formación tenemos que:

$$\Delta \varepsilon_{\theta,4} = (1 + \nu_f)\Delta p_4 / E_f. \quad (92)$$

Por continuidad se requiere que  $\Delta \varepsilon_{\theta,4}$  para el cemento (Ecuación 91) y  $\Delta \varepsilon_{\theta,4}$  para la formación (Ecuación 92) sean iguales lo cual resulta en:

$$L_{4-}\Delta p_3 + [M_{4-} - (1 + \nu_f) / E_f]\Delta p_4 = -N_{4-} \quad (93)$$

Ahora el sistema de ecuaciones es el siguiente:

$$L_{2-}\Delta p_1 + (M_{2-} - L_{2+})\Delta p_2 - M_{2+}\Delta p_3 = -N_{2-} + N_{2+}, \quad j = 2; \quad (94)$$

$$L_{3-}\Delta p_2 + (M_{3-} - L_{3+})\Delta p_3 - M_{3+}\Delta p_4 = -N_{3-} + N_{3+}, \quad j = 3; \quad (95)$$

$$L_{4-}\Delta p_3 + [M_{4-} - (1 + \nu_f) / E_f]\Delta p_4 = -N_{4-}, \quad j = 4. \quad (96)$$

El sistema de ecuaciones tridiagonal completo en notación matricial se convierte en:

$$\begin{bmatrix} (M_{2-} - L_{2+}) & -M_{2+} & 0 & 0 \\ L_{3-} & (M_{3-} - L_{3+}) & -M_{3+} & 0 \\ 0 & 0 & L_{4-} & (M_{4-} - (1 + \nu_f) / E_f) \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta p_2 \\ \Delta p_3 \\ \Delta p_4 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -N_{2-} + N_{2+} - L_{2-}\Delta p_1 \\ -N_{3-} + N_{3+} \\ -N_{4-} \end{bmatrix}. \quad (97)$$

Las variables de la matriz se definirán de acuerdo a la convención de signos explicada anteriormente, utilizando los parámetros previamente establecidos; así por ejemplo tendremos que para signos positivos  $r = r_i$  y se sustituye para encontrar los valores siguientes de las constantes que definen la matriz, como se observa a continuación; análogamente cuando se tenga un signo negativo tendremos que  $r = r_o$ :

$$L_{2+} = \left[ \frac{r_{i1}^2 + r_{o1}^2}{r_{o1}^2 - r_{i1}^2} - \nu \frac{r_{i1}^2 - r_{o1}^2}{r_{o1}^2 - r_{i1}^2} - \nu^2 \left( \frac{r_{i1}^2 - r_{o1}^2}{r_{o1}^2 - r_{i1}^2} + \frac{r_{i1}^2 + r_{o1}^2}{r_{o1}^2 - r_{i1}^2} \right) \right] / E ; \quad (98)$$

$$M_{2+} = \left[ \frac{2r_{o1}^2}{r_{i1}^2 - r_{o1}^2} - \nu^2 \frac{2r_{o1}^2}{r_{i1}^2 - r_{o1}^2} \right] / E ; \quad (99)$$

$$N_{2+} = (1 + \nu) \alpha E \Delta T . \quad (100)$$

Similarmente, para el resto de las ecuaciones solamente se cambia el 2 por 3 y 4 para los dos revestimientos restantes (se puede decir que el subíndice es igual a n donde n va a ser igual a 2, 3, 4 ). De la matriz tridiagonal se obtienen los incrementos en presión  $\Delta p_2, \Delta p_3, \Delta p_4$  y posteriormente se calcula la variación en volumen del espacio anular donde se encuentra el fluido atrapado. Ahora se considera  $\Delta p_0 = \Delta p_2$  y  $\Delta p_i = \Delta p_1$ , que representan los incrementos de presión dentro de la tubería y en el espacio anular confinado, como se discutió anteriormente en el análisis para la figura 20.

$$u_i = r_i \Delta \varepsilon_\theta ; \quad (101)$$

$$u_o = r_o \Delta \varepsilon_\theta , \quad (102)$$

$$u_i = r_i [L(r_i) \Delta p_1 + M(r_i) \Delta p_2 + N(r_i)] , \quad (103)$$

$$u_o = r_o [L(r_o) \Delta p_2 + M(r_o) \Delta p_3 + N(r_o)] . \quad (105)$$

Una vez determinados los elementos necesarios para calcular los volúmenes de fluido y del espacio anular, se igualan ambas expresiones debido a que cuando se alcanzan condiciones estables el volumen de fluido será igual al de su contenedor. De este modo se plantea la ecuación 108, resuelta mediante un método iterativo:

$$\Delta V_a = \pi \int [(u_o^2 + 2u_o r_o) - (u_i^2 + 2u_i r_i)] dz ; \quad (106)$$

$$\Delta V_f = \int \frac{A \Delta \rho_f}{(\rho_f + \Delta \rho_f)} dz ; \quad (107)$$

$$\int \frac{A \Delta \rho_f}{(\rho_f + \Delta \rho_f)} dz = \pi \int [(u_o^2 + 2u_o r_o) - (u_i^2 + 2u_i r_i)] dz ; \quad (108)$$

$$\int \frac{2\pi(r_i^2 - r_o^2)(\rho_i - \rho_f)}{(\rho_i + (\rho_i - \rho_f))} dz = \pi \int [(u_o^2 + 2u_o r_o) - (u_i^2 + 2u_i r_i)] dz, \quad (109)$$

Donde:

$\rho_i$  = Densidad promedio inicial en el anular a condiciones de pozo estático

$\rho_f$  = Densidad promedio final de los fluidos contenidos en el anular a condiciones de pozo fluyente como función de la presión que se genera en el anular C

A = Sección de área transversal

Aquí se sustituye la ecuación de la densidad a condiciones de pozo fluyente  $\rho_f$  y se despeja la presión en el revestimiento C. En este punto ya se han calculado los dos incrementos de presión en los dos elementos de volumen, y la presión buscada será la suma de los resultados anteriores

$$C = C_1 + C_2 \quad (110)$$



### 3. DISCUSIÓN Y ANÁLISIS DE RESULTADOS

En el desarrollo de ésta tesis se usó una muestra de 9 pozos en total, que fueron perforados recientemente en la Cuenca de Burgos. Estos pozos cuentan con información buena y suficiente para complementar las bases teóricas y los modelos generados en el capítulo anterior.

Con base en los cálculos se asumieron ciertas condiciones de idealidad que se explicarán ordenadamente de acuerdo a su orden de aparición, en cada una de las tres partes en que se estructuró la metodología de solución. Esta discusión se aplicó a las dos condiciones de frontera consideradas, que corresponde a las condiciones de flujo y no flujo en el pozo. Es importante establecer que en el estudio se obtuvieron resultados experimentales que se asemejan a los obtenidos por medio de los modelos matemáticos.

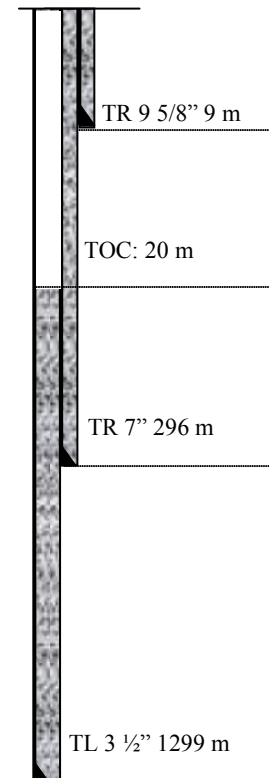
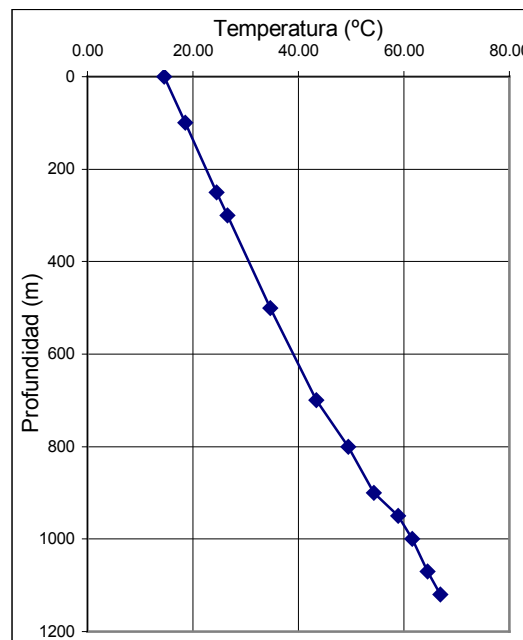
Para ilustrar de una manera clara los resultados que se obtuvieron en esta investigación se explica cada pozo de manera individual, mostrando los datos con los que se trabajaron y explicando los resultados obtenidos.

En cada pozo se realizó una captura de información en varias etapas, iniciando desde su perforación para finalizar una vez que fueron conectados a producción. Como primer paso se establecieron los topes de cemento a partir de registros eléctricos que fueron tomados para determinar la calidad del cemento, definiendo así de una manera certera el volumen del espacio anular estudiado en cada pozo. Se observó que el nivel de cemento en todos los casos quedó entre doble tubería generando el confinamiento de los fluidos. El bache espaciador utilizado en la cementación de la última tubería de revestimiento (3½”), es una mezcla de agua, barita y polímero; en ocasiones este alcanza la superficie luego de finalizada la cementación, y en todo caso llega a mezclarse con el lodo de perforación generando un fluido que tendrá diferentes porcentajes de agua y aceite, según sea el escenario de cada pozo en particular. En este sentido se toma en consideración, para todos los pozos del estudio, una relación porcentual agua aceite aproximada de 60 y

30; dejando un 10% a los sólidos. Los cálculos de variación de densidad se realizaron como parte del modelo de expansión del fluido anular, explicado con anterioridad en el capítulo 2. La densidad promedio del lodo al terminar la perforación del pozo es de 1.75 gr/cc. Una vez que se ha disparado el pozo se espera su reacción, y en la mayoría de los casos es necesario realizar una prueba de inyectividad para posteriormente fracturarlos hidráulicamente. Por otra parte se tomaron registros de temperatura estáticos y dinámicos. Una vez medidas las temperaturas en el fondo a pozo cerrado y estabilizado se hacen las pruebas de producción, en estas pruebas se miden ciertos parámetros como rutina en este tipo de actividades; adicionalmente y con fines de obtener datos reales que avalen los fundamentos teóricos aquí presentados, se tomaron medidas de la presión en el espacio anular de 3 1/2" x 7", conforme se monitoreaba la producción y otros datos de interés.

<b>Campo</b>	G	<b>Edo. del pozo</b>	CERRADO
<b>Pozo</b>	1	<b>Prof. Calibrada</b>	1132m
<b>Fecha</b>	23/01/2005	<b>Intervalo</b>	(1116-1120m)(1124-1129m)

Profundidad Metros	Temperatura (°C)
0	14.56
100	18.54
250	24.50
300	26.53
500	34.65
700	43.37
800	49.41
900	54.27
950	58.86
1000	61.55
1070	64.47
1120	66.96



qg (MPCD)	qw (BPD)	qc (BPD)	Tsup (°F)	PTR (psi)
1812	12	0	93	900

Fig. 22 – Datos reales obtenidos en campo. Pozo 1

Una vez que cada pozo alcanzaba condiciones estables de producción se procedía a realizar gradientes de temperatura fluyente. De este modo fue posible definir los escenarios de estudio con buena parte de la información representativa y medida en el campo. Toda la información prevista como datos de entrada para el análisis se representan en la figura 22.

Inicialmente se realizaron los cálculos de la temperatura fluyente de acuerdo al modelo establecido en el capítulo anterior, para compararlos con los valores medidos, observando ligeras diferencia entre los datos reales medidos y los calculados, estos se pueden observar en el apéndice B donde se representan gráficamente, para la totalidad de los pozos. Los perfiles generados por el modelo, cotejan muy aproximadamente, aunque presentan ligeras diferencias debido a que se trata de pozos de gas, los cuales sufren un enfriamiento parcial a nivel de las perforaciones, causado por la expansión que se genera. Para fines de seguir adelante con la investigación y realizar un trabajo lo más representativo posible, se tomaron como válidos los datos de temperatura fluyente medidos en campo que fueron tomados en todos los pozos de la muestra (Figura 23).

Profundidad Metros	Temperatura Medida (°C)
0	38.38
100	30.22
250	34.81
300	36.91
500	45.54
700	54.89
800	58.29
900	60.67
950	60.72
1000	59.51
1070	54.96
1120	64.82

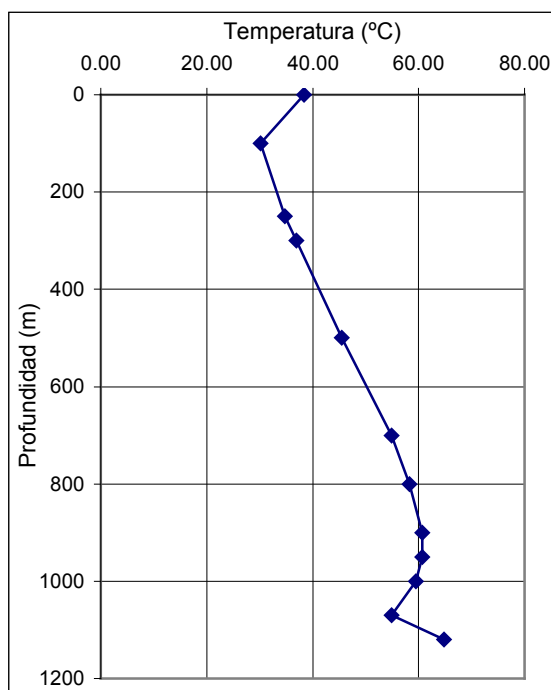


Fig. 23 – Gradiente de temperatura fluyente real. Pozo 1

Se compararon los datos medidos de temperatura fluyente y temperatura estática para observar los cambios de temperatura, concluyendo en todos los casos que se experimenta un calentamiento debido al flujo del gas sobre todo en la parte alta del pozo donde se encuentra el espacio anular confinado (Figura 24).

Profundidad metros	Temperatura Estático (°C)	Temperatura Fluyente (°C)
0	14.56	38.38
100	18.54	30.22
250	24.50	34.81
300	26.53	36.91
500	34.65	45.54
700	43.37	54.89
800	49.41	58.29
900	54.27	60.67
950	58.86	60.72
1000	61.55	59.51
1070	64.47	54.96
1120	66.96	64.82

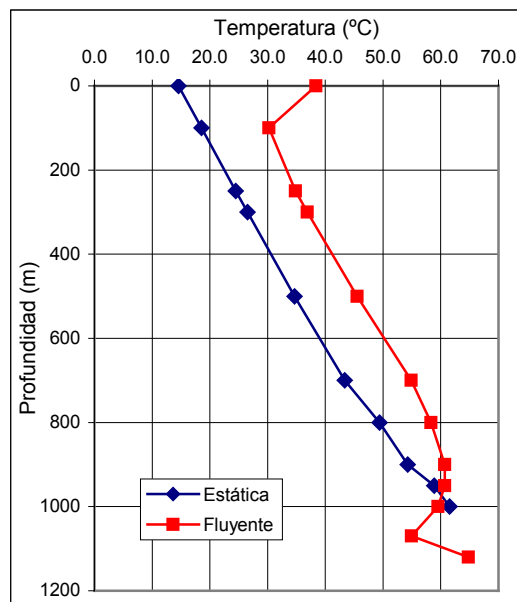


Fig. 24 – Comparación de perfiles de temperatura fluyente y estática. Pozo 1

Continuando con la determinación de los perfiles de temperatura para las condiciones de flujo y no flujo en el pozo se calcularon los gradientes de temperatura en el espacio anular, aplicando la metodología basada en la ley de Fourier para transferencia de calor a través de cilindros concéntricos. Es de hacer notar que para realizar estos cálculos se usaron dos valores de temperatura; una en la tubería de producción y la otra del gradiente geotérmico del pozo. Este gradiente geotérmico se aproxima a la temperatura registrada para condiciones del pozo cerrado, considerando que el tiempo de cierre del pozo fue suficiente para obtener temperaturas iguales en toda la profundidad entre el pozo y la formación. De allí que en la figura 26 observamos el mismo gradiente para el pozo, el anular y la formación, simplificando los cálculos. Como se esperaba y se observa las figuras 25 y 26 se produce un incremento de temperatura en el espacio anular, esencialmente en la parte superior del pozo, y se discutirá más adelante como estas temperaturas se pueden transformar en presión.

Los valores de conductividad térmica para los fluidos y materiales involucrados en los cálculos, se definieron en el capítulo anterior; similarmente se establecieron las dimensiones radiales de las tuberías de revestimiento, limitando el volumen del anular en estudio con los topes de cemento. El detalle de los programas elaborados en Matlab (lenguaje de computación técnica, versión 6.5 P ro), para obtener los perfiles de temperatura, pueden consultarse en el apéndice A.

Profundidad metros	Temperatura Fluyente (°C)	Temperatura Anular (°C)	Temperatura Tierra (°C)
0	38.38	28.78	14.56
100	30.22	-	18.54
250	34.81	-	24.50
300	36.91	-	26.53
500	45.54	-	34.65
700	54.89	-	43.37
800	58.29	-	49.41
900	60.67	-	54.27
950	60.72	-	58.86
1000	59.51	-	61.55
1070	54.96	-	64.47
1120	64.82	-	66.96

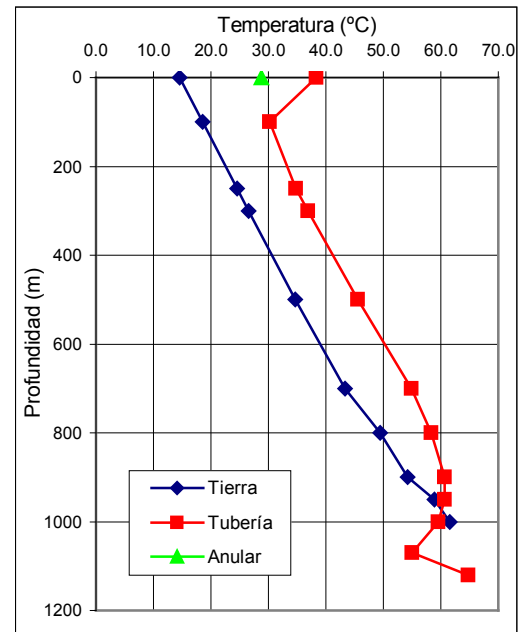


Fig. 25 – Perfil de temperatura en el anular a condiciones de flujo. Pozo 1

Profundidad Metros	Temperatura Estática (°C)	Temperatura Anular (°C)	Temperatura Tierra (°C)
0	14.56	14.56	14.56
100	18.54	18.54	18.54
250	24.50	24.50	24.50
300	26.53	26.53	26.53
500	34.65	34.65	34.65
700	43.37	43.37	43.37
800	49.41	49.41	49.41
900	54.27	54.27	54.27
950	58.86	58.86	58.86
1000	61.55	61.55	61.55
1070	64.47	64.47	64.47
1120	66.96	66.96	66.96

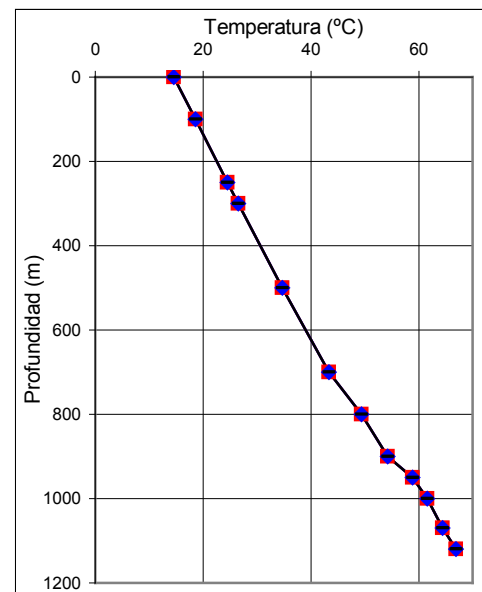


Fig. 26 – Perfil de temperatura en el anular a condiciones estáticas. Pozo 1

A partir de este comportamiento de temperaturas y usando los modelos derivados en el capítulo anterior, se obtiene el valor de la presión generada en el espacio anular por efecto de la temperatura; el cual fue calculado tomando en consideración los efectos relacionados con los esfuerzos a los que se someten las tuberías de revestimiento una vez que se cementen en el pozo y la expansión de los fluidos contenidos en el espacio anular con base en los cambios en densidad que se producen.

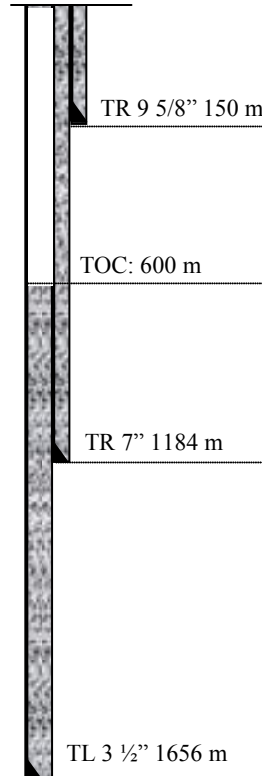
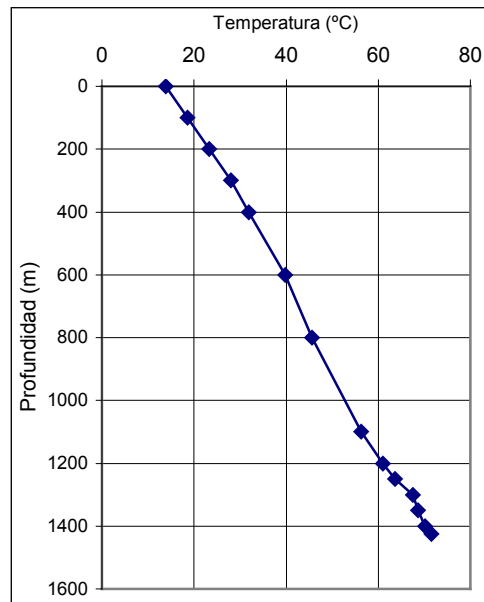
Para obtener los resultados de esta tesis, se usaron métodos iterativos inicializando con un vector de presiones, hasta obtener la convergencia a un valor final del volumen ocupado por el fluido y el volumen del espacio que lo contiene. El detalle del programa se puede consultar de igual forma en el apéndice A. El resultado que se presenta se asocia al tope de cemento y al incremento o variación de temperatura, para más adelante establecer comportamientos con el resto de los pozos.

<b><math>\Delta T</math> (°C)</b>	<b>TOC (m)</b>	<b>PTR medida (psi)</b>	<b>PTR calculada (psi)</b>
14	20	900	1015

A continuación se presentan los resultados obtenidos en el resto de los pozos de forma resumida.

<b>Campo</b>	G	<b>Edo. del pozo</b>	CERRADO
<b>Pozo</b>	2	<b>Prof. Calibrada</b>	1427 m
<b>Fecha</b>	07/01/2005	<b>Intervalo</b>	(1428 – 1438)

Profundidad metros	Temperatura (°C)
0	13.88
100	18.58
200	23.29
300	28.00
400	31.93
600	39.79
800	45.63
1100	56.31
1200	60.98
1250	63.60
1300	67.52
1350	68.59
1400	70.16
1425	71.57



qg(MPCD)	qw (BPD)	qc (BPD)	Tsup (°F)	PTR (psi)
522	12	0	87	1720

Fig. 27 – Datos reales obtenidos en campo. Pozo 2

Profundidad Metros	Temperatura Medida (°C)
0	31.7
100	28.14
200	32.45
300	36.51
400	39.23
600	45.17
800	51.65
1100	60.92
1200	64.46
1250	66.36
1300	67.7
1350	68.7
1400	68.9
1425	68.9

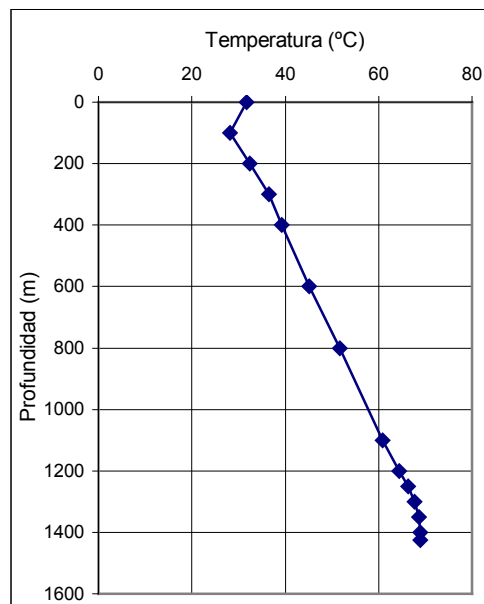


Fig. 28 – Gradiente de temperatura fluyente real. Pozo 2

Profundidad metros	Temperatura Estática (°C)	Temperatura Fluyente (°C)
0	13.88	31.7
100	18.58	28.14
200	23.29	32.45
300	28.00	36.51
400	31.93	39.23
600	39.79	45.17
800	45.63	51.65
1100	56.31	60.92
1200	60.98	64.46
1250	63.60	66.36
1300	67.52	67.7
1350	68.59	68.7
1400	70.16	68.9
1425	71.57	68.9

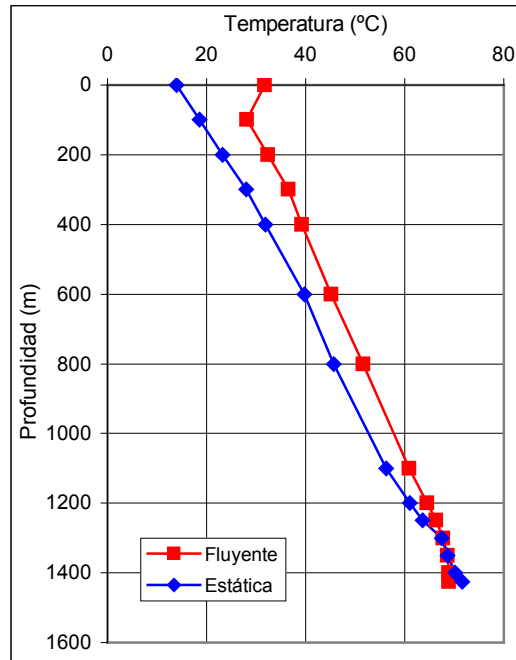


Fig. 29 – Comparación de perfiles de temperatura fluyente y estático. Pozo 2

Profundidad metros	Temperatura Fluyente (°C)	Temperatura Anular (°C)	Temperatura Tierra (°C)
0	31.7	31.7	13.88
100	28.14	28.14	18.58
200	32.45	32.34	23.29
300	36.51	35.14	28.00
400	39.23	38.53	31.93
600	45.17	44.1	39.79
800	51.65	-	45.63
1100	60.92	-	56.31
1200	64.46	-	60.98
1250	66.36	-	63.60
1300	67.7	-	67.52
1350	68.7	-	68.59
1400	68.9	-	70.16
1425	68.9	-	71.57

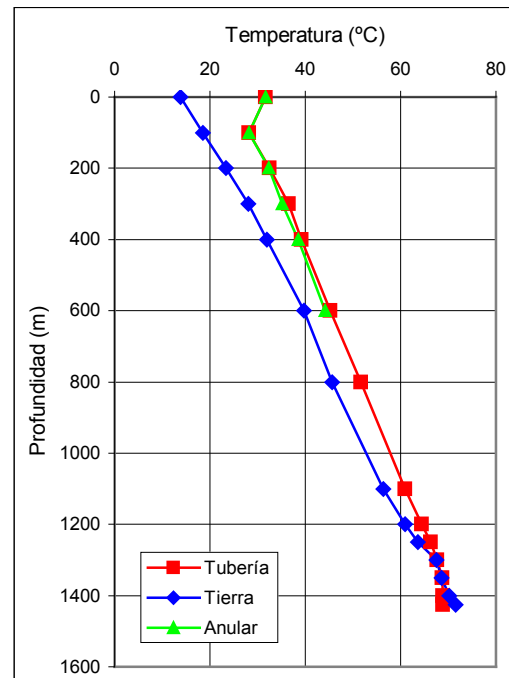


Fig. 30 – Perfil de temperatura en el anular a condiciones de flujo. Pozo 2



Profundidad Metros	Temperatura Estática (°C)	Temperatura Anular (°C)	Temperatura Tierra (°C)
0	13.88	13.88	13.88
100	18.58	18.58	18.58
200	23.29	23.29	23.29
300	28.00	28.00	28.00
400	31.93	31.93	31.93
600	39.79	39.79	39.79
800	45.63	45.63	45.63
1100	56.31	56.31	56.31
1200	60.98	60.98	60.98
1250	63.60	63.60	63.60
1300	67.52	67.52	67.52
1350	68.59	68.59	68.59
1400	70.16	70.16	70.16
1425	71.57	71.57	71.57

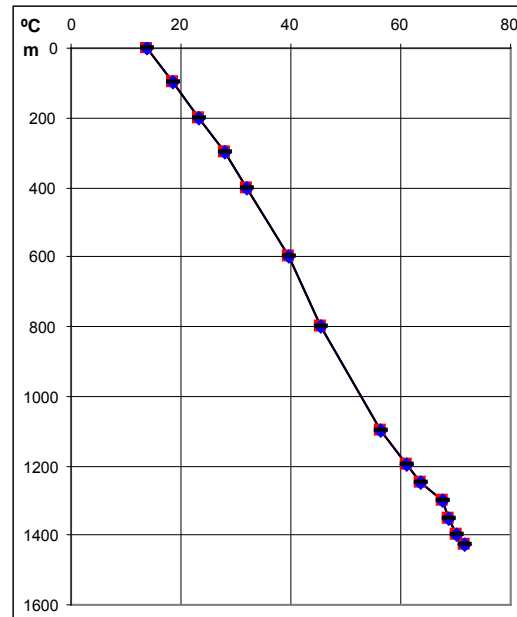
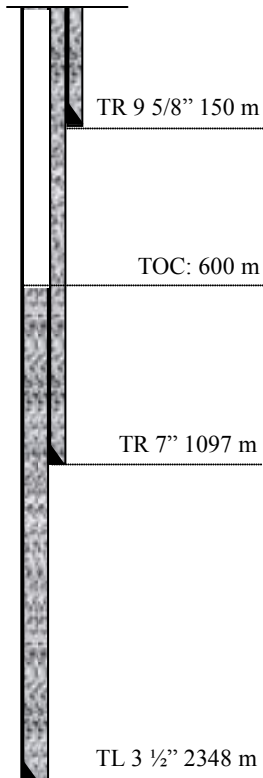
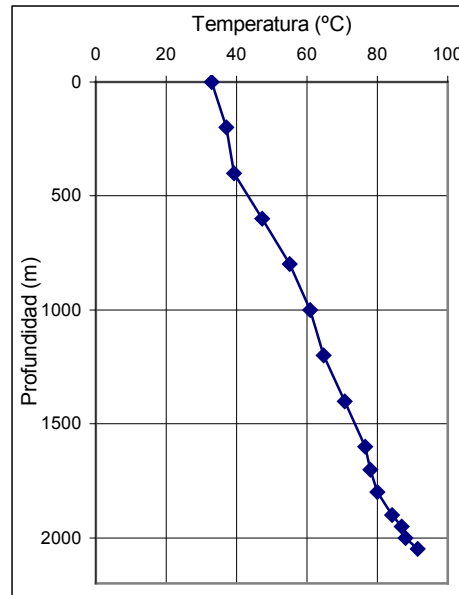


Fig. 31 – Perfil de temperatura en el anular a condiciones de estáticas. Pozo 2

$\Delta T$ (°F)	TOC (m)	PTR medida (psi)	PTR calculada (psi)
10	600	1720	1824

<b>Campo</b>	P	<b>Edo. del pozo</b>	CERRADO
<b>Pozo</b>	3	<b>Prof. Calibrada</b>	2226
<b>Fecha</b>	20/0172005	<b>Intervalo</b>	2047 – 2054

Profundidad metros	Temperatura (°C)
0	32.83
200	37.02
400	39.32
600	47.24
800	55.05
1000	60.86
1200	64.76
1400	70.67
1600	76.53
1700	77.91
1800	80.04
1900	84.23
1950	86.97
2000	88.08
2050	91.42



qg(MPCD)	qw (BPD)	qc (BPD)	Tsup (°F)	PTR (psi)
2.744	122	0	96.70	2350

Fig. 32 – Datos reales obtenidos en campo. Pozo 3

Profundidad Metros	Temperatura Medida (°C)
0	46.65
200	43.32
400	47.67
600	53.94
800	58.82
1000	63.32
1200	69.19
1400	75.64
1600	78.87
1700	80.91
1800	83.83
1900	85.75
1950	86.78
2000	84.04
2050	83.41

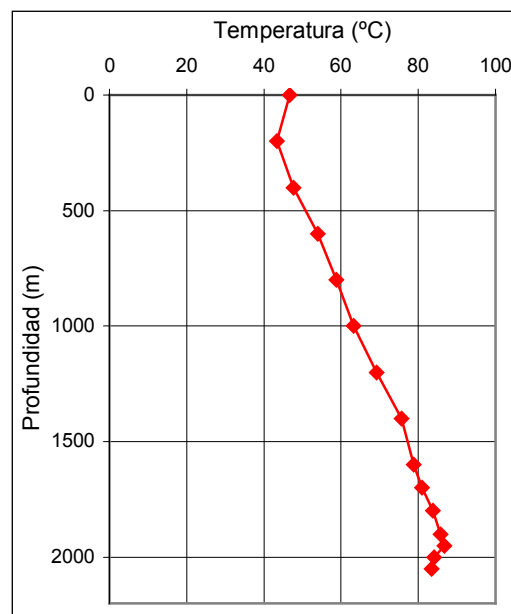


Fig. 33 – Gradiente de temperatura fluyente real. Pozo 3

Profundidad metros	Temperatura Estático (°C)	Temperatura Fluyente (°C)
0	32.83	46.65
200	37.02	43.32
400	39.32	47.67
600	47.24	53.94
800	55.05	58.82
1000	60.86	63.32
1200	64.76	69.19
1400	70.67	75.64
1600	76.53	78.87
1700	77.91	80.91
1800	80.04	83.83
1900	84.23	85.75
1950	86.97	86.78
2000	88.08	84.04
2050	91.42	83.41

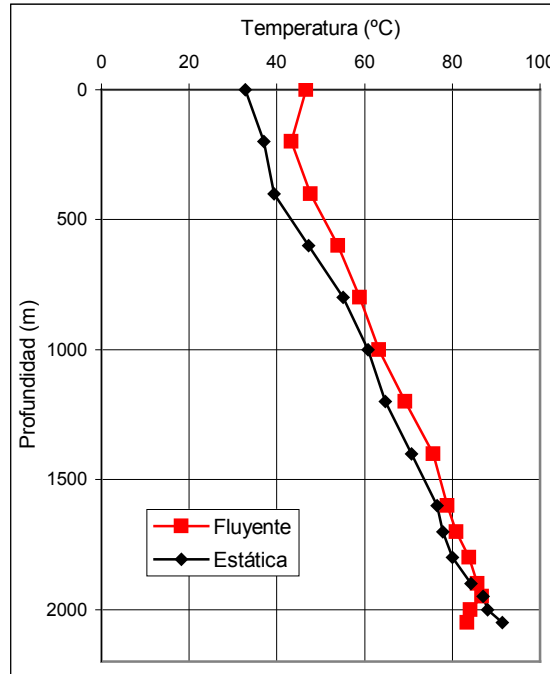


Fig. 34 – Comparación de perfiles de temperatura fluyente y estática. Pozo 3

Profundidad metros	Temperatura Fluyente (°C)	Temperatura Anular (°C)	Temperatura Tierra (°C)
0	46.65	40.32	32.83
200	43.32	38.25	37.02
400	47.67	43.45	39.32
600	53.94	49.22	47.24
800	58.82	-	55.05
1000	63.32	-	60.86
1200	69.19	-	64.76
1400	75.64	-	70.67
1600	78.87	-	76.53
1700	80.91	-	77.91
1800	83.83	-	80.04
1900	85.75	-	84.23
1950	86.78	-	86.97
2000	84.04	-	88.08
2050	83.41	-	91.42

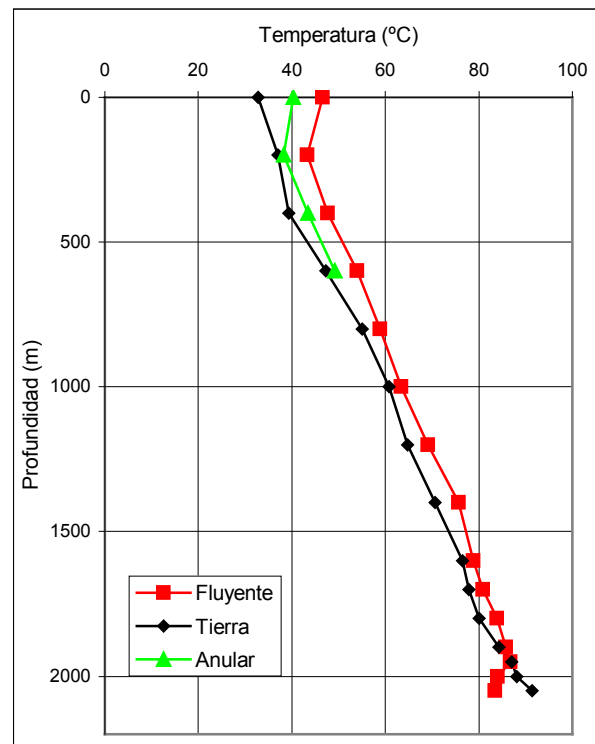


Fig. 35 – Perfil de temperatura en el anular a condiciones de flujo. Pozo 3

Profundidad Metros	Temperatura Estática (°C)	Temperatura Anular (°C)	Temperatura Tierra (°C)
0	32.83	32.83	32.83
200	37.02	37.02	37.02
400	39.32	39.32	39.32
600	47.24	47.24	47.24
800	55.05	55.05	55.05
1000	60.86	60.86	60.86
1200	64.76	64.76	64.76
1400	70.67	70.67	70.67
1600	76.53	76.53	76.53
1700	77.91	77.91	77.91
1800	80.04	80.04	80.04
1900	84.23	84.23	84.23
1950	86.97	86.97	86.97
2000	88.08	88.08	88.08
2050	91.42	91.42	91.42

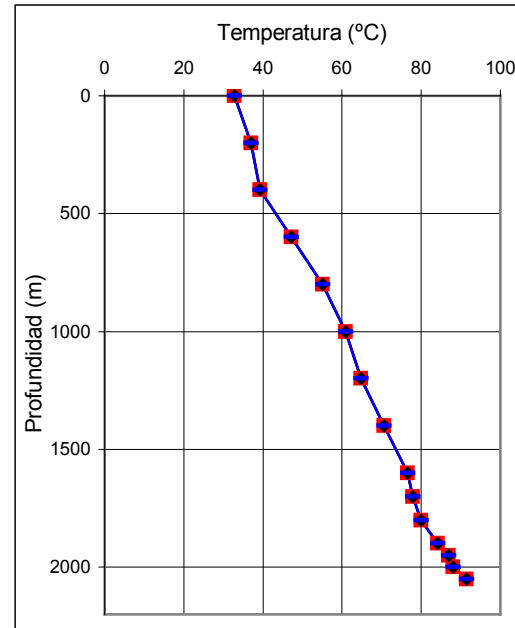
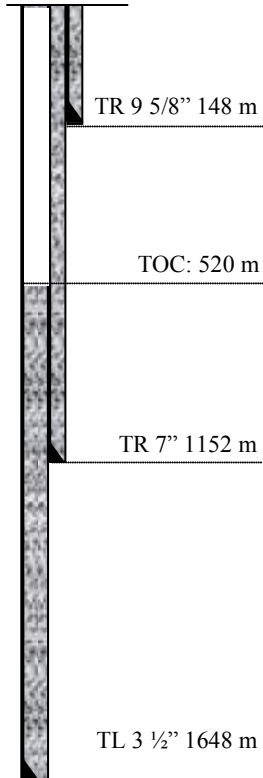
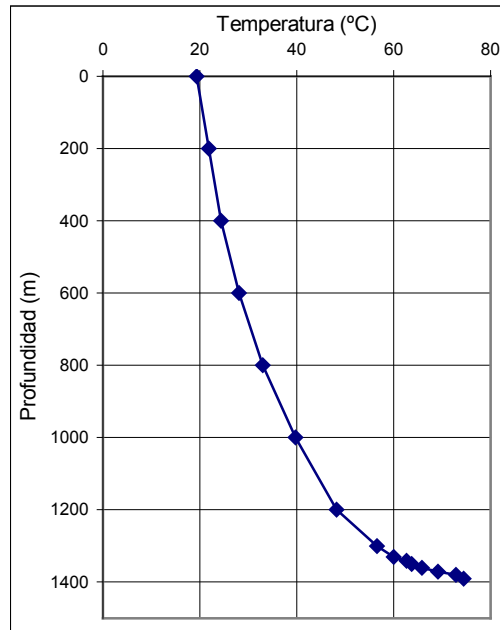


Fig. 36 – Perfil de temperatura en el anular a condiciones estáticas. Pozo 3

$\Delta T$ (°C)	TOC (m)	PTR medida (psi)	PTR calculada (psi)
10	600	2350	2193

<b>Campo</b>	G	<b>Edo. del pozo</b>	CERRADO
<b>Pozo</b>	4	<b>Prof. Calibrada</b>	1396
<b>Fecha</b>	06/01/2005	<b>Intervalo</b>	1473 – 1479

Profundidad metros	Temperatura (°C)
0	19.3
200	21.84
400	24.38
600	28.08
800	32.94
1000	39.8
1200	48.27
1300	56.58
1330	60.03
1340	62.68
1350	63.66
1360	65.81
1370	69.14
1380	72.79
1390	74.45



qg(MPCD)	qw (BPD)	qc (BPD)	Tsup (°F)	PTR (psi)
1520	27	0	71	1650

Fig. 37 – Datos reales obtenidos en campo. Pozo 4

Profundidad Metros	Temperatura Medida (°C)
0	31
200	27.08
400	32.28
600	37.52
800	45.94
1000	55.96
1200	64.08
1300	69.32
1330	71.54
1340	73.18
1350	74.23
1360	74.56
1370	75.92
1380	75.12
1390	75.54

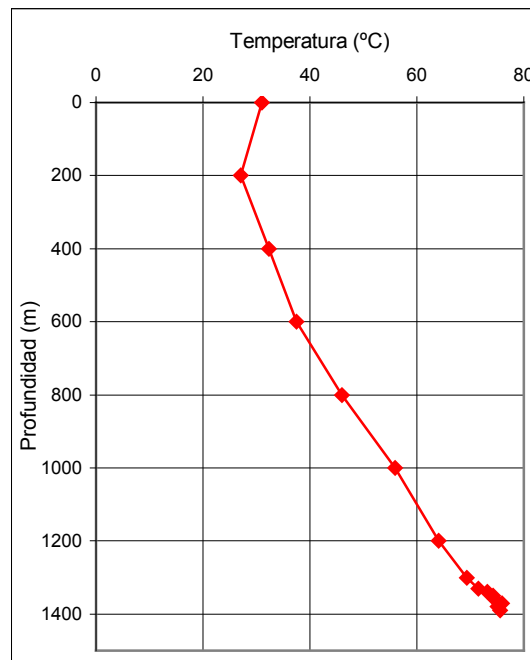


Fig. 38 – Gradiente de temperatura fluyente real. Pozo 4

Profundidad metros	Temperatura Estático (°C)	Temperatura Fluyente (°C)
0	19.3	31
200	21.84	27.08
400	24.38	32.28
600	28.08	37.52
800	32.94	45.94
1000	39.8	55.96
1200	48.27	64.08
1300	56.58	69.32
1330	60.03	71.54
1340	62.68	73.18
1350	63.66	74.23
1360	65.81	74.56
1370	69.14	75.92
1380	72.79	75.12
1390	74.45	75.54

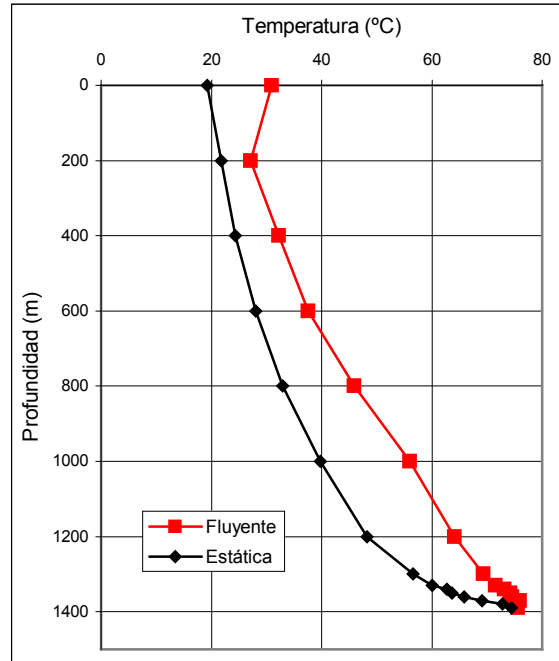


Fig. 39 – Comparación de perfiles de temperatura fluyente y estático. Pozo 4

Profundidad metros	Temperatura Fluyente (°C)	Temperatura Anular (°C)	Temperatura Tierra (°C)
0	31	24.43	19.3
200	27.08	23.11	21.84
400	32.28	28.93	24.38
600	37.52	-	28.08
800	45.94	-	32.94
1000	55.96	-	39.8
1200	64.08	-	48.27
1300	69.32	-	56.58
1330	71.54	-	60.03
1340	73.18	-	62.68
1350	74.23	-	63.66
1360	74.56	-	65.81
1370	75.92	-	69.14
1380	75.12	-	72.79
1390	75.54	-	74.45

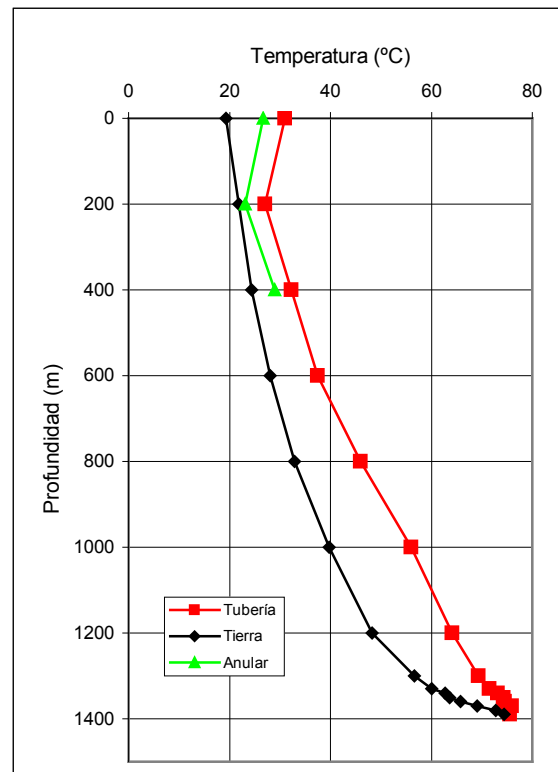


Fig. 40 – Perfil de temperatura en el anular a condiciones de flujo. Pozo 4

Profundidad Metros	Temperatura Estática (°C)	Temperatura Anular (°C)	Temperatura Tierra (°C)
0	19.3	19.3	19.3
200	21.84	21.84	21.84
400	24.38	24.38	24.38
600	28.08	28.08	28.08
800	32.94	32.94	32.94
1000	39.8	39.8	39.8
1200	48.27	48.27	48.27
1300	56.58	56.58	56.58
1330	60.03	60.03	60.03
1340	62.68	62.68	62.68
1350	63.66	63.66	63.66
1360	65.81	65.81	65.81
1370	69.14	69.14	69.14
1380	72.79	72.79	72.79
1390	74.45	74.45	74.45

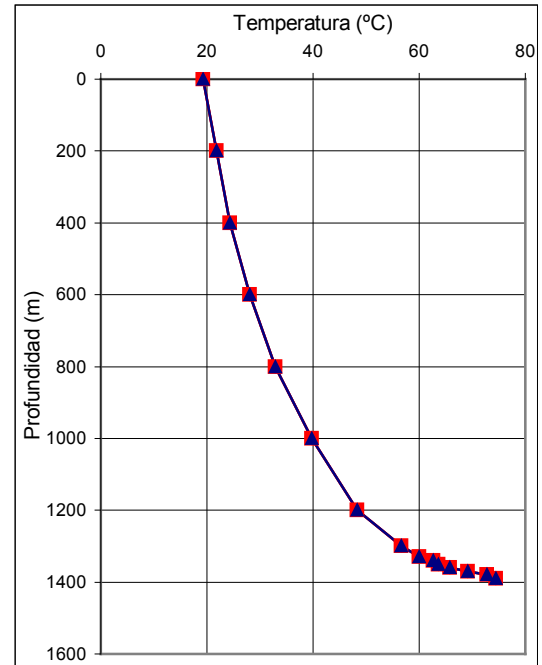
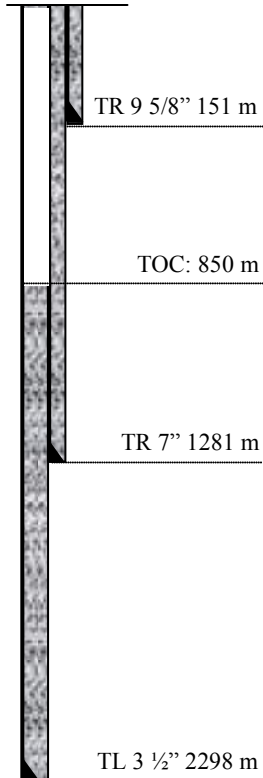
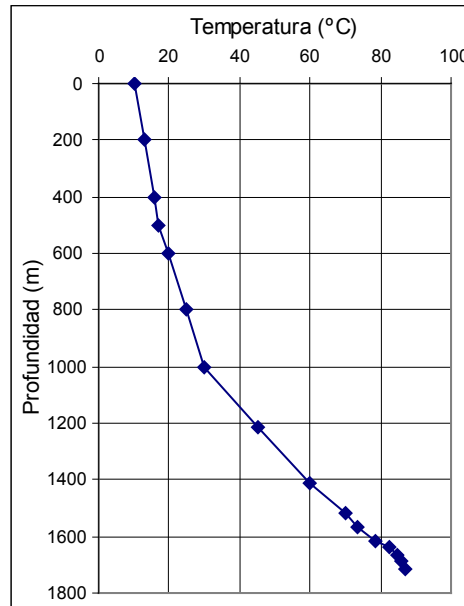


Fig. 41 – Perfil de temperatura en el anular a condiciones de estáticas. Pozo 4

$\Delta T$ (°C)	TOC (m)	PTR medida (psi)	PTR calculada (psi)
14	520	1520	2431

<b>Campo</b>	P	<b>Edo. del pozo</b>	CERRADO
<b>Pozo</b>	5	<b>Prof. Calibrada</b>	1725
<b>Fecha</b>	06/01/2005	<b>Intervalo</b>	1712 -1717

Profundidad metros	Temperatura (°C)
0	10.05
200	12.83
400	15.62
500	17.01
600	19.62
800	24.85
1000	30.07
1215	45.05
1415	59.8
1515	70.23
1565	73.69
1615	78.63
1640	82.72
1665	84.53
1715	87.17



qg(MPCD)	qw (BPD)	qc (BPD)	Tsup (°F)	PTR (psi)
1.340	61	0	50	1700

Fig. 42 – Datos reales obtenidos en campo. Pozo 5

Profundidad Metros	Temperatura Medida (°C)
0	28
200	25.32
400	31.12
500	33.27
600	38.62
800	44.85
1000	52.32
1215	62.96
1415	72.86
1515	75.29
1565	76.01
1615	77.42
1640	78.2
1665	79.31
1715	78.71

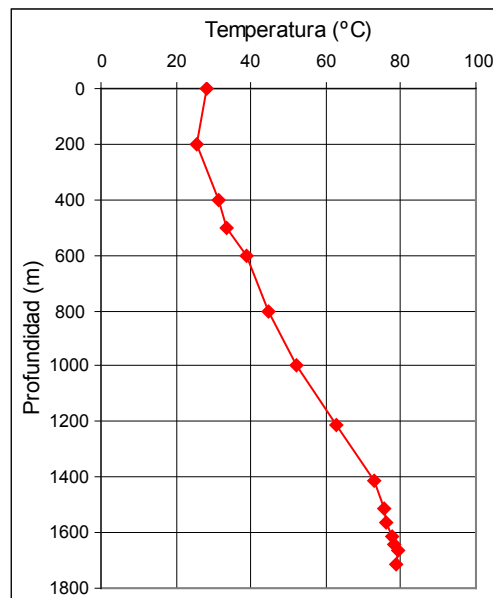


Fig. 43 – Gradiente de temperatura fluyente real. Pozo 5



Profundidad metros	Temperatura Estático (°C)	Temperatura Fluyente (°C)
0	10.05	28
200	12.83	25.32
400	15.62	31.12
500	17.01	33.27
600	19.62	38.62
800	24.85	44.85
1000	30.07	52.32
1215	45.05	62.96
1415	59.8	72.86
1515	70.23	75.29
1565	73.69	76.01
1615	78.63	77.42
1640	82.72	78.2
1665	84.53	79.31
1715	87.17	78.71

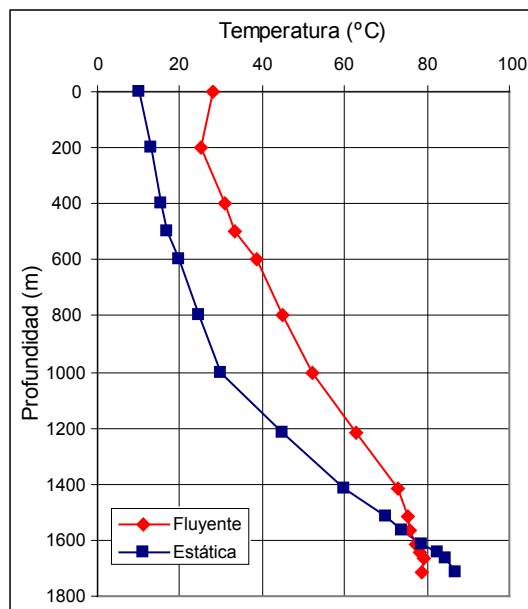


Fig. 44 – Comparación de perfiles de temperatura fluyente y estática. Pozo 5

Profundidad metros	Temperatura Fluyente (°C)	Temperatura Anular (°C)	Temperatura Tierra (°C)
0	28	14.22	10.05
200	25.32	13.35	12.83
400	31.12	16.59	15.62
500	33.27	19.97	17.01
600	38.62	24.35	19.62
800	44.85	34.54	24.85
1000	52.32	-	30.07
1215	62.96	-	45.05
1415	72.86	-	59.8
1515	75.29	-	70.23
1565	76.01	-	73.69
1615	77.42	-	78.63
1640	78.2	-	82.72
1665	79.31	-	84.53
1715	78.71	-	87.17

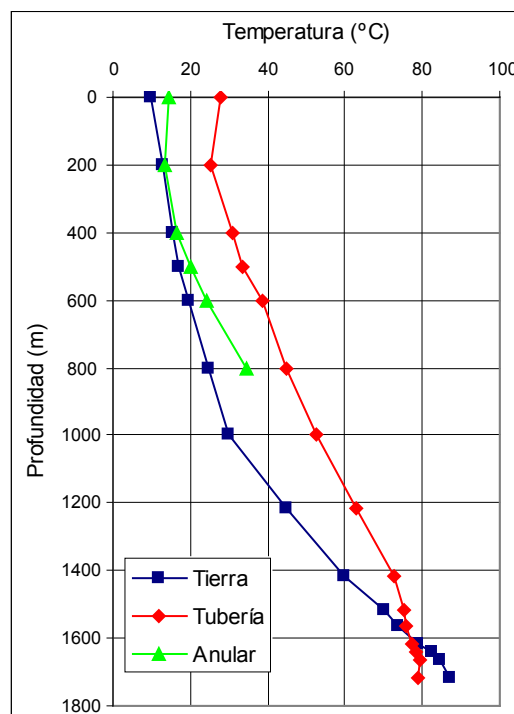


Fig. 45 – Perfil de temperatura en el anular a condiciones de flujo. Pozo 5

Profundidad Metros	Temperatura Estática (°C)	Temperatura Anular (°C)	Temperatura Tierra (°C)
0	10.05	10.05	10.05
200	12.83	12.83	12.83
400	15.62	15.62	15.62
500	17.01	17.01	17.01
600	19.62	19.62	19.62
800	24.85	24.85	24.85
1000	30.07	30.07	30.07
1215	45.05	45.05	45.05
1415	59.8	59.8	59.8
1515	70.23	70.23	70.23
1565	73.69	73.69	73.69
1615	78.63	78.63	78.63
1640	82.72	82.72	82.72
1665	84.53	84.53	84.53
1715	87.17	87.17	87.17

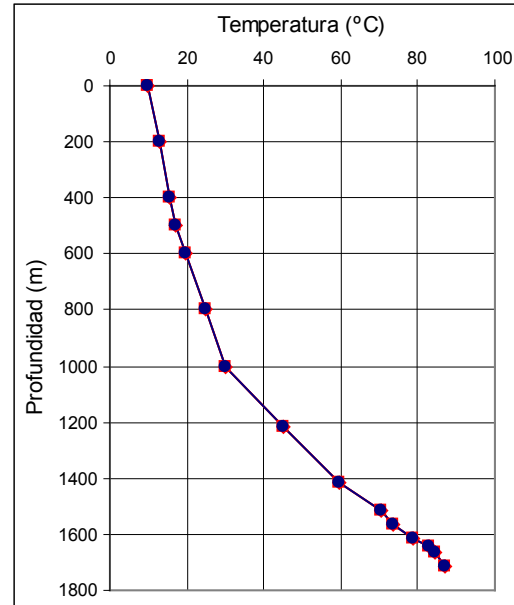
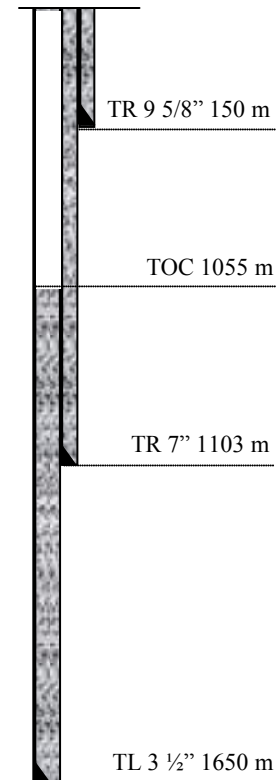
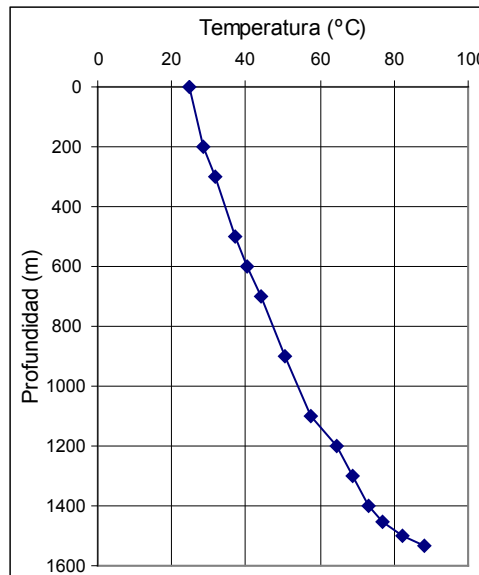


Fig. 46 – Perfil de temperatura en el anular a condiciones de estáticas. Pozo 5

$\Delta T$ (°C)	TOC (m)	PTR medida (psi)	PTR calculada (psi)
12	850	1700	1738

<b>Campo</b>	Q	<b>Edo. del pozo</b>	CERRADO
<b>Pozo</b>	6	<b>Prof. Calibrada</b>	1540
<b>Fecha</b>	20/12/2004	<b>Intervalo</b>	1534 – 1531

Profundidad metros	Temperatura (°C)
0	19.71
200	19.15
300	18.86
500	32.34
600	35.22
700	38.99
900	45.65
1100	52.32
1200	59.34
1300	63.7
1400	68.04
1450	72.15
1500	77.46
1530	83.04



Qg(MPCD)	Qw (BPD)	Qc (BPD)	Tsup (°F)	PTR (psi)
2.113	168	0	70	1150

Fig. 47 – Datos reales obtenidos en campo. Pozo 6

Profundidad Metros	Temperatura Medida (°C)
0	35.71
200	29.86
300	31.86
500	37.34
600	41.94
700	45.99
900	54.65
1100	61.32
1200	65.48
1300	70.7
1400	77.45
1450	79.15
1500	82.46
1530	82.46

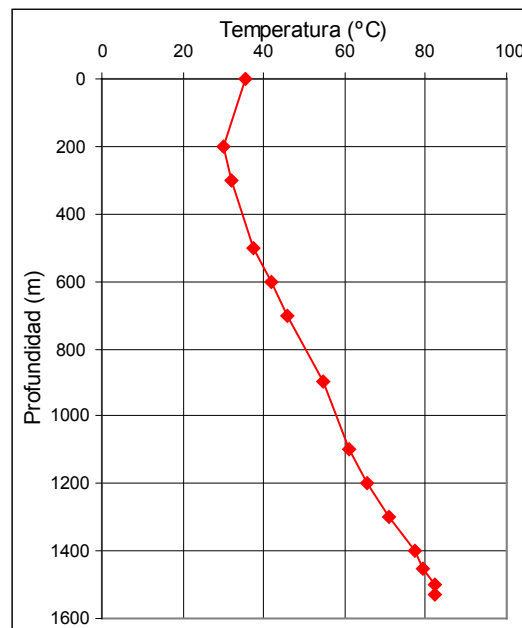


Fig. 48 – Gradiente de temperatura fluyente real. Pozo 6

Profundidad metros	Temperatura Estática (°C)	Temperatura Fluyente (°C)
0	19.71	35.71
200	22.15	29.86
300	26.86	31.86
500	32.34	37.34
600	35.22	41.94
700	38.99	45.99
900	45.65	54.65
1100	52.32	61.32
1200	59.34	65.48
1300	63.7	70.7
1400	68.04	77.45
1450	72.15	79.15
1500	77.46	82.46
1530	83.04	82.46

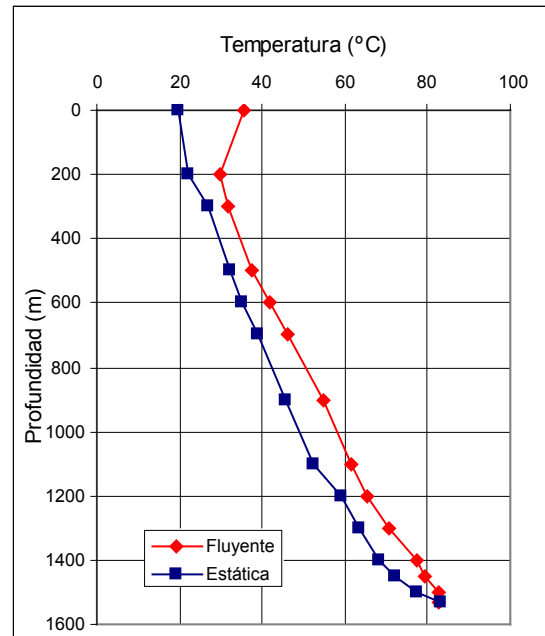


Fig. 49 – Comparación de perfiles de temperatura fluyente y estática. Pozo 6

Profundidad metros	Temperatura Fluyente (°C)	Temperatura Anular (°C)	Temperatura Tierra (°C)
0	35.71	28.32	19.71
200	29.86	25.08	22.15
300	31.86	29.46	26.86
500	37.34	34.32	32.34
600	41.94	38.18	35.22
700	45.99	40.03	38.99
900	54.65	51.90	45.65
1100	61.32	-	52.32
1200	65.48	-	59.34
1300	70.7	-	63.7
1400	77.45	-	68.04
1450	79.15	-	72.15
1500	82.46	-	77.46
1530	82.46	-	83.04

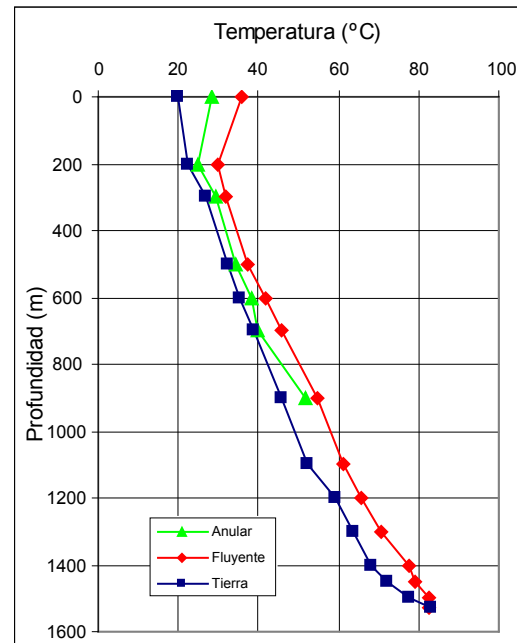


Fig. 50 – Perfil de temperatura en el anular a condiciones de flujo. Pozo 6

Profundidad Metros	Temperatura Estática (°C)	Temperatura Anular (°C)	Temperatura Tierra (°C)
0	19.71	19.71	19.71
200	22.15	22.15	22.15
300	26.86	26.86	26.86
500	32.34	32.34	32.34
600	35.22	35.22	35.22
700	38.99	38.99	38.99
900	45.65	45.65	45.65
1100	52.32	52.32	52.32
1200	59.34	59.34	59.34
1300	63.7	63.7	63.7
1400	68.04	68.04	68.04
1450	72.15	72.15	72.15
1500	77.46	77.46	77.46
1530	83.04	83.04	83.04

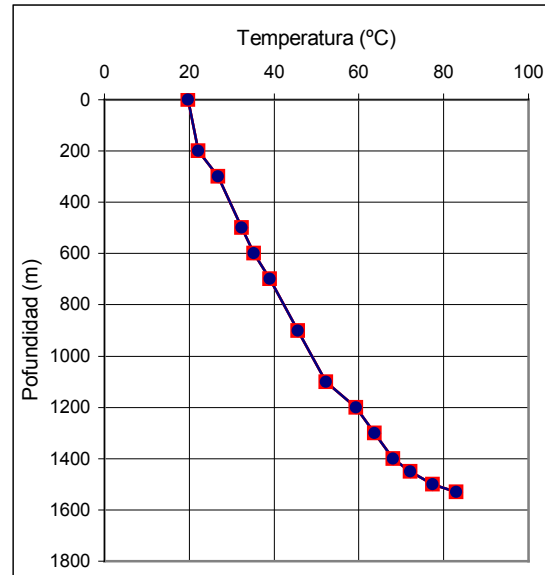
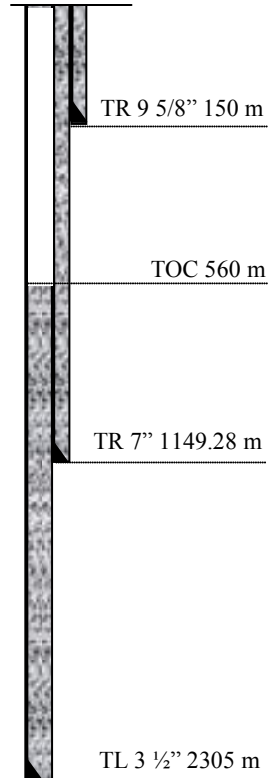
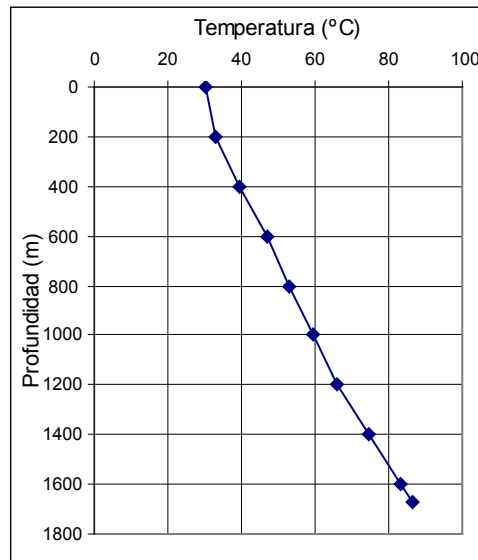


Fig. 51 – Perfil de temperatura en el anular a condiciones de estáticas. Pozo 6

$\Delta T$ (°C)	TOC (m)	PTR medida (psi)	PTR calculada (psi)
12	1055	1150	1340

<b>Campo</b>	Q	<b>Edo. del pozo</b>	CERRADO
<b>Pozo</b>	7	<b>Prof. Calibrada</b>	1671
<b>Fecha</b>	31/05/2005	<b>Intervalo</b>	1646 – 1659

Profundidad metros	Temperatura (°C)
0	30.13
200	32.99
400	39.31
600	46.83
800	52.94
1000	59.54
1200	66.2
1400	74.66
1600	83.43
1668	86.74



qg(MPCD)	qw (BPD)	qc (BPD)	Tsup (°C)	PTR (psi)
1.6	168	0	90	2120

Fig. 52 – Datos reales obtenidos en campo. Pozo 7

Profundidad Metros	Temperatura Medida (°C)
0	40.17
200	41.23
400	47.76
600	54.49
800	60.28
1000	66.51
1200	71.83
1400	76.46
1600	77.78
1668	78.71

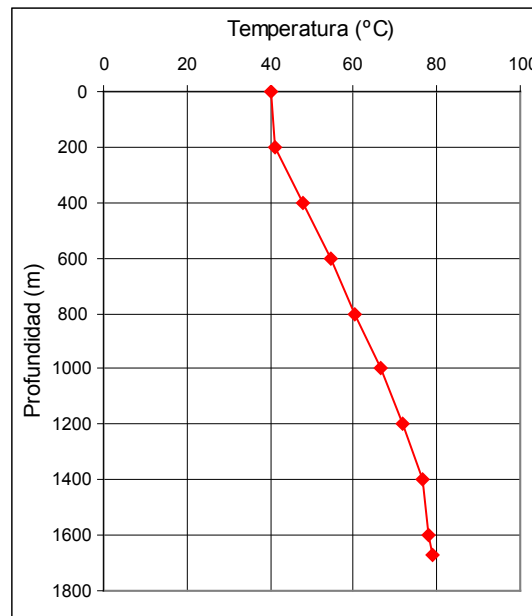


Fig. 53 – Gradiente de temperatura fluvente real. Pozo 7

Profundidad metros	Temperatura Estático (°C)	Temperatura Fluyente (°C)
0	30.13	40.17
200	32.99	41.23
400	39.31	47.76
600	46.83	54.49
800	52.94	60.28
1000	59.54	66.51
1200	66.2	71.83
1400	74.66	76.46
1600	83.43	77.78
1668	86.74	78.71

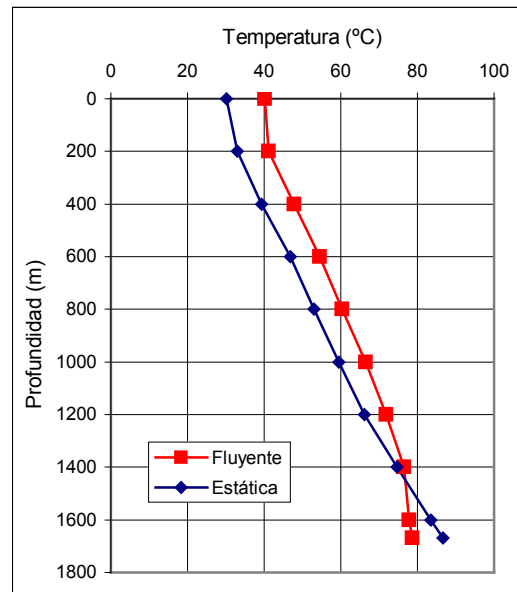


Fig. 54 – Comparación de perfiles de temperatura fluyente y estático. Pozo 7

Profundidad metros	Temperatura Fluyente (°C)	Temperatura Anular (°C)	Temperatura Tierra (°C)
0	40.17	35.79	30.13
200	41.23	37.32	32.99
400	47.76	43.90	39.31
600	54.49	-	46.83
800	60.28	-	52.94
1000	66.51	-	59.54
1200	71.83	-	66.2
1400	76.46	-	74.66
1600	77.78	-	83.43
1668	78.71	-	86.74

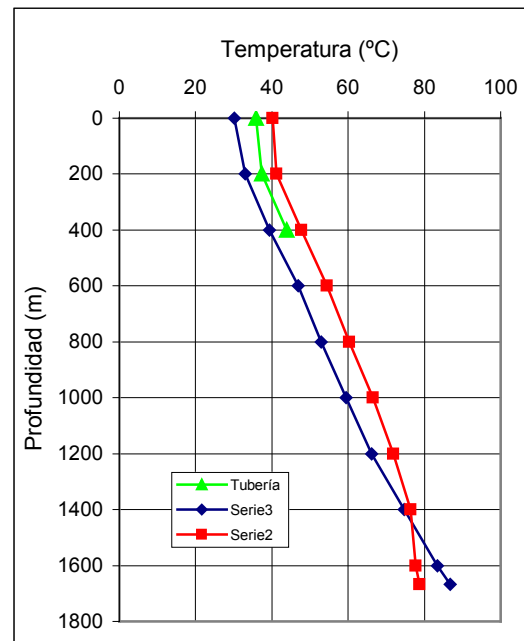


Fig. 55 – Perfil de temperatura en el anular a condiciones de flujo. Pozo 7

Profundidad Metros	Temperatura Estática (°C)	Temperatura Anular (°C)	Temperatura Tierra (°C)
0	30.13	30.13	30.13
200	32.99	32.99	32.99
400	39.31	39.31	39.31
600	46.83	46.83	46.83
800	52.94	52.94	52.94
1000	59.54	59.54	59.54
1200	66.2	66.2	66.2
1400	74.66	74.66	74.66
1600	83.43	83.43	83.43
1668	86.74	86.74	86.74

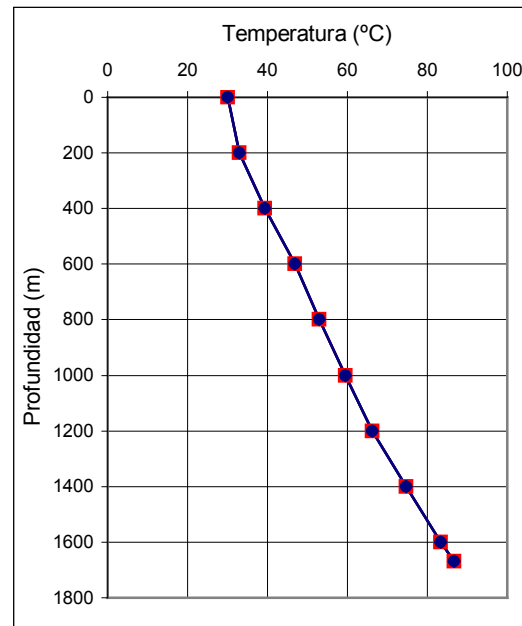


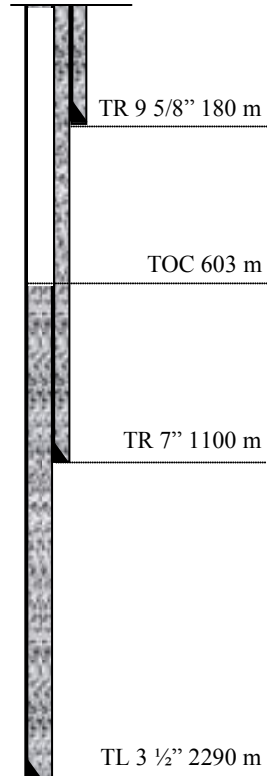
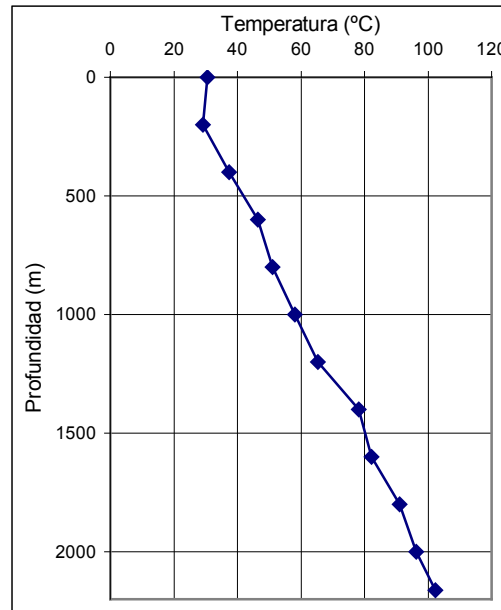
Fig. 56 – Perfil de temperatura en el anular a condiciones de estáticas. Pozo 7

$\Delta T$ (°C)	TOC (m)	PTR medida (psi)	PTR calculada (psi)
10	560	2120	2276



<b>Campo</b>	Q	<b>Edo. del pozo</b>	CERRADO
<b>Pozo</b>	8	<b>Prof. Calibrada</b>	2035
<b>Fecha</b>	25/12/2005	<b>Intervalo</b>	2022 – 2017

Profundidad metros	Temperatura (°C)
0	30.46
200	29.1
400	37.48
600	46.51
800	51.03
1000	58.14
1200	65.41
1400	78.29
1600	82.28
1800	91.14
2000	96.25
2162	102.22



qg(MPCD)	qw (BPD)	qc (BPD)	Tsup (°F)	PTR (psi)
1.78	168	0	87	2350

Fig. 57 – Datos reales obtenidos en campo. Pozo 8

Profundidad Metros	Temperatura Medida (°C)
0	38.17
200	39.23
400	40.17
600	42.32
800	45.76
1000	49.94
1200	55.82
1400	61.15
1600	67.39
1800	70.64
2000	73.87
2162	74.93

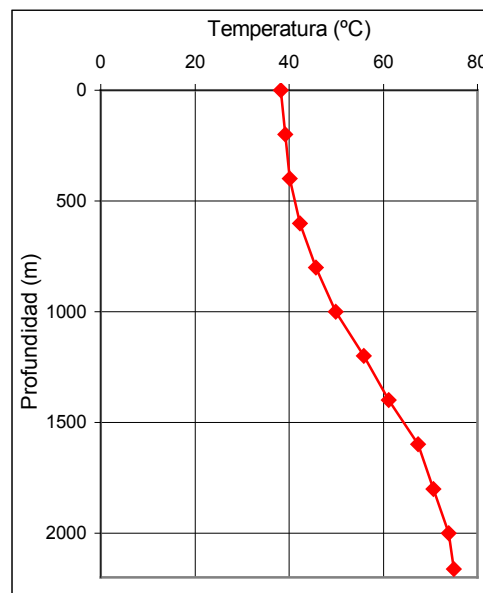


Fig. 58 – Gradiente de temperatura fluvente real. Pozo 8

Profundidad metros	Temperatura Estático (°C)	Temperatura Fluyente (°C)
0	30.46	38.17
200	29.1	39.23
400	37.48	40.17
600	46.51	42.32
800	51.03	45.76
1000	58.14	49.94
1200	65.41	55.82
1400	78.29	61.15
1600	82.28	67.39
1800	91.14	70.64
2000	96.25	73.87
2162	102.22	74.93

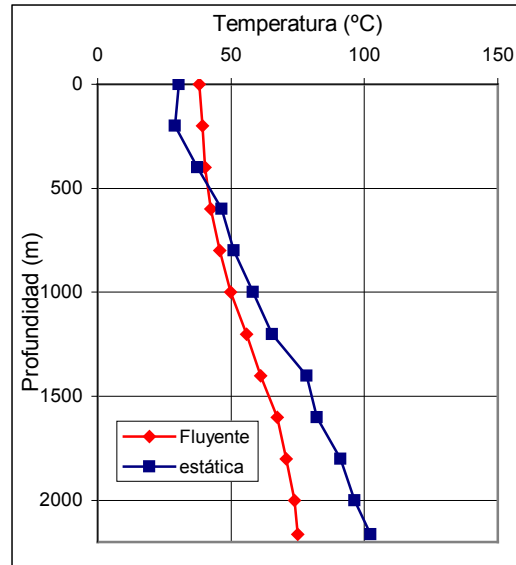


Fig. 59 – Comparación de perfiles de temperatura fluyente y estática. Pozo 8

Profundidad metros	Temperatura Fluyente (°C)	Temperatura Anular (°C)	Temperatura Tierra (°C)
0	38.17	34.32	30.46
200	39.23	34.86	29.1
400	40.17	39.85	37.48
600	42.32	44.32	46.51
800	45.76	-	51.03
1000	49.94	-	58.14
1200	55.82	-	65.41
1400	61.15	-	78.29
1600	67.39	-	82.28
1800	70.64	-	91.14
2000	73.87	-	96.25
2162	74.93	-	102.22

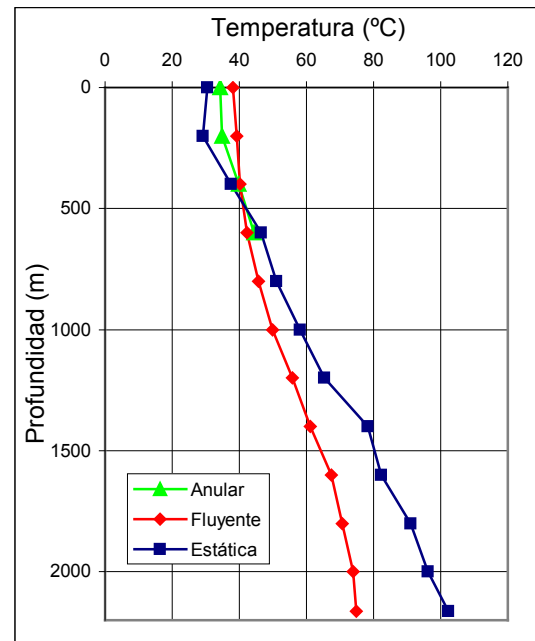


Fig. 60 – Perfil de temperatura en el anular a condiciones de flujo. Pozo 8

Profundidad Metros	Temperatura Estática (°C)	Temperatura Anular (°C)	Temperatura Tierra (°C)
0	30.46	30.46	30.46
200	29.1	29.1	29.1
400	37.48	37.48	37.48
600	46.51	46.51	46.51
800	51.03	51.03	51.03
1000	58.14	58.14	58.14
1200	65.41	65.41	65.41
1400	78.29	78.29	78.29
1600	82.28	82.28	82.28
1800	91.14	91.14	91.14
2000	96.25	96.25	96.25
2162	102.22	102.22	102.22

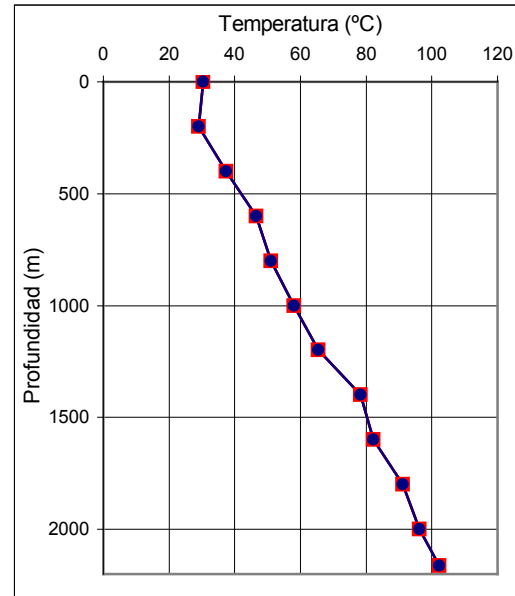
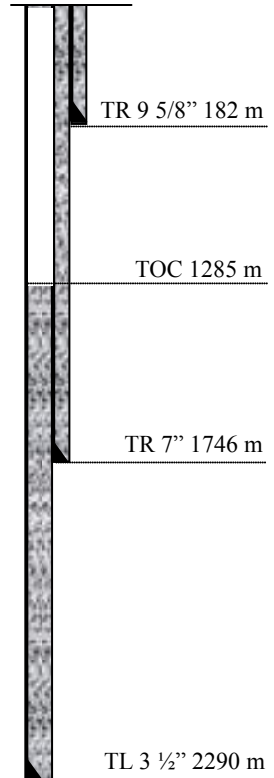
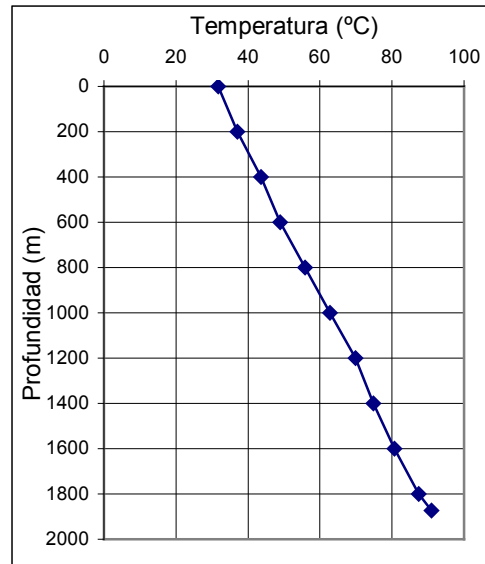


Fig. 61 – Perfil de temperatura en el anular a condiciones de estáticas. Pozo 8

$\Delta T$ (°C)	TOC (m)	PTR medida (psi)	PTR calculada (psi)
10	603	2350	2587.3

<b>Campo</b>	M	<b>Edo. del pozo</b>	CERRADO
<b>Pozo</b>	9	<b>Prof. Calibrada</b>	1880
<b>Fecha</b>	01/04/2005	<b>Intervalo</b>	1861 – 1873

Profundidad metros	Temperatura (°C)
0	31.67
200	36.97
400	43.69
600	48.92
800	55.88
1000	62.8
1200	69.78
1400	74.78
1600	80.74
1800	87.39
1873	90.97



Qg(MPCD)	Qw (BPD)	Qc (BPD)	Tsup (°F)	PTR (psi)
1.16	5	10	77	1310

Fig. 62 – Datos reales obtenidos en campo. Pozo 9

Profundidad Metros	Temperatura Medida (°C)
0	44.29
200	45.65
400	48.47
600	53.73
800	60.05
1000	66.76
1200	73.49
1400	78.94
1600	83.97
1800	85.38
1873	88.00

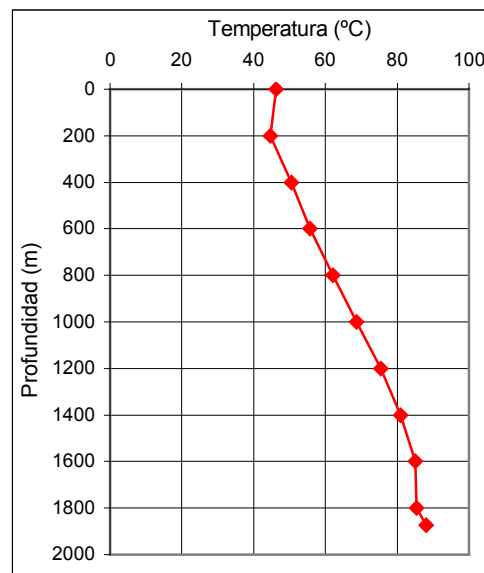


Fig. 63 – Gradiente de temperatura fluyente real. Pozo 9

Profundidad metros	Temperatura Estático (°C)	Temperatura Fluyente (°C)
0	31.67	46.29
200	36.97	44.65
400	44.69	50.47
600	48.92	55.73
800	55.88	62.05
1000	62.8	68.76
1200	69.78	75.49
1400	74.78	80.94
1600	80.74	84.97
1800	87.39	85.38
1873	90.97	88

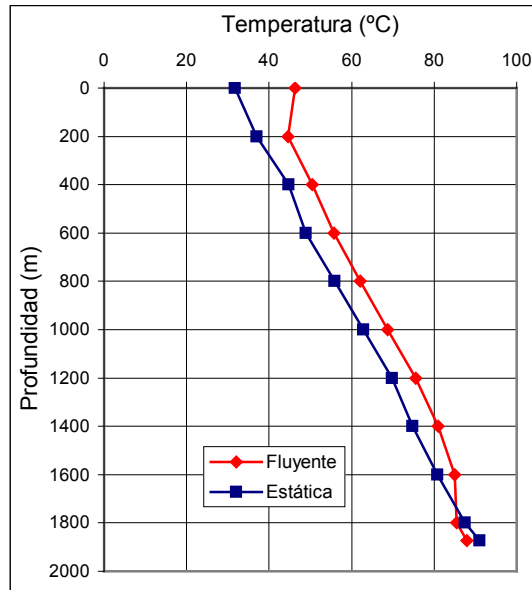


Fig. 64 – Comparación de perfiles de temperatura fluyente y estático. Pozo 9

Profundidad metros	Temperatura Fluyente (°C)	Temperatura Anular (°C)	Temperatura Tierra (°C)
0	46.29	40.74	31.67
200	44.65	39.35	36.97
400	50.47	48.15	44.69
600	55.73	52.50	48.92
800	62.05	59.81	55.88
1000	68.76	66.07	62.8
1200	75.49	73.42	69.78
1400	80.94	-	74.78
1600	84.97	-	80.74
1800	85.38	-	87.39
1873	88	-	90.97

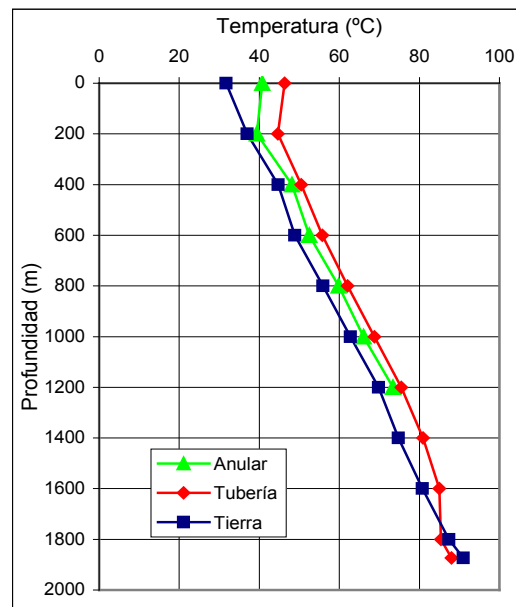


Fig. 65 – Perfil de temperatura en el anular a condiciones de flujo. Pozo 9

Profundidad Metros	Temperatura Estática (°C)	Temperatura Anular (°C)	Temperatura Tierra (°C)
0	31.67	31.67	31.67
200	36.97	36.97	36.97
400	44.69	44.69	44.69
600	48.92	48.92	48.92
800	55.88	55.88	55.88
1000	62.8	62.8	62.8
1200	69.78	69.78	69.78
1400	74.78	74.78	74.78
1600	80.74	80.74	80.74
1800	87.39	87.39	87.39
1873	90.97	90.97	90.97

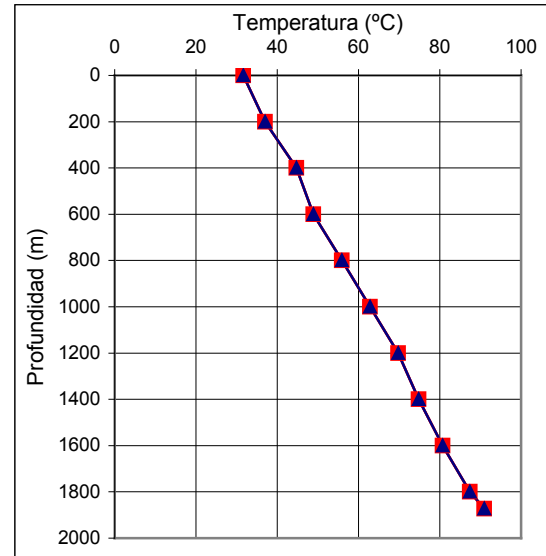


Fig. 66 – Perfil de temperatura en el anular a condiciones estáticas. Pozo 9

$\Delta T$ (°C)	TOC (m)	PTR medida (psi)	PTR calculada (psi)
12	1285	1310	1741

Todos los pozos presentaron un incremento de presión en el espacio anular una vez puestos a producción bajo condiciones estables de caudal, presión y temperatura. Se llevó un seguimiento de la vida productiva del pozo hasta realizar la última prueba, encontrando que al principio de las operaciones los valores de presión en el anular de interés era igual a cero para todos los casos. Los trabajos realizados en los pozos del estudio seguía un patrón que se repitió para todos por igual y se resume a continuación.

Una vez terminadas las operaciones de perforación e instalado el árbol de válvulas se procedía a disparar las arenas de interés; se realizaba una prueba de inyectividad y posteriormente, se fracturaba el objetivo. Antes de realizar la operación de fracturamiento se medía la presión en el espacio anular de producción, constatando que la presión fuera cero; posteriormente se aumentaba la presión a 4000 psi para compensar las presiones de trabajo durante la operación, que una vez finalizada se procedía a liberar. La etapa siguiente consistía en la limpieza del pozo para ponerlo a producción; al inicio se observó presión cero en el anular y fue incrementándose hasta lograr un máximo cuando se alcanzaban condiciones estables de producción.

En la tabla 7 se agrupan los resultados obtenidos, basándose en los valores medidos para iniciar con el análisis.

**Tabla – 7.** Resumen de resultados obtenidos en los nueve pozos estudiados

Pozo	$\Delta T$ (°C)	TOC (m)	qg (MMPCD)	PTR (psi)
1	14	20	1.812	900
2	10	600	0.522	2120
3	10	600	2.744	2350
4	14	520	1.520	1950
5	10	850	1.340	1700
6	12	1055	2.113	1150
7	10	560	1.600	2120
8	10	603	1.780	2350
9	12	1285	1.160	1310

Observe en la tabla 7 que los valores de presión se mantienen en un orden de magnitud (1950 psi a 2350 psi) cuando se encuentran contenidos en una cima de cemento de alrededor de 600 m, valor que fue el planificado originalmente para la cementación del pozo. Pese a que no se cuenta con una densidad de datos mayor, se presenta la figura 67 para analizar esta tendencia.

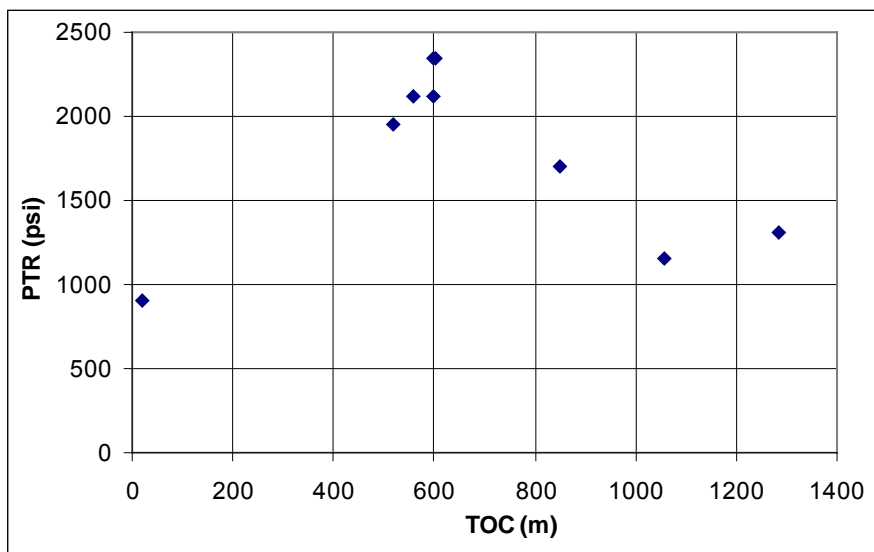


Fig. 67 – Tendencia de los resultados obtenidos para los nueve pozos estudiados

Los cuatro pozos que no siguen la tendencia presentan valores para el volumen del espacio anular variables, en ocasiones muy por debajo de lo calculado teóricamente para la cementación. Estos pozos presentaron problemas de pérdida parcial de circulación durante la perforación de la última sección, extendiéndose el problema a la operación de cementación, donde los caudales de flujo son mayores que los que se usaron durante la etapa de perforación. En este sentido se presentan densidades de circulación equivalente que pueden inducir fracturas pequeñas que resultan en una pérdida anormal de los fluidos de la operación, de modo que la formación continuara tomando fluidos de la cementación una vez finalizada la operación, lo que nos lleva a pensar que el nivel de fluido en espacio anular no estaba en el tope, teniendo espacio libre que pudo ser ocupado por el fluido expandido a causa de la temperatura.



Si bien es cierto que no se tomaron mediadas en el momento oportuno, para tratar de determinar si el comportamiento anómalo anteriormente descrito para cuatro pozos es en realidad atribuible al nivel de lodo afectado por pérdidas en los anulares, teóricamente a través de observaciones e inferencias simples es fácil reconocer que este efecto estaba presente. Este sería un punto de atención a considerar en trabajos próximos.

**Tabla – 8.** Presión anular real contra la calculada

<b>PTR real (psi)</b>	<b>PTR calculada (psi)</b>
900	1015
2120	1824
2350	2193
1950	2431
1700	1738
1150	1340
2120	2276
2350	2587
1310	1741

También se observa que el modelo puede reproducir de manera aproximada las presiones medidas para los anulares que presentaron cimas de cemento alrededor de 600 m lo cual comprueba lo explicado anteriormente, indicando que deben existir ciertas condiciones de idealidad para aplicar el modelo descrito en el capítulo dos, presentándose su programación detallada en el apéndice A.

Si bien es cierto que estos valores de presión que se presentan en los pozos de estudio no se acercan a la resistencia al colapso de la tubería interna de 3 ½”, ni a la resistencia al estallido de la tubería externa de 7” que conforman nuestro espacio anular, es necesario considerar estos valores al momento de realizar diseños para tuberías de revestimiento, sobre todo cuando se esperen temperaturas de yacimiento elevadas, o pozos que se pudieran usar para inyección de vapor. Es de hacer notar que en la mayoría de las veces y dependiendo de las condiciones operativas y de servicio a las que se someta el pozo, las

cargas que se presentan pueden mitigarse o incrementarse por otras cargas presentes, como ya se explicó con anterioridad en el capítulo uno.

La cima de cemento en todos los casos estudiados estaba solapado entre las tuberías lo que permite tener anulares cerrados o herméticos; esta condición implica que la presión generada no pueda liberarse de ninguna forma más que desde la superficie; en nuestro caso para los nueve pozos analizados en esta tesis la accesibilidad a los cabezales permite un control permanente. Como ya se explicó anteriormente, disponer de espacios anulares parcialmente llenos ayuda a amortiguar la expansión del fluido; ésta es una técnica controlable de aplicación fácil.

Otro punto a tratar sería la colocación de la cima de cemento por debajo del zapato de la TR de 7" (Fig. 13), poniendo el fluido en contacto con la formación. Por práctica general la zapata de las tuberías de revestimiento se asientan en formaciones impermeables o poco permeables, pero cualquiera sea el caso, dichas formaciones poseen un gradiente de fractura, el cual se calcula y se prueba en todos los pozos con la llamada prueba de integridad a la formación (PIF). Esta PIF que se realiza en todos los pozos para los revestimiento de 9 5/8" y 7", en éste último la formación soporta una densidad de lodo equivalente a 1.9 gr/cc sin presión en superficie; el fluido que queda atrapado en el anular en el peor de los casos tiene 1.75 gr/cc, que sumados a unos 2000 psi de presión en superficie, sobrepasa el gradiente de admisión de la formación, por lo que se deben presentar condiciones de sobre presión que causarían flujo de este fluido hacia la formación. El único inconveniente de aplicar esta técnica sería el hecho de tener arenas objetivos por encima de la zapata de 7", lo cual haría obligatorio cubrirlas con cemento arriba en 100 m para su producción posterior. Es de hacer notar que ésta practica requeriría de un análisis un poco más completo, sobre todo estudiando la composición del lodo y la cantidad y tipo de sólidos que contiene, debido a que eventualmente estos sólidos podrían sedimentarse depositándose en el fondo, generando un taponamiento parcial o total de la formación expuesta al anular que se pensaba no confinado, y convertirlo en uno confinado, de modo que el problema persistiría.

Adicionalmente se investigó alguna otra fuente que pudiera estar generando las presiones en los espacios anulares, revisando los registros de cementación para verificar su adherencia tanto a la formación como a las tuberías de revestimiento.

El lodo utilizado para perforar la sección de 6 1/8" donde va la tubería de 3 1/2", es un lodo base aceite de emulsión inversa, cuyo enjarre que genera en las pruebas de laboratorio es relativamente pequeño, presentando en el peor de los casos 1 m m de espesor; éste enjarre no representa ningún problema a la hora de realizar la cementación, sobre todo cuando se emplean baches espaciadores para removerlo antes de bombear el cemento. Al observar los registros, y constatar que no hay forma de que se canalice o filtre algún tipo de fluido desde la formación hasta el espacio anular, se reafirma la teoría de que la presión se genera por algún cambio que ocurre sobre el fluido que allí se encuentra atrapado. El único cambio medido y observado es la temperatura, por lo cual se atribuye este fenómeno a una expansión térmica del fluido anular.

## CONCLUSIONES

El propósito de esta tesis ha sido desarrollar una metodología para estimar las presiones en el espacio anular entre las tuberías en un pozo, como una función de la expansión térmica de los fluidos de terminación base aceite, y la reducción en volumen de estas TR que los contienen.

Con base en los resultados de este estudio, se pueden listar conclusiones y observaciones siguientes.

(1). El modelo térmico seleccionado permite predecir con suficiente aproximación los gradientes de temperatura medidos en campo, para los pozos del estudio, como se puede observar en las gráficas del apéndice B..

(2). La presión generada depende del volumen de fluido en el anular, del incremento de la temperatura en el fluido, del factor de compresibilidad del fluido y del espacio libre disponible en la geometría anular.

(3). La presión máxima observada en la superficie del espacio anular fue de 2350 psi, por lo que para una densidad máxima de lodo de 1.85 gr/cc a la profundidad de la cima de cemento más baja (1285 m) la presión ejercida en el fondo es de 5700 psi, la cual es inferior a la resistencia al colapso de la tubería de 3 ½", 10540 psi y a la resistencia al estallido de la tubería de 7", 6340 psi.

(4). Las presiones generadas en el espacio anular se deben a una expansión térmica de fluidos que contienen y no a alguna canalización o problema en la cementación, constatando la hermeticidad del anular con la adherencia del cemento, tanto a la tubería como a la formación a través de registros especiales.

(5). De los pozos estudiados se puede estimar que para cada grado centígrado de incremento de temperatura en un anular completamente lleno, se pueden generar incrementos en la presión de hasta 200 psi.

(6). El mejor diseño técnico – económico se obtiene, conociendo lo más aproximadamente posible la incertidumbre de las cargas actuantes sobre las tuberías de revestimiento y su resistencia a dichas cargas.

(7). De esperarse presiones anulares elevadas, estas se pueden mitigar o eliminar ubicando el tope de cemento inmediatamente debajo de la zapata de la tubería de revestimiento de 7", con lo cual al exceder gradiente de fractura a esa profundidad, la presión se liberaría hacia la formación.

(8). La metodología de cálculo explicada en este trabajo es un modelo general y simplificado, que puede predecir con una buena aproximación el incremento de presión en los espacios anulares por efecto de temperatura, la capacidad predictiva de este modelo mejora al combinarse con la información de datos de campo medidos.

## MODELO TÉRMICO

El programa principal (PERFIL\_DE\_TEMPERATURA) toma como entrada las propiedades físicas del pozo y los fluidos presentes así como el dimensionamiento de las tuberías, para generar el perfil de temperatura estática y fluyente, tanto en el hoyo como en el anular, para luego obtener el incremento de presión en el anular debido al aumento de temperatura.

A la salida el programa presenta una tabla con los valores de temperatura fluyente de hoyo y anular, también genera dos archivos con dichos valores, los cuales pueden ser editados en Excel, además del incremento de presión y diferencia de temperatura en las secciones 1 y 2 y representa gráficamente los perfiles de temperatura.

```
%PERFIL_DE_TEMPERATURA Determinacion de los perfiles de temperatura
clear
%*****INGRESO DE DATOS*****%
qg=2744000;          %PCD
qw=122;             %BPD
qo=0;               %BPD
Cpo=0.485;          %Btu/(lbm*°F)
Cpw=1;              %Btu/(lbm*°F)
Cpm=0.75435;        %Btu/(lbm*°F)
Cpl=(qo/(qo+qw))*Cpo+(1-qo/(qo+qw))*Cpw; %Calor especifico del fluido en la
tuberia
den1=12;            %lb/BBl
O1=0.6;            % (%)
W1=0.3;            % (%)
Ganmg=0.75;        %adim
Ganmw=1;           %adim
Ganmo=0.8498;      %adim
GanmAPI=35;        %adim
GanmG=0.75;        %adim
rwb1=12.25;        %Pulgadas
rwb2=8.5;          %Pulgadas
rwb3=6.366;        %Pulgadas
rco1=7;            %Pulgadas
rci1=6.366;        %Pulgadas
rco2=9.625;        %Pulgadas
rci2=9.001;        %Pulgadas
rto=3.5;           %Pulgadas
rti=2.966;         %Pulgadas
ro=[rto rco1 rco2];
ri=[rti rci1 rci2];
R=[rti rto rci1 rco1 rci2 rco2 rwb1]; %Vector de Radios para la seccion 1
RGL=qg/(qw+qo);    %PC/BL
```

```

kc=621.18;          %Btu/(°F*Pie*dia)
kcem=283;          %Btu/(°F*Pie*dia) cem
kan=197;           %Btu/(°F*Pie*dia) an este valor estaba sub-estimado
ke=33.6*8;        %Btu/(°F*Pie*dia)
Tita=pi/2;        %radianes
Tbh=182;          %Tempertura en °F
delP1=123;        %psi para el intervalo 1
delP2=98;         %psi para el intervalo 2
Pwh=12500;        %Psi
J=-778;           %Pies*Ibf/Btu
E=3E6;            %
v=0.3;            %
alfa=6.9E-6;      %°F^-1
g=32.2;           %Pie/s^2
gc=1;             %Pie*lbm/s^2*Ibf
gG=0.0145;        %°F/Pies
L1=492;           %Tope de cemento (Pies)
L2=1968;          %Tope de cemento (Pies)
L3=3599;          %Tope de cemento (Pies)
L4=6725;          %Tope de cemento (Pies)
%*****%
intv=floor(L1/5)   %intervalo de profundidad
wt=qg*Ganmg/(1.1309*10^6)+(qw*Ganmw+qo*Ganmo)/246.6; %Caudal de Flujo
Masico
n=floor(L4/intv); %Numero de intervalos a considerar
Lprof(n)=L4;      %Vector de profundidades
Tprof(n)=Tbh;     %Vector de temperaturas
Tein=Tbh;         %se toman estos valores al fondo del hoyo
Tfin=Tbh;
Tform(n)=Tbh;
Tsup=Tbh-gG*L4*sin(Tita);
%Coeficiente de transferencia de calor, etapa 4
U4=(12/rti)*(log(rwb3/rto)/kcem)^-1;
f4=-0.272*(rwb3)+3.53;
A4=(2*pi/(wt*Cpl))*((rti*U4*ke)/(ke+rti*U4*f4/12))*(9.645061728*10^-7);

%Coeficiente de transferencia de calor, etapa 3
U3=(12/rti)*(log(rci1/rto)/kcem+log(rwb2/rco1)/kcem)^-1;
f3=-0.272*rwb2+3.53;
A3=(2*pi/(wt*Cpl))*((rti*U3*ke)/(ke+rti*U3*f3/12))*(9.645061728*10^-7);

%Coeficiente de transferencia de calor, etapa 2
U2=(12/rti)*(log(rci1/rto)/kan+log(rwb2/rco1)/kcem)^-1;
f2=-0.272*rwb2+3.53;
A2=(2*pi/(wt*Cpl))*((rti*U2*ke)/(ke+rti*U2*f2/12))*(9.645061728*10^-7);

```

```

%Coeficiente de transferencia de calor, etapa 1
U1=(12/rti)*(log(rci1/rto)/kan+log(rci2/rco1)/kcem+log(rwb1/rco2)/kcem)^-1;
f1=-0.272*rwb1+3.53;
A1=(2*pi/(wt*Cpl))*(rti*U1*ke)/(ke+rti*U1*f1/12)*(9.645061728*10^-7);

if wt>=5 %lbm/s
    Fc=0
elseif wt<5
    Fc=(-2.978*10^-3+(1.006*10^-6)*Pwh+(1.906*10^-4)*wt-(1.047*10^-
6)*RGL+(3.229*10^-5)*GanmAPI+(4.009*10^-3)*GanmG-0.3551*gG)
end
for i=1:n-1
    Lprof(n-i)=Lprof(n-(i-1))-intv;
    L=intv*i; %Se van obteniendo los incrementos de abajo hacia arriba
    Lin=intv*(i-1);
    if Lprof(n-i)<=L4 & Lprof(n-i)>L3 %Pregunta si esta en el intervalo 4
        Te=Tbh-gG*L*sin(Tita);
        Tprof(n-i)=(Te-g*sin(Tita))/(gc*J*Cpm*A4)+Fc/A4+gG*sin(Tita)/A4+exp(-A4*(L-
Lin))*(Tfin-Tein+g*sin(Tita))/(gc*J*Cpm*A4)-Fc/A4-gG*sin(Tita)/A4;
    end
    if Lprof(n-i)>=L2 & Lprof(n-i)<L3 %Pregunta si esta en el intervalo 3
        Te=Tbh-gG*L*sin(Tita);
        Tprof(n-i)=(Te-g*sin(Tita))/(gc*J*Cpm*A3)+Fc/A3+gG*sin(Tita)/A3+exp(-A3*(L-
Lin))*(Tfin-Tein+g*sin(Tita))/(gc*J*Cpm*A3)-Fc/A3-gG*sin(Tita)/A3;
    end
    if Lprof(n-i)>=L1 & Lprof(n-i)<L2 %Pregunta si esta en el intervalo 2
        Te=Tbh-gG*L*sin(Tita);
        Tprof(n-i)=(Te-g*sin(Tita))/(gc*J*Cpm*A2)+Fc/A2+gG*sin(Tita)/A2+exp(-A2*(L-
Lin))*(Tfin-Tein+g*sin(Tita))/(gc*J*Cpm*A2)-Fc/A2-gG*sin(Tita)/A2);
        %Temperaturas estaticas y fluyentes en el amular
        Tcf(n-i)=Te+(log(rwb2/rco1)/kcem+log(rco1/rci1)/kacero)*(rci1/12)*U2*(Tprof(n-
i)-Te);
        Tce(n-i)=Te+(log(rwb2/rco1)/kcem+log(rco1/rci1)/kacero)*(rti/12)*U2*
(feval('Tt',Lprof(n-i),gG,Tsup)-Te);
    end
    if Lprof(n-i)<L1 %Pregunta si esta en el intervalo 1
        Te=Tbh-gG*L*sin(Tita);
        Tprof(n-i)=(Te-g*sin(Tita))/(gc*J*Cpm*A1)+Fc/A1+gG*sin(Tita)/A1+exp(-A1*(L-
Lin))*(Tfin-Tein+g*sin(Tita))/(gc*J*Cpm*A1)-Fc/A1-gG*sin(Tita)/A1);
        %Temperaturas estaticas y fluyentes en el amular
        Tcf(n-i)=Te+(log(rwb1/rco2)/kcem+log(rci2/rco1)/kcem+log(rco2/rci2)/kacero
+log(rco1/rci1)/kacero)*(rci1/12)*U1*(Tprof(n-i)-Te);
        Tce(n-i)=Te+(log(rwb1/rco2)/kcem+log(rco2/rci2)/kacero+log(rci2/rco1)/kcem
+log(rco1/rci1)/kacero)*(rci1/12)*U1*(feval('Tt',Lprof(n-i),gG,Tsup)-Te);
    end
    Tfin=Tprof(n-i);

```



```

    Tein=Te;
    Tform(n-i)=Te;      %Se genera el vector temperatura de la formacion
end
%Escribe un archivo de excel con los resultados obtenidos
fid = fopen('temp_fluyente_de_hoyo.xls','w');
fprintf(fid, '%6.0f %12.8f\n',[Lprof;Tprof]);
fclose(fid);
disp('=====')
disp('Temperatura fluyente de hoyo')
disp('Profundidad   Temperatura')
disp('=====')
fprintf('%8.0f %15.4f\n',[Lprof;Tprof]);
disp('=====')
plot(Tprof,Lprof)
title('Perfil de Temperatura fluyente de hoyo')
xlabel('Temperatura (°F)')
ylabel('Profundidad (Pies)')
axis('ij')
hold on
I=ones(n);
plot(Tprof,L4*I,'k',Tprof,L3*I,'k',Tprof,L2*I,'k',Tprof,L1*I,'k')
text(Tprof(1),L4-100,'Seccion 4')
text(Tprof(1),L3-100,'Seccion 3')
text(Tprof(1),L2-100,'Seccion 2')
text(Tprof(1)+5,L1-100,'Seccion 1')
hold off
m=length(Tce);
%Determinacion de los perfiles de temperatura en el anular
L=Lprof(1:m);
Tf=Tform(1:m);
%Escribe un archivo de excel con los resultados obtenidos
fid = fopen('temp_fluyente_de_anular.xls','w');
fprintf(fid, '%6.2f %12.8f\n',[L;Tcf]);
fclose(fid);
disp('=====')
disp('Temperatura fluyente y estatica de anular')
disp('Profundidad   Temperatura')
disp('=====')
fprintf('%8.0f %15.4f\n',[L;Tcf]);
disp('=====')
figure(2)
plot(Tce,L,'*',Tcf,L,Tf,L)
title('Temperaturas del anular Para el pozo Estatico y Fluyente')
xlabel('Temperatura (°F)')
ylabel('Profundidad (Pies)')
axis('ij')

```

```

legend('T_aestatico','T_afuyente','Tform')

%*****CALCULO DE LAS PRESIONES*****%
fprintf('Para el intervalo 1 comprendido entre L=0 y L=%3.1f\n',[L1])
disp('=====')
delT=Tcf(1)-Tform(1)           %diferencia de temp fluyente y estatica
k=0; j=2;                     %Contadores
nr=length(ri); L=0;
%Crea los vectores L y M para los cilindros compuestos
for i=1:nr
    k=k+1;
    r=R(i);                    %para valores negativos del contador r=ri
    C1=(R(j)^2-R(j)^2*R(j+1)^2/r^2)/(R(j+1)^2-R(j)^2);
    C2=-(R(j+1)^2-R(j)^2*R(j+1)^2/r^2)/(R(j+1)^2-R(j)^2);
    D1=(R(j)^2+R(j)^2*R(j+1)^2/r^2)/(R(j+1)^2-R(j)^2);
    D2=(R(j+1)^2+R(j)^2*R(j+1)^2/r^2)/(R(j)^2-R(j+1)^2);
    L(k)=(D1-v*C1)/E;
    M(k)=(D2-v*C2)/E;
    k=k+1;
    r=R(i+2);                 %para valores positivos del contador r=ro
    C1=(R(j)^2-R(j)^2*R(j+1)^2/r^2)/(R(j+1)^2-R(j)^2);
    C2=-(R(j+1)^2-R(j)^2*R(j+1)^2/r^2)/(R(j+1)^2-R(j)^2);
    D1=(R(j)^2+R(j)^2*R(j+1)^2/r^2)/(R(j+1)^2-R(j)^2);
    D2=(R(j+1)^2+R(j)^2*R(j+1)^2/r^2)/(R(j)^2-R(j+1)^2);
    L(k)=(D1-v*C1)/E;
    M(k)=(D2-v*C2)/E;
    if i==2
        j=j+2;
    end
end
end
r=R(j);
C1=(R(j)^2-R(j)^2*R(j+1)^2/r^2)/(R(j+1)^2-R(j)^2);
C2=-(R(j+1)^2-R(j)^2*R(j+1)^2/r^2)/(R(j+1)^2-R(j)^2);
D1=(R(j)^2+R(j)^2*R(j+1)^2/r^2)/(R(j+1)^2-R(j)^2);
D2=(R(j+1)^2+R(j)^2*R(j+1)^2/r^2)/(R(j)^2-R(j+1)^2);
L(k+1)=(D1-v*C1)/E;
M(k+1)=(D2-v*C2)/E;
N=(1+v)*alfa*(delT);
%La Matriz tridiagonal se conforma de la siguiente manera
A = [M(1)-L(2) -M(2) 0 0
     L(3) M(3)-L(4) -M(4) 0
     0 L(5) M(5)-L(6) -M(6)
     0 0 L(7) M(7)-(1+v)/E]
b=[-L(1)*delP1; 0; 0; -N]
%Se utiliza el metodo iterativo de Gauss con pivoteo parcial para resolver
%la matriz aplicando la funcion programada GaussPivParc( A,b )

```

```

P=GaussPivParc( A,b )
delPo=P(2), delPi=P(1)
%Se calculan L y M en el espacio anular
Lri=L(3); Lro=L(4); Mri=M(3); Mro=M(4);
ui=rto*(Lri*delP1+Mri*delPi+N);
uo=rci1*(Lro*delPi+Mro*delPo+N);
dVa=pi*((uo^2+2*uo*rto)-(ui^2+2*ui*rci1))
%Para obtener el incremento en Presion se utiliza el metodo de
%Newton-Rapson para resolucion de ecuaciones no lineales
PC1=Fun_Newton('Volumen_Residual',10000,den1,gG,Tform(floor(L1/intv)),Tcf(floor(
L1/intv)),O1,W1,L1,dVa,rto,rci1,10^-3)
disp('=====')
fprintf('Para el intervalo 2 comprendido entre L=%4.1f y L=%4.1f\n',[L1,L2])
disp('=====')
%Se reinician los contadores para la etapa 2
k=0; L=0; M=0; j=2;
nr=nr-1; R=[rti rto rci1 rco1 rwb2];
delT2=Tcf(floor(L1/intv))-Tform(floor(L1/intv)) %diferencia de temp fluyente y estatica
for i=1:nr
    k=k+1;
    r=R(i); %para valores negativos del contador r=ri
    C1=(R(j)^2-R(j)^2*R(j+1)^2/r^2)/(R(j+1)^2-R(j)^2);
    C2=-(R(j+1)^2-R(j)^2*R(j+1)^2/r^2)/(R(j+1)^2-R(j)^2);
    D1=(R(j)^2+R(j)^2*R(j+1)^2/r^2)/(R(j+1)^2-R(j)^2);
    D2=(R(j+1)^2+R(j)^2*R(j+1)^2/r^2)/(R(j)^2-R(j+1)^2);
    L(k)=(D1-v*C1)/E;
    M(k)=(D2-v*C2)/E;
    k=k+1;
    r=R(i+2); %para valores positivos del contador r=ro
    C1=(R(j)^2-R(j)^2*R(j+1)^2/r^2)/(R(j+1)^2-R(j)^2);
    C2=-(R(j+1)^2-R(j)^2*R(j+1)^2/r^2)/(R(j+1)^2-R(j)^2);
    D1=(R(j)^2+R(j)^2*R(j+1)^2/r^2)/(R(j+1)^2-R(j)^2);
    D2=(R(j+1)^2+R(j)^2*R(j+1)^2/r^2)/(R(j)^2-R(j+1)^2);
    L(k)=(D1-v*C1)/E;
    M(k)=(D2-v*C2)/E;
    if i==2
        j=j+2;
    end
end
end
r=R(j);
C1=(R(j)^2-R(j)^2*R(j+1)^2/r^2)/(R(j+1)^2-R(j)^2);
C2=-(R(j+1)^2-R(j)^2*R(j+1)^2/r^2)/(R(j+1)^2-R(j)^2);
D1=(R(j)^2+R(j)^2*R(j+1)^2/r^2)/(R(j+1)^2-R(j)^2);
D2=(R(j+1)^2+R(j)^2*R(j+1)^2/r^2)/(R(j)^2-R(j+1)^2);
L(k+1)=(D1-v*C1)/E;
M(k+1)=(D2-v*C2)/E;

```

```

N=(1+v)*alfa*(delT2);
A = [M(1)-L(2) -M(2) 0
      L(3) M(3)-L(4) -M(4)
      0 L(5) M(5)-(1+v)/E]
b=[-L(1)*delP2; 0; -N]
P=GaussPivParc( A,b )
delPo=P(2), delPi=P(1)
Lri=L(3); Lro=L(4); Mri=M(3); Mro=M(4);
ui=rto*(Lri*delP2+Mri*delPi+N);
uo=rci1*(Lro*delPi+Mro*delPo+N);
dVa=pi*((uo^2+2*uo*rto)-(ui^2+2*ui*rci1));
%Para obtener el incremento en Presion se utiliza el metodo de
%Newton-Rapson para resolucion de ecuaciones no lineales
PC2=Fun_Newton('Volumen_Residual',1000,den1,gG,Tform(m),Tcf(m),O1,W1,L2-
L1,dVa,rto,rci1,10^-3)
PCt=PC1+PC2

```

Se utiliza el método de Gauss con Pivoteo parcial para resolver el sistema tridiagonal sin invertir la matriz, previendo posibles sistemas mal condicionados o matrices singulares, este sistema es bastante eficiente y minimiza el error de propagación

```

function [ x ] = GaussPivParc( a,b )
%GAUSSPIVPARC Resuelve un sistema de ecuaciones lineales usando
% el metodo de Gauss con pivoteo parcial
a=[a,b];
[M,N]=size(a); %tamano de la matriz aumentada
for j=2:M
    piv=j-1;
    pivm=max(abs(a([piv:M],piv))); %Maximo elemento de la columna, pivote
    maximo
    for k=piv:M
        if abs(a(k,piv)) == pivm
            tempo=a(piv,:);
            a(piv,:)=a(k,:);
            a(k,:)=tempo;
        end
    end
    for i=j:M
        a(i,:)=a(i,:)-a(i,piv)*a(piv,:)/a(piv,piv);
    end
end
% Sustitucion hacia atraz
x(M)=a(M,N)/a(M,M);
for m = M-1: -1: 1
    S=0;

```

```

    for n = M: -1: m+1
        S=S+a(m,n)*x(n);
    end
    x(m)=(a(m,N)-S)/a(m,m);
end

```

Para el cálculo de la presión en el anular se utiliza el método de Newton Rapson, el cual resuelve una ecuación no lineal por aproximación tangencial hasta converger con un error de  $\pm 1\%$

```

function [ Sol ] = Fun_Newton( FF,xo,X1,X2,Xe,X3,X4,X5,X6,X7,X8,X9,tol)
%FUN_NEWTON Resuelve una ecuacion no lineal
cont=1;
x2(cont,1)=xo;
x3(cont,1)=feval(FF,xo,X1,X2,Xe,X3,X4,X5,X6,X7,X8,X9);
delx=tol^0.5;
dif=10*tol;
while dif>=tol
    cont=cont+1;
    x5(cont,1)=(feval(FF,(x2(cont-1,1)+delx),X1,X2,Xe,X3,X4,X5,X6,X7,X8,X9)-
feval(FF,(x2(cont-1,1)-delx),X1,X2,Xe,X3,X4,X5,X6,X7,X8,X9))/(2*delx);
    x2(cont,1)=x2(cont-1,1)-feval(FF,(x2(cont-
1,1)),X1,X2,Xe,X3,X4,X5,X6,X7,X8,X9)/x5(cont,1);
    x3(cont,1)=feval(FF,(x2(cont,1)),X1,X2,Xe,X3,X4,X5,X6,X7,X8,X9);
    x4(cont,1)=abs(x2(cont,1)-x2(cont-1,1));
    if cont>500
        disp('****La funcion no converge para ese valor****')
        cont
        break
    end
    dif=x4(cont,1);
end
Sol=x2(cont,1);

```

Adicionalmente el programa se apoya en las siguientes funciones para obtener mas eficientemente los resultados

```

function [ Vr ] = Volumen_Residual( C,den1,gG,Te,Tf,O1,W1,h,dVa,ri,ro )
Di=Densidad(0,den1,gG,Te,O1,W1,h);
Df=Densidad(C,den1,gG,Tf,O1,W1,h);
Vr=2*pi*(ro^2-ri^2)*(Di-Df)/(Df+(Di-Df))+dVa;

```

```

function [ deni ] = Densidad( C, den1, gG, T1, O1, W1, L4 )
alfa1=7.24032-2.84383e-3*T1+2.7566e-5*C;

```

```

alfa2=-2.84383e-3*gG+0.052*2.7566e-5*den1;
beta1=8.63186-3.31977e-3*T1+2.37170e-5*C;
beta2=-3.31977e-3*gG+0.052*2.37170e-5*den1;
deni=(100*den1*L4-((O1*alfa1*den1)/alfa2)*log((alfa1+alfa2*L4)/alfa1)-
(W1*beta1*den1/alfa2)*log((beta1+beta2*L4)/beta1))/(L4*(100-O1-W1));

```

**function [ Tem ] = Tt( Lm, Gg, Ts )**

Tem=Ts+Gg\*Lm;

La salida del programa:

```

>> intv =
    98

```

```

=====
Temperatura fluyente de hoyo
Profundidad  Temperatura
=====

```

```

    159    96.9290
    257    98.7327
    355   100.8227
    453   103.4131
    551   106.8781
     .
     .
     .
    6333   187.8902
    6431   187.7228
    6529   186.8904
    6627   185.1144
    6725   182.0000

```

```

=====
Temperatura fluyente y estatica de anular
Profundidad  Temperatura
=====

```

```

    159    95.9070
    257    97.6721
    355    99.6947
    453   102.1672
    551    99.4425
     .
     .
     .
    1727   116.2433
    1825   117.5494
    1923   118.8035

```

Para el intervalo 1 comprendido entre L=0 y L=492.0

delT = 9.11398313481925

A =

1.0e-005 \*

-0.14880728007567 0.05221535120982 0 0  
0.07221535120982 -0.12118405203818 0.04896870082836 0  
0 0.16828730979637 -0.29364658368316 0.12535927388679  
0 0 0.14535927388679 -0.21202594055346

b =

1.0e-003 \*

-0.11880807250500  
0  
0

-0.08175242871933

P =

1.0e+002 \*

1.22978441226876 1.22938560168302 1.22879746587324 1.22800792880787

delPo = 1.229385601683019e+002

delPi = 1.229784412268757e+002

dVa = 8.047211560209429e-007

PC1 = 9.538148110090370e+002

Para el intervalo 2 comprendido entre L=492.0 y L=1968.0

delT2 = 6.96545284118592

A =

1.0e-005 \*

-0.14880728007567 0.05221535120982 0  
0.07221535120982 -0.12118405203818 0.04896870082836  
0 0.18383512544803 -0.25050179211470

b =

1.0e-004 \*

-0.94660090288536  
0  
-0.62480111985438

P =

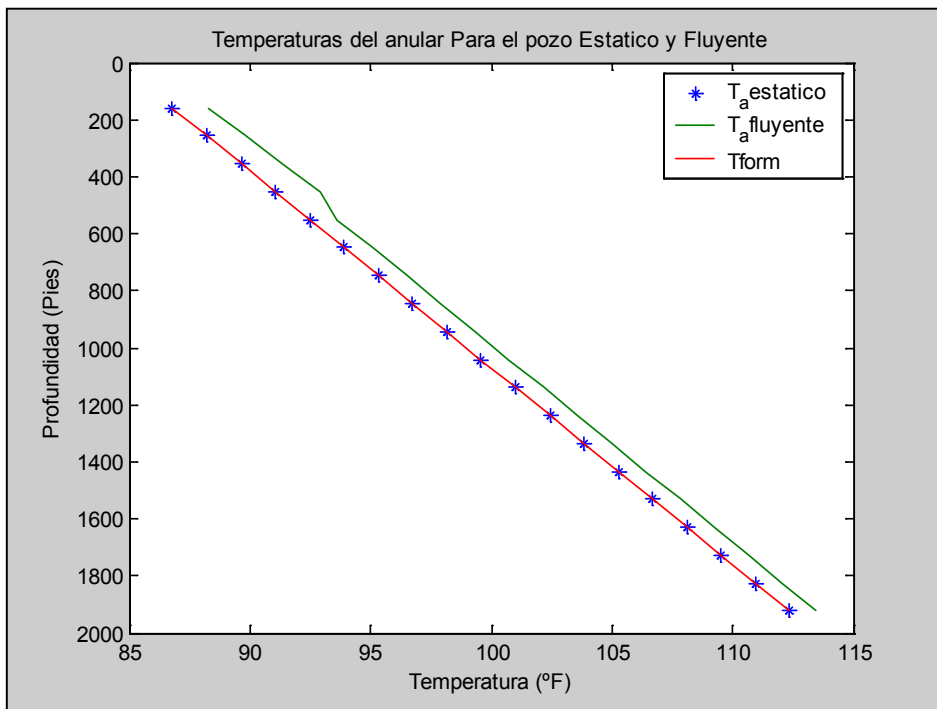
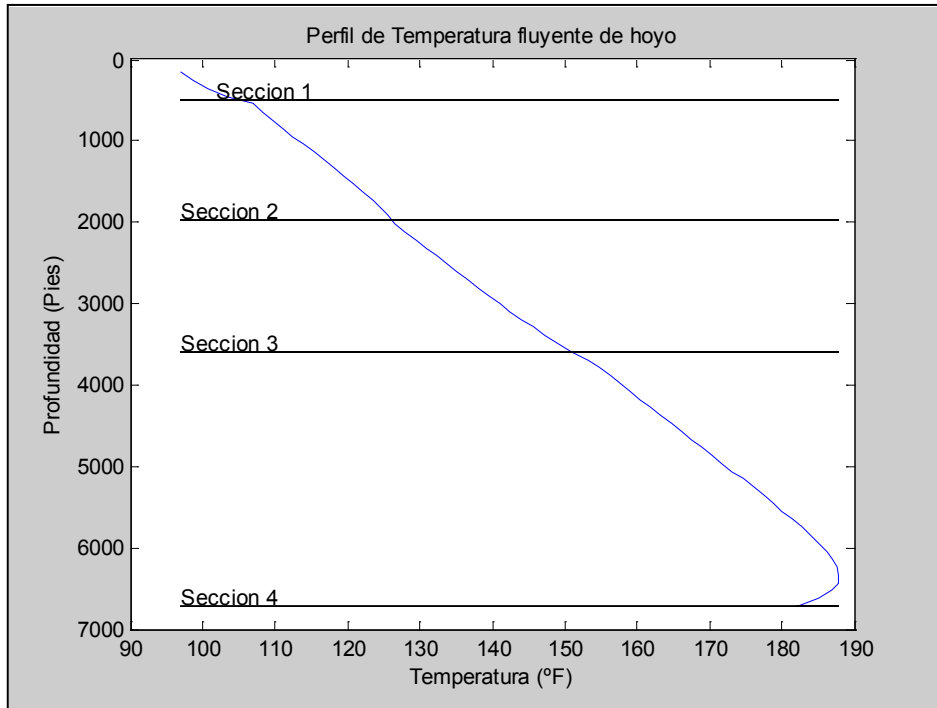
97.67331089932814 97.06897654856327 96.17774977206356

delPo = 97.06897654856327

delPi = 97.67331089932814

PC2 = 1.239609724849898e+003

PCt = 2.193424535858935e+003





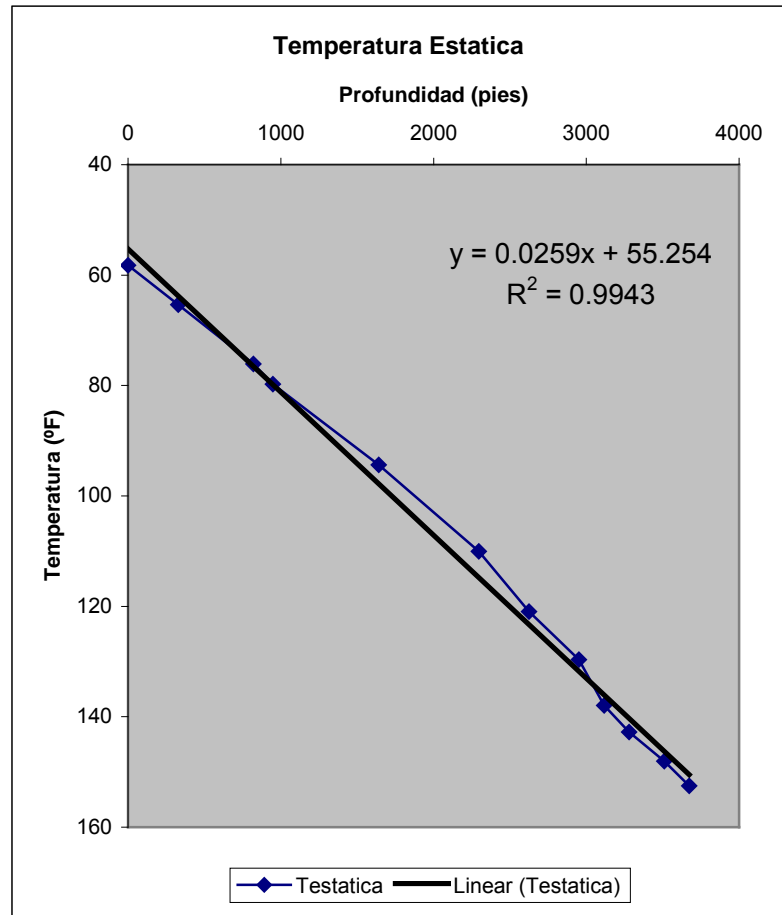
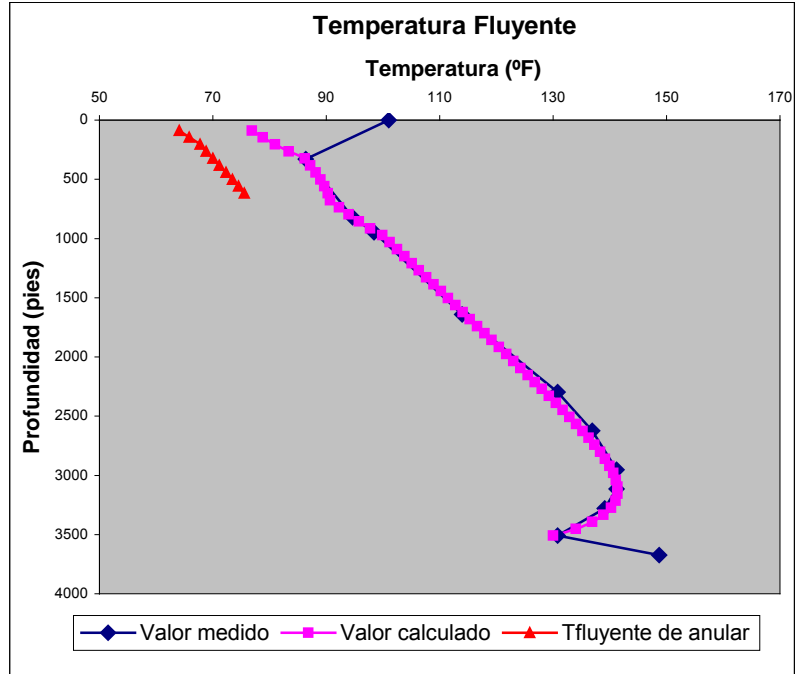
**POZO 1**

<b>Estático (medido)</b>		<b>Fluyente (medido)</b>	
<b>Profundidad (pies)</b>	<b>Temperatura (°F)</b>	<b>Profundidad (pies)</b>	<b>Temperatura (°F)</b>
0	58.2	0	101
328	65.37	328	86.39
820	76.1	820	94.65
948	79.75	948	98.43
1640	94.37	1640	113.97
2296	110.06	2296	130.8
2624	120.93	2624	136.9
2952	129.68	2952	141.2
3116	137.94	3116	141.2
3280	142.79	3280	139.11
3510	148.04	3510	130.78
3674	152.52	3674	148.676

<b>Datos del Programa</b>		<b>Qg</b>	1812000
Ke	168	<b>Qw</b>	12
Kan	85	<b>Qc</b>	0
Kcem	153	<b>Tbh</b>	0
J	-185.238095	<b>PTRmed</b>	900
Pwh	12500	<b>L1</b>	29.52
delP1	208	<b>L2</b>	65.616
delP2	125	<b>L3</b>	971
<b>ΔP</b>	<b>333</b>	<b>L4</b>	0
		<b>gG</b>	0.0218

<b>Resultados</b>		<b>Fluyente de Anular</b>	
<b>PTR1 (psi)</b>	491.3	<b>Profundidad (pie)</b>	<b>Temperatura (°F)</b>
<b>PTR2 (psi)</b>	524.6	88	64.07231825
<b>delT1 °F</b>	15.67	147	65.81335595
<b>delT2 °F</b>	9.42	206	67.7135624
<b>PTR calc (psi)</b>	1015.9	265	68.82863809
		324	69.9730463
		383	71.15184906
		442	72.30414631
		501	73.42339654
		560	74.50144377
		619	75.52811917

Fluyente	
Profundidad	Temperatura
88	76.92058046
147	78.83134915
206	80.9606833
265	83.38506908
324	86.20775871
383	87.20162385
442	88.12334113
501	88.95510453
560	89.67471356
619	90.25448866
737	92.24768235
796	93.93133313
973	99.91405638
1032	101.1999811
1091	102.485833
1150	103.7715928
1209	105.057236
1327	107.6280416
1386	108.9131155
1504	111.4822905
1563	112.7662129
1622	114.0495326
1740	116.6136834
1799	117.8940577
1917	120.4497729
1976	121.7241898
2035	122.9954883
2153	125.5252108
2212	126.7812711
2271	128.029355
2389	130.4925912
2448	131.7016977
2507	132.8904016
2625	135.1835742
2684	136.2725788
2743	137.309396
2861	139.1675677
2920	139.9493667
2979	140.5976769
3097	141.3431709
3156	141.3391769
3215	140.9937352
3333	138.8931398
3392	136.8791863
3451	133.9918526
3510	130



POZO 2

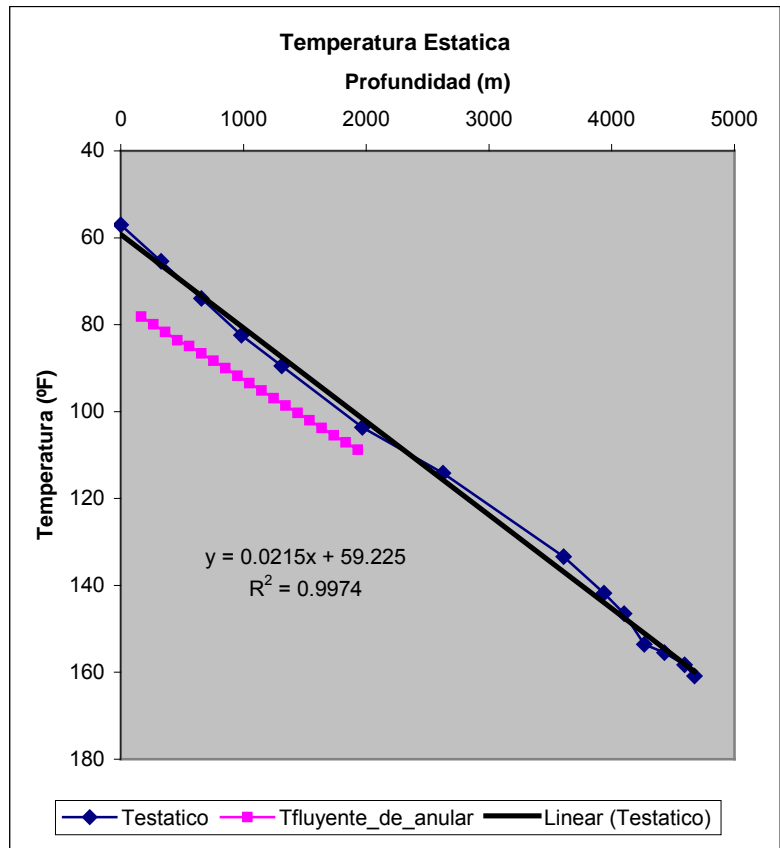
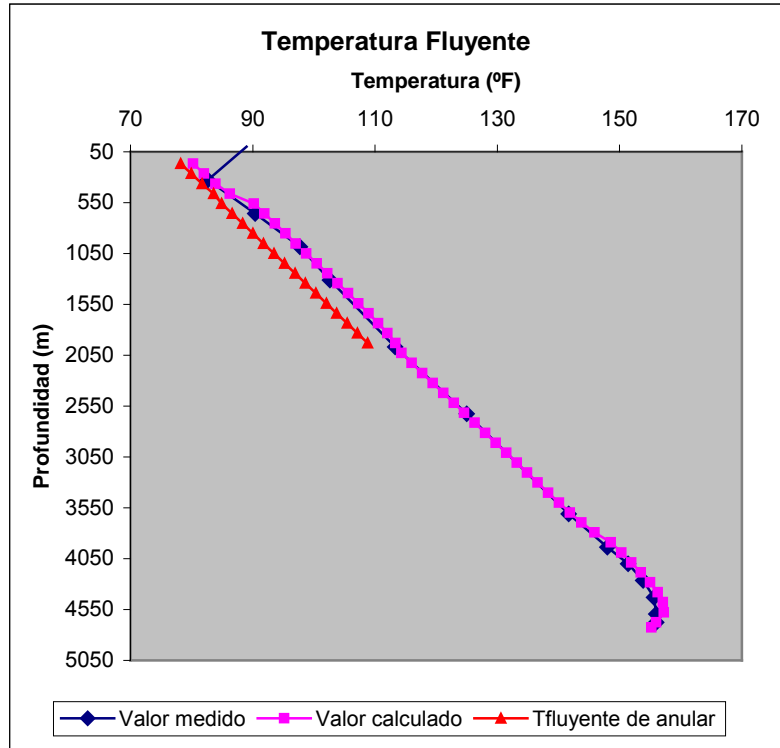
<b>Estatico (medido)</b>		<b>Fluyente (medido)</b>	
<b>Profundidad (pies)</b>	<b>Temperatura (°F)</b>	<b>Profundidad (pies)</b>	<b>Temperatura (°F)</b>
0	56.98	0	89
328	65.44	328	82.65
656	73.92	656	90.41
984	82.4	984	97.71
1312	89.47	1312	102.61
1968.5	103.62	1968.5	113.3
2624.6	114.13	2624.6	124.97
3608.9	133.35	3608.9	141.656
3937	141.76	3937	148
4101	146.48	4101	151.4
4265	153.53	4265	153.86
4429	155.46	4429	155.6
4593	158.28	4593	156
4675	160.82	4675	156

<b>Datos del Programa</b>		<b>Qg</b>	522000
Ke	33.6*2	<b>Qw</b>	12
Kan	63	<b>Qc</b>	0
Kcem	275	<b>Tbh</b>	153
J	-778	<b>PTRmed</b>	1720
Pwh	18500	<b>L1</b>	492
delP1	15	<b>L2</b>	1968.5
delP2	30	<b>L3</b>	3884.5
<b>ΔP</b>	<b>45</b>	<b>L4</b>	4823
		<b>gG</b>	0.017

<b>Resultados</b>	
<b>PTR1</b>	224.4
<b>PTR2</b>	1600
<b>delT1 °F</b>	1.07
<b>delT2 °F</b>	0.92
<b>PTR calc</b>	1824.4

<b>Fluyente de Anular</b>	
<b>Profundidad</b>	<b>Temperatura</b>
167	78.18145311
265	79.91332895
363	81.68830962
461	83.61649485
559	84.89415306
657	86.60913802
755	88.32410959
853	90.03905582
951	91.75395413
1049	93.46876182
1147	95.18339813
1245	96.89771034
1343	98.61140959
1441	100.3239497
1539	102.0342975
1637	103.7404996
1735	105.4388611
1833	107.1223949
1931	108.7778869

Fluyente	
Profundidad	Temperatura
167	80.25550211
265	82.02004511
363	83.91113244
461	86.25198773
559	90.19142294
657	91.90632173
755	93.62113033
853	95.33576835
951	97.05008378
1049	98.76378915
1147	100.4763408
1245	102.1867105
1343	103.8929539
1441	105.5913936
1539	107.2750753
1637	108.930847
1735	110.5338363
1833	112.0370049
1931	113.3513958
2029	114.3087757
2127	116.0237759
2225	117.7387763
2323	119.4537774
2421	121.1687798
2519	122.8837857
2617	124.5987995
2715	126.3138321
2813	128.028909
2911	129.7440907
3009	131.4595197
3107	133.1755328
3205	134.8929252
3303	136.6135743
3401	138.3419139
3499	140.0884135
3597	141.8777956
3695	143.7684387
3793	145.898196
3891	148.5925887
3989	150.2701287
4087	151.9152329
4185	153.4998162
4283	154.9714748
4381	156.2324301
4479	157.1002393
4577	157.2344869
4675	156
4725	155.1914683



POZO 3

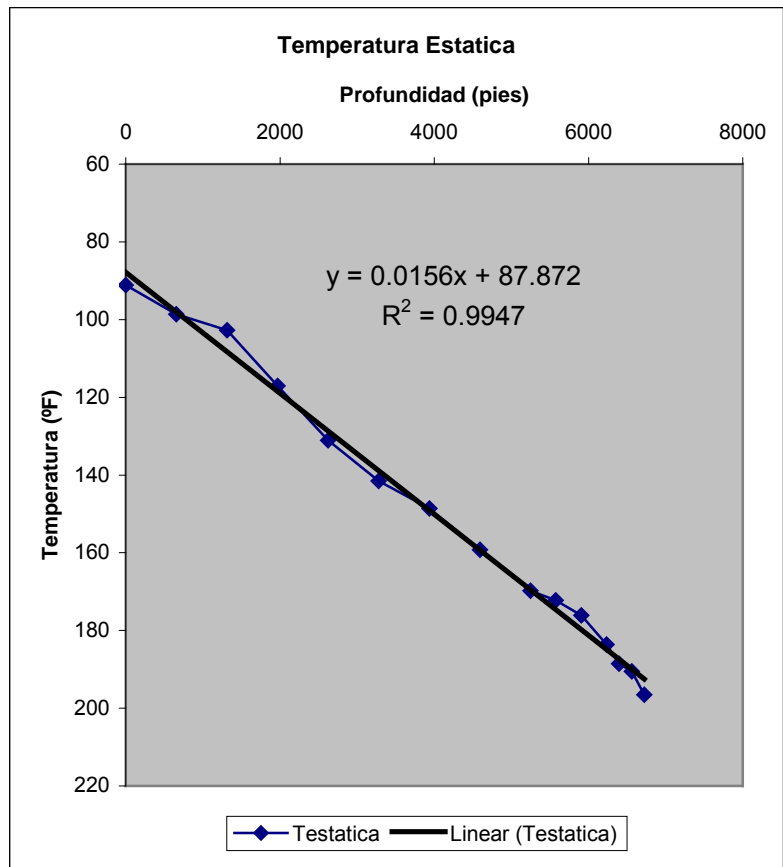
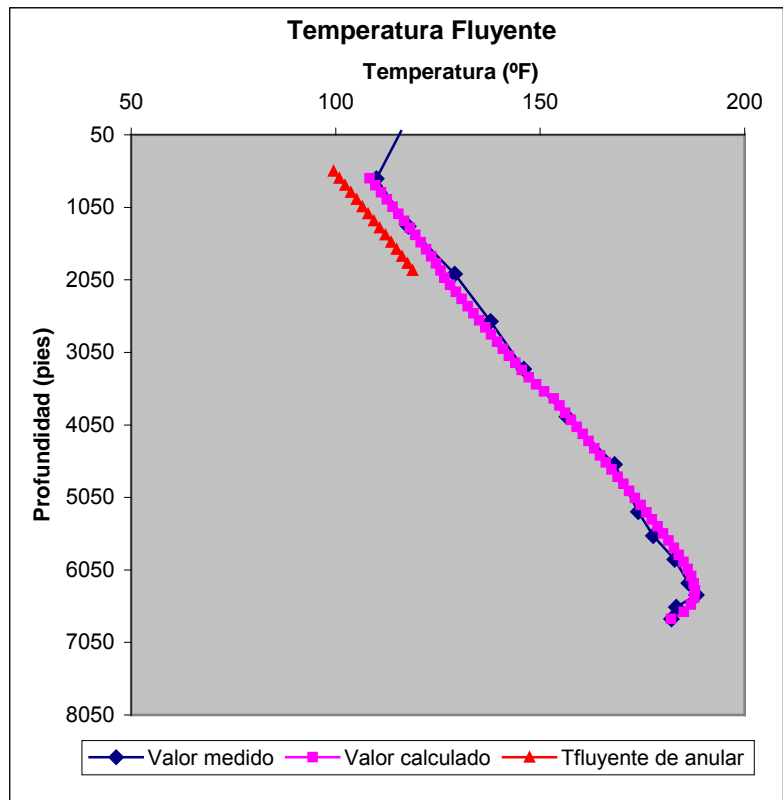
<i>Estatico</i>		<i>Fluyente</i>	
<i>Profundidad (pies)</i>	<i>Temperatura (°F)</i>	<i>Profundidad (pies)</i>	<i>Temperatura (°F)</i>
0	91.094	0	115.97
656	98.636	656	109.976
1312	102.776	1312	117.806
1968	117.032	1968	129.092
2624	131.09	2624	137.876
3280	141.548	3280	145.976
3937	148.568	3937	156.542
4593	159.206	4593	168.152
5249	169.754	5249	173.966
5577	172.238	5577	177.638
5905	176.072	5905	182.894
6233	183.614	6233	186.35
6397	188.546	6397	188.204
6561	190.544	6561	183.272
6725	196.556	6725	182.138

<i>Datos del Programa</i>		<i>Qg</i>	2744000
Ke	268.8	<i>Qw</i>	122
Kan	197	<i>Qc</i>	0
Kcem	283	<i>Tbh</i>	182
J	-778	<i>PTR med</i>	2350
Pwh	12500	<i>L1</i>	492
delP1	123	<i>L2</i>	1968.5
delP2	98	<i>L3</i>	3599
$\Delta P$	<b>221</b>	<i>L4</i>	0
		<i>gG</i>	0.0145

<i>Resultados</i>	
<i>PTR1</i>	953.8
<i>PTR2</i>	1239.6
<i>delT1 °F</i>	9.11
<i>delT2 °F</i>	6.96
<i>PTR calc</i>	2193.4

<i>Fluyente de Anular</i>	
<i>Profundidad</i>	<i>Temperatura</i>
159	95.90698313
257	97.67212749
355	99.69467623
453	102.1671561
551	99.44245284
649	100.8621464
747	102.2812493
845	103.6994944
943	105.1164937
1041	106.5316842
1139	107.9442477
1237	109.3529967
1335	110.7562061
1433	112.1513713
1531	113.5348549
1629	114.901375
1727	116.2432612
1825	117.5493752
1923	118.8035418

Fluyente	
Profundidad	Temperatura
649	108.2964245
747	109.7135021
845	111.1288063
943	112.5415349
1041	113.9505236
1139	115.3540812
1237	116.749752
1335	118.1339699
1433	119.5015562
1531	120.8449908
1629	122.1533532
1727	123.410785
1825	124.5942572
1923	125.670328
2021	126.5904345
2119	128.0124983
2217	129.4351174
2315	130.8585817
2413	132.2833323
2609	135.1397287
2805	138.0150766
2903	139.4667065
3099	142.426276
3197	143.9552628
3393	147.2117593
3491	149.0134714
3687	153.3167963
3785	154.7376704
3981	157.5792383
4079	158.9998788
4275	161.8406451
4373	163.2606185
4569	166.099096
4667	167.5171648
4863	170.3491068
4961	171.7617373
5157	174.5750188
5255	175.9721213
5451	178.732121
5549	180.0848863
5745	182.6927503
5843	183.918919
6039	186.0923885
6137	186.9570853
6333	187.8902245
6431	187.7228072
6627	185.114421
6725	182



POZO 4

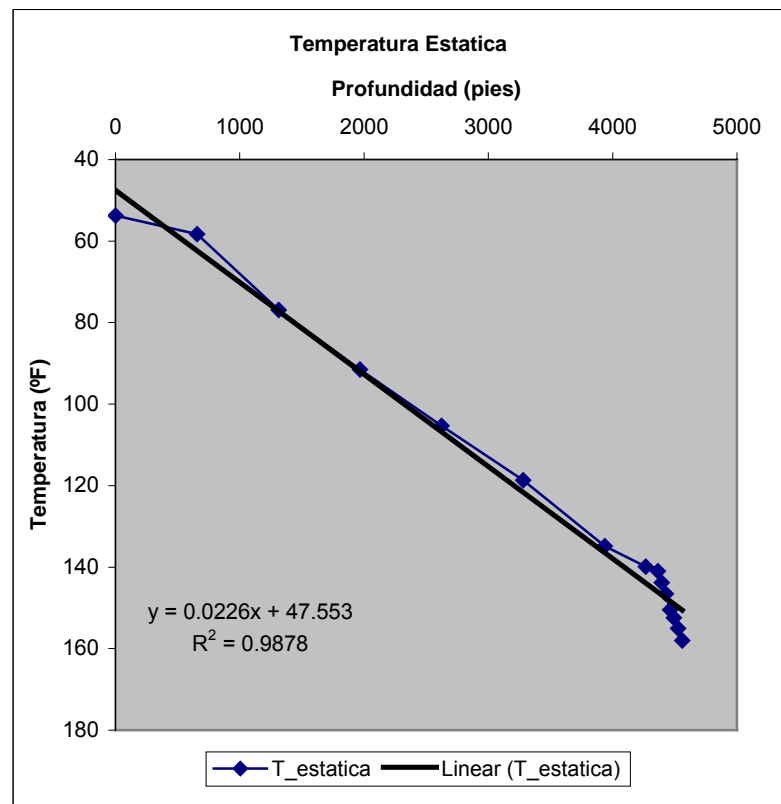
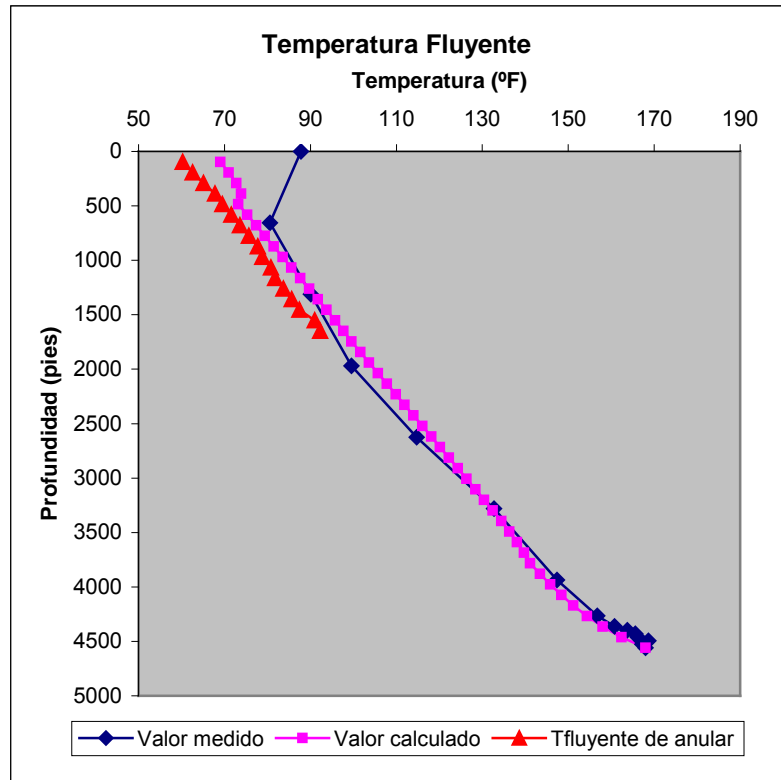
<i>Estatico</i>		<i>Fluyente</i>	
<i>Profundidad (pies)</i>	<i>Temperatura (°F)</i>	<i>Profundidad (pies)</i>	<i>Temperatura (°F)</i>
0	53.74	0	87.8
656	58.31	656	80.6
1312	76.88	1312	90.1
1968	91.54	1968	99.53
2624	105.29	2624	114.69
3280	118.64	3280	132.72
3937	134.88	3937	147.34
4265	139.84	4265	156.77
4363	141	4363	160.77
4396	143.82	4396	163.72
4429	146.58	4429	165.61
4461	150.45	4461	166.2
4494	152.452	4494	168.65
4527	155.022	4527	167.21
4560	158.01	4560	167.97

<i>Datos del Programa</i>			
Ke	33.6*8	<b>Qg</b>	1520000
Kan	113.82	<b>Qw</b>	27
Kcem	283	<b>Qc</b>	0
Kacero	521	<b>Tbh</b>	0
J	-778	<b>PTR med</b>	1650
Pwh	12500	<b>L1</b>	485
delP1	125	<b>L2</b>	1706
delP2	85	<b>L3</b>	3779
<b>ΔP</b>	<b>210</b>	<b>L4</b>	4560
		<b>gG</b>	0.0213

<i>Resultados</i>	
<b>PTR1</b>	77
<b>PTR2</b>	2354
<b>delT1 °F</b>	4.98
<b>delT2 °F</b>	3.14
<b>PTR calc</b>	2431

<i>Fluyente de Anular</i>	
<i>Profundidad</i>	<i>Temperatura</i>
98	60.23572389
195	62.59799739
292	65.09478662
389	67.78718577
486	69.49517293
583	71.55734757
680	73.61710844
777	75.67297125
874	77.72253903
971	78.76194085
1068	80.78492545
1165	81.78139761
1262	83.7350543
1359	85.61956753
1456	87.39241968
1553	90.9849483
1650	92.2862691

Fluyente	
Profundidad	Temperatura
98	69.02508793
195	70.98625099
292	72.74101249
389	73.88339904
486	73.20892393
583	75.2746225
680	77.34004277
777	79.40499184
874	81.46914305
971	83.5319433
1068	85.59245607
1165	87.64909562
1262	89.69917691
1359	91.73815356
1456	93.75832753
1553	95.74666425
1650	97.68109323
1747	99.52424407
1844	101.5903077
1941	103.6563481
2038	105.7223505
2135	107.7882907
2232	109.854129
2329	111.9198005
2426	113.9851988
2523	116.05015
2620	118.1143688
2717	120.1773884
2814	122.2384445
2911	124.2962853
3008	126.3488615
3105	128.3928171
3202	130.4226571
3299	132.4293834
3396	134.3982627
3493	136.3051698
3590	138.1106012
3687	139.7498725
3784	141.1170666
3881	143.4118454
3978	145.8155525
4075	148.3800749
4172	151.1820148
4269	154.3344635
4366	158.0043815
4463	162.4382592
4560	168





POZO 5

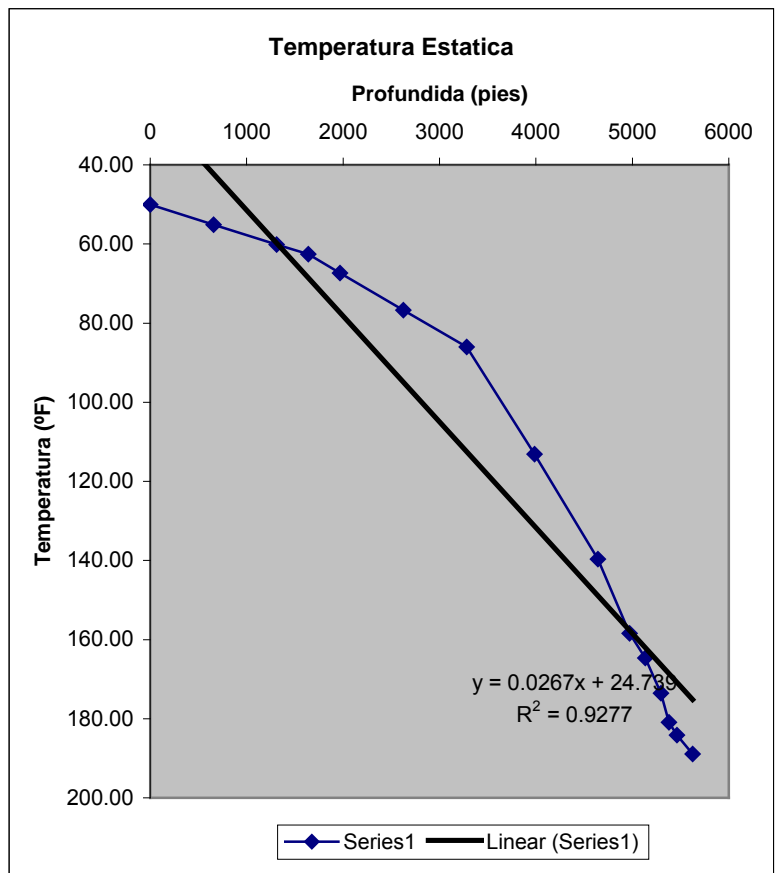
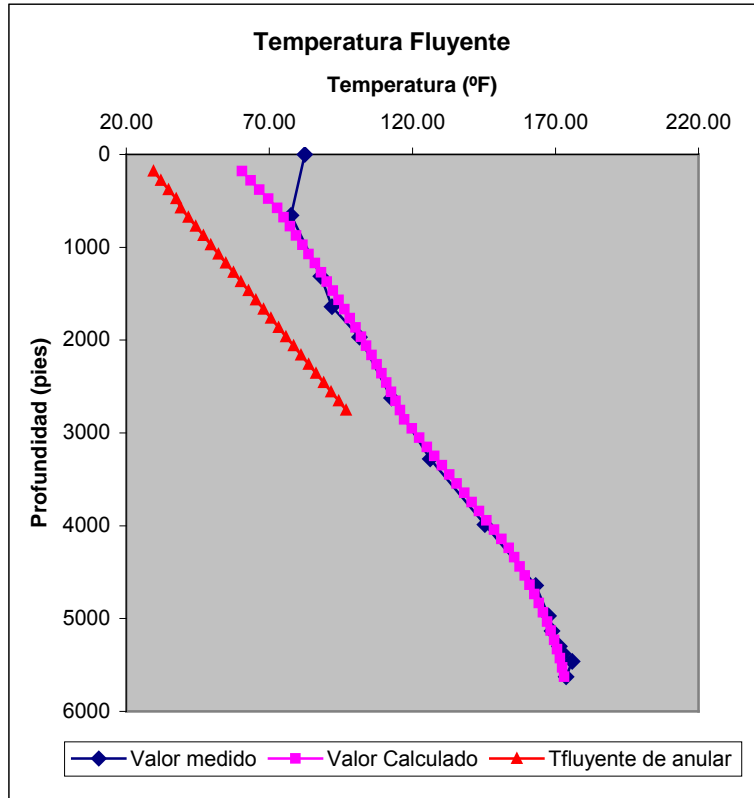
<i>Estatico</i>		<i>Fluyente</i>	
<i>Profundidad (pies)</i>	<i>Temperatura (°F)</i>	<i>Profundidad (pies)</i>	<i>Temperatura (°F)</i>
0	50.00	0	82.40
656	55.10	656	77.57
1312	60.11	1312	88.00
1640	62.60	1640	91.88
1968	67.31	1968	101.51
2625	76.73	2625	112.73
3281	86.00	3281	126.17
3986	113.10	3986	145.32
4642	139.64	4642	163.14
4970	158.41	4970	167.52
5134	164.64	5134	168.80
5298	173.53	5298	171.35
5380	180.89	5380	172.76
5462	184.15	5462	175.83
5626	188.9	5626	173.67

<i>Datos del Programa</i>		<i>Qg</i>	1340000
Ke	23	<i>Qw</i>	61
Kan	8	<i>Qc</i>	0
Kcem	283	<i>Tbh</i>	0
J	13226	<i>PTR med</i>	1700
Pwh	18500	<i>L1</i>	495.4
delP1	30	<i>L2</i>	2789
delP2	42	<i>L3</i>	4203
<b>ΔP</b>	<b>72</b>	<i>L4</i>	5626
		<i>gG</i>	0.0267

<i>Fluyente de Anular</i>	
<i>Profundidad</i>	<i>Temperatura</i>
181	29.46258399
280	32.12687691
379	34.79279235
478	37.46045571
577	39.01553298
676	41.6495038
775	44.28300268
874	46.91600574
973	49.54848792
1072	52.18042284
1171	54.81178285
1270	57.44253884
1369	60.07266026
1468	62.70211501
1567	65.33086938
1666	67.95888792
1765	70.58613341
1864	73.21256675
1963	75.83814685
2062	78.46283055
2161	81.0865725
2260	83.70932507
2359	86.33103819
2458	88.9516593
2557	91.57113315
2656	94.18940169
2755	96.80640396

<i>Resultados</i>	
<i>PTR1</i>	711.3
<i>PTR2</i>	1027.6
<i>delT1 °F</i>	1.85
<i>delT2 °F</i>	0.98
<i>PTR calc</i>	1738.9

Fluyente	
Profundidad	Temperatura
181	60.4674668
280	63.48471713
379	66.53086963
478	69.6081581
577	72.71898901
676	74.97129782
775	77.20382747
874	79.41557738
973	81.60549637
1072	83.77248005
1171	85.91536822
1270	88.03294193
1369	90.12392059
1468	92.18695885
1567	94.22064327
1666	96.22348891
1765	98.19393574
1864	100.1303448
1963	102.0309942
2062	103.8940749
2161	105.7176865
2260	107.4998323
2359	109.2384147
2458	110.93123
2557	112.5759628
2656	114.1701809
2755	115.7113289
2854	117.196722
2953	119.8234585
3052	122.4482013
3151	125.0707102
3250	127.6907165
3349	130.3079189
3448	132.9219798
3646	138.1391191
3745	140.7412992
3844	143.3385296
4042	148.5156861
4141	151.0941969
4240	153.6649088
4438	157.4548662
4537	159.2564648
4636	160.9889501
4735	162.6466473
4933	165.712609
5032	167.1070375
5131	168.3989195
5230	169.5798348
5428	171.5715705
5527	172.3618617
5626	173



**POZO 6**

<i>Estatico</i>		<i>Fluyente</i>	
<i>Profundidad (pies)</i>	<i>Temperatura (°F)</i>	<i>Profundidad (pies)</i>	<i>Temperatura (°F)</i>
0	67.478	0	96.27
656	66.47	656	85.74
984	65.948	984	89.38
1640	90.212	1640	99.21
1968	95.4	1968	107.5
2296	102.2	2296	114.8
2952	114.17	2952	130.37
3608	126.23	3608	142.37
3937	138.812	3937	150
4265	146.66	4265	159.26
4593	154.472	4593	171.41
4757	161.87	4757	174.47
4921	171.428	4921	180.42
5019	181.472	5019	180.42

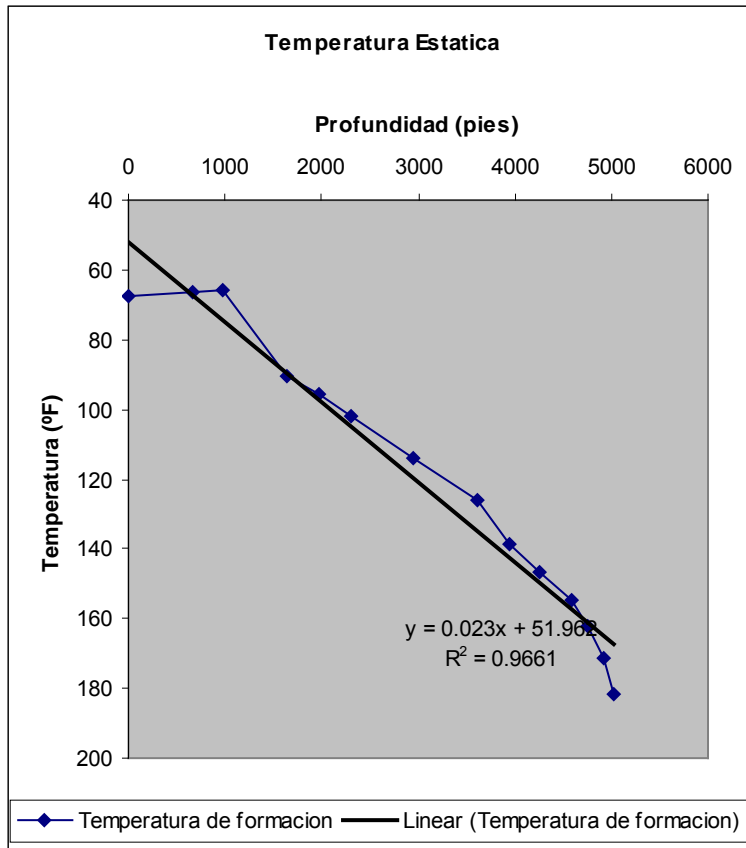
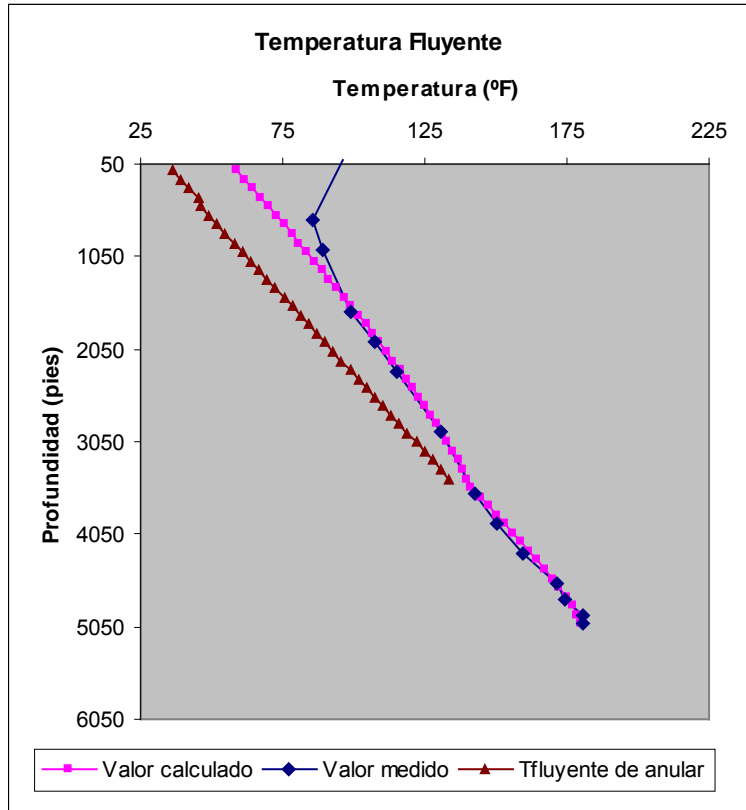
<i>Datos del Programa</i>		<i>Qg</i>	2113000
Ke	235.2	<i>Qw</i>	168
Kan	18	<i>Qc</i>	0
Kcem	183.5	<i>Tbh</i>	0
J	-11670	<i>PTR med</i>	1150
Pwh	17500	<i>L1</i>	492
delP1	65	<i>L2</i>	3461
delP2	65	<i>L3</i>	3619
ΔP	130	<i>L4</i>	0
		<i>gG</i>	0.03

<i>Fluyente de Anular</i>	
<i>Profundidad</i>	<i>Temperatura</i>
119	36.35681954
217	39.28558651
315	42.21355907
413	45.14068103
511	46.10795235
609	49.03705907
707	51.96543625
805	54.89303502
1001	60.74568535
1197	66.5945497
1393	72.43910397
1589	78.27875153
1687	81.19652656
1785	84.11281314
1883	87.02751159
1981	89.94051555
2079	92.85171153
2177	95.76097846
2275	98.66818714
2373	101.5731997
2471	104.4758691
2667	110.2735402
2863	116.0598146
3059	121.8331147
3255	127.5916443
3451	133.333359

<i>Resultados</i>	
<i>PTR1</i>	474.1
<i>PTR2</i>	865.9
<i>delT1 °F</i>	4.64
<i>delT2 °F</i>	1.81
<i>PTR calc</i>	1340



Fluyente	
Profundidad	Temperatura
119	58.68085552
217	61.53491894
315	64.38290476
413	67.22438316
511	70.05889394
609	72.79444464
707	75.51630299
805	78.22355199
903	80.91521323
1001	83.59024276
1099	86.24752673
1197	88.88587669
1295	91.50402458
1393	94.10061745
1491	96.67421171
1589	99.2232671
1687	101.7461402
1785	104.2410776
1883	106.7062083
1981	109.1395361
2079	111.5389311
2177	113.9021209
2275	116.2266805
2373	118.510023
2471	120.749388
2569	122.9418301
2667	125.0842069
2765	127.1731654
2863	129.2051281
2961	131.1762779
3059	133.0825419
3157	134.9195748
3255	136.6827399
3353	138.3670902
3451	139.9673474
3549	141.4778795
3647	144.6250545
3745	147.5383556
3843	150.4418163
3941	153.3318096
4039	156.203372
4137	159.0497104
4333	164.6261011
4431	167.3260174
4627	172.427773
4725	174.7523642
4921	178.6374833
5019	180



## POZO 7

Estatico		Fluyente	
Profundidad (pies)	Temperatura (°F)	Profundidad (pies)	Temperatura (°F)
0	86.23	0	104.3
656	91.4	656	106.2
1312	102.75	1312	117.96
1968	116.3	1968	130
2624	127.3	2624	140.5
3280	139.17	3280	151.7
3937	151.16	3937	161.3
4593	166.38	4593	169.62
5249	182.17	5249	172
5742	188.13	5742	173.67

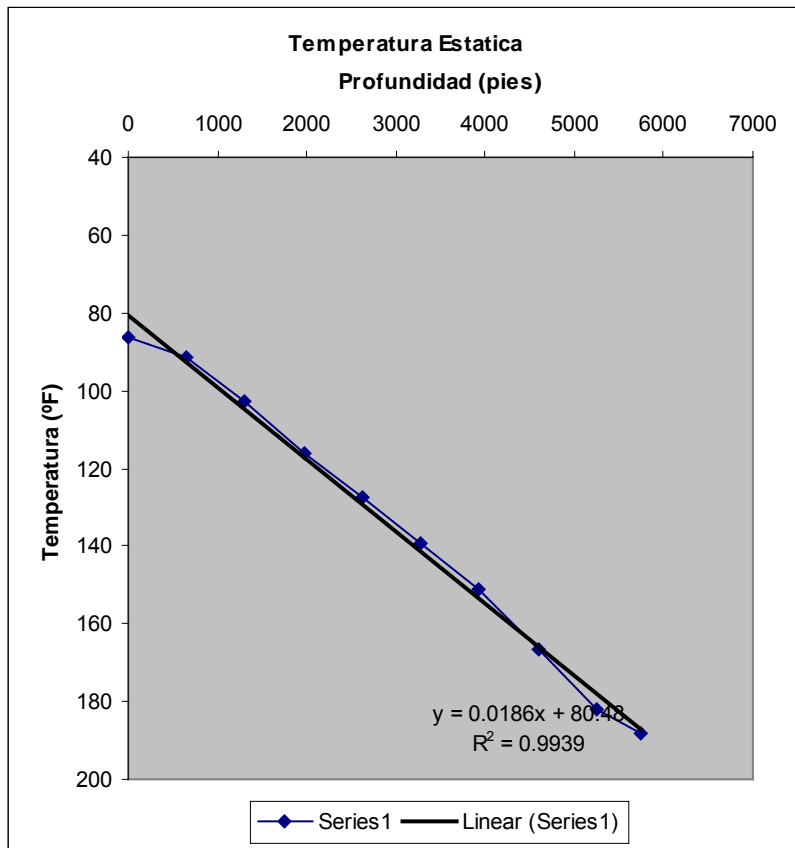
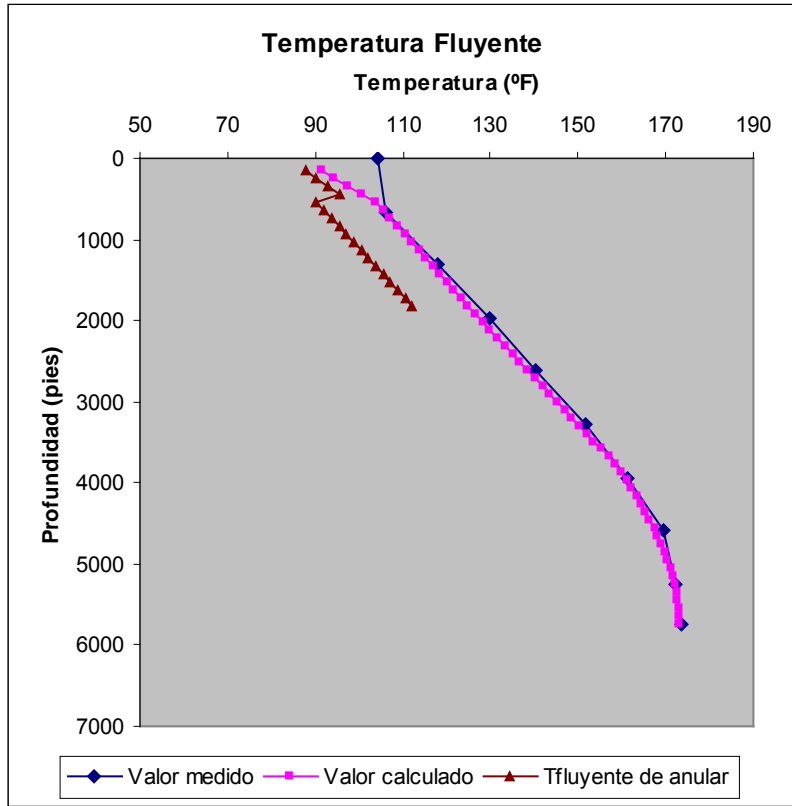
Datos del Programa			
Ke	33.6	Qg	1600000
Kan	48	Qw	168
Kcem	75	Qc	0
J	-13226	Tbh	173
Pwh	12500	PTR med	2120
delP1	175	L1	492
delP2	120	L2	1837
$\Delta P$	295	L3	3773
		L4	0
		gG	0.0186

Fluyente de Anular	
Profundidad	Temperatura
156	87.70747436
254	90.22305118
352	92.87966205
450	95.70246022
548	90.28402453
646	91.98606949
744	93.6862259
842	95.38433702
940	97.0802331
1038	98.7737303
1136	100.4646295
1234	102.1527152
1332	103.8377537
1430	105.5194922
1528	107.1976569
1626	108.871951
1724	110.5420535
1822	112.2076163

Resultados	
PTR1	1037.5
PTR2	1238.5
delT1 °F	13.02
delT2 °F	8.69
PTR calc	2276



Fluyente	
Profundidad	Temperatura
156	91.59359725
254	94.34518038
352	97.27988901
450	100.4303833
548	103.8351484
646	105.5017437
744	107.1635083
842	108.8200413
940	110.4709085
1038	112.1156396
1136	113.7537254
1234	115.3846143
1332	117.0077092
1430	118.622363
1528	120.2278753
1626	121.8234872
1724	123.4083773
1822	124.9816555
1920	126.5423582
2018	128.2549119
2214	131.676563
2312	133.3854468
2410	135.0928775
2606	138.5028364
2704	140.205062
2802	141.9052264
2998	145.2986021
3096	146.9913838
3194	148.6812423
3390	152.0510972
3488	153.7304846
3586	155.4057257
3782	158.7422203
3880	159.966674
3978	161.1567197
4174	163.4239592
4272	164.4959214
4370	165.5229889
4566	167.4298781
4664	168.3028735
4762	169.1172916
4958	170.5540057
5056	171.1673949
5154	171.7043541
5350	172.5275968
5448	172.8022591
5546	172.9771976
5742	173





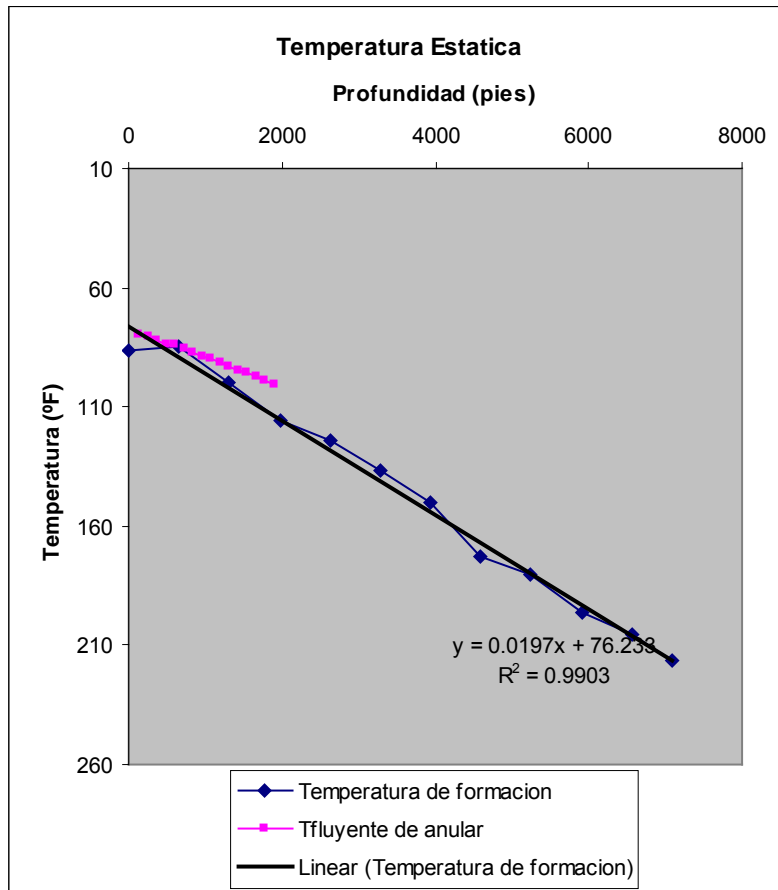
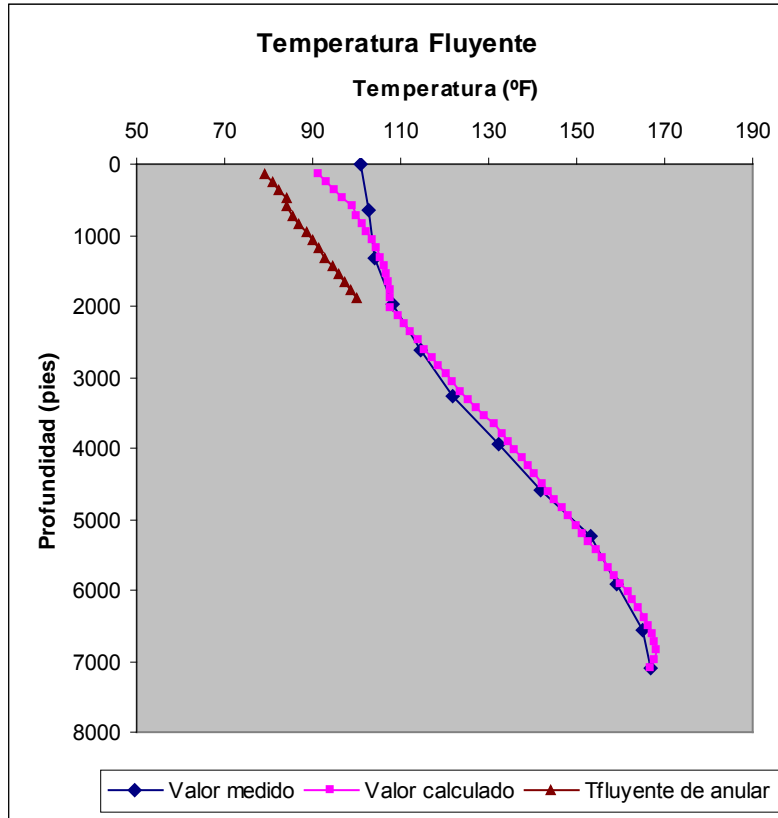
## POZO 8

<b>Estatico</b>		<b>Fluyente</b>	
<b>Profundidad (pies)</b>	<b>Temperatura (°F)</b>	<b>Profundidad (pies)</b>	<b>Temperatura (°F)</b>
0	86.23	0	100.7
656	84.38	656	102.6
1312	99.46	1312	104.3
1968	115.71	1968	108.17
2624	123.8	2624	114.36
3280	136.65	3280	121.89
3937	149.73	3937	132.47
4593	172.92	4593	142
5249	180	5249	153.3
5905	196	5905	159.15
6561	205.25	6561	164.96
7093	216	7093	166.87

<b>Datos del Programa</b>			
Ke	134.4	<b>Qg</b>	1600000
Kan	28	<b>Qw</b>	168
Kcem	283	<b>Qc</b>	0
J	-7780	<b>Tbh</b>	0
Pwh	18500	<b>PTR med</b>	2350
delP1	40	<b>L1</b>	590
delP2	30	<b>L2</b>	1978
<b>ΔP</b>	<b>70</b>	<b>L3</b>	3609
		<b>L4</b>	0
		<b>gG</b>	0.013

<b>Resultados</b>		<b>Fluyente de Anular</b>	
		<b>Profundidad</b>	<b>Temperatura</b>
<b>PTR1</b>	755.8	131	79.29694155
<b>PTR2</b>	1831.5	249	80.86984384
<b>delT1 °F</b>	2.8	367	82.45137728
<b>delT2 °F</b>	1.32	485	84.04345683
<b>PTR calc</b>	2587.3	603	83.95574108
		721	85.46655517
		839	86.97339263
		957	88.47557142
		1075	89.97229254
		1193	91.46261993
		1311	92.94545701
		1429	94.41951911
		1547	95.88330122
		1665	97.33504021
		1783	98.77267058
		1901	100.1937725

Fluyente	
Profundidad	Temperatura
131	91.57077568
249	93.31402767
367	95.10370583
485	96.95011064
603	98.86582788
721	100.1158792
839	101.3172302
957	102.4615284
1075	103.5389887
1193	104.5381475
1311	105.4455754
1547	106.9196088
1665	107.4461907
1783	107.7999898
1901	107.9513719
2137	109.4028333
2255	110.9416999
2373	112.483071
2491	114.0282356
2609	115.5791459
2727	117.1387591
2845	118.7115539
2963	120.3043143
3081	121.9273153
3199	123.5961201
3317	125.3343015
3435	127.1775636
3553	129.1799856
3671	131.4234782
3789	132.9571472
4025	136.0240672
4143	137.5572082
4261	139.0900279
4497	142.154177
4615	143.6851142
4733	145.2149054
4969	148.2691741
5087	149.7922528
5205	151.3112452
5441	154.330283
5559	155.8253403
5677	157.3058268
5913	160.1992399
6031	161.59438
6149	162.937564
6385	165.3830306
6503	166.4218908
6621	167.2754887
6857	168.1236898
6975	167.8921444
7093	167



## POZO 9

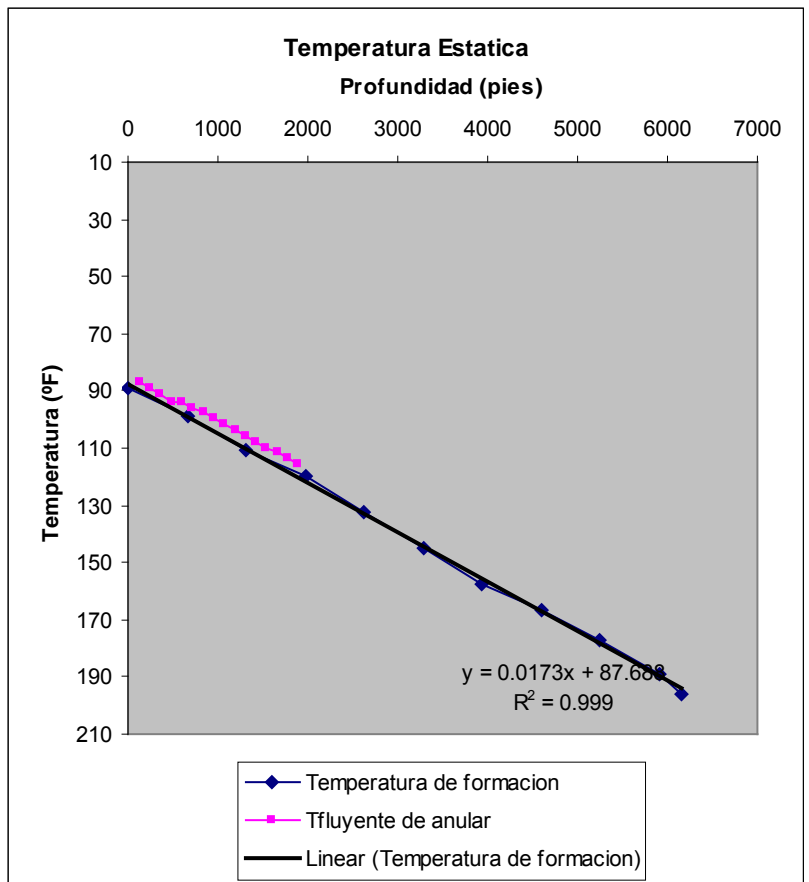
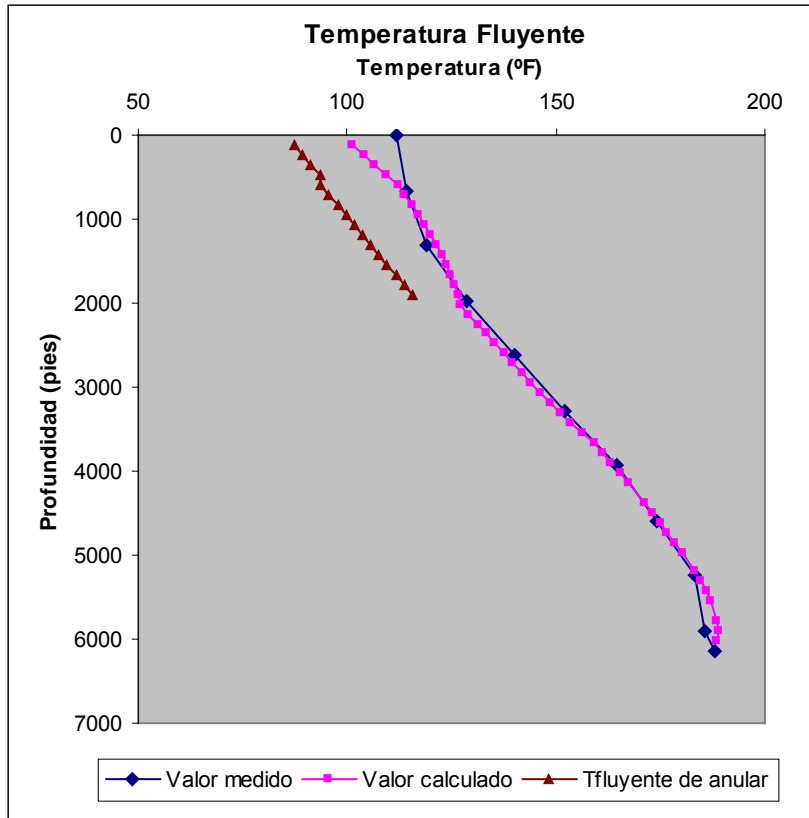
<i>Estatico</i>		<i>Fluyente</i>	
<i>Profundidad (pies)</i>	<i>Temperatura (°F)</i>	<i>Profundidad (pies)</i>	<i>Temperatura (°F)</i>
0	89	0	111.72
656	98.54	656	114.17
1312	110.64	1312	119.24
1968	120	1968	128.71
2624	132.58	2624	140
3280	145	3280	152.16
3937	157.6	3937	164.3
4593	166.6	4593	174
5249	177.33	5249	183.14
5905	189.3	5905	185.68
6145	195.74	6145	188

<i>Datos del Programa</i>			
Ke	84	<b>Qg</b>	1600000
Kan	28	<b>Qw</b>	168
Kcem	283	<b>Qc</b>	0
J	-10114	<b>Tbh</b>	0
Pwh	18500	<b>PTR med</b>	1310
delP1	46	<b>L1</b>	590
delP2	34	<b>L2</b>	1978
<b>ΔP</b>	<b>80</b>	<b>L3</b>	3609
		<b>L4</b>	0
		<b>gG</b>	0.0173

<i>Resultados</i>	
<b>PTR1</b>	519
<b>PTR2</b>	1222.45
<b>delT1 °F</b>	3.27
<b>delT2 °F</b>	1.63
<b>PTR calc</b>	1741.45

<i>Fluyente de Anular</i>	
<i>Profundidad</i>	<i>Temperatura</i>
127	87.1636419
245	89.28656634
363	91.42688787
481	93.58831899
599	93.68859704
717	95.7026471
835	97.71275206
953	99.71834287
1071	101.7187684
1189	103.7132835
1307	105.7010357
1425	107.6810495
1543	109.6522085
1661	111.6132357
1779	113.5626695
1897	115.4988376

Fluyente	
Profundidad	Temperatura
127	101.5047619
245	103.9846746
363	106.5581648
481	109.2452016
599	112.0700156
717	113.7764717
835	115.4346137
953	117.0374726
1071	118.577074
1189	120.0442934
1307	121.42869
1425	122.718317
1543	123.8995042
1661	124.9566099
1779	125.8717359
1897	126.6244021
2015	127.1911747
2133	129.2547688
2251	131.3256724
2369	133.4062929
2487	135.4998304
2605	137.610539
2723	139.7440741
2841	141.9079533
2959	144.1121703
3077	146.3700101
3195	148.699133
3313	151.1230158
3431	153.6728671
3549	156.3901737
3667	159.3300862
3785	161.3302399
3903	163.3207877
4021	165.2994924
4139	167.2635958
4375	171.133605
4493	173.0301494
4611	174.8929582
4729	176.7141745
4847	178.4841118
4965	180.1908275
5201	183.3522705
5319	184.7664644
5437	186.0345871
5555	187.1226197
5791	188.5808808
5909	188.8356478
6027	188.6743224
6145	188



## REFERENCIAS

1. Adams, A. J.: “How to Design for Annulus Fluid Heat – up”, artículo SPE 22871, presentado en la 66<sup>th</sup> Annual SPE Technical Conference and Exhibition, Dallas Octubre 12 1991, 529 – 540.
2. Halal, A.S. y Mitchell, R. F., “Casing Design for Trapped Annulus Pressure Build-up”, artículo SPEMDC 25694, presentados en el 1993 Drilling Conference, Febrero 1993,
3. Klementich, E.F., y Jellison, H.J.: “Service Life for Casing Strings”, *SPE Drilling Engineering* (Abril 1986), 141-152.
4. MaeEaehran, A. y Adams, A.J.: “Impact on Casing Design of Thermal Expansion of Fluids in Confined Annuli”, SPE/IADC 21911, Proc. 1991 Drill. Conf., Mar 1991, 131-141.
5. Mitchell, R.F. and Wedelich HI, H. F.: “Prediction of Down hole Temperatures Can Be Key to Optimal Wellbore Design”, SPE 18900, Proc. Prod. Operations Symp., Mar 1989, 647-656.
6. Oudeman P. y Bacarreza, L. J.: “Field Trial Result of Annular Pressure Behavior in HPHT well” SPE 26738 presentado en la SPE Annual Technical Conference and Exhibition en 1993, Houston, Octubre 15.
7. Rabia, H.: *Fundamentals of Casing Design*, Graham and Trotman Ltd., London (1987).
8. Rajiv S., D. R. Doty, y Schmidt Z.: “Predicting Temperature Profiles in a Flowing Well”, artículo SPE 19702, Production Engineering, Tulsa Nov. 1991.
9. Sorelle R. R., Jardiolin R. A. y Buckley P.: “Mathematical Field Model Predicts Downhole Density Changes in Static Drilling Fluids”, artículo SPE 11118, Proc. 1982 Drill, Conf., Sep 1993.
10. Bradford; D. W., Fritchie, D. G., Jr., Gibson, D. H., Gosch, S. W., Pattillo, P. D., Sharp, J. W., and Taylor, C. E., “Marlin Failure Analysis and Redesign; Part 1, Description of Failure”, SPEDC (June 2004), 104.
11. Ellis, R. C., Fritchie, D. G., Jr., Gibson, D. H., Gosch, S. W., and Patillo, P. D., “Marlin Failure Analysis and Redesign; Part 2, Redesign”, SPEDC, (June 2004), 112.

12. Gosch, S. W., Horne, D. J., Patillo, P. D. Sharp, J. W., and Shah, P. C., “Marlin Failure Analysis and Redesign; Part 3, V IT Completion With Real-Time Monitoring,” SPEDC, (June 2004), 119.
13. Patillo, P. D., Cocal, B. W. Y Morey, S. C.: “Analysis of an Annular Pressure Buildup Failure During Drill Ahead”, artículo SPE 89775 presentado en la 2004 SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Houston, TX, USA, Septiembre 26-29.
14. Payne, M. L, Patillo, P. D., Sathuvalli, U. B., Miller, R. A., y Livesay, R. B., “Advanced Topics For Critical Service Deepwater Well Desing” artículo presentado en la 2003 Deep Offshore Technology (DOT) Conference, Marseille, France, Noviembre 19-21.
15. Munro, M y Piekarski, K., “Stress Induced Radial Pressure Gradients in Liquid-Filled Multiple Concentric Cylinder, “Journal of Applied Mechanics, (Junio 1977), 218.
16. Chapman, A. J.: Heat Transfer, Cuarta Edición, Macmillan Publishing Company, New York, NY (1984), 28.
17. Azzola, J., Tselepidakis, D. P., Patillo, P. D., Richey, J. F., Tinker, S. J., Miller, R. A., y Segreto, S. J., “Application of Vacuum Insulate Tubing to Mitigate Annular Pressure Build-up”, artículo SPE 90232 presentado en la 2004 SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Houston, TX, USA, Septiembre 26-29.
18. Wooley, G. R., “Computing Downhole Temperature in Circulation, Injection and Production Wells”, Journal of Petroleum Technology, (Septiembre 1980), 1509.
19. Ramey, H. J., “Wellbore Heat Transmission,” JPT, (Abril 1962), 427.
20. “Prontuario Tubulares de Acero sin Costura”, Tubos de Acero de México, S. A. 2003

## NOMENCLATURA

$A$  = Coeficiente,  $pie^{-1}$ .

$C_{pm}$  = Calor específico de la mezcla,  $BTU / lbm^{\circ}F$ .

$C_{po}$  = Calor específico del aceite,  $BTU / lbm^{\circ}F$ .

$C_{pw}$  = Calor específico del agua,  $BTU / lbm^{\circ}F$ .

$d$  = Diferencial.

$F$  = Carga axial.

$f$  = Conducción de calor transitorio modificado en función del tiempo para tierra, *adim.*

$f(t)$  = Conducción de calor transitorio en función del tiempo para tierra, *adim.*

$F_c$  = Factor de corrección.

$g$  = Aceleración de gravedad,  $32.2 \text{ pies}/\text{seg}^2$ .

$g_c$  = Factor de conversión  $32.2 \text{ pie} - \text{lbm} / \text{seg}^2 \text{lb}_f$ .

$h$  = Entalpía específica,  $BTU / lbm$ .

$J$  = Equivalente mecánico de calor,  $778 \text{ pie} - \text{lb}_f / BTU$ .

$k$  = Conductividad térmica,  $BTU / D - \text{pies}^{\circ}F$ .

$L$  = longitud, *pies.*

$M$  = masa, *lb.*

$p$  = presión, *psi.*

$Q$  = Flujo de calor,  $BTU / lbm$ .

$r$  = radio, *pulg.*

$t$  = Tiempo, *seg.*

$T$  = Temperatura,  $^{\circ}F$ .

$T_f$  = Temperatura fluyente del fluido,  $^{\circ}F$ .

$T_h$  = Temperatura en la interfase cemento - tierra,  $^{\circ}F$ .

$U$  = Coeficiente de transferencia de calor total,  $BTU / D - \text{pies}^2^{\circ}F$ .

$V$  = Volumen anular,  $pie^3$ .

$w_t$  = Caudal de flujo másico total,  $lbm/\text{seg}$ .

$\alpha$  = Difusividad térmica de la tierra,  $0.04 \text{ pie}^2/\text{hr}$ .

$\Delta$  = Variación.

$\partial$  = Derivada parcial.

$\theta$  = Angulo de inclinación, *grados*.

$\mu$  = Coeficiente de Joule – Thomson.

$v$  = Velocidad de fluido, *pie/seg*.

$\gamma_{API}$  = Gravedad del aceite, *°API*.

## **SUBINDICES**

*an* = Anular.

*c* = Revestimiento.

*cm* = Cemento.

*con* = Conducción.

*e* = Tierra.

*f* = Fluido.

*i* = Interno.

*in* = Entrante.

*o* = Externo.

*rad* = Radiación.

*tb* = Tubing.

*wb* = Agujero.

*for* = Agujero.

## **SUPERINDICES**

\* = No limitado.