



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

**PERFORACIÓN DE POZOS DE GAS
APLICANDO TERMINACIÓN TUBINGLESS**

TESIS PROFESIONAL
QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE
INGENIERO PETROLERO
P R E S E N T A :
JUAN MATEO VELÁZQUEZ ORTEGA

DIRECTOR DE TESIS: ING. JOSÉ AGUSTÍN VELASCO ESQUIVEL.



MÉXICO, D. F., CIUDAD UNIVERSITARIA, 2010



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.

AGRADECIMIENTOS

Agradezco a Dios el haber guiado mis pasos hasta este gran momento.

A mi Alma Mater

Universidad Nacional Autónoma de México y en especial a la Facultad de Ingeniería por proporcionarme a través de sus profesores las herramientas para afrontar los retos de la vida y al mismo tiempo que me enorgullece profundamente el pertenecer a ella.

A mi Madre

Juana Ortega Ramos que ha sido mi guía y mi ejemplo a seguir, además de ser quien siempre ha estado a mi lado y me da el aliento necesario para salir adelante.

¡Lo Logramos Mamá!

A mi Padre

Mateo Velázquez López que me dio el ejemplo de luchar incansablemente hasta conseguir lo que se desea.

A mi Esposa

Marisela Gil Amayo por apoyarme cada día, por brindarme tu comprensión y cariño, pero sobre todo por ser partícipe de este nuevo ciclo que ahora comienza.

A mis Pequeños

Diana Citlalli y Juan Antonio, que son una bendición de Dios y me hacen ver la vida de una manera hermosa, motivándome siempre a conseguir el éxito.

A mis Amigos

Alberto H. Rosales R., Germán Escobedo R., Nénin Mendoza R., Carlos Valdés, Arturo Rodríguez P., Cesar Vargas D., Omar Rubio N., Carlos Cruz M., Arcadio Bahena H., Rogelio Álvarez R., Humberto Correa, Carlos Mora, Rubén Rodríguez T., Manuel Villalobos, Omar López y a todos aquellos con los que hemos compartido grandes momentos.

A mis Sinodales

Ing. José Agustín Velasco Esquivel, Ing. Manuel Villamar Viguera, Ing. Alejandro Cortés Cortés, Ing. Israel Castro Herrera, Ing. Leonardo Cruz Espinoza, por el valioso tiempo dedicado a la revisión de este trabajo.

“La mayor victoria es el vencerse así mismo”

Pedro Calderón de la Barca

PERFORACIÓN DE POZOS DE GAS APLICANDO TERMINACIÓN TUBINGLESS

CONTENIDO	PÁGINA
RESUMEN	I
LISTA DE FIGURAS	II
LISTA DE TABLAS	IV
INTRODUCCIÓN	1
CAPÍTULO I ♦ YACIMIENTOS Y POZOS DE GAS	2
1.1 Definiciones.	2
1.2 Formación del gas.	3
1.3 Propiedades y características del gas.	4
1.4 Descripción de los yacimientos de gas.	5
1.4.1 Yacimientos de gas seco.	5
1.4.2 Yacimientos de gas húmedo.	5
1.4.3 Yacimientos de gas y condensados.	5
1.5 Descripción de la Cuenca de Burgos.	8
1.6 Perforación de Pozos Esbeltos en la Cuenca de Burgos.	10
1.7 Consideraciones para la Perforación de Pozos Esbeltos.	11
1.7.1 Consideraciones Hidráulicas.	11
1.7.2 Requerimientos de Equipo.	12
1.7.3 Requerimientos para la Detección de Brotes.	12
1.7.4 Efectos con la Sarta de Perforación.	12
1.7.5 Excentricidad de la Sarta de Trabajo.	13
1.7.6 Pesca.	13

CAPÍTULO II ♦	TERMINACIÓN TUBINGLESS	14
2.1	Definición de Terminación Tubingless.	15
2.2	Antecedentes de la Terminación en Pozos de Gas.	15
2.3	Diseño de la Terminación Tubingless.	16
2.3.1	Cálculo de Geopresiones.	16
2.3.1.1	Determinar la Presión de Sobrecarga.	16
2.3.1.2	Definir el Intervalo de Lutitas Limpias.	17
2.3.1.3	Determinar la Presión de Poro.	18
2.3.1.4	Determinar la Presión de Fractura.	23
2.3.2	Calibrar las Predicciones de Presión de Poro y Presión de Fractura.	24
2.3.3	Consideraciones para el Diseño de la Tubería de Explotación (Tubingless).	26
2.3.3.1	Factores de Diseño.	27
2.3.3.2	Esfuerzos Considerados en el Diseño de la Terminación Tubingless.	27
2.3.3.2.1	Diseño por Presión Interna.	29
2.3.3.2.2	Diseño por Presión de Colapso.	32
2.3.3.2.3	Diseño por Tensión.	34
2.3.3.2.4	Modelo Biaxial.	38
2.3.3.2.5	Modelo Triaxial.	39
2.3.3.3	Consideraciones por Cambios de Longitud de la Tubería.	42
2.3.3.3.1	Efecto Pistón.	42
2.3.3.3.2	Efecto de Aglobamiento “Ballooning”.	42
2.3.3.3.3	Efecto de Pandeo “Buckling”.	43
2.3.3.3.4	Efecto de la Temperatura.	44
2.3.3.4	Otras Consideraciones.	44
2.4	Conexiones y Accesorios Utilizados en la Terminación Tubingless.	49
2.4.1	Tipos de Conexiones o Juntas.	49
2.4.1.1	Diferencias entre Roscas API y Premium.	50
2.4.1.2	8 Hilos Rosca Redonda (8HRR).	51
2.4.1.3	Rosca Tipo BUTRESS (BCN).	53
2.4.1.4	HD-533.	56
2.4.2	Equipo de Flotación.	57
2.4.3	Tapones de Desplazamiento.	58
2.4.4	Centradores.	59

CAPÍTULO III ♦	CASO PRÁCTICO: PERFORACIÓN Y TERMINACIÓN TUBINGLESS DE UN POZO VERTICAL DE GAS	60
3.1	Secuencia Operativa.	61
3.2	Gradientes de Presión.	66
3.3	Proceso de Perforación.	67
3.3.1	Perforación de la Primera Etapa.	67
3.3.1.1	Aparejo de Fondo.	67
3.3.1.2	Fluido de Perforación.	68
3.3.1.3	Sacar Barrena a Superficie.	69
3.3.1.4	Tubería de Revestimiento, 9 5/8".	69
3.3.1.5	Cementación TR 9 5/8".	70
3.3.1.5.1	Aditivos Empleados.	71
3.3.1.5.2	Secuencia Operativa.	72
3.3.1.6	Limpieza de Contrapozo.	72
3.3.1.7	Corte y Biselado de la Tubería de Revestimiento 9 5/8".	73
3.3.1.8	Conjunto Superficial de Control.	73
3.3.1.9	Instalación del Buje de Desgaste.	74
3.3.2	Perforación de la Segunda Etapa.	74
3.3.2.1	Aparejo de Fondo.	76
3.3.2.2	Fluido de Perforación.	77
3.3.2.3	Viaje Corto.	77
3.3.2.4	Sacar Barrena a Superficie.	77
3.3.2.5	Toma de Registros Geofísicos.	78
3.3.2.6	Tubería de Revestimiento 7".	78
3.3.2.7	Cementación de TR 7".	79
3.3.2.7.1	Aditivos Empleados.	80
3.3.2.7.2	Secuencia Operativa.	81
3.3.3	Perforación de la Tercera Etapa.	82
3.3.3.1	Aparejo de Fondo.	83
3.3.3.2	Fluido de Perforación.	84
3.3.3.3	Viaje Corto.	85
3.3.3.4	Sacar Barrena a Superficie.	85
3.3.3.5	Toma de Registros Geofísicos.	86
3.3.3.6	Tubería de Explotación, Tubingless 3 ½".	86
3.3.3.6.1	Preparativos para la Introducción de Tubería.	88
3.3.3.6.2	Proceso de Introducción de Tubería.	88
3.3.3.7	Consideraciones Previas a la Cementación.	89
3.3.3.8	Cementación de Tubería de Producción 3 ½".	89
3.3.3.8.1	Secuencia Operativa.	90
3.3.3.9	Instalación del Medio Árbol de Válvulas.	91

3.3 Estado Mecánico Final.		93
3.4 Ventaja Potencial el Perforar con Tubería de Producción.		94
3.4.1 Ventajas Mecánicas.		94
3.4.2 Ventajas Hidráulicas.		96
3.4.3 Ventajas Sobre el Torque y Arrastre.		99
3.4.4 Ventajas Sobre la Falla por Fatiga.		100
3.4.5 Ventajas Operativas.		100
3.4.6 Consideraciones de Costos.		101
CONCLUSIONES	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Consideraciones para Aplicar la Técnica Tubingless, Ventajas y Desventajas ➤ Ventaja del Uso de la Tubería de Producción como Sarta de Trabajo 	103
NOMENCLATURA		105
ANEXOS		
A	Cálculo de la Tensión Máxima de la Sarta.	107
B	Cálculo del Volumen de Cemento para Cada Etapa	109
C	Equipo de Perforación Utilizado	111
D	Fórmulas Prácticas de Perforación	112
BIBLIOGRAFÍA		115

RESUMEN

El paulatino aumento de la demanda a nivel mundial de los recursos energéticos, sobre todo del gas natural por su bajo impacto al medio ambiente, así como el incremento en la dificultad para explotar los yacimientos, han llevado al Ingeniero Petrolero a diseñar e implantar nuevas técnicas que ayuden a maximizar la factibilidad técnica y económica en la explotación de dichos yacimientos.

Este trabajo tiene por objeto describir la secuencia operativa de la perforación de un pozo vertical empleando la técnica de terminación denominada Tubingless (sin aparejo de producción), la cual tiene como característica principal que al terminar la última etapa del pozo se introduce y cementa la tubería de producción por donde finalmente se explota los distintos yacimientos, así como proponer el uso de la tubería de producción como sarta de trabajo para optimizar su perforación.

Para ello este trabajo se desglosa de la siguiente manera:

En el Primer Capítulo **“Yacimientos y Pozos de Gas”**, se proporciona una breve descripción de la Cuenca de Burgos, ya que es aquí donde se ha desarrollado este tipo de pozos y en donde se ha utilizado de manera exitosa tanto la técnica de Terminación Tubingless así como la Perforación con Tubería de Producción en un esfuerzo para optimizar los recursos dentro de la explotación de los yacimientos de gas, además en este mismo capítulo se establecen las consideraciones para la perforación de pozos con geometría esbelta o de diámetro reducido.

En el Segundo Capítulo **“Terminación Tubingless”** se proporciona un antecedente histórico de la terminación de pozos de gas en México y se describen las consideraciones para el diseño de este tipo de terminación, así como los accesorios utilizados en la tubería de revestimiento para las distintas etapas.

Finalmente en el Tercer Capítulo **“Caso Práctico: Perforación y Terminación Tubingless de un Pozo Vertical de Gas”** se hace una descripción detallada de la secuencia operativa y de las actividades de mayor relevancia dentro del proceso de perforación de un pozo el cual pertenece al campo Arcabuz-Culebra y posteriormente se analiza y propone el uso de la tubería de producción 3 ½”, 9.3 Lbs/ft, N-80 con conexión Premium HD-533 como sarta de trabajo para optimizar dicho proceso con base en las ventajas mecánicas, hidráulicas, de torque y aspectos operativos sobre una sarta convencional.

N°	LISTA DE FIGURAS	Página
1-1	Arreglo Molecular de los Principales Componentes del Gas.	4
1-2	Representación Comparativa Entre Gas Húmedo y Gas Seco	5
1-3	Diagrama de una Envoltura de Fases.	6
1-8	Ubicación Geográfica de la Cuenca de Burgos	8
1-9	Distribución de los Campos en la Cuenca de Burgos	8
1-10	Sección Esquemática Transversal de la Cuenca de Burgos	9
1-11	Sección Transversal Tipo de la Cuenca de Burgos	9
2-1	Esquemas de Terminación Tubingless	16
2-2	Relación de la Profundidad con la Densidad de Formación	16
2-3	Línea Base de Lutitas	17
2-4	Selección de puntos de Lutitas	18
2-5	Unión de Puntos de Lutitas	18
2-6	Tendencia Real vs Tendencia Normal	19
2-7	Correlación de H&J para Tiempo de Tránsito de Lutitas	19
2-8	Correlación de H&J para Resistividad de Lutitas	19
2-9	Tendencia Real vs Tendencia Normal	20
2-10	Gráfica de Profundidad vs Exponente dc_{mod} .	22
2-11	Calibración de la Presión de Poro	24
2-12	Prueba de Goteo (LOT)	25
2-13	Calibración de la Presión de Fractura	26
2-14	Esfuerzos que Actúan en la Tubería	28
2-15	Carga por Presión Interna Relativa a la Posición de los Fluidos	29
2-16	Línea de Carga Máxima por Presión Interna	30
2-17	Línea de Carga por Presión Interna Resultante	31
2-18	Línea de diseño por Presión Interna	31
2-19	Diseño por Presión Interna	32
2-20	Línea de Carga Máxima de Colapso	32
2-21	Línea de Carga Resultante por Colapso	33
2-22	Línea de Diseño por Presión de Colapso	33
2-23	Diseño por Presión de Colapso	34
2-24	Tensión Aplicada Sobre un Tubo	34
2-25	Diagrama de Fuerzas	35
2-26	Línea de Carga por Tensión	36
2-27	Línea de Diseño por Tensión	37
2-28	Diseño por Tensión	37
2-29	Comparación de Esfuerzos Uniaxiales y Triaxiales	42
2-30	Relación Presión vs. Concentración H ₂ S.	48
2-31	Clasificación de Acuerdo al Maquinado de los Extremos de la Tubería	50
2-32	Conexión 8HRR	51

2-33	Hilos de la Conexión 8HRR	51
2-34	Apriete de la Conexión 8HRR	52
2-35	Acoplamiento de la Conexión 8HRR	53
2-36	Acoplamiento de la Conexión BCN	53
2-37	Dimensiones de la Conexión BCN	54
2-38	Piñón Conexión BCN	54
2-39	Ubicación del Triángulo	54
2-40	Aplicación de Grasa	55
2-41	Apriete Geométrico	55
2-42	Acoplamiento de la Tubería	55
2-43	Conexión HD-533	56
2-44	Equipo de Flotación	57
2-45	Tipos de Zapatas	58
2-46	Cople Diferencial	58
2-47	Tapones de Desplazamiento	58
3-1	Gráfica de Geopresiones	66
3-2	Gráfica de Von Mises para la TR 9 5/8"	70
3-3	Sección "A" y "B" del Cabezal	73
3-4	Conjunto de Preventores	73
3-5	Gráfica de Von Mises para la TR de 7"	79
3-6	Sección del Registro Sónico	86
3-7	Gráfica de Von Mises para la TP 3 ½"	87
3-8	Válvula Tipo "H" con Pescante	91
3-9	Izquierda: Conjunto de Preventores; Derecha: Sección "B" con Anillo BX-158 y Colgador	92
3-10	Izquierda: Tensiona y Coloca Empaque Sello al Colgador; Derecha: Regresa Colgador a Nido en Cabezal	92
3-11	Cabezal Preparado para la Instalación del Medio Árbol de Válvulas	92
3-12	Instalando Medio Árbol de Válvulas	93
3-13	Estado Mecánico del Pozo	93
3-14	Terminación Convencional y Tubingless	102

N°	LISTA DE TABLAS	Página
1-1	Propiedades de los Principales Componentes del Gas	4
1-2	Principales Características de los Yacimientos	7
2-1	Factores de Diseño	27
2-2	Comportamiento de los Esfuerzos en la Tubería	38
2-3	Selección de Tubería de Acuerdo al Ambiente Corrosivo.	48
3-1	Secuencia Operativa	61
3-2	Característica de la Barrena 12 ¼"	67
3-3	Sarta de Perforación para la Primera Etapa	68
3-4	Características del Lodo Base Agua	68
3-5	Desplazamiento de la Sarta en la Primera Etapa	69
3-6	Características de la Tubería de Revestimiento 9 5/8"	69
3-7	Distribución de la TR 9 5/8"	70
3-8	Características del Bache Espaciador	70
3-9	Características del Cemento, Cédula de Bombeo y Posición Final de los Baches	71
3-10	Presiones de Prueba del C. S. C.	74
3-11	Características de la Barrena 8 ½"	75
3-12	Sarta de Perforación para la Segunda Etapa	76
3-13	Características del Lodo de Emulsión Inversa	77
3-14	Desplazamiento de la Sarta en la Segunda Etapa	78
3-15	Característica de la Tubería de Revestimiento de 7"	78
3-16	Distribución de la Tubería de Revestimiento de 7"	78
3-17	Características del Bache Espaciador y Posición Final de los Baches	79
3-18	Características del Cemento y Cédula de Bombeo	80
3-19	Características de la Barrena 6 1/8"	82
3-20	Sarta de Perforación de la Tercera Etapa	84
3-21	Características del Lodo de Emulsión Inversa en la Tercera Etapa	85
3-22	Desplazamiento de la Sarta en la Tercera Etapa	85
3-23	Características de la Tubería de Producción 3 ½"	86
3-24	Distribución de la Tubería de producción 3 ½"	87
3-25	Características del Bache Espaciador, Cemento, Cédula de Bombeo y Posición Final de Cada Bache.	90
3-26	Características de las Tuberías de Perforación	94
3-27	Comparativo de Sartas de Trabajo de la Segunda Etapa	95
3-28	Comparativo de Sartas de Trabajo de la Tercera Etapa	96
3-29	Comparativo de la Hidráulica para la Segunda Etapa	97
3-30	Comparativo de la Hidráulica para la Tercera Etapa	98
3-31	Ventajas Operativas en el Uso de la Tubería de Producción como Sarta de Trabajo	100
3-32	Cantidad de Fluido de Perforación Requerido para Cada Diseño	101
3-33	Cantidad de Cemento Requerido para Cada Diseño	102
3-34	Longitud de Tubería Requerida para Cada Etapa	102

INTRODUCCIÓN

La evolución de la tecnología ha llevado al desarrollo e implantación de nuevas técnicas en el área de perforación y terminación de pozos, reduciendo costos y maximizando utilidades, tal es el caso de la Terminación Sin Aparejo de Producción o mejor conocida como Terminación Tubingless, la cual es empleada en México para la explotación de yacimientos de gas en la Cuenca de Burgos.

Cabe hacer notar que un pozo con Terminación Tubingless puede ser utilizado como pozo de explotación, pozo observador o pozo inyector de acuerdo con las necesidades, sin embargo en este trabajo sólo se referirá su uso para la explotación de yacimientos de gas. Además en años recientes se ha desarrollado la técnica de perforación con tubería recalcada tipo tubing, mejor conocida como Drill Pipe Ligerero, eliminando con ello el uso de la tubería de perforación convencional y dando muy buenos resultados en la perforación de pozos esbeltos.

La Terminación Tubingless puede describirse a grandes rasgos de la siguiente manera: una vez perforada la última etapa se introduce y cementa la tubería de producción la cual también hace la función de tubería de revestimiento, efectuándose todas las operaciones de terminación y reparación de pozos sólo con el árbol de válvulas instalado, además como el diámetro interior de la tubería es menor que el diámetro del árbol de válvulas permite que todas las herramientas que bajan al pozo sean realizadas con equipos móviles, conocido también como intervenciones a pozo sin equipo, de tal manera que de un árbol de válvulas convencional de 13 3/8" x 9 5/8" x 7" x 2 7/8", en un pozo de gas con terminación tubingless se simplifican las conexiones utilizando un árbol de válvulas 9 5/8" x 7" x 3 1/2".

Este trabajo tiene dos objetivos primordiales, por un lado describir la secuencia operativa para la perforación de un pozo vertical productor de gas aplicando la Terminación Tubingless, estableciendo tanto las ventajas como las desventajas de este tipo de pozos.

Por otro lado para el caso práctico del capítulo tres se propone el uso de la Tubería de Producción 3 1/2", 9.3 Lbs/ft como sarta de trabajo para la perforación del pozo, con base en las ventajas mecánicas, hidráulicas, torque, arrastre y operativos sobre la sarta convencional 4 1/2" y 3 1/2", siendo estos finalmente los puntos de mejora en la perforación de este pozo y con ello maximizar la rentabilidad del proyecto.

CAPÍTULO I

YACIMIENTOS Y POZOS DE GAS

CAPÍTULO I

YACIMIENTOS Y POZOS DE GAS

1.1 DEFINICIONES

Un **yacimiento** lo podemos definir como una trampa geológica que contiene hidrocarburos y se comporta como un sistema intercomunicado hidráulicamente. Los hidrocarburos ocupan los poros o huecos de la roca y están a alta presión y temperatura debido a la profundidad a la que se encuentran, además la permeabilidad es suficiente para permitir el libre flujo de los fluidos a través del medio poroso¹.

Los **hidrocarburos** están compuestos de una compleja combinación de átomos de carbono e hidrógeno, cuya propiedad depende del número y de la posición de los átomos de carbono e hidrógeno en las moléculas. Los hidrocarburos que tienen 4 átomos de carbono suelen ser gases; si comprenden más de 5 son generalmente líquidos. Además de lo anterior contienen compuestos de azufre, nitrógeno y oxígeno, junto con trazas de metales como el níquel y el vanadio.

En lo que a **gas** se refiere, es un compuesto no tóxico, incoloro e inodoro, constituido principalmente por metano y en proporciones menores etano, propano, butano y pentano. Su composición química, no obstante, varía sensiblemente según su procedencia, ya que acostumbra ir acompañado de otras moléculas o elementos como el ácido sulfhídrico (H_2S), el dióxido de carbono (CO_2), el nitrógeno (N_2), estos últimos considerados como impurezas.

El **gas natural** se considera como uno de los combustibles fósiles más limpios y respetuosos con el medio ambiente. Su ventaja comparativa en materia ambiental, reside en el hecho de que las emisiones de dióxido de azufre son ínfimas y que los niveles de óxido nitroso y de dióxido de carbono son menores. Una mayor utilización de esta fuente de energía permitiría particularmente limitar los impactos negativos sobre el medio ambiente tales como: la lluvia ácida, el deterioro de la capa de ozono o los gases con efecto invernadero.

1.2 FORMACIÓN DE GAS

La teoría más ampliamente aceptada sobre la formación del gas es que se genera cuando la materia orgánica se comprime bajo la tierra a alta presión y durante un periodo muy largo, cuanto mayor sea la profundidad bajo la corteza terrestre, más alta será la temperatura. A temperaturas bajas, se produce más líquido con relación al gas. Sin embargo, con temperaturas más altas se crea más gas con respecto al líquido.

¹ Rodríguez Nieto, Rafael.; "Notas de Ingeniería de Yacimientos", UNAM, 2005.

1.3 PROPIEDADES Y CARACTERÍSTICAS DEL GAS

El gas natural es una mezcla de hidrocarburos ligeros compuesto principalmente de metano, etano, propano, butano y pentano. Otros componentes tales como el CO₂, el helio, el sulfuro de hidrógeno y el nitrógeno se encuentran como impurezas en el gas natural. La composición del gas nunca es constante, sin embargo, se puede decir que su componente principal es el metano (90%). Posee una estructura de hidrocarburo simple, compuesto por un átomo de carbono y cuatro átomos de hidrógeno (CH₄). El metano es altamente flamable, se quema de forma fácil, casi totalmente y emitiendo muy poca contaminación. El gas natural no es corrosivo ni tóxico, su temperatura de combustión es elevada y posee un estrecho intervalo de flamabilidad, lo que hace que sea un combustible fósil seguro en comparación con otras fuentes de energía. Además, por su densidad relativa aproximada a 0.60 gr/cc, inferior a la del aire (1,00 gr/cc), tiene la tendencia a elevarse y puede migrar fácilmente del sitio por cualquier grieta a las partes más altas. En la figura 1-1 se muestra el arreglo molecular de los principales componentes del gas natural, así como en la Tabla 1-1 se proporciona las propiedades de éstos y de los componentes considerados como impurezas.

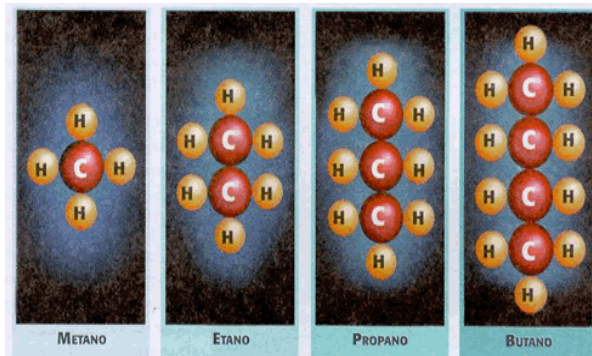


FIGURA 1-1. Arreglo Molecular de los Principales Componentes del Gas.

Pesos Moleculares y Propiedades Críticas de los Componentes Puros del Gas Natural					
Componente	Composición Química	Símbolo	Peso Molecular, Lbs-mol	Presión Crítica, psi	Temperatura Crítica, °F
Metano	CH ₄	C ₁	16.04	673	344
Etano	C ₂ H ₆	C ₂	30.07	709	550
Propano	C ₃ H ₈	C ₃	44.09	618	666
Iso-Butano	C ₄ H ₁₀	i-C ₄	58.12	530	733
n-Butano	C ₄ H ₁₀	n-C ₄	58.12	551	766
Iso-Pentano	C ₅ H ₁₂	i-C ₅	72.15	482	830
n-Pentano	C ₅ H ₁₂	n-C ₅	72.15	485	847
n-Hexano	C ₆ H ₁₄	n-C ₆	86.17	434	915
n-Heptano	C ₇ H ₁₆	n-C ₇	100.2	397	973
n-Octano	C ₈ H ₁₈	n-C ₈	114.2	361	1024
Nitrógeno	N ₂	N ₂	28.02	492	227
Bióxido de Carbono	CO ₂	CO ₂	44.01	1072	548
Ácido Sulfhídrico	H ₂ S	H ₂ S	34.08	1306	673

TABLA 1-1. Propiedades de los Principales Componentes del Gas.

La densidad relativa del gas es la relación del peso molecular del gas comparada con la del aire. El peso molecular del aire es 28.97 (79% nitrógeno y 21% oxígeno), entonces:

$$\gamma_g = \frac{PM}{28.97} = \frac{\sum_{i=1}^n y_i PM_i}{28.97} \quad (1.1)$$

Donde **PM_i**, es el peso molecular de cada uno de los componentes de la mezcla, **y_i** es la fracción del componente dentro de la mezcla, además la densidad relativa es adimensional. La densidad está definida como la masa de un objeto relacionada al volumen que ocupa:

$$\rho = \frac{m}{V} = \frac{kg}{m^3} \quad (1.2)$$

1.4 DESCRIPCIÓN DE LOS YACIMIENTOS DE GAS

1.4.1 YACIMIENTO DE GAS SECO

Estos yacimientos contienen principalmente metano, con muy pequeñas cantidades de etano, propano y más pesados. Durante la explotación del yacimiento no se entra a la región de dos fases por lo que siempre se encuentra en estado gaseoso, tanto a condiciones de yacimiento como a las de superficie. Teóricamente, los yacimientos de gas seco no producen líquido en la superficie, sin embargo, la diferencia de un gas seco a un gas húmedo es arbitraria, como se observa en la figura 1-2 y generalmente un sistema de hidrocarburos que se produzca con relación gas-aceite mayor a $20,000 \text{ m}^3/\text{m}^3$ se considera gas seco. Por otra parte en un diagrama de fase, el punto crítico se encuentra a la izquierda de la Cricondenbara y la temperatura del yacimiento es mayor a la Cricondenterma.

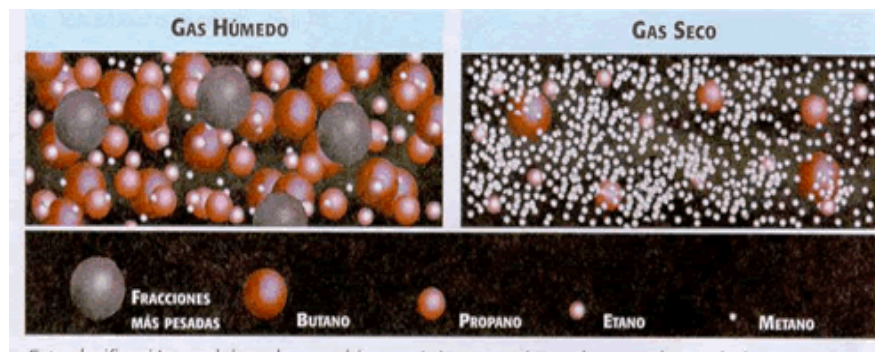


FIGURA 1-2. Representación Comparativa Entre Gas Húmedo y Gas Seco.

1.4.2 YACIMIENTO DE GAS HÚMEDO

En un diagrama de fase correspondiente a un yacimiento de gas húmedo puede observarse que la temperatura del yacimiento es mayor que la Cricondenterma de la mezcla, por tal razón nunca se tendrá dos fases en el yacimiento, sino únicamente fase gaseosa. Cuando estos fluidos son llevados a la superficie entran a la región de dos fases, generando relaciones gas-aceite que varían entre $10,000$ a $20,000 \text{ m}^3/\text{m}^3$ (56.1 a 112.2 MPC/BL), el líquido recuperado tiende a ser transparente con densidad menor a $0.75 \text{ gr}/\text{cm}^3$. En el diagrama de fase el punto crítico se encuentra a la izquierda de la Cricondenbara y la temperatura del yacimiento es mayor a la Cricondenterma².

1.4.3 YACIMIENTO DE GAS Y CONDENSADO

Este tipo de yacimiento se presenta cuando la temperatura de éste cae entre la temperatura crítica y la Cricondenterma de la mezcla de hidrocarburos. El punto crítico

² Mendez, L., T. y Teyssier, S. J.; "Caracterización de Fluidos de Yacimientos Petroleros", IMP, Vol. XI, N° 4, Octubre 1979

generalmente cae a la izquierda de la Cricondenbara y las líneas de calidad se cargan predominantemente hacia la línea de puntos de burbuja. Si la presión del yacimiento es superior a la presión de rocío de la mezcla, los fluidos se encuentran inicialmente en estado gaseoso. Los fluidos que entran al pozo, en su camino hasta el tanque de almacenamiento, sufren una fuerte reducción tanto en temperatura como en presión, penetran rápidamente en la región de dos fases para llegar a la superficie con relaciones gas-aceite que varían entre los 1,000 y 10,000 m³/m³, variando el contenido de licuables en el gas según las condiciones y el número de etapas de separación. El líquido recuperado tiene densidades que van desde 0.75 y 0.8 gr/cm³.

Cuando en el yacimiento se produce una reducción isotérmica de la presión y se cruza la presión de rocío, se entra a la región de dos fases, ocurriendo la llamada **condensación retrógrada** de las fracciones pesadas e intermedias, que se depositan como líquido en los poros de la roca; los hidrocarburos así depositados no logran fluir hacia los pozos ya que raramente se alcanza la saturación crítica de líquido. El efecto dañino de permitir la condensación retrógrada es el depósito de las fracciones intermedias y más pesadas de la mezcla reduciendo la permeabilidad del medio.

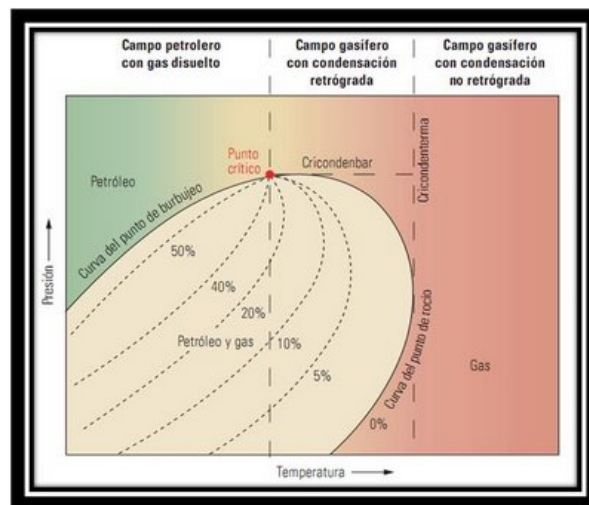


FIGURA 1-3. *Diagrama de una Envoltente de Fases.*

El término condensación retrógrada es usado cuando durante una reducción isotérmica de la presión ocurre una condensación y no la vaporización que comúnmente existe bajo este efecto, la diferencia más notable entre un líquido y un gas es la densidad, la cual a su vez está ligada a la distancia que separa las moléculas. Si las moléculas están muy distanciadas, como suele ocurrir en el estado gaseoso, la densidad es baja, las moléculas se acercan entre sí por dos razones:

- A baja temperatura la agitación térmica no logra contrarrestar las fuerzas de atracción entre moléculas (Fuerzas de Van der Waals) y se produce la condensación normal, que es la formación de líquidos por enfriamiento.
- A altas presiones entregando alta energía al sistema para obligar a las moléculas a permanecer en contacto pese a la agitación térmica.

De este modo tanto en los líquidos como en los gases a alta presión, las densidades son altas. Por lo tanto, el fenómeno de condensación retrógrada se manifiesta en:

- La condensación de líquido durante la expansión a temperatura constante de un gas (donde el fenómeno normal es la condensación durante la compresión del gas).
- La condensación de líquido durante el calentamiento a presión constante de un gas (donde el fenómeno normal es la condensación durante el enfriamiento del gas)

Cabe señalar que cuando se presenta este fenómeno dentro del yacimiento, los condensados quedan retenidos en el medio poroso en tanto no alcance su saturación crítica y por lo tanto el gas producido se empobrece en cuanto a componentes intermedios y pesados. En general el fenómeno de condensación retrógrada será más evidente en:

- Yacimientos con baja temperatura.
- Yacimientos con presiones de abandono altas.
- Yacimientos en los que su composición cambie fuertemente.

A continuación se resumen las características de los distintos yacimientos:

TIPO	YACIMIENTOS DE ACEITE Y GAS DISUELTO		YACIMIENTOS DE GAS		
	BAJO ENCOGIMIENTO (ACEITE NEGRO)	ALTO ENCOGIMIENTO (ACEITE VOLÁTIL)	GAS Y CONDENSADO	GAS HÚMEDO	GAS SECO
DIAGRAMA DE FASES					
TEMPERATURA	$T_y < T_c$	$T_y < T_c$	$T_c < T_y < \text{CRICONDENTERMA}$	$T_y > \text{CRICONDENTERMA}$	$T_y > \text{CRICONDENTERMA}$
PUNTO CRÍTICO	P.C. A LA DERECHA DE LA CRICONDENBARA	P.C. CERCANO A LA CRICONDENBARA	P.C. VALOR INF. Y A LA IZQ. DE LA CRICONDENBARA	P.C. VALOR INF. Y A LA IZQ. DE LA CRICONDENBARA	P.C. VALOR INF. Y A LA IZQ. DE LA CRICONDENBARA
ESTADO EN EL YACIMIENTO	SI $P > P_b @ T_y$ YAC. BAJOSATURADO (1 FASE) SI $P < P_b @ T_y$ YAC. SATURADO (2 FASES)	SI $P > P_b @ T_y$ YAC. BAJOSATURADO (1 FASE) SI $P < P_b @ T_y$ YAC. SATURADO (2 FASES)	SI $P > P_r @ T_y$ YAC. BAJOSATURADO (1 FASE) SI $P < P_r @ T_y$ YAC. SATURADO (2 FASES)	Py NUNCA ENTRA A LA REGIÓN DE 2 FASES, EN EL YAC. SIEMPRE ESTÁ EN EDO. GASEOSO	Py NUNCA ENTRA A LA REGIÓN DE 2 FASES, EN EL YAC. SIEMPRE ESTÁ EN EDO. GASEOSO
CURVAS DE CALIDAD	MUY PEGADA A LINEA DE PUNTOS DE ROCIO	MAS SEPARADAS DE LA LINEA DE PUNTOS DE ROCIO	TIENDEN A PEGARSE A LA LINEA DE PUNTOS DE BURBUJA.	MAS PEGADAS A LINEA DE PUNTOS DE BURBUJA	CASI PEGADAS A LINEA DE PUNTOS DE BURBUJA
SINGULARIDADES			FENOMENOS RETROGRADOS		
PRODUCCIÓN EN SUPERFICIE	DENTRO REGIÓN 2 FASES	DENTRO REGIÓN 2 FASES	DENTRO REGIÓN 2 FASES	DENTRO REGIÓN 2 FASES	FUERA REGIÓN 2 FASES
COMPOSICIÓN MEZCLA ORIGINAL	$(C_7+) > 30.5 \%$	$(C_7+) \text{ DE } 11.0 \text{ A } 30.5 \%$	$(C_7+) < 11.0 \%$	PEQUEÑAS CANTIDADES DE INTERMEDIOS	CASI PUROS COMPONENTES LIGEROS
RGa (m^3/m^3)	< 200	200 - 1000	500 - 15000	10000 - 20000	> 20000
DENSIDAD LIQ. °API	< 35	35 - 45	41 - 57	45 - 57	> 57
COLOR LÍQUIDO	OBSCURO	LIGERAMENTE OBSCURO	LIGERAMENTE COLOREADO	CASI TRANSPARENTE	TRANSPARENTE

TABLA 1-2. Principales Características de los Yacimientos.

1.7 DESCRIPCIÓN DE LA CUENCA DE BURGOS

La exploración en la Cuenca de Burgos data de 1942, dando inicio a la producción en 1945 con el descubrimiento y desarrollo del campo Misión, desde entonces se han descubierto 227 campos de los cuales 194 están activos actualmente. Cubre una superficie de 50 mil kilómetros cuadrados, El área cuenta con posibilidades de mayor extensión, lo que permitiría alcanzar los 110 mil kilómetros cuadrados, si se consideran además de Burgos las cuencas geológicas de Sabinas y Piedras Negras.

Estudios geológicos realizados por Petróleos Mexicanos indican que los campos de la Cuenca de Burgos podrían contener hasta 515,000 millones de m^3 , actualmente la cuenca produce aproximadamente 29 millones de m^3/d (1000 MMpcd).³

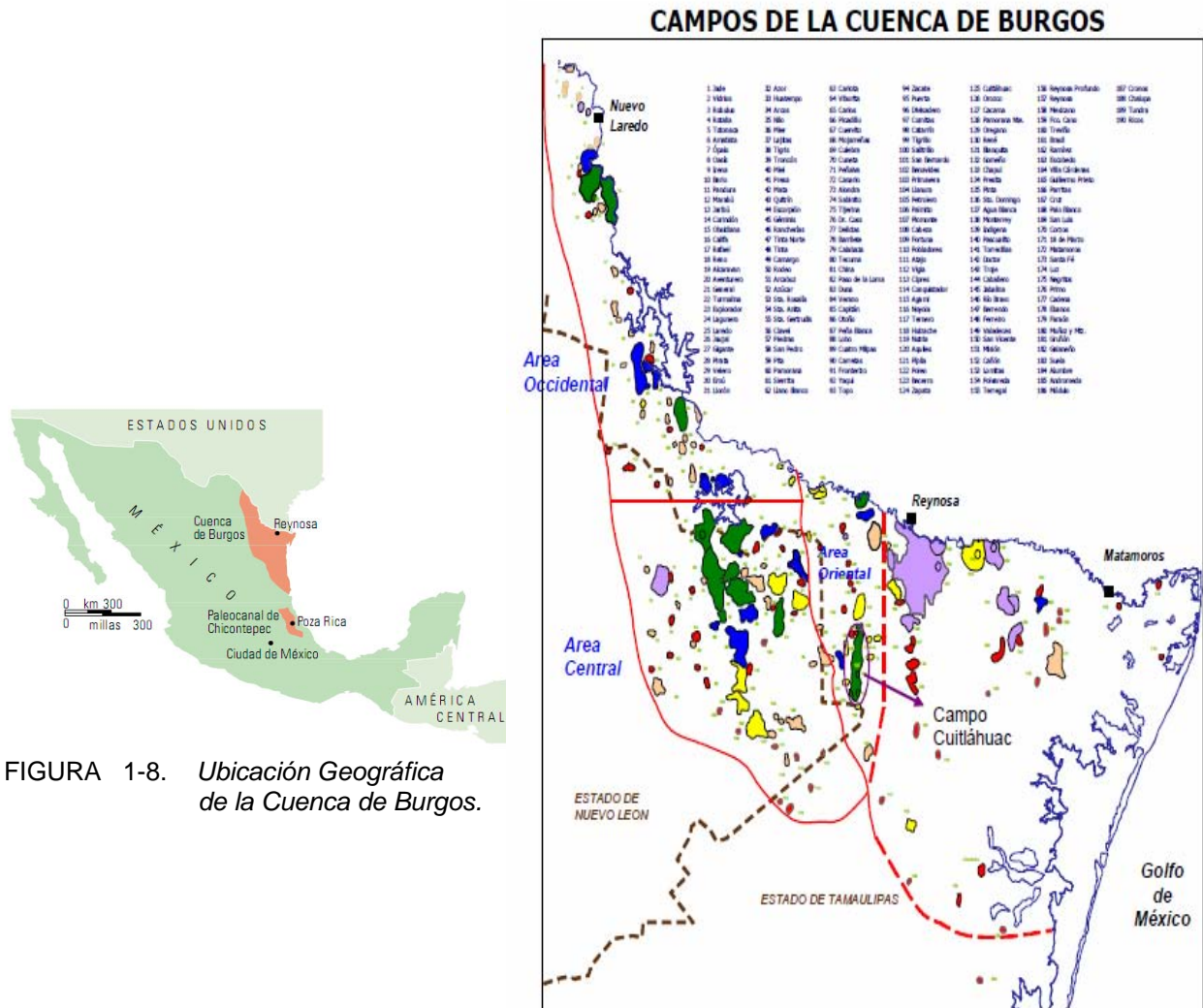


FIGURA 1-8. *Ubicación Geográfica de la Cuenca de Burgos.*

FIGURA 1-9. *Distribución de Campos en la Cuenca de Burgos.*

³ Sosa Cerón, Andrés,; "Construcción de Pozos y Desarrollo de Campos Petroleros en México", Oilfield Review, 2004

En la Cuenca de Burgos se encuentran estratos correspondientes al Mesozoico Superior y del Terciario, geológicamente las formaciones de areniscas Cook Mountain, Queen City, Vicksburg, Wilcox, Midway y Lobo resultan productivos.

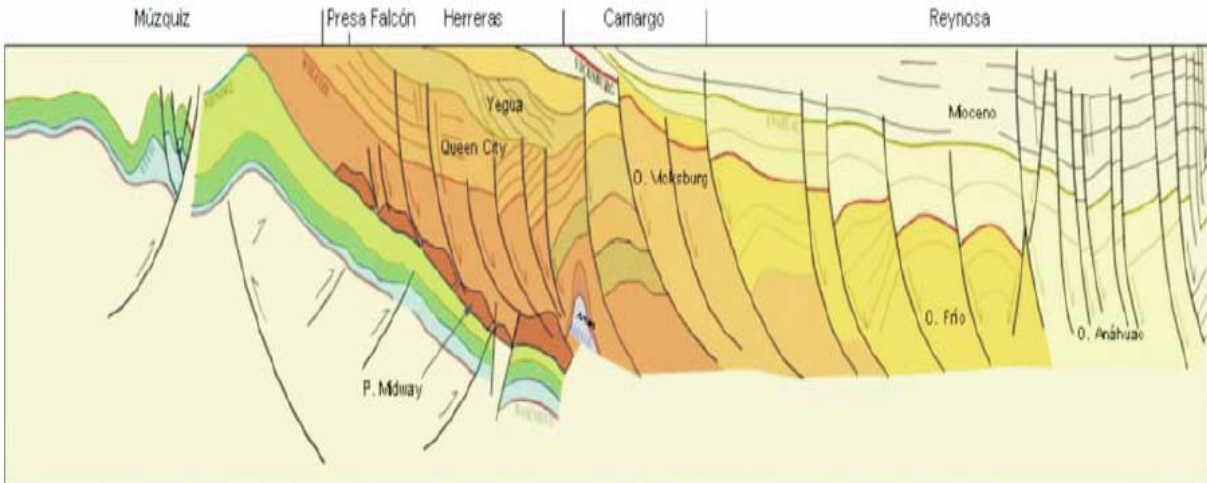


FIGURA 1-10. Sección Esquemática Transversal de la Cuenca de Burgos.

Los yacimientos en estos sedimentos siliclásticos de baja permeabilidad son pequeños y se encuentran organizados en pequeños compartimientos a causa de la presencia de fallas normales (Figura 1-11). Cada compartimiento debe ser considerado por separado con diferentes propiedades petrofísicas además de las propiedades que varían con respecto a la profundidad. En esta compleja geología, las formaciones con problemas de pérdida de circulación y alta presión plantean serios desafíos a los perforadores. La mayor parte de los pozos son perforados hasta alcanzar profundidades de 2000 a 3000 m, y posteriormente son fracturados hidráulicamente, su índice de productividad inicial es alta sin embargo declinan rápidamente.

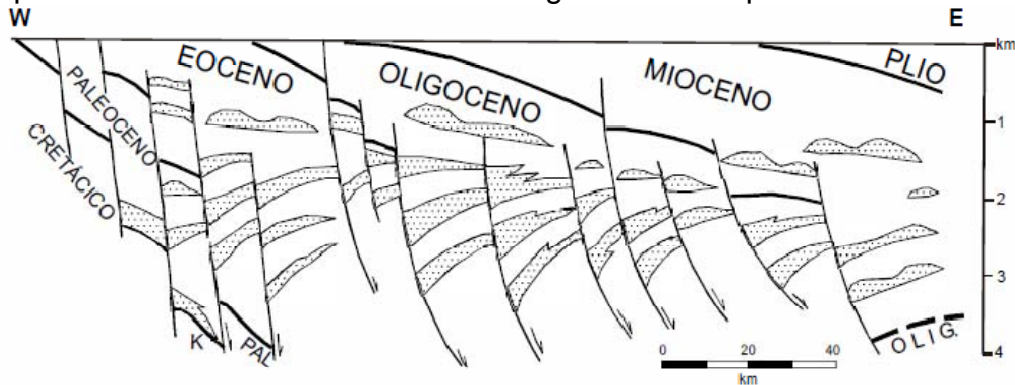


FIGURA 1-11. Sección Transversal Tipo de la Cuenca de Burgos.

La región se ha individualizado de las áreas circundantes por su distinta evolución, caracterizada por dos sucesos mayores: una es la acumulación de una potente secuencia sedimentaria, relacionada con el desarrollo de sistemas deltaicos y turbidíticos; el otro es una manifestación de una deformación extensiva definida primordialmente por numerosas fallas normales.

1.6 PERFORACIÓN DE POZOS ESBELTOS EN LA CUENCA DE BURGOS

Esta técnica se ha aplicado en la parte central y occidental de la Cuenca de Burgos en pozos someros de gas con profundidades totales menores a los 2500 m y en campos de desarrollo, atravesando principalmente las formaciones Jackson, Yegua, Weches, Queen City, Recklaw y Wilcox del Eoceno, pertenecientes al Terciario y constituidas por secuencias alternadas de lutitas y areniscas.

PRIMERA ETAPA: es perforada con barrena tricónica o PDC de 12 ¼”, fluido de perforación base agua de 1.10 gr/cc hasta una profundidad de 150 ó 300 m, donde se introduce una tubería de revestimiento de 9 5/8”; en esta etapa se utiliza un aparejo de fondo tipo péndulo estabilizado y tubería pesada (H.W.).

ETAPA INTERMEDIA: se perfora con barrena PDC de 8 1/2”, 5 aletas con cortadores de 19 mm, y se utiliza un fluido de perforación base aceite con un rango de densidades de 1.15 a 1.35 gr/cc, variando su profundidad en un rango de 600 a 1300 m, dependiendo de las geopresiones del campo que se perfora, donde se introduce una tubería de revestimiento de 7”. En esta etapa el 20% de los pozos han sido perforados direccionalmente con trayectoria tipo “S”, con punto de inicio de desviación (KOP) a 180 m. y severidades de hasta 3°/30 m., alcanzando ángulos de hasta 30° y desplazamientos alrededor de 400 m, utilizando sarta navegable con camisa estabilizada y un estabilizador sobre el MWD, el resto de los pozos perforados han sido verticales en esta etapa y se ha utilizado un aparejo de fondo empacado (doble caja estabilizada, y 3 estabilizadores colocados sobre el lastrabarrena corto y sobre el primero y el tercero normales). Las condiciones de operación con que se ha trabajado son las siguientes:

- Gasto de 380 a 420 gpm.
- Presión de bomba de 2200 a 2500 psi.
- Peso sobre barrena de 3 a 4 tons.
- Velocidad de rotación de 100 a 140 rpm.
- Ritmo de penetración de 20 – 50 m/hr.
- Tiempo de rotación de 20 a 50 hrs.

ULTIMA ETAPA (PRODUCCIÓN): es perforada con barrena PDC de 6 1/8”, con 4 aletas y cortadores de 19 mm, se utiliza un fluido de perforación base aceite con un rango de densidades de 1.35 a 1.70 gr/cc, alcanzando profundidades totales de 1500 a 2500 m, dependiendo de las arenas objetivo del campo que se perfora, donde se introduce una tubería de producción de 3 ½” como Tubingless, la cual se cementa y toma las funciones de tubería de revestimiento de explotación. En esta etapa el 10% de los pozos han sido perforados direccionalmente con trayectoria tipo “J”, con punto de inicio de desviación (KOP) de 1000 a 1200 m y severidades de hasta 3°/30 m., alcanzando ángulos de hasta 30° y desplazamientos alrededor de 400 m, utilizando sarta navegable con camisa estabilizada y un estabilizador sobre el MWD, el resto de los pozos perforados han sido verticales en esta etapa y se ha utilizado un aparejo de

fondo empacado (doble caja estabilizada, y 3 estabilizadores colocados sobre el lastrarbarrena corto y sobre el primero y el tercero normales).⁴ Las condiciones de operación con que se han trabajado son las siguientes:

- Gasto de 180 a 220 gpm.
- Presión de bomba de 2000 a 2700 psi.
- Peso sobre barrena de 2 a 4 tons.
- Velocidad de rotación de 80 a 140 rpm.
- Ritmo de penetración de 20 a 50 m/hr.
- Tiempo de rotación de 20 a 70 hrs.

1.7 CONSIDERACIONES PARA LA PERFORACIÓN DE POZOS ESBELTOS

1.7.1 CONSIDERACIONES HIDRÁULICAS

Los requerimientos para la perforación de pozos con diámetro reducido o esbeltos difieren de los empleados en la perforación convencional, debido a que la sarta de perforación es rotada a velocidades más altas y el área de flujo entre la sarta y la pared del pozo es mucho menor, por consiguiente el primer efecto observado es que la pérdida de presión por circulación en el sistema son mucho mayores, mientras que en la perforación convencional se manifiesta significativamente en el interior de la sarta.

Las diferencias hidráulicas que existen entre la perforación de un pozo de diámetro reducido (esbelto) a uno convencional son las siguientes:

- a) Grandes caídas de presión se presentan dentro de la tubería de perforación debido al pequeño diámetro interior.
- b) Las caídas de presión registradas en el espacio anular son considerables, debido a que el área de flujo en dicho espacio es pequeño comparado al convencional.
- c) Pequeños cambios en el gasto pueden causar un cambio grande en la caída de presión anular, así como en la Densidad Equivalente de Circulación (DEC).
- d) Variaciones en la DEC pueden causar problemas tales como: manifestaciones, colapso del pozo, pérdidas de circulación y daño excesivo a la formación.
- e) Altas velocidades de rotación de la sarta pueden causar que los recortes se acumulen en forma de placas (esto se debe a las altas fuerzas centrífugas), incrementando las caídas de presión.
- f) La excentricidad de la sarta de perforación causa hasta un 60% de abatimiento de la presión en el espacio anular, debido a la trayectoria helicoidal del lodo y los recortes.

⁴ Tirado Vargas, Guillermo R. y Díaz Ramos, Eduardo: "Perforación de Dos Pozos de Gas Tubingless con una Misma Sarta de Tubería de Producción", CIMP, 2003.

- g) Altas velocidades en el espacio anular mejoran la remoción de los recortes.
- h) La reducción del espacio anular alrededor de las conexiones de la tubería incrementan las caídas de presión y pueden causar erosión en el agujero.

1.7.2 REQUERIMIENTOS DE EQUIPO

Los equipos de perforación empleados son más pequeños y de fácil transportación que los usados para pozos convencionales, estableciendo de manera implícita que el área de las localizaciones pueden ser más reducidas. Por otra parte se recomienda utilizar “Top drive” por sus beneficios al repasar el agujero.

1.7.3 REQUERIMIENTOS PARA LA DETECCIÓN DE BROTES

Para la detección de brotes es importante considerar que los pozos de diámetro reducido utilizan menores volúmenes de fluido de control, por lo que requieren de sistemas de medición más precisos y con graduación más pequeña incluso que detecten volúmenes menores a un barril. En cuanto a los procedimientos de detección y control de brote son los mismos que son aplicados en la perforación de pozos convencionales.

1.7.4 EFECTOS CON LA SARTA DE PERFORACIÓN

Durante la perforación de agujeros con diámetro reducido, los esfuerzos de tensión y torsión a los cuales se somete la sarta son más críticos comparados a los registrados durante la perforación convencional. En cuanto a los motores de fondo se usan con los mismos principios de operación que los utilizados en la perforación convencional y cuya característica son los diámetros pequeños.

En espacios anulares reducidos la rotación de la sarta afecta la trayectoria del lodo y los recortes, esto es denominado efecto de “Couette” la cual establece que la rotación de la sarta obliga al lodo y los recortes a seguir una trayectoria helicoidal, causando un incremento en la longitud efectiva de la trayectoria de lodo y por ende un incremento de la presión anular.

El desarrollo del efecto de “Couette” depende de las propiedades reológicas del lodo, régimen de flujo, gasto, velocidad de rotación de la sarta, diámetro de la sarta y espacio anular. Si el régimen de flujo anular es turbulento, la rotación de la sarta no afecta al área total anular y el efecto de “Couette” en mínimo, si embargo en lodos viscosos es más probable que se presente flujo laminar y es más importante el efecto de “Couette”⁵.

⁵ Gutiérrez Escobedo, Gustavo,: “Tecnología de la Perforación y Terminación de pozos de Diámetro Reducido”, Tesis Licenciatura UNAM, 1998. Pag. 77.

1.7.5 EXCENTRICIDAD DE LA SARTA DE TRABAJO

Durante las operaciones de perforación la sarta no permanece centrada en el pozo. En la perforación convencional la relación del área transversal de la sarta al área transversal anular es menor a 0.75 mientras que en un pozo de diámetro reducido ésta relación es mayor a 0.75. La excentricidad de la sarta distorsiona el perfil de velocidad, afecta significativamente las pérdidas de presión anular, así como la limpieza del agujero.

Por otra parte, al tener un diámetro de agujero angosto existe un mayor contacto de la tubería con la pared del agujero provocando un mayor arrastre de la tubería y sobre todo en las conexiones donde existe la mayor reducción del espacio anular.⁶

1.7.6 PESCA

Los factores que tienden a incrementar los problemas en pozos de diámetro reducido son: tubería de menor resistencia, pegadura por presión diferencial, pérdidas de circulación, problemas de desviación generadas por “patas de perro”, Si bien es cierto que se cuenta con una variedad de herramientas para realizar una pesca, no exenta la dificultad para realizarlo, ya que al tener un espacio anular angosto es más difícil por tener poco espacio de agarre o de maniobra.

⁶ Ibidem, Pag. 74.

CAPÍTULO II

TERMINACIÓN TUBINGLESS

CAPÍTULO II

TERMINACIÓN TUBINGLESS

2.1 DEFINICIÓN DE TERMINACIÓN TUBINGLESS

Básicamente una terminación consiste en establecer en forma controlada y segura la comunicación entre el yacimiento y la superficie, cuidando de proteger las tuberías de revestimiento que representan la vida del pozo, aprovechando así óptimamente la energía del yacimiento.

La Terminación Tubingless consiste en, una vez perforada la última etapa del pozo, introducir tubería de producción la cual se cementa como tubería de revestimiento de explotación y que finalmente opera como aparejo de producción, es decir que es la tubería por el cual son explotados los distintos yacimientos de manera simultánea.

Es aplicable en campos de bajo riesgo donde hay suficiente conocimiento del área, aunque algunas veces se ha utilizado este tipo de terminación en pozos exploratorios o delimitadores; cuando los problemas de corrosión no son críticos y cuando se tiene un alto índice de éxito en las cementaciones primarias.

2.2 ANTECEDENTES DE LA TERMINACIÓN TUBINGLESS EN POZOS DE GAS

El tipo de terminación empleada a mediados de los 90's fue el tipo de terminación convencional, es decir, pozos con tubería de revestimiento, aparejo de producción y empacador; las tuberías de revestimiento eran de diámetros de 5" a 7 5/8" y los diámetros de las tuberías de producción eran de 2 3/8" y 2 7/8". Con este tipo de terminación se podía probar y producir sólo dos intervalos, uno por debajo del empacador y otro por espacio anular entre la tubería de producción y la tubería de revestimiento. A partir de que se inició el uso del sistema de terminación Tubingless (sin aparejo de producción) en la terminación de los pozos de la Cuenca de Burgos se ha facilitado el aspecto operativo de la misma, esto debido a que la terminación se lleva a cabo sin equipo, es decir, cuando se termina de perforar el pozo y se cementa la última tubería se desmantela el equipo de perforación, efectuándose todas las operaciones de terminación sólo con el árbol de válvulas instalado, esto es posible debido a dos causas, la primera es que la última tubería de revestimiento se utiliza como tubería de producción y la segunda a que el diámetro interior del árbol de válvulas es mayor que el de la tubería, por lo que permite el paso de toda herramienta con un equipo móvil, ayudando de esta forma a reducir el costo de las operaciones¹.

¹ Valenzuela Muñoz, Ariel, "Mejora Continua en el Proceso de la Terminación de Pozos en la Cuenca de Burgos", Revista Ingeniería Petrolera, AIPM, Agosto 2005, pag. 17.

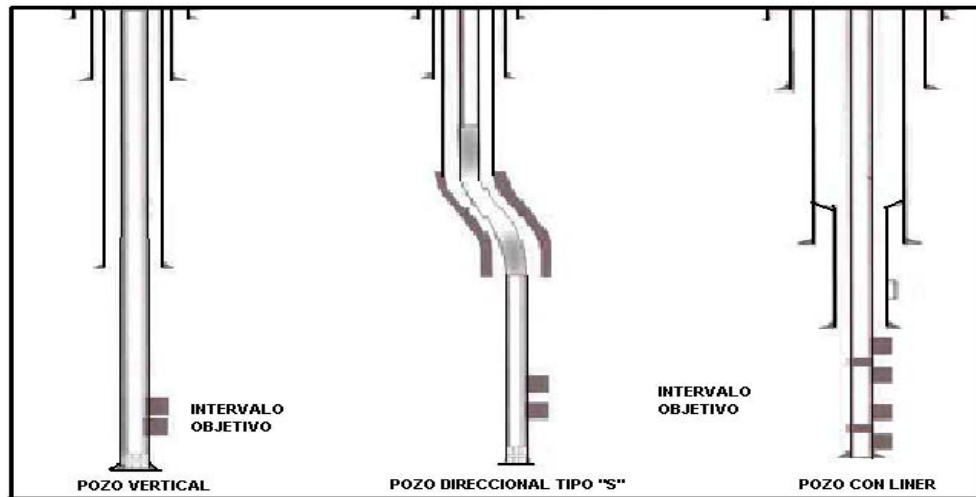


FIGURA 2-1. Esquemas de Terminación Tubingless.

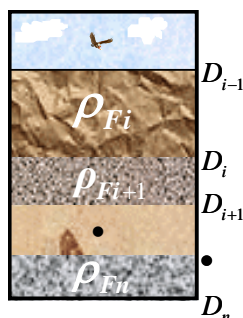
2.3 DISEÑO DE LA TERMINACIÓN TUBINGLESS

2.3.1 CÁLCULO DE GEOPRESIONES

Los problemas de flujos, descontrolados, pegaduras por presión diferencial, pérdidas de circulación, colapsos de TR's y derrumbes de formación incrementan considerablemente el costo de un pozo y el tiempo de perforación del mismo. Estos problemas son generalmente causados por una mala predicción de las geopresiones (presiones de sobrecarga, poro y fractura) de las formaciones a ser perforadas, la cual es la base para la planeación de la perforación y diseño de tuberías. A continuación se describe la metodología para determinar la presión de sobrecarga, la presión de poro, así como la de fractura.

2.3.1.1 DETERMINAR LA PRESIÓN DE SOBRECARGA

La **presión de sobrecarga (S)** es el peso de la columna de roca más los fluidos contenidos en el espacio poroso que soporta una formación a una determinada profundidad. La siguiente expresión es utilizada para determinar su valor.



$$S = \frac{\sum_{n=1}^n \rho_{Fi} (D_i - D_{i-1})}{10} \tag{2.1}$$

FIGURA 2-2. Relación de la Profundidad con la Densidad de Formación.

Donde ρ_{Fi} es la densidad promedio de la formación en (gr/cm^3) comprendida entre las profundidades D_i y D_{i-1} en (m). ρ_{Fi} se determina en forma directa del registro de densidad de pozos de correlación o con la siguiente correlación empírica, si únicamente se cuenta con el registro sísmico o información sísmica.

$$\rho_{Fi} = 0.0701 * V^{0.25} \quad (2.2)$$

Donde V es la velocidad tomada del registro sísmico del intervalo en (m/seg).

2.3.1.2 DEFINIR LOS INTERVALOS DE LUTITAS LIMPIAS

Todos los métodos para la evaluación de la presión de poro requieren emplear los valores de tiempo de tránsito o de resistividad y con ello definir la tendencia normal de compactación en las lutitas; para esto, es fundamental seleccionar los intervalos de lutitas limpias como se indica a continuación:

Línea base de lutitas: A partir de un registro de litología, como Rayos Gamma (RG) o Potencial Espontáneo (SP), se traza la línea base de lutitas limpias, seleccionando los valores máximos del registro. Al trazar esta línea se considera los valores máximos de resistividad y en el registro sísmico se toma en cuenta los valores mínimos, como se muestra en la siguiente figura.

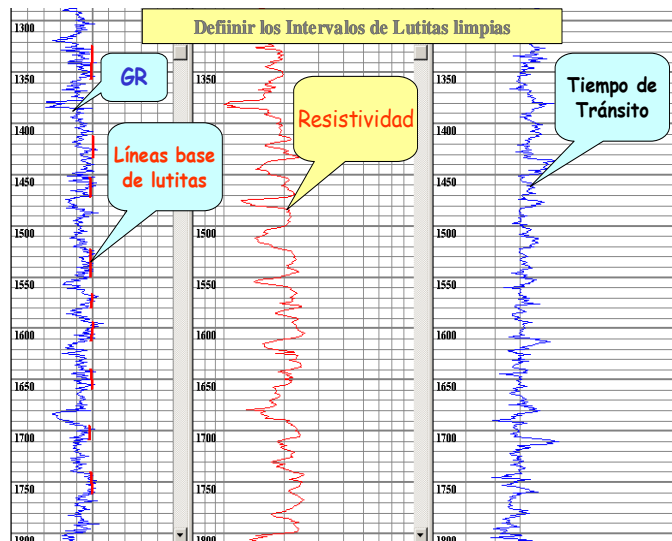


FIGURA 2-3. Línea Base de Lutitas.

Selección de puntos de lutita: Para cada lectura en el registro RG o SP, igual o mayor que la línea base de lutitas, marcar la lectura de tiempo de tránsito o de resistividad, a la profundidad correspondiente. De esta manera se estarán seleccionando los puntos de lutita en el o los registros a utilizar para el análisis de la tendencia normal de compactación. La figura 2-4 ejemplifica esta selección de puntos.

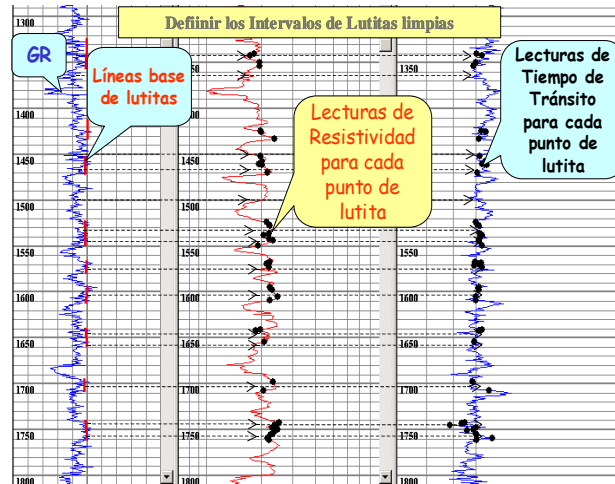


FIGURA 2-4. Selección de Puntos de Lutitas.

Unión de puntos de lutita: Con los puntos de lutita seleccionados, se procede a unir éstos para definir el comportamiento de la porosidad en el o los registros utilizados, como se presenta en la figura 2-5. Precisamente, sobre la línea que une los puntos de lutita se trazará la tendencia normal de compactación, para el cálculo de la presión de poro.

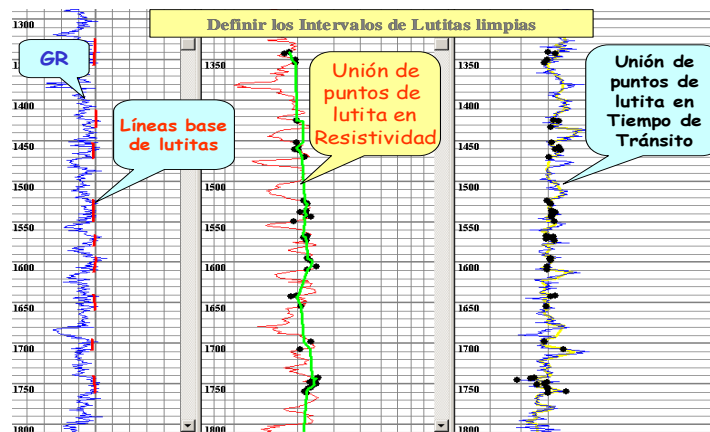


FIGURA 2-5. Unión de Puntos de Lutitas.

2.3.1.3 DETERMINAR LA PRESIÓN DE PORO

En un estudio de los métodos de predicción de presión de poro se identificaron 15 métodos distintos. Sin embargo, los mejores y más usados por la industria petrolera son: el Método de Hottman y Johnson, el método de Foster y Whalen o Profundidad Equivalente, el método de Eaton y el método del exponente dc. A diferencia de los otros métodos, estos cuatro métodos son sencillos y utilizan información convencional y de fácil acceso.

Método de Hottman y Johnson (H&J): Usando valores de tiempo de tránsito o resistividad y presiones de formación reales medidas en formaciones del Mioceno y

Oligoceno de las costas de Texas y Louisiana, H&J desarrollaron dos correlaciones empíricas para la determinación de la presión de poro como se indica a continuación y que a partir de la unión de las lecturas de puntos de lutitas limpias, graficar Profundidad vs. Tiempo de Tránsito o resistividad de lutitas limpias (línea azul) (figura 2-6).

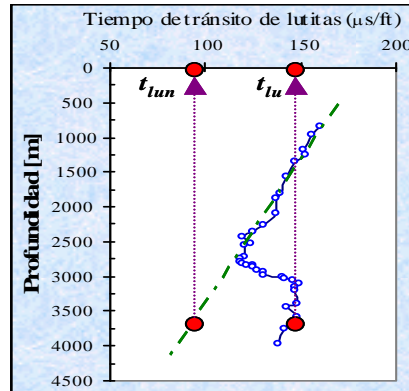


FIGURA 2-6. Tendencia Real vs Tendencia Normal del Tiempo de Tránsito.

Trazar la línea de tendencia normal y extrapolarla hasta la profundidad total (línea verde).

A la profundidad de interés, leer los valores de tiempo de tránsito o resistividad de la tendencia normal (t_{lu}) y de la curva graficada con los valores del registro (t_{lun}).

Se calcula la diferencia de lecturas de tiempo de tránsito ($t_{lu}-t_{lun}$) o la relación de resistividades $(R_{on}/R_o)_{lu}$, entre los valores reales del registro y los valores leídos de la línea de tendencia normal extrapolada.

Con el valor obtenido, se entra a la correlación de H&J, representados por las figuras 2-7 y 2-8, con ello se obtiene el gradiente de presión de poro.

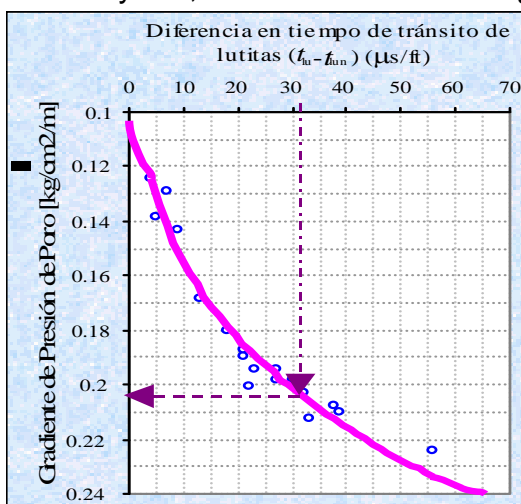


FIGURA 2-7. Correlación de H&J para Tiempo de Tránsito de Lutitas.

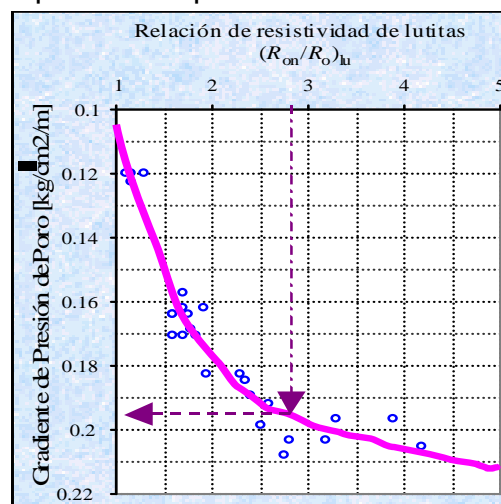


FIGURA 2-8. Correlación de H&J para Resistividad de Lutitas.

Finalmente el gradiente de presión de poro obtenido en el punto anterior, se multiplica por la profundidad para obtener la presión de poro buscada.

Mathews & Kelly y Fertl desarrollaron correlaciones similares usando un mayor numero de datos de otras áreas geológicas, utilizando el mismo principio de H&J.

Método de Foster y Whalen o de Profundidad Equivalente: Este método esta basado en el principio que establece que formaciones con el mismo valor de la propiedad dependiente de la porosidad (tiempo de tránsito, resistividad, densidad, etc.) se encuentran bajo el mismo esfuerzo efectivo σ . El método se explica a continuación:

A partir de la unión de las lecturas de puntos de lutitas limpias, graficar profundidad vs. tiempo de tránsito o resistividad de lutitas limpias (línea azul).

Trazar la línea de tendencia normal y extrapolarla hasta la profundidad total (como se muestra en la figura 2-9, línea verde).

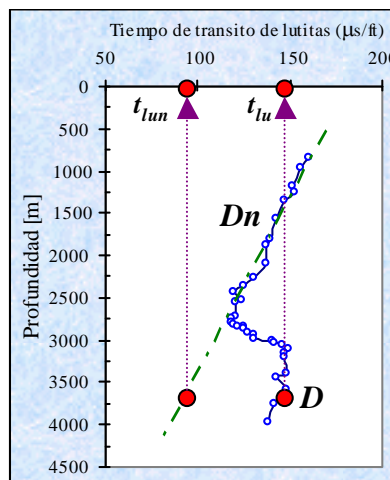


FIGURA 2-9. *Tendencia Real vs Tendencia Normal.*

A la profundidad de interés D , leer el valor extrapolado t_{lun} y observados t_{lu} . Posteriormente, de la lectura observada trazar una línea vertical hacia arriba hasta interceptar la línea de tendencia normal y leer la profundidad correspondiente D_n .

Se calcula el esfuerzo efectivo a la profundidad D_n , el cual es igual al esfuerzo efectivo a la profundidad de interés.

$$\sigma_{(D)} = \sigma_{(D_n)} = S_{(D_n)} - P_{p(D_n)} \quad (2.3)$$

$$\therefore P_{p(D_n)} = \frac{\rho_{FF} * D_n}{10} \quad (2.4)$$

Donde ρ_{FF} es la densidad del fluido de formación en la zona de presión de poro normal, que se considera aproximadamente igual a 1.03 gr/cm^3 , cuando no se tiene información de la densidad del agua de formación de pozos de correlación. Y finalmente se calcula la presión de poro a la profundidad de interés.

$$P_{p(D)} = S_{(D)} - \sigma_{(D)} \quad (2.5)$$

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

A partir de la unión de las lecturas de puntos de lutitas limpias, graficar profundidad vs. tiempo de tránsito o resistividad de lutitas “limpias” (línea azul Figura 2-9).

Trazar la línea de tendencia normal y extrapolarla hasta la profundidad total (línea verde Figura 2-9).

A la profundidad de interés D , leer los valores de tiempo de tránsito de la tendencia normal t_{lun} y de la tendencia observada t_{lu} y la profundidad equivalente al mismo valor del tiempo de tránsito observado Dn .

Calcular la presión de poro a la profundidad de interés D , según el registro que se tenga, con las siguientes ecuaciones:

Sónico

$$P_{p(D)} = S_{(D)} - (S_{(D)} - P_{p(Dn)}) * \left(\frac{t_{lun}}{t_{lu}} \right)^{3.0} \quad (2.6)$$

Resistivo

$$P_{p(D)} = S_{(D)} - (S_{(D)} - P_{p(Dn)}) * \left(\frac{R_o}{R_{on}} \right)^{1.2} \quad (2.7)$$

Conductivo

$$P_{p(D)} = S_{(D)} - (S_{(D)} - P_{p(Dn)}) * \left(\frac{C_{on}}{C_o} \right)^{1.2} \quad (2.8)$$

Aun cuando el método de Eaton está basado en datos de áreas geológicas diferentes a las perforadas en México, este método es el más preciso y sencillo de utilizar.

Método del exponente dc : Jorden y Shirley propusieron usar el modelo de Bingham para normalizar el ritmo de penetración R considerando los efectos de cambios de peso sobre barrena W , de las revoluciones por minuto de la rotaria N y del diámetro de la barrena d_b a través del cálculo del exponente dc , definido como:

$$dc = \frac{\log\left(\frac{R}{18.29N}\right)}{\log\left(\frac{12W}{454d_b}\right)} \quad (2.9)$$

Donde R esta en m/h, N en RPM, W en toneladas y d_b en pulgadas.

Para corregir el exponente dc por efectos de cambios de densidad de lodo, Rehm y McClendon propusieron la siguiente ecuación:

$$dc_{mod} = dc \frac{\rho_{FF}}{\rho_{lodo}} \quad (2.10)$$

Donde ρ_{lodo} es la densidad equivalente de circulación durante la perforación y ρ_{FF} es la densidad del fluido de formación.

Basado en el principio que establece que la tendencia normal de compactación es alterada en la zona de presión anormal, el método del exponente dc consiste en lo siguiente:

Calcular el exponente dc y el exponente modificado dc_{mod} durante la perforación de lutitas, los datos de perforación obtenidos en formaciones que no sean lutitas deben eliminarse y Graficar Profundidad vs. Exponente dc_{mod} , como se observa en la figura 2-10.

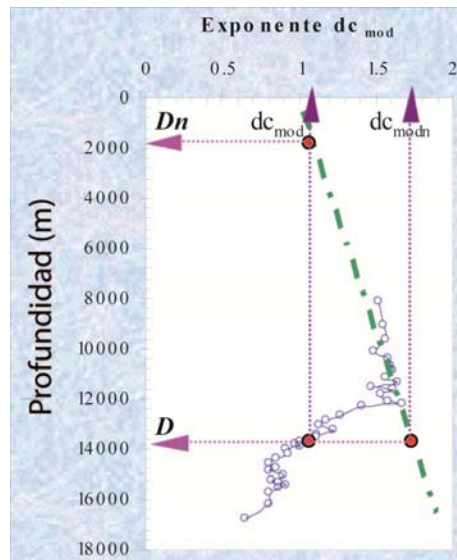


FIGURA 2-10. Gráfica de Profundidad vs Exponente dc_{mod} .

Trazar la línea de tendencia normal y extrapolarla hasta la profundidad total (línea verde Figura 2-10).

A la profundidad de interés D , leer los valores del exponente dc_{mod} , y en la tendencia normal el exponente dc_{modn} . Además, para el valor de dc_{mod} leer la profundidad equivalente en la zona de presión normal D_n .

Finalmente, calcular la presión de poro a la profundidad de interés D , usando la fórmula de Eaton:

$$p_{p(D)} = S_{(D)} - (S_{(D)} - p_{p(D_n)}) * \left(\frac{dc_{mod}}{dc_{modn}} \right)^{1.2} \quad (2.11)$$

2.3.1.4 DETERMINAR LA PRESIÓN DE FRACTURA

La presión necesaria para vencer la presión de formación y la resistencia de la roca se denomina Presión de Fractura y para la determinación de esta presión se propone emplear el método de Eaton tal y como se plantea a continuación.

Método de Eaton: La ecuación de Eaton, para el cálculo de la presión de fractura (p_{FR}), está en función de la presión de poro (p_p) y de la sobrecarga (S), previamente calculadas; así como de la relación de Poisson (ν).

$$p_{FR(D)} = p_{p(D)} + \left(\frac{\nu}{1-\nu} \right) [S_{(D)} - p_{p(D)}] \quad (2.12)$$

Calcular la Relación de Poisson: La relación de Poisson es una propiedad mecánica de la formación que relaciona la deformación lateral de la roca con respecto a su deformación axial, cuando está sometida a un esfuerzo. Para calcularla tenemos dos opciones:

a) A partir del registro sísmico dipolar de pozos de correlación.

$$\nu = \frac{0.5 \left(\frac{ts}{tc} \right)^2}{\left(\frac{ts}{tc} \right)^2 - 1} \quad (2.13)$$

donde :

ts , Tiempo de tránsito de corte (microseg/pie)

tc , Tiempo de tránsito compresional (microseg/pie)

b) A partir del nomograma de Eaton, el cual se expresa de acuerdo a la siguiente ecuación para cada profundidad de interés D .

$$\nu = 0.0645 * \ln(D) - 0.0673 \quad (2.14)$$

Finalmente se sustituye en la ecuación (2.12), y se obtiene la presión de fractura.

Otra opción es obtener la relación de Poisson a partir de ensayos mecánicos de laboratorio a muestras de núcleos con la consideración de que esta medición es puntual y referida a la profundidad a la cual se obtuvo la muestra.

2.3.2 CALIBRAR LAS PREDICCIONES DE PRESIÓN DE PORO Y PRESIÓN DE FRACTURA

Para completar el proceso de evaluación de geopresiones es necesario calibrar la predicción de los perfiles de poro y de fractura con datos reales, obtenidos durante la perforación y terminación del pozo que se está analizando, de tal manera que se pueda realizar un análisis comparativo, con los datos programados y así obtener las geopresiones definitivas para el pozo.

CALIBRACIÓN DE LA PRESIÓN DE PORO: Para la calibración de la presión de poro se pueden utilizar los siguientes parámetros.

Calibración con Datos de Pruebas de Formación. Comparar los valores, en gradiente, de pruebas de formación como RFT (Repeat Formation Test), MDT (Modular Formation Dynamics Test) o DST (Drill Stem Test), con el gradiente de presión de formación a las respectivas profundidades y en caso de que exista una desviación ajustar la tendencia normal de compactación, de tal manera que el perfil de la presión de poro se ajuste a estos valores (Figura 2-11). Es necesario tomar en cuenta otros parámetros de calibración, como gasificaciones, densidad del lodo y flujos o brotes.

Calibración con la densidad del lodo. Comparar la densidad del lodo utilizada durante la perforación, con el gradiente de presión de formación y en caso de que estos perfiles se intercepten, ajustar la tendencia normal de compactación, como se muestra en la Figura 2-11. De igual manera, será necesario tomar en cuenta otros parámetros, como gasificaciones, pruebas de formación y flujos o brotes.

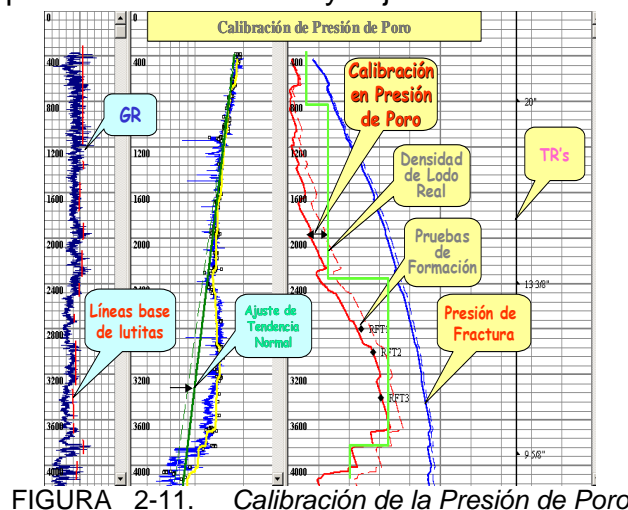


FIGURA 2-11. Calibración de la Presión de Poro.

Calibración con evidencias durante la perforación: Comparar el valor en gradiente de presión de las evidencias, como gasificaciones, flujos o brotes, con el gradiente de presión de formación, a las respectivas profundidades y en caso de que exista una desviación ajustar la tendencia normal de compactación, de tal manera que el perfil de la presión de poro se ajuste a estos valores (Figura 2-11).

CALIBRACIÓN DE LA PRESIÓN DE FRACTURA: En este caso deberá obtenerse la información de los siguientes parámetros:

Calibración con datos de Pruebas de Goteo (Leak Off Test), o MiniFrac. Esta es una práctica de campo empleada para evaluar la cementación primaria de una tubería de revestimiento y para estimar el gradiente de la presión de fractura. En una prueba de goteo se considera que la presión, donde las fracturas comienzan a abrirse e inician a tomar fluidos, es una aproximación del gradiente de fractura a la respectiva profundidad (Figura 2-12).

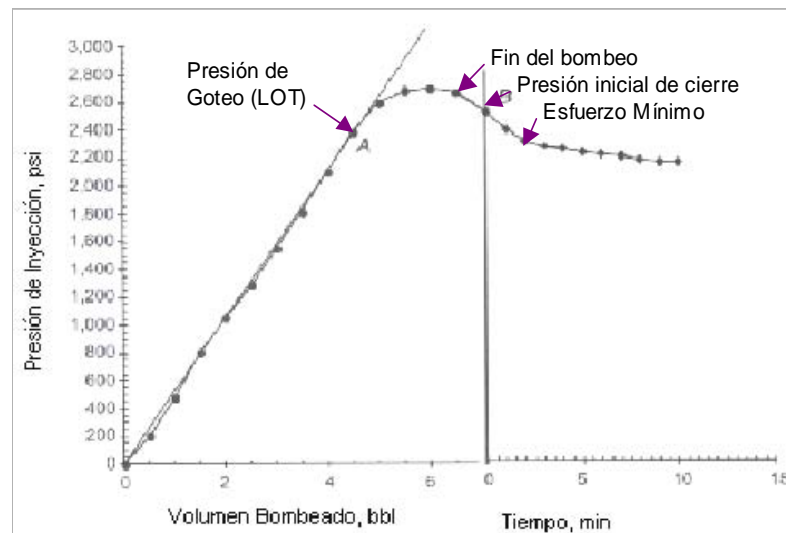


FIGURA 2-12. Prueba de Goteo (LOT).

Para la calibración se comparan los valores en gradiente de pruebas de goteo (LOT) o MiniFrac, con el gradiente de presión de fractura a las respectivas profundidades y en caso de que exista una desviación, ajustar la tendencia normal de compactación, de tal manera que el perfil de la presión de fractura se ajuste a estos valores (Figura 2-13). Es necesario tomar en cuenta los otros parámetros como las pérdidas de circulación en caso de presentarse.

Calibración con evidencias durante la perforación. Cuando se ubica la profundidad de una pérdida de circulación y se establece la densidad del fluido con la cual se presentó ésta, es posible asumir que esta densidad representa un valor cercano al gradiente de fractura para esa profundidad.

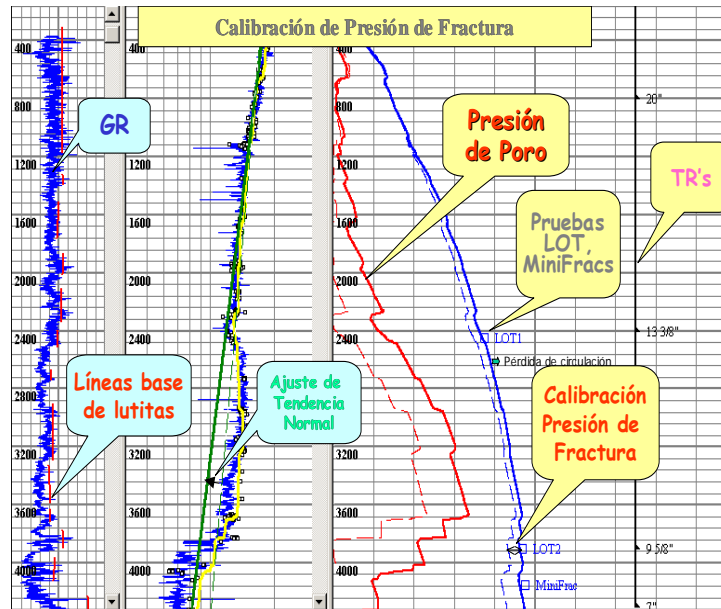


FIGURA 2-13. Calibración de la Presión de Fractura.

En este caso, se compara el valor en gradiente de presión de la(s) pérdida(s) de circulación, con el gradiente de presión de fractura a las respectivas profundidades y en caso de que exista una desviación ajustar la tendencia normal de compactación, de tal manera que el perfil de la presión de fractura se ajuste a estos valores. Es necesario tomar en cuenta los parámetros anteriores, como pruebas de LOT o MiniFracs.

2.3.3 CONSIDERACIONES PARA EL DISEÑO DE LA TUBERÍA DE EXPLOTACIÓN (TUBINGLESS)

Para la selección de tubulares los datos necesarios para el diseño de tuberías son: Geopresiones, Programa de lodos, Trayectoria de pozo, Especificaciones de tuberías, Arreglo de pozos tipo.

El esfuerzo original para el diseño de la terminación tipo Tubingless, se suma a la reducción de la inversión durante la terminación de un pozo; sin embargo los mayores beneficios económicos han sido la reducción en los costos por concepto de reparaciones y de servicios a pozos, con especial aplicación en terminaciones en yacimientos múltiples de tipo lenticular. Este tipo de terminaciones no necesariamente está restringido a pozos de vida corta, de bajo volumen o de baja recuperación. También los campos de gas con capas múltiples o individuales son excelentes candidatos para la terminación tubingless. El tamaño del agujero y la Tubería de Revestimiento deben ser diseñados para obtener el gasto óptimo de retorno con relación a la vida del pozo.

2.3.3.1 FACTORES DE DISEÑO

En el diseño de tubulares los efectos de carga son separados de la resistencia de la tubería por un factor de seguridad, conocido también como factor de diseño, cuya función es tener un respaldo en la planeación, debido a la incertidumbre en determinar las condiciones de carga reales, además del cambio de las propiedades del acero debido a la corrosión y el desgaste. La magnitud de este factor de diseño se basa, entre otras cosas, en la confiabilidad y exactitud de los datos de esfuerzos usados para diseñar, en el grado de similitud entre las condiciones de servicio y las condiciones de prueba, usadas para determinar los datos de prueba y el grado de exactitud de cargas supuestas para el diseño.

El API reportó los resultados de una investigación de factores de diseño aplicados a las tuberías de revestimiento. Del análisis efectuado por 38 compañías se obtuvieron los resultados mostrados en la tabla siguiente, en donde se indica el rango del factor de diseño, para cada condición de carga y el valor recomendado.

CONDICIONES DE CARGA	RANGO	RECOMENDADO
PRESIÓN INTERNA	1.0 – 1.35	1.125
COLAPSO	0.85 – 1.50	1.125
TENSIÓN JUNTA	1.50 – 2.0	1.60
TENSIÓN CUERPO	1.30 – 2.0	1.50

TABLA 2-1. Factores de Diseño.

El factor de diseño real es definido como la relación entre la resistencia del tubo y la magnitud de la carga aplicada. Por ejemplo, el factor de seguridad para la presión interna es el siguiente:

$$F_s = \frac{\text{Resistencia a la presión interna}}{\text{Presión interna}} \quad (2.15)$$

2.3.3.2 ESFUERZOS CONSIDERADOS EN EL DISEÑO DE LA TERMINACIÓN TUBINGLESS

El diseño de las tuberías de revestimiento superficial e intermedia se emplean los mismos criterios utilizados en los pozos convencionales; mientras que en el diseño de la tubería de explotación o Tubingless (TP 3 ½" ó 2 7/8") deben hacerse consideraciones especiales, ya que la tubería de producción de este tipo de pozos tiene doble función, la primera es llevar los fluidos producidos a la superficie y la segunda es servir de tubería de revestimiento, además de ser capaz de soportar los esfuerzos generados durante el fracturamiento hidráulico, por lo que debe diseñarse adecuadamente para que cumpla eficientemente sus funciones.

En la etapa de producción la tubería está sujeta a incrementos de temperatura, que a su vez causan incrementos de longitud y fuerzas compresivas, que por lo general afectan la estabilidad del tubo en la parte no cementada (parte superior), causando pandeo helicoidal y con ello presentar obstrucción en la introducción de herramientas de línea de acero, así como en la bajada o en la recuperación de pistolas, adicionalmente a las fallas de los coples por compresión de la tubería. Para evitar dicho pandeo de la tubería es necesario aplicar una tensión adicional a su peso flotado, para ello, después de esperar el tiempo de fraguado del cemento la tubería debe sujetarse a una tensión adicional para instalar las conexiones definitivas.

Durante el fracturamiento, la tubería se somete al esfuerzo de presión interna así como a un esfuerzo de tensión adicional a su peso flotado, el cual debe evaluarse para seleccionar la tubería adecuada. Por lo anterior, no se recomienda el uso de conexiones con extremo liso ya que esto reduce en forma considerable la resistencia a la tensión. Cuando las condiciones de corrosión son críticas se debe de tomar en cuenta en el diseño de pozo ya que podría resultar en una reducción de su vida útil.

En general, cuando se realizan operaciones durante la terminación, explotación y mantenimiento del pozo, tales como: inducciones, pruebas de admisión, estimulaciones, fracturamientos o simplemente durante la producción del pozo, ocurren cambios en la longitud del aparejo como resultado de cambios de presión y temperatura, los cuales pueden ser positivo o negativo y que generan grandes esfuerzos en la misma.

El diseño consiste en un método gráfico que considera las cargas máximas a las que se someterán las sargas de tubería. Los procedimientos generales se aplican para toda tubería, sin embargo las consideraciones adicionales son mencionadas posteriormente. La siguiente figura ejemplifica las fuerzas que actúan sobre la tubería.

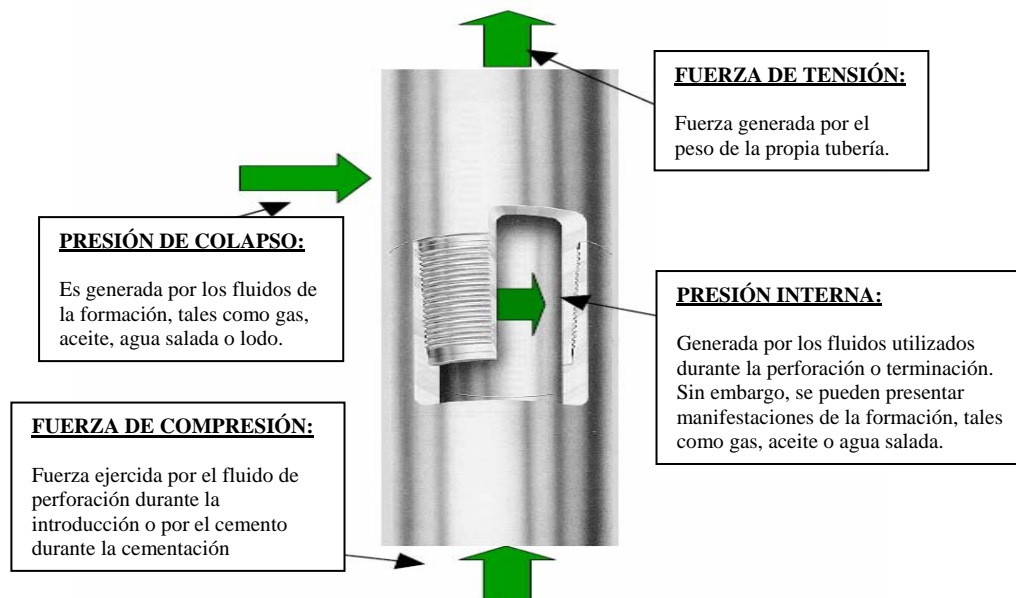


FIGURA 2-14. *Esfuerzos que Actúan en la Tubería.*

Por lo anterior, se debe diseñar el aparejo de producción considerando todos los cambios de presión y temperatura que se pudiesen presentar, con la finalidad de considerar los movimientos y cambios de esfuerzos de la tubería. Los efectos que producen estos movimientos netos del aparejo son los siguientes: Efecto Pistón, Efecto Aglobamiento “Ballooning”, Efecto Pandeo “Buckling”, Efecto de Temperatura.

2.3.3.2.1 DISEÑO POR PRESIÓN INTERNA

A) Línea de carga máxima por presión interna

Para evaluar la carga de presión interna, primero se debe definir los valores límite de presión interna en el fondo y en superficie que se presentarán en el pozo. El límite de presión interna en superficie es definido generalmente igual al rango de presión de trabajo de las conexiones superficiales de control. La presión interna de fondo máxima, considerada como una presión de inyección, es igual al gradiente de fractura al nivel de la zapata de la tubería más un factor de seguridad de 0.12 gr/cm^3 .

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

Si el gas es considerado en la cima, su interpretación gráfica sería como se muestra en la línea 1 de la siguiente figura; si se invierte la posición de los fluidos quedaría como se muestra en la línea 2 de la misma figura. Es evidente que la carga ejercida por la línea 2 es mayor que la de la línea 1, por lo tanto, la configuración definida por la línea 2 (el lodo de control en la cima y gas en el fondo) constituye la línea de carga máxima por presión interna.

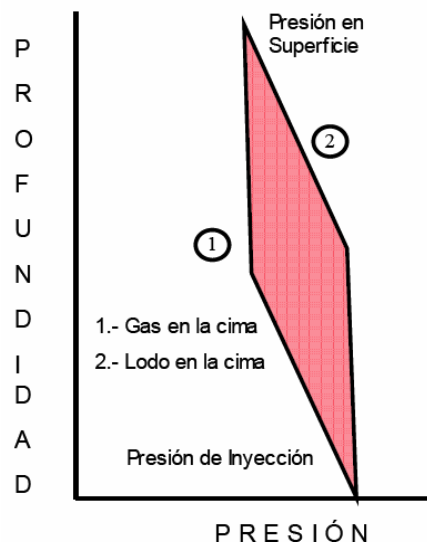


FIGURA 2-15. *Carga por Presión Interna Relativa a la Posición de los Fluidos.*

Para determinar la longitud de las columnas de lodo y gas, se resuelve el siguiente sistema de ecuaciones:

$$D = x + y \quad (2.16)$$

$$P_i = P_s + 0.1\rho_m x + 0.1\rho_g y \quad (2.17)$$

$$P_i = 0.1 (\rho_{frac} + FS) D \quad (2.18)$$

Donde **D** es la profundidad total, **x** es la longitud de la columna de lodo y finalmente **y** es la longitud de la columna de gas, todo en (m). **P_i** representa la presión de inyección, y **P_s** la presión en superficie, ambos en kg/cm², **ρ_m** es la densidad del lodo, **ρ_g** es la densidad del gas y **ρ_{frac}** es el gradiente de fractura, en gr/cm³. Finalmente **FS** es un factor de seguridad (0.12 gr/cm³).

La solución de las ecuaciones anteriores se presenta a continuación:

$$y = \frac{0.1 (\rho_{frac} + FS) D - P_s - 0.1\rho_m D}{0.1 (\rho_g - \rho_m)} \quad (2.19)$$

$$x = D - y \quad (2.20)$$

$$P_{int} = P_s + 0.1\rho_m x \quad (2.21)$$

Con la solución de estas ecuaciones se determina la longitud de las columnas de fluido respectivos y además se obtiene la línea de carga máxima por presión interna, tal como se ilustra en la siguiente figura:

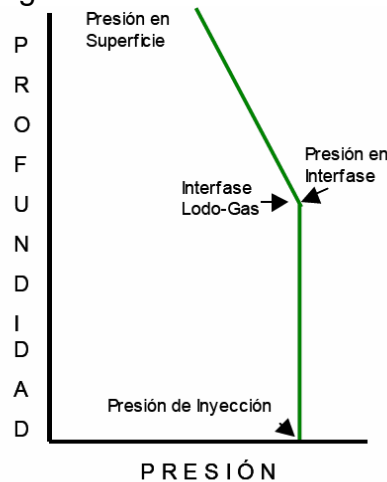


FIGURA 2-16. Línea de Carga Máxima por Presión Interna.

B) Línea de carga de presión interna resultante

Este procedimiento supone cargas de respaldo y para el diseño a la presión interna se considera que en el caso más crítico, en la parte externa de la tubería, se ejercerá una presión debida al fluido de formación, igual al gradiente de agua salada (densidad = 1.07 gr/cm³), conocida como línea de respaldo. Al restar, a cada

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

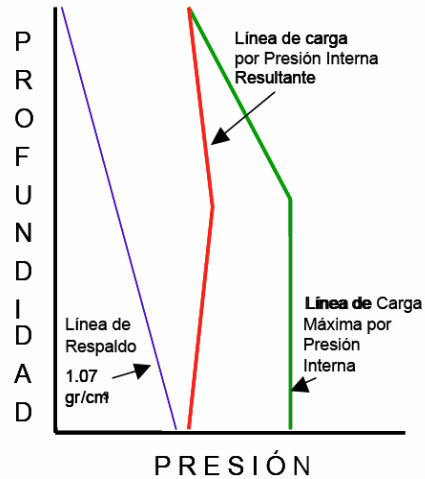


FIGURA 2-17. Línea de Carga por Presión Interna Resultante.

C) Línea de Diseño por Presión Interna

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

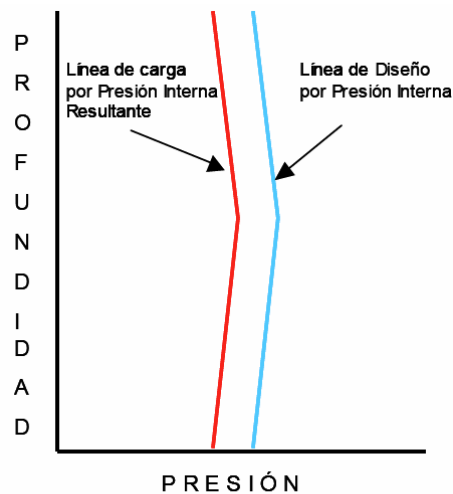
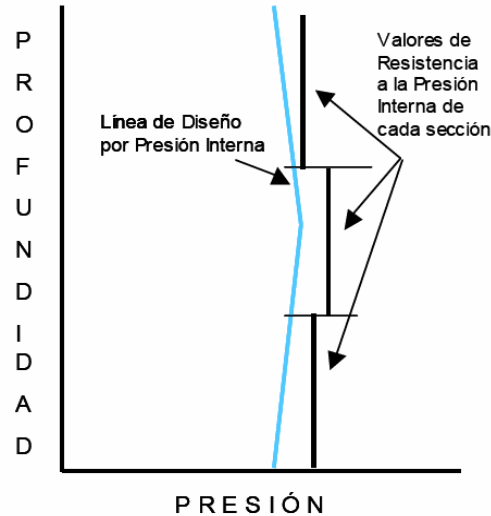


FIGURA 2-18. Línea de Diseño por Presión Interna.

Una vez determinada la línea de diseño se está en condiciones de seleccionar entre las tuberías disponibles y de preferencia de acuerdo a arreglos tipo para cada campo ó área, las tuberías que tengan características iguales o mayores a las requeridas por la línea de diseño.

Se grafica la resistencia a la presión interna de las tuberías y su intersección con la línea de diseño determinará la longitud de la sección, este procedimiento se repite hasta alcanzar la profundidad deseada.

FIGURA 2-19. *Diseño por Presión Interna.*

Cabe mencionar que el número máximo recomendable de secciones a manejar será de tres, ya que un número mayor representa dificultades para la logística y para su introducción. Al terminar esta fase el diseñador tendrá los pesos, grados y longitudes de cada sección de las tuberías que cumplen con las cargas de presión interna.

2.3.3.2.2 DISEÑO POR PRESIÓN DE COLAPSO

A) Línea de Carga Máxima por Presión de Colapso

La carga por colapso para la tubería es ejercida por el fluido en el espacio anular, y se considera la densidad máxima de cemento a utilizar en el intervalo. El perfil de presión que genera esta columna de cemento se muestra en la siguiente figura y se denomina línea de carga máxima de colapso.

FIGURA 2-20. *Línea de Carga Máxima de Colapso.*

B) Línea de Carga por Presión de Colapso Resultante

La máxima carga por presión de colapso ocurrirá cuando se presente una pérdida de circulación y el nivel de lodo dentro de la tubería disminuya, quedando vacía. Por otro lado, es poco probable que la presión hidrostática ejercida en la zapata de la tubería por la reducción en la columna, sea menor que la ejercida por la columna llena de agua salada. Por lo tanto, al restar a la línea de carga máxima de colapso este respaldo, se obtiene una línea de carga de colapso resultante, como se muestra en la siguiente figura:

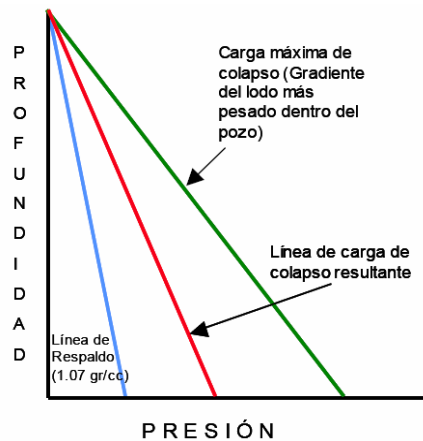


FIGURA 2-21. Línea de Carga Resultante por Colapso.

C) Línea de Diseño a la Presión de Colapso

Aplicando un factor de diseño de 1.125 para el colapso, resulta la línea de diseño por presión de colapso, y finalmente se compara la resistencia a la presión de colapso de cada sección de tubería, seleccionada previamente en el diseño por presión interna, con la línea de diseño al colapso verificando que éstas resistencias no intercepten la línea de diseño por presión de colapso, es decir que la resistencia de cada tubería seleccionada sea mayor que los valores proyectados por la línea de diseño. En caso de que no se cumpla esta condición de carga por presión de colapso, se deberá seleccionar tuberías con mayor capacidad, las cuales implícitamente cumplirán además con la condición de carga por presión interna.

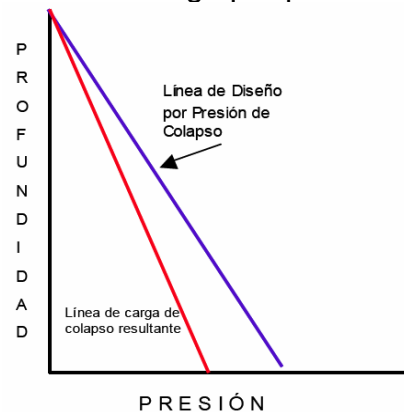


FIGURA 2-22. Línea de Diseño por Presión de Colapso.

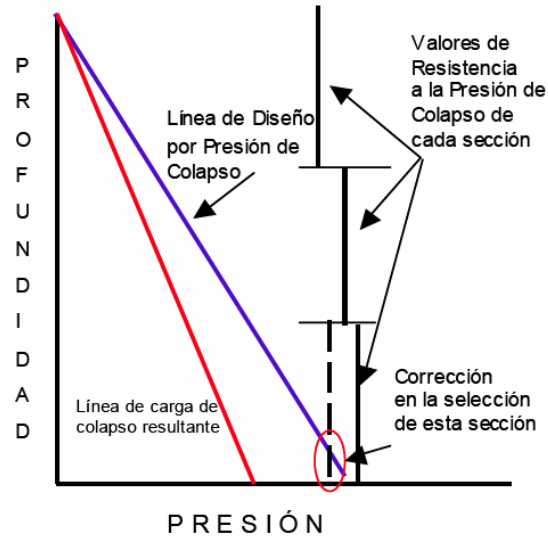
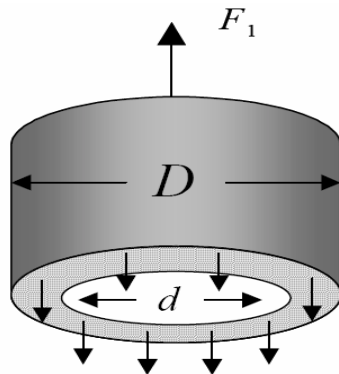


FIGURA 2-23. *Diseño por Presión de Colapso.*

2.3.3.2.3 DISEÑO POR TENSIÓN

Tensión (T) es la resistencia axial del cuerpo del tubo y es el producto del área de la sección transversal y el esfuerzo de cedencia del material (Y), esta es la fuerza mínima que causaría una deformación permanente.

La resistencia del cuerpo de un tubo en tensión es calculada empleando el diagrama de cuerpo libre mostrado en la siguiente figura:



$$T = YA_s = Y \frac{\pi}{4} (D^2 - d^2) \quad (2.22)$$

FIGURA 2-24. *Tensión Aplicada Sobre un Tubo.*

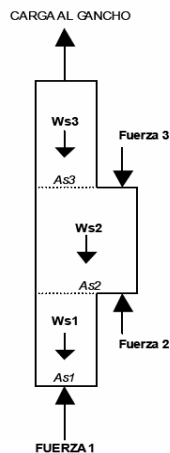
Donde la fuerza (F_1) tiende a separar la tubería, pero lo impide la resistencia de las paredes del tubo, las cuales ejercen una contra fuerza. Las unidades deben ser T en (Lbs), Y en (Lbs/in²) y finalmente los diámetros exterior e interior, D y d, respectivamente en (in²).

A) Línea de Carga por Tensión

Conociendo los pesos, grados y longitudes de las secciones obtenidas en los diseños de presión interna y colapso, se puede determinar la carga por tensión. Para este fin debemos hacer un balance de fuerzas, donde se incluya la fuerza de flotación, que se interpreta como la reducción del peso de la sarta de tubería cuando se corre en algún líquido; a diferencia de cuando se corre en el aire, la flotación también se puede expresar como la resultante de fuerzas que actúa sobre todas las áreas expuestas de la sarta, es decir sobre los extremos y hombros de cada sección de tubería.

La figura siguiente muestra las fuerzas actuando en cada área expuesta de una sarta de tubería, conformada por tres secciones. En este caso, si la fuerza es compresiva se considera negativa y si es de tensión se toma como positiva. Por otro lado, las fuerzas actuando sobre las áreas de los hombros de los coples son despreciables para propósitos prácticos en el diseño de la tubería.

De acuerdo con lo anterior, el diseño por tensión se lleva a cabo del fondo a la superficie y los puntos de interés son los cambios de peso entre secciones de tubería, de esta manera se tiene lo siguiente:



$$T_f = 6.45 L G_I A_{s1} \quad (2.23)$$

FIGURA 2-25. Diagrama de Fuerzas.

Donde T_f es la fuerza de flotación, en (Kg), L es la profundidad de asentamiento de la tubería, en (m), G_I es el gradiente del fluido empleado, en (Kg/cm²/m), y A_{s1} es el área de la sección transversal de la primera tubería, en (in²). La ecuación anterior aplica para el fondo del pozo, cuando la tubería se encuentra en compresión debido a las fuerzas de empuje a que está sujeta.

Para la primera sección de tubería la tensión T_1 se obtiene de:

$$T_1 = -T_f + W_{s1} \quad (2.24)$$

$$W_{s1} = 1.4913 * L_{s1} * P_u \quad (2.25)$$

Donde el peso de la sección 1 (W_{s1}) en (Kg), L_{s1} es la longitud de la sección 1 en (m), y P_u es el peso unitario de la tubería, en (Lbs/ft).

Si consideramos que se utilizará más de una sección de tubería, entonces se presentará una diferencia de área entre las secciones transversales de cada sección, por lo que dependiendo del sentido, ascendente o descendente de la fuerza, se sumará o restará de la tensión aplicada en la siguiente sección y se calcula como sigue:

$$T_1' = T_1 \pm 6.45(L - L_{s1})G_I|A_{s1} - A_{s2}| \quad (2.26)$$

Por lo que la tensión para la siguiente sección se obtendrá a partir de:

$$T_2 = \pm T_1' + W_{s2} \quad (2.27)$$

Y para la siguiente sección se procede de la siguiente manera:

$$T_2' = T_2 \pm 6.45(L - (L_{s1} + L_{s2}))G_I|A_{s2} - A_{s3}| \quad (2.28)$$

Y la tensión para la sección 3:

$$T_3 = \pm T_2' + W_{s3} \quad (2.29)$$

Con los valores obtenidos es posible construir la línea de carga por tensión. Donde es de notarse que más de una sección de la sarta de tubería puede encontrarse en compresión.

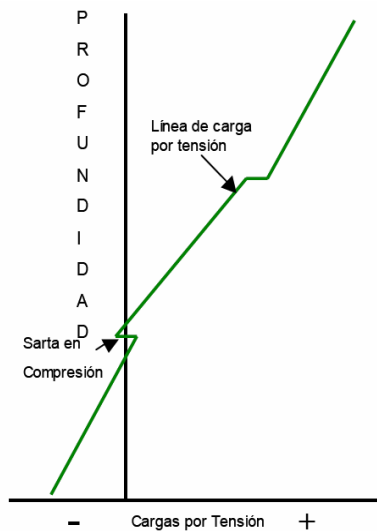


FIGURA 2-26. Línea de Carga por Tensión.

B) Línea de Diseño por Tensión

A continuación se procede a obtener la línea de diseño por tensión, para lo cual se emplea un factor de diseño. Para este caso existen dos opciones, uno como factor de seguridad de 1.6 o una carga adicional de 25,000 Kg como valor de sobre-jalón en caso de que se requiera tensionar la tubería por un atrapamiento. En cualquier caso se debe utilizar el que resulte mayor.

La representación gráfica de esta combinación de factores de diseño se muestra en la siguiente figura y es indicada como línea de diseño por tensión.

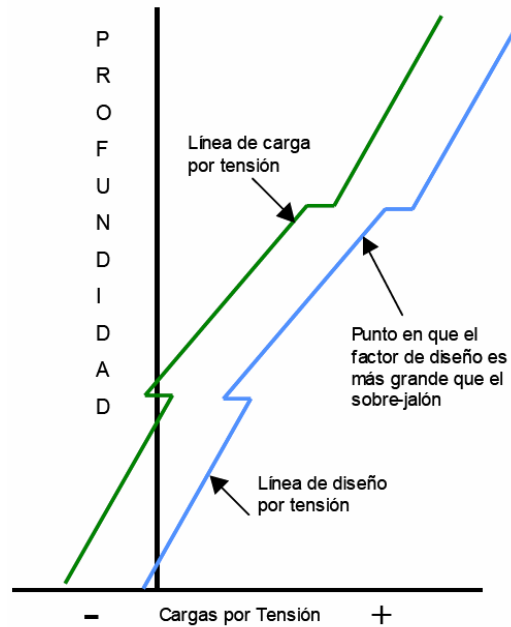


FIGURA 2-27. Línea de Diseño por Tensión.

C) Selección de Juntas

Con algunas excepciones, la parte más débil de una sarta de tubería en tensión es la conexión; por ello, la línea de diseño a tensión es usada primeramente para determinar el tipo de cople o junta a utilizar. El criterio de selección es elegir el cople que satisfaga las cargas de la línea de diseño al menor costo posible.

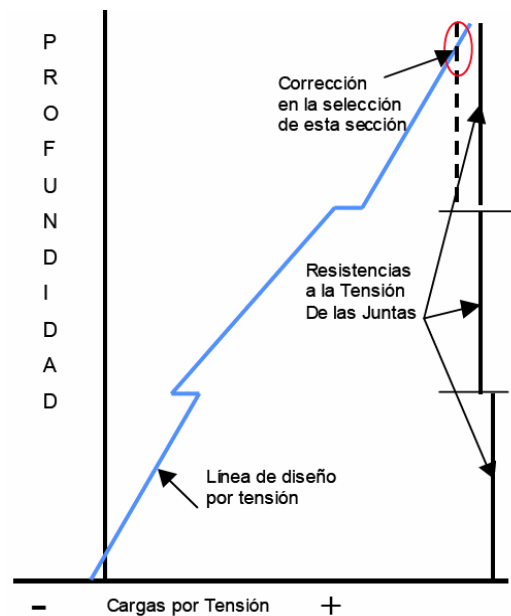


FIGURA 2-28. Diseño por Tensión.

2.3.3.2.4 MODELO BIAxIAL

Al concluir el diseño por presión interna, presión de colapso, tensión y tipo de junta, han quedado definidos los pesos, grados y longitudes de cada sección; sólo resta determinar las modificaciones en la resistencia por presión interna y colapso, causadas por la carga biaxial. Estas modificaciones pueden obtenerse usando la elipse de Holmquist y Nadai, la cual se resume con la siguiente tabla:

	COLAPSO	P. INTERNA
TENSIÓN	Reduce	Aumenta
COMPRESIÓN	Aumenta	Reduce

TABLA 2-2. Comportamiento de los Esfuerzos en la Tubería.

De acuerdo con lo anterior, el efecto más crítico es la reducción de la resistencia a la presión de colapso. Por lo tanto es conveniente evaluar esta reducción y en su caso corregir la línea de diseño por presión de colapso, empleando el siguiente proceso:

- a) Se calcula el parámetro **X**:

$$X = (2.205) \left[\frac{T}{(Y_m)(A_s)} \right] \quad (2.30)$$

- b) Con el valor de X se obtiene el valor de **Y**:

$$Y = [1 - 0.75(X^2)]^{1/2} - 0.5(X) \quad (2.31)$$

- c) Se efectúa la corrección de la resistencia a la presión de colapso por efecto de la tensión, (R_{cc} en Lbs/pg²):

$$R_{cc} = (0.07032)(R_c)Y \quad (2.32)$$

Donde **T** es la tensión aplicada en la sección correspondiente, en (Kg), **Y_m** es el esfuerzo mínimo de cedencia del grado de acero, en (Lbs/in²), **A_s** es el área de la sección transversal, en (in²), **R_c** es la resistencia nominal al colapso de la tubería previamente seleccionada, en (Lbs/in²) y finalmente **X** y **Y** son parámetros adimensionales.

- d) Para cada sección de tubería se corregirá por carga axial, la resistencia a la presión de colapso y se verificará que el factor de diseño por presión de colapso (**F_{dc}**) cumple con la siguiente condición:

$$F_{dc} = \frac{R_{cc}}{P_{cr}} \geq 1.125 \quad (2.33)$$

Donde P_{cr} es la presión de colapso resultante, gráficamente, con los valores corregidos, se puede construir una nueva línea de resistencia a la presión de colapso corregida de cada sección, y en el caso de que alguna sección intercepte las líneas de diseño se deberá reducir la longitud de ésta hasta la profundidad de intersección ó se elegirá otra tubería de mayor resistencia.

2.3.3.2.5 MODELO TRIAXIAL

En los conceptos definidos anteriormente la resistencia de las tuberías quedó representada 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 de dicho material. Sin embargo, las causas de una falla han sido extensamente estudiadas y con este propósito, consideraremos una de las teorías más fundamentales y utilizadas en la teoría clásica de la elasticidad, con el objeto de cuantificar la magnitud de los esfuerzos que toman lugar en un material para hacerlo fallar. Esta teoría se denomina “Distorsión de la Energía de Deformación Máxima” propuesta inicialmente por Henckey Von Mises. Dicha teoría estipula que existe un esfuerzo equivalente a partir del cual los tres esfuerzos principales actuando en un material están en equilibrio. Su representación en coordenadas cilíndricas y aplicadas para una tubería es:

$$\sigma_{VME}^2 = \frac{1}{2[(\sigma_A - \sigma_T)^2 + (\sigma_T - \sigma_R)^2 + (\sigma_R - \sigma_A)^2]} \quad (2.34)$$

Donde:

- σ_{VME} : Esfuerzo equivalente de Von Mises (psi)
- σ_A : Esfuerzo axial (psi)
- σ_R : Esfuerzo radial (psi)
- σ_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 máximo esfuerzo equivalente 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, representa la acción de los tres esfuerzos principales actuando en un material simultáneamente. Lo anterior significa que estamos aceptando como criterio de falla 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 sido resultado de simplificar, a partir de la misma teoría clásica de la elasticidad, el significado de los esfuerzos tangenciales y radiales mediante la ecuación de Lamé:

$$\sigma_r = \frac{-p_i r_i^2 (r_e^2 - r^2) - p_e r_e^2 (r^2 - r_i^2)}{r^2 (r_e^2 - r_i^2)} \quad (2.35)$$

$$\sigma_T = \frac{p_i r_i^2 (r_e^2 + r^2) - p_e r_e^2 (r_i^2 - r^2)}{r^2 (r_e^2 - r_i^2)} \quad (2.36)$$

Donde:

- σ_r : Esfuerzo radial (psi)
- P_I : Presión interna (psi)
- P_E : Presión Externa (psi)
- r_i : Radio interior (pg)
- r_e : Radio exterior (pg)
- r : Radio (pg)
- σ_T : Esfuerzo tangencial (psi)

Ecuación del Modelo triaxial:

$$\sigma_{VME} = \sigma_A^2 + (C_1 P_I + C_2 P_E) \sigma_A + C_3 P_I^2 + C_4 P_E^2 + C_5 P_I P_E \quad (2.37)$$

Donde:

$$C = \frac{(d/t)^2}{2(d/t - 1)} \quad (2.38)$$

$$C_1 = 2 - C \quad (2.39)$$

$$C_2 = C \quad (2.40)$$

$$C_3 = C^2 - C + 1 \quad (2.41)$$

$$C_4 = C \quad (2.42)$$

$$C_5 = -2C^2 + C \quad (2.43)$$

t = Espesor (pg)

d = Diámetro exterior (pg)

σ_{VME} = Esfuerzo triaxial equivalente (psi)

El modelo anterior queda representado mediante las variables de presión externa, presión interna, esfuerzo axial, delgadez y cedencia del material. A fin de determinar la resistencia de las tuberías con este modelo triaxial, se realizan las siguientes consideraciones, solo que algunos han llamado procedimiento de normalización:

1) Para evaluar la capacidad de resistencia a la falla por colapso:

- Suponer no existencia de presión por el interior de la tubería.
- Simplificar en términos de presión externa la ecuación del modelo triaxial.
- Resolver la ecuación cuadrática resultante.
- El resultado de lo anterior representa en forma gráfica una elipse cuyo contorno simboliza la resistencia al colapso para las diferentes condiciones de esfuerzo axial. Para fines prácticos se utiliza la región del tercer y cuarto cuadrante de la gráfica. Es decir la parte positiva de las presiones resultantes.

2) Para evaluar la capacidad de resistencia a la falla por estallamiento (Burst):

- Suponer la no existencia de presión por el exterior de la tubería.
- Simplificar en términos de presión interna la ecuación del modelo triaxial.
- Resolver la ecuación cuadrática resultante.
- El resultado de lo anterior representa en forma gráfica una elipse cuyo contorno simboliza la resistencia al estallamiento para las diferentes condiciones de esfuerzo axial. Para fines prácticos se utiliza la región del primer y segundo cuadrante de la gráfica. Es decir la parte positiva de las presiones resultantes.

3) Representación triaxial:

- En forma convencional representa las dos curvas resultantes en un solo gráfico, trazando en el primer y segundo cuadrante la curva que representa la resistencia al estallamiento. Y la segunda curva que representa la resistencia al colapso, colocarla en el tercer y cuarto cuadrante.
- El resultado de aplicar este convencionalismo, genera una elipse que representa los límites de resistencia a la falla por colapso y por estallamiento 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 representado a presión "0" sobre el eje de las abscisas, y que representa la resistencia a la tensión.

Las siguientes consideraciones deben ser tomadas en cuenta para el uso adecuado del método triaxial:

- Se debe evaluar una elipse por cada grado de tubería que se utilice.
- Representar en forma simultánea, tanto la elipse que representa la resistencia del material, como la trayectoria de cargas de presión vs. carga axial, para cualitativamente observar las condiciones de trabajo de una tubería, es decir, toda condición de carga fuera del contorno de la elipse se dice que está propiciando una condición de falla en la tubería.

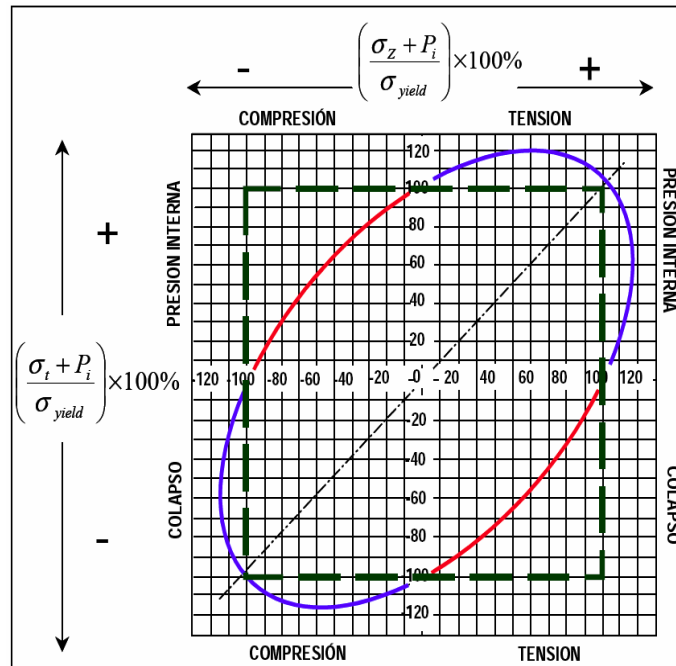


FIGURA 2-29. Comparación de Esfuerzos Uniaxiales y Triaxiales.

2.3.3.3 CONSIDERACIONES POR CAMBIOS DE LONGITUD DE LA TUBERÍA

2.3.3.3.1 EFECTO PISTÓN

El efecto pistón se basa en la Ley de Hooke y es el resultado de los cambios de presión en el interior de la tubería o el espacio anular. El cambio de presión en el interior de la tubería actúa sobre el área de la sección transversal como se observa en la siguiente expresión:

$$\Delta L_I = \frac{L\Delta F}{EA_s} \tag{2.44}$$

El módulo de elasticidad (E) para el acero es de 30×10^6 psi, A_s es el área de la sección transversal del tubo en (pg), ΔF es la fuerza axial en (Lbs) y L es la longitud del acero en (ft).

2.3.3.3.2 EFECTO AGLOBAMIENTO “BALLOONING”

Cuando la presión interna en un aparejo es mayor que la presión externa, los esfuerzos radiales que actúan sobre la pared generan una expansión (aglobamiento) del tubo, este fenómeno causa una contracción longitudinal del aparejo. Cuando la presión exterior es mayor que la presión interna, se presenta el efecto contrario y se produce una elongación de la tubería. Este efecto puede ser estimado con la siguiente ecuación:

$$\Delta L_2 = \frac{\mu L^2}{E} \left(\frac{\Delta \rho_i - R^2 \Delta \rho_a - \frac{1 + 2\mu}{2\mu} \delta}{R^2 - 1} \right) + \frac{2\mu L}{E} \left(\frac{\Delta P_i - R^2 \Delta P_a}{R^2 - 1} \right) \quad (2.45)$$

Considerando una relación de Poisson igual a 0.3, el cual es un valor muy aproximado para el acero y despreciando las pérdidas por fricción (δ), la ecuación se reduce a:

$$\Delta L_2 = \frac{0.3L^2}{E} \left(\frac{\Delta \rho_i - R^2 \Delta \rho_a}{R^2 - 1} \right) + \frac{0.6L}{E} \left(\frac{\Delta P_i - R^2 \Delta P_a}{R^2 - 1} \right) \quad (2.46)$$

El primer término representa el efecto debido al cambio de densidad del fluido, el segundo término considera el cambio de presión en superficie tanto en el espacio anular como en el interior del aparejo. Dicha ecuación puede ser empleada para determinar el efecto de Ballooning sobre el cambio de longitud del aparejo.

2.3.3.3 EFECTO DE PANDEO “BUCKLING”

A este fenómeno se le llama así debido a la forma que adquiere cuando se presenta el fenómeno, y tiene lugar cuando hay un incremento de presión en el interior de la tubería, la cual actúa en el área transversal de la parte inferior del aparejo. Este efecto acorta el aparejo y el pandeo se produce del punto neutro hacia abajo. En este fenómeno, el punto neutro no es donde no existe ni tensión ni compresión, sino donde el esfuerzo axial es igual al esfuerzo tangencial y radial, es decir, el valor de los tres esfuerzos es igual, y se determina con la siguiente ecuación:

$$n = \frac{F_f}{w} \quad (2.47)$$

En donde n es la distancia del fondo de la tubería al punto neutro y F_f es conocida como fuerza ficticia, la cual es determinada como sigue:

$$F_f = A_E (p_i - p_a) \quad (2.48)$$

La sarta no sufrirá pandeo si la fuerza es negativa o cero.

El cambio de longitud provocado por Buckling se determina mediante la siguiente expresión:

$$\Delta L_3 = - \frac{r^2 A_E^2 (\Delta p_i - \Delta p_a)^2}{8EI(w_p + w_{f_i} - w_{f_a})} \quad (2.49)$$

Donde I es el momento de inercia dado por:

$$I = \frac{\pi}{64} (D^4 - d^4) \quad (2.50)$$

Donde W_{fi} y W_{fa} son el peso del fluido en el interior y en el espacio anular respectivamente:

$$W_{fi} = \rho_i A_i \quad (2.51)$$

$$W_{fa} = \rho_a A_a \quad (2.52)$$

2.3.3.4 EFECTO DE TEMPERATURA

El efecto de la temperatura produce un cambio de longitud de la sarta también; ésta se contrae o expande cuando existe inyección de fluidos, en el caso de un calentamiento del aparejo ya sea por las condiciones de producción o por la inyección de fluidos calientes, se genera una elongación de la sarta. El cambio de longitud por este efecto es calculado mediante la siguiente ecuación:

$$\Delta L_4 = L\beta\Delta T \quad (2.53)$$

En donde β es el coeficiente de expansión térmica del acero ($12.42 \times 10^{-6} / ^\circ\text{C}$) y ΔT es el cambio promedio de la temperatura en ($^\circ\text{C}$) y L es la longitud del acero en (m).

2.3.3.4 OTRAS CONSIDERACIONES

LA RESISTENCIA A LA FLEXIÓN se define como la capacidad de la sarta a flexionarse, depende directamente de la resistencia a la cedencia del material y a cargas de tensión – compresión a las que esté sometida la tubería.

El módulo de Young, E , se define como la relación entre el esfuerzo realizado sobre el material, σ , y la deformación del mismo, δ , si el esfuerzo realizado por el material es menor o igual al esfuerzo de cedencia, σ_y , se considera que al aplicar dicha carga el material se comporta elásticamente, es decir, el material regresa a su estado inicial al retirar la carga. Si la fuerza aplicada por unidad de área supera el esfuerzo de cedencia del material, se deforma irreversiblemente y finalmente se fractura. Los conceptos anteriores expresados en ecuación serían de la siguiente forma:

$$\sigma = E \frac{\Delta L}{L} \quad \text{ó} \quad \sigma = \delta E \quad (2.54)$$

Ahora si expresamos la ecuación anterior en los términos de un tubo flexionado, donde es $\Delta L = \Phi (D.E.)/2$ y consideramos la severidad del ángulo del pozo por unidad de longitud tenemos:

$$\sigma = E \frac{\frac{\Phi(D.E.)}{2}}{L} \quad (2.55)$$

Finalmente, si despejamos el ángulo máximo de desviación por cada 30 m; empleamos un factor de conversión para expresar el ángulo en grados, el diámetro externo en pulgadas, el esfuerzo en psi; y consideramos las posibles cargas de tensión y compresión adicionales a las cuales puede estar siendo sometida la sarta de tubería, tenemos la siguiente ecuación:

$$\Phi = \frac{\sigma_y - \sigma_a}{211 \text{ D.E.}} \quad (2.56)$$

Donde Φ es el máximo ángulo de desviación en grados, σ_y es el esfuerzo de cedencia en psi, σ_a son las cargas axiales por tensión o compresión en psi y D.E. es el diámetro externo de la tubería.

LAS PRUEBAS DE PRESIÓN son un perfil de presión resultante de la aplicación de una presión de inyección en la superficie, a través del uso de un fluido de densidad constante. El propósito es verificar que la sarta de tubería pueda resistir las cargas de ruptura máximas y el resultado es un perfil de presión lineal desde la superficie hasta el punto de profundidad de la prueba representado por:

$$P_i = P_{iny} + h_z \rho_f / 10 \quad (2.57)$$

Donde P_i es la presión interna (kg/cm^2), P_{iny} es la presión de inyección (kg/cm^2), h_z es la profundidad de interés (m), ρ_f es la Densidad del fluido (gr/cm^3).

Este fenómeno induce una fuerza de tensión considerable en la tubería la cual puede ser determinada como sigue:

$$T = p_i A_i \quad (2.58)$$

Donde p_i es la presión interna en (kg), A_i es el área interna de la tubería en (cm^2) y T es la tensión generada por la prueba en (kg).

FUGA EN LA TUBERÍA: para este caso se considera que la tubería de producción incurrió en una falla por fuga en las conexiones, transmitiendo la presión de producción o inyección hacia el espacio anular. Con esto se incrementa la presión de los fluidos contenidos en dicho espacio anular. El perfil de presión resultante es lineal al considerar la presión hidrostática del fluido en el espacio anular más la presión debida al fluido producido.

$$P_i = P_{gas} + P_{hea} \quad (2.59)$$

Donde P_i es la presión interna (psi), P_{gas} es la presión del gas (psi) y P_{hea} es la presión hidrostática en el espacio anular (psi).

ESTIMULACIÓN O INYECCIÓN DE FLUIDOS: es el efecto de la inyección de fluidos al interior del pozo que propicia una condición de cambio de presión en el interior de la tubería, el efecto de cambio de temperatura en el espacio anular también debe considerarse ya que afecta el comportamiento de presión.

$$P_i = P_{wh} + P_{hea} + \Delta P_f \quad (2.60)$$

Donde P_i es la presión interna (psi), P_{wh} es la presión en la cabeza del pozo (psi), P_{hea} es la presión hidrostática en el espacio anular (psi) y ΔP_f es la caída de presión por fricción en el espacio anular (psi).

PRESIONES DURANTE LA CEMENTACIÓN: es el perfil de presión generado por el desplazamiento de los fluidos bombeados durante las operaciones de cementación, en el cual se consideran las caídas de presión por fricción y el fenómeno de caída libre en el interior de la tubería, la representación generalizada para evaluar el perfil de presiones es:

$$P_e(h) = P_{wh} + \sum_{j=1}^{j=Nf} h_j \rho_j + \sum \sum \Delta H_i F_{ij} v_{ij}^2 \rho_j \quad (2.61)$$

Donde $P_e(h)$ es la presión de circulación de fondo (psi), P_{wh} es la presión en la cabeza del pozo (psi), h_j es la profundidad de interés (ft), ρ_j es la densidad del fluido circulante (psi/pie), ΔH_i es el tirante de fluido (ft), F_{ij} es el factor de fricción (adimensional) y v_{ij} es la velocidad del fluido en la geometría (i) (ft/seg). Cabe mencionar que una de las condiciones de presión externa más severas es precisamente la que se presenta durante la operación de cementación. Al término de la cementación se puede considerar varias condiciones de presión actuando sobre la tubería:

- La hidrostática de los fluidos contenidos es el espacio anular, considerando la lechada como fluido. En este caso se considera la densidad del fluido base de cada uno de los fluidos (lodo y lechada).
- La hidrostática del lodo considerando la lechada ya fraguada (sin hidrostática). En este punto se tienen estudios en los que se comprueba que el fraguar la lechada, la carga hidrostática se desvanece, razón por lo cual se presentan problemas de migración de gas.

PÉRDIDAS DE CIRCULACIÓN: esta condición se manifiesta al considerar que la tubería se queda vacía por el interior, esto se debe a una pérdida total o parcial del fluido de control, las causas de la pérdida pueden obedecer a distintos factores, sin embargo para determinar el perfil de presión por el interior de la tubería, se presenta una presión equivalente de 1 atmósfera en el tirante vacío y a partir de ese punto se considera la hidrostática del fluido de control. En el caso de una pérdida total, se considera la presión atmosférica en toda la longitud de la tubería.

MIGRACIÓN DEL GAS: esta presión se manifiesta por la canalización del gas a una presión constante hasta la superficie, la cual propicia que la presión de poro al nivel del intervalo que produce el gas se manifieste con la misma severidad o intensidad en superficie, por esto se incrementa la presión en el interior de la tubería al sumar la carga hidrostática del fluido de control.

INTRODUCCIÓN DE LA TUBERÍA: en esta operación existe una carga denominada de choque y es una carga que resulta del movimiento de la tubería mientras está siendo corrida en el agujero, la fórmula para calcularla es la siguiente:

$$F_{Choque} = 1780 V A_s \quad (2.62)$$

Donde **V** es la velocidad instantánea (pies/seg), **A_s** es la diferencia existente entre el diámetro exterior e interior de la tubería (pulg²), **A_s = A_o - A_i**.

AMBIENTES CORROSIVOS: la corrosión puede ocurrir durante la vida productiva del pozo reduciendo el espesor de la tubería, produciendo pérdida del acero en ciertos lugares o picaduras. Este fenómeno se incrementa conforme aumenta la concentración de agentes corrosivos tales como el oxígeno, ácido sulfhídrico (corrosión amarga) y bióxido de carbono (corrosión dulce). Por lo tanto el objetivo de la selección apropiada del acero es disponer de un aparejo con la resistencia necesaria a la corrosión a un costo mínimo.

Algunos de los parámetros más importantes por considerar para determinar la naturaleza del ambiente en el pozo y con esto el nivel de corrosión en el sistema, son los siguientes: Presión parcial del H₂S, Presión parcial del CO₂ y Efecto de la temperatura sobre la corrosión.

Presión parcial del H₂S es un componente extremadamente problemático, produce una falla catastrófica por fragilización (sulfide stress cracking). Este se acentúa conforme se incrementa el esfuerzo de la tubería (tensión) y la presencia de agua, pues el H₂S reacciona con esta produciendo disociación de átomos de hidrógeno los cuales se introducen en el acero incrementando la presión en los espacios intergranulares y generando fisuras.

La presión parcial del H₂S se estima con la siguiente relación:

$$P_{parcialH_2S} = p(\%molH_2S) \quad (2.63)$$

Donde **P_{parcialH₂S}** es la presión a la profundidad de interés. La siguiente figura es empleada para determinar si el ambiente es propicio al fenómeno de fragilización.

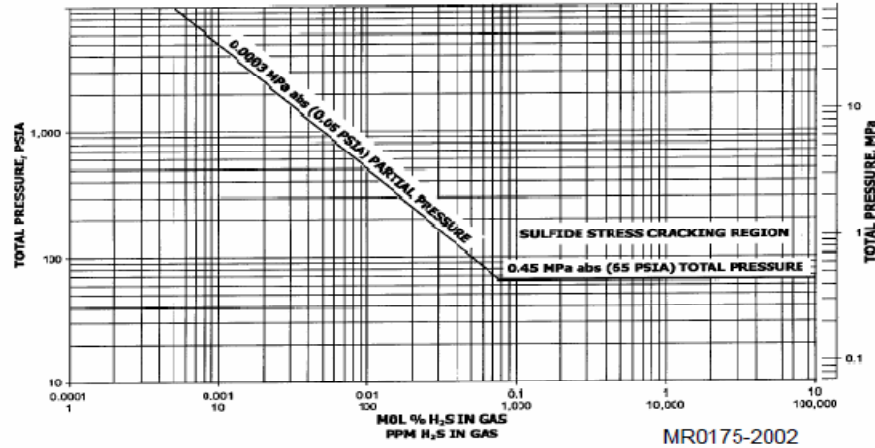


FIGURA 2-30. Relación Presión vs. Concentración H₂S.

Presión parcial del CO₂: el bióxido de carbono (CO₂) es otra sustancia que genera problemas de corrosión. Este fenómeno es conocido como corrosión dulce y ocurre cuando el agua de formación tiene contacto directo con el acero, por lo cual esto es crítico en pozos con alto corte de agua. En este suceso la composición química del agua de formación juega un papel muy importante. La concentración del CO₂ en el agua está determinada por la presión parcial del gas en contacto con el agua de formación y se estima con la siguiente relación:

$$P_{parcial}CO_2 = p(\%molCO_2) \tag{2.64}$$

Cuando hay presencia de los dos compuestos H₂S y CO₂ el ambiente en el sistema será más corrosivo. Para estos casos se debe calcular la presión parcial de ambos y determinar el nivel de corrosión esperada empleando la siguiente tabla:

	Presiones Parciales	Corrosión esperada	Acero recomendado
CO ₂	Mayores o iguales a 30 psi	Alta	TRC -95
	Entre 3 a 30 psi	Media	TRC - 95, L - 80
	Menores a 3 psi	No se presenta	Cualquier grado
H ₂ S	Mayores a 1.5 psi	Alta	TRC -95
	Entre 0.05 a 1.5 psi	Media	TRC - 95, L - 80
	Menores a 0.05 psi	No se presenta	Cualquier grado

TABLA 2-3. Selección de Tubería de Acuerdo al Ambiente Corrosivo.

Efecto de la temperatura sobre la resistencia del acero a la corrosión: el incremento de temperatura produce una disminución en la resistencia a la cedencia de los tubulares; por lo tanto, un factor de corrección por temperatura tiene que ser aplicado para obtener un valor de cedencia más acertado, dichos factores deben ser proporcionados por los fabricantes.

2.4 CONEXIONES Y ACCESORIOS UTILIZADOS EN LA TERMINACIÓN TUBINGLESS.

2.4.1 TIPOS DE CONEXIONES O JUNTAS

Básicamente una junta o conexión está constituida por tres elementos principales, los cuales son: un piñón, una caja y la rosca. Se dice que una junta también cuenta con un elemento de sello y un elemento hombro de paro, elementos que representan o simbolizan parte de los esfuerzos realizados por alcanzar lo ideal en una conexión.

El miembro roscado externamente es llamado piñón y el roscado internamente caja, sin embargo en algunos casos existe lo que se denomina como cople, el cual es un pequeño tramo de diámetro ligeramente mayor, pero roscado internamente en cada extremo, uniendo literalmente dos piñones.

Las juntas pueden clasificarse de acuerdo con el tipo de rosca, como API y Premium:

API, de acuerdo con las especificaciones API sobre elementos tubulares, existen únicamente cuatro tipos de rosca, los cuales son Tubería de línea, Redonda, Butress y Extreme line.

Premium o Propietario (patente), son juntas mejoradas a las API y maquinadas por fabricantes que patentan el diseño en cuanto a cambios en la rosca y/o a la integración de elementos adicionales como sellos y hombros que le proporcionan a la junta características y dimensiones especiales para cubrir requerimientos específicos los cuales se enfatizan en pozos con diámetro reducido, tales como:

- Evitar el brinco de roscas en pozos con alto ángulo de desviación.
- Mejorar la resistencia a la presión interna y externa.
- Disminuir esfuerzos tangenciales en coples.
- Facilitar la introducción en agujeros reducidos.
- Evitar la turbulencia del flujo por cambio de diámetro interior.
- Múltiples conexiones y desconexiones en pozos de prueba.
- Sellos mejorados.

Así mismo, puede clasificarse de acuerdo con el maquinado de los extremos de la tubería, como integrales los cuales son las que unen un extremo de la tubería roscado exteriormente con piñón y conectándolo en el otro extremo de la tubería roscado internamente como caja; y acopladas las cuales son las que integran otro elemento adicional denominado cople.

Recalcadas (EUE, External Upset End):

se incrementa el espesor y diámetro exterior de la tubería en uno o en ambos extremos en un proceso de forjar en caliente. La Resistencia a la tensión 100%.



Formadas: El extremo piñón es suajado (cerrado) y el extremo caja es expandido en frío sin rebasar el 5% en diámetro y el 2% en espesor, aplicando un relevado de esfuerzo posterior. Resistencia a la tensión 70 – 85%.

Lisas (NUE, Non Upset end):

Se maquilan las roscas directamente sobre los extremos del tubo sin aumentar el diámetro exterior del mismo. Resistencia a la tensión 55 – 65%.



Acopladas: Se maquila un piñón en cada extremo del tubo y se le enrosca un cople quedando el tubo con piñón de un extremo y caja en el otro extremo. Resistencia a la tensión 85 – 94%.

FIGURA 2-31. Clasificación de Acuerdo al Maquinado de los Extremos de la Tubería.

2.4.1.1 DIFERENCIAS ENTRE LAS ROSCAS API Y PREMIUM**ROSCAS API**

- **El Sello Resilente:** Mediante un anillo de teflón o materiales similares (utilizadas para presiones bajas), a veces solo funcionan como barreras a la corrosión.
- **Sello de Interferencia:** Es el sello entre roscas originado por la interferencia entre los hilos de la rosca al momento de conectarse mediante la conicidad del cuerpo de la junta y la aplicación de la torsión. El sellado propiamente dicho es causado por la grasa aplicada, la cual rellena los microhuecos entre los hilos de la rosca.
- **Son más económico.**
- **Enrosque complicado.**
- **Apriete geométrico.**
- **Menor resistencia a los esfuerzos triaxiales.**

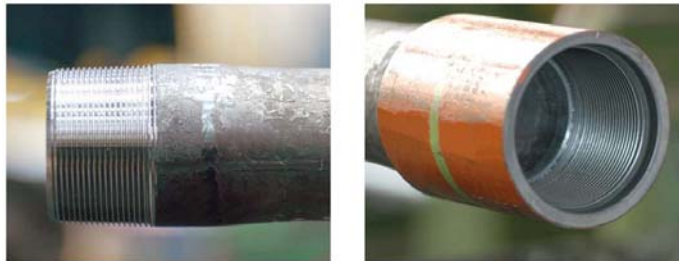
ROSCAS PREMIUM

- **El Sello es Metal – Metal:** Se origina por la presión de contacto entre planos deslizantes adyacentes, es decir, existe un contacto metal con metal entre el piñón y la caja de la junta.
- **Los costos son más elevados.**
- **Enrosque fácil.**
- **Apriete controlado.**
- **Mayor resistencia a los esfuerzos triaxiales.**

Los tipos de roscas más comúnmente utilizados en la terminación Tubingless son 8HRR, BCN y HD-533, los cuales a continuación se hace una descripción detallada de cada una de éstas.

2.4.1.2 8 HILOS ROSCA REDONDA (8HRR)

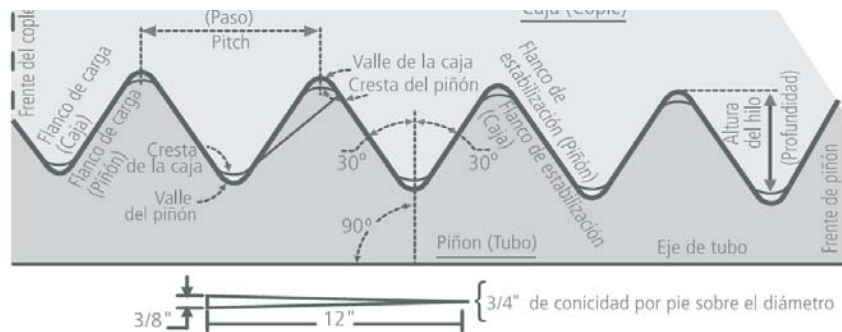
Las primeras roscas que se utilizaron para conectar tramos de tubos, en los inicios de la perforación de pozos petroleros, se fabricaban con hilos en forma de “V” de 60°, con poca o nula conicidad y de crestas afiladas. En 1939, el Comité de Estandarización del API para Tubos Petroleros en Estados Unidos, uniformó las características de la rosca redonda a 8 hilos por pulgada y conicidad de $\frac{3}{4}$ " por pie.



Piñón y caja de 8 HRR recalada para Tubing (EUE)

FIGURA 2-32. Conexión 8HRR.

Se conoce como 8 HRR (Ocho Hilos Rosca Redonda) debido a que se fabrica con 8 hilos por pulgada, además de que sus crestas y valles están redondeados.



Nota: Los flancos de estabilización y de carga son de 30°, con una conicidad de $\frac{3}{4}$ " por pie.

FIGURA 2-33. Hilos de la Conexión 8HRR.

En Tubería de Producción, se maquinan de 1.050" hasta 4 ½", tanto en tubo liso como recalcado en sus extremos, con 8 hilos por pulgada (HPP).

En Tubería de revestimiento, de 4 ½" a 20", sólo se fabrican en tubo liso. Únicamente en 8 HPP, se conoce como LTC (Long Thread Couple) o rosca redonda de cople largo y para tubos con pared delgada, como STC (Short Thread Coupled) o rosca redonda de cople corto.

En éstos últimos casos, ambas roscas se pueden conectar y se debe acoplar tomando en cuenta las recomendaciones de posición y torque para la de menor resistencia.

APRIETE ÓPTIMO: Para lograr un apriete óptimo durante el enrosque, se debe aplicar el torque preestablecido para cada diámetro, grado y peso. Al llegar a este valor, la cara del cople deberá coincidir con el punto donde termina la rosca, punto conocido como "desvanecimiento de la rosca" o "vanish point".

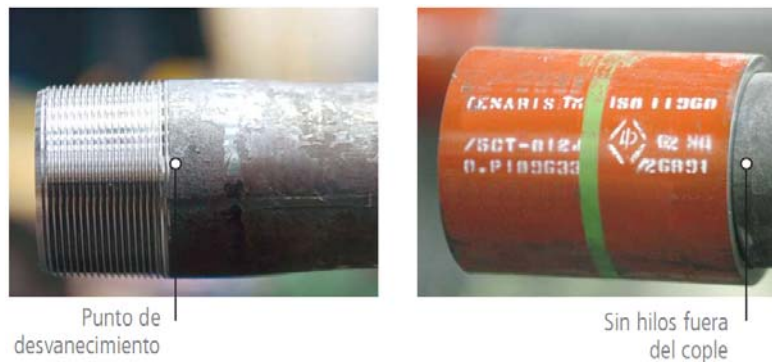


FIGURA 2-34. Apriete de la Conexión 8HRR.

APRIETE MÁXIMO: En caso de que al aplicar el valor de torque preestablecido quedaran 2 ó más hilos remanentes fuera del cople, se debe aplicar hasta el 25% adicional a este valor para llegar a la posición óptima con el apriete máximo.

En el caso de que al aplicar el 25% adicional al valor del torque preestablecido aún se observen más de 2 hilos fuera del cople, el tramo deberá ser eliminado y separado para su posterior revisión.

APRIETE MÍNIMO: Si el punto de desvanecimiento de la rosca llega a la cara del cople con un valor de torque menor al preestablecido, este valor no deberá ser menor al 75% del mismo. Si éste fuera el caso, es recomendable introducir hasta un máximo de 2 hilos dentro del cople para alcanzar al menos este porcentaje y obtener un apriete mínimo.

En caso de que al introducir hasta 2 hilos dentro del cople no se alcance al menos el 75% del valor del torque preestablecido, el tramo deberá ser eliminado y separado para su posterior revisión.

APLICACIÓN DE GRASA API: Durante el acoplamiento de estas roscas tienen una gran interferencia entre sus flancos generando alta fricción, por lo que es prioritario engrasar adecuadamente, tanto el piñón como la caja para evitar el desgaste de los hilos.

Debido a la configuración de este tipo de roscas, las crestas y los valles de los hilos no hacen contacto, dejando una cavidad de 3 a 6 milésimas, tal como se muestra en la figura, que se debe rellenar con grasa, formando así el único sello de esta rosca.



FIGURA 2-35. Acoplamiento de la Conexión 8HRR.

ENROSQUE: Como en todas las roscas, se recomienda colocar el tubo en posición vertical antes de introducir el piñón en la caja, evitar su excesiva oscilación durante la rotación y nunca rebasar las 25 rpm para el enrosque y 10 rpm para dar el torque final.

2.4.1.3 ROSCA TIPO BUTRESS (BCN)

La Rosca Buttress, también conocida como BCN, es una de las primeras conexiones acopladas que apareció en el mercado petrolero mundial durante los años treinta. Debido a que varias de las conexiones actuales como las Roscas Premium, basan su diseño en el principio de la rosca BCN, ésta se considera la madre de las conexiones acopladas.

La Rosca Buttress se utiliza en tubería de revestimiento, en rangos de 4 ½” hasta 20” de diámetro. Su fabricación está sustentada en las normas API 5B.

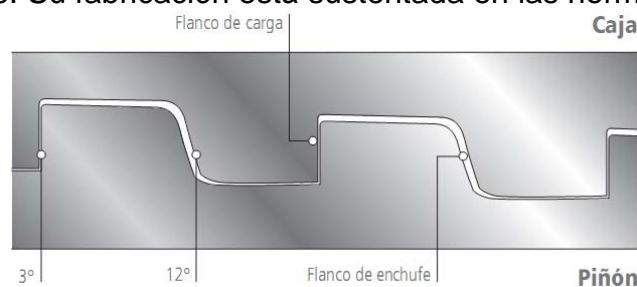


Diagrama del perfil general de la Rosca Buttress

FIGURA 2-36. Acoplamiento de la Conexión BCN.

MEDIDAS Y TOLERANCIAS: Las siguientes medidas y tolerancias son las recomendadas para el usuario de la Rosca Buttress:

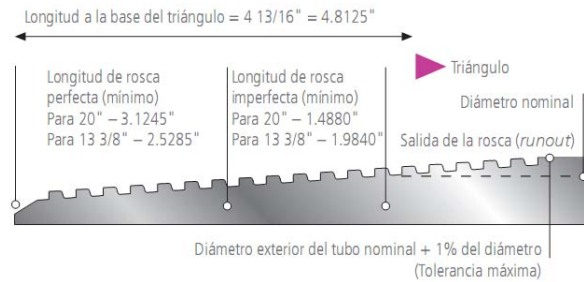


FIGURA 2-37. Dimensiones de la Conexión BCN.

El triángulo de referencia puede quedar en el cuerpo de tubo o en los hilos de la rosca. Esto dependerá del diámetro y espesor del tubo, así como de sus tolerancias.

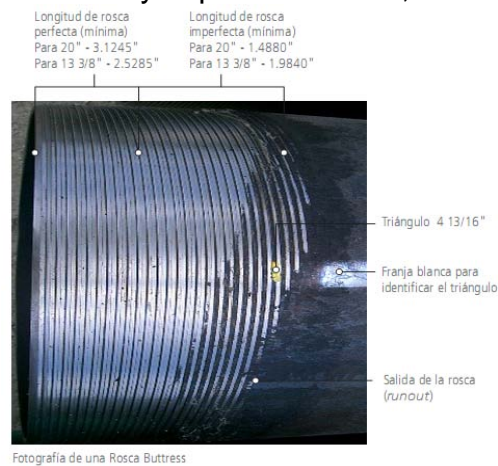


FIGURA 2-38. Piñón Conexión BCN.

Es de suma importancia identificar la ubicación del triángulo, el cual sirve de referencia para realizar el **apriete geométrico**. La franja de color blanco y dicho triángulo son elementos básicos que ayudarán a realizar de manera correcta la operación de apriete.



Posición del triángulo a $4 \frac{13}{16}''$ (122.1 mm) a partir de la base del piñón para diámetros de 20" y 13 3/8".



FIGURA 2-39. Ubicación del Triángulo.

Los pasos para el apriete geométrico de la tubería son:

1.- Aplicación de la grasa: El piñón y la caja deben estar completamente limpios, libres de materiales extraños y/o de grasa de almacenamiento (color amarillo). La grasa para el apriete (color negro) debe ser del tipo API, modificado de acuerdo con la norma API 5B2. Debe aplicarse tanto en el piñón como en la caja, cubriendo perfectamente los 360°.

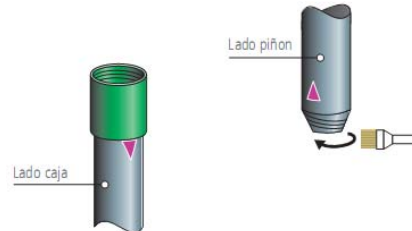


FIGURA 2-40. *Aplicación de Grasa.*

2.- Alineación del tubo: La alineación resulta ser un paso fundamental para el emboquillamiento del piñón en la caja.

3.- Apriete geométrico: Las siguientes figuras son las posiciones del triángulo en las cuales se puede lograr el apriete de la Rosca Buttress para ofrecer un acoplamiento adecuado.

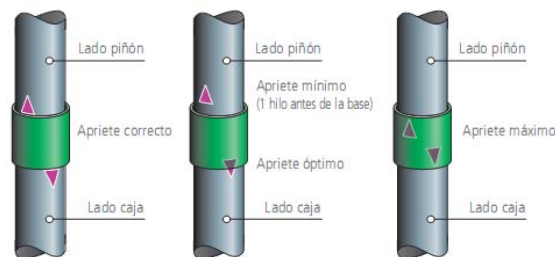


FIGURA 2-41. *Apriete Geométrico.*

Cuando se realiza el acoplamiento y se comienza a apretar el piñón sobre el cople, éste último puede girar en algunos casos, ya que el cople viene apretado de planta con un valor mínimo recomendado por el API. Este giro del cople puede considerarse normal, ya que la rosca no tiene un sello tipo tope. El giro del cople puede continuar hasta alcanzar el vértice del triángulo, mientras que en el lado piñón se debe llegar a la base del triángulo. Si el operador lo desea, puede utilizar una llave de aguante para sostener el cople.

Giro del cople

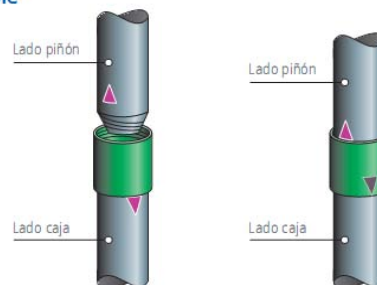


FIGURA 2-42. *Acoplamiento de la Tubería.*

2.4.1.4 HD-533

La conexión Hydril 533 es fabricada para tubería de producción, con extremos recalcados interna y externamente, y está diseñada para manejar cargas de torsión, tensión, compresión, presión interna y colapso al 100% de la resistencia del cuerpo del tubo.

Su perfil trapezoidal (tipo cola de milano), tiene la característica de ser una rosca sin interferencia, donde el hilo de rosca aumenta a medida que avanza en el piñón, mientras que en la caja disminuye en la misma porción, permitiendo bloquear conjuntamente el piñón con la caja mediante los perfiles de ángulo inverso tanto en el flanco de carga como en el flanco de ataque, reduciendo así el desgarramiento de los hilos, lo que se ha comprobado durante su uso como sarta de perforación, al ser sometida a los múltiples ciclos de apriete y quiebre que se requiere durante los diferentes viajes que se realizan, además cuenta con una abertura de desgaste (gap) entre el piñón y la caja que indica el nivel de desgaste de la conexión.

La resistencia a la torsión de la conexión HD-533 se debe al enganchado simultáneo de los flancos invertidos de la rosca tipo cola de milano, que distribuye radialmente la carga de torsión a lo largo de la rosca y la longitud del perfil trapezoidal actúa como un mecanismo positivo de torque que elimina la necesidad de hombros de carga y permite reducir el diámetro externo de las conexiones.

Los trabajos de esfuerzos de contacto entre el flanco de carga y el flanco de ataque, son distribuidos a lo largo de la rosca, por lo que dichos esfuerzos son distribuidos a lo largo de toda la conexión permitiendo así su alta eficiencia.

El sello metal-metal mantiene la capacidad de hermeticidad al gas 100% aún bajo altas cargas axiales y de flexión. El sello metálico entre caja y piñón se da gracias a la presión interna que se genera dentro de la tubería al estar trabajando sumergida en el fluido de perforación por lo que se garantiza la hermeticidad entre conexión y conexión, aún si dichas conexiones son armadas con el torque mínimo.



FIGURA 2-43. Conexión HD-533.

2.4.2 EQUIPO DE FLOTACIÓN

A medida que se va incrementando las profundidades de perforación de los pozos, las estructuras de los mástiles del equipo se ven sometidas a mayores esfuerzos y fatigas por incremento de la longitud y peso de la tubería. El uso de los equipos de flotación, reduce esos esfuerzos y fatigas, aprovechando el efecto de flotación aplicado a la tubería.

El equipo de flotación consiste de zapata y coples especiales con válvulas de contrapresión que impiden la entrada de los fluidos del pozo. Conforme la tubería es bajada, la carga al gancho es reducida en la misma magnitud dada por el peso del fluido desplazado por la sarta (Principio de Arquímedes). La tubería es llenada desde la superficie y se controla su peso monitoreándolo en un indicador. La secuencia del llenado es generalmente cada 5 a 10 tubos, sin embargo, algunas tuberías con diámetros mayores o tuberías con pared delgada pueden requerir un llenado más frecuente para impedir el colapso de la tubería. La tubería debe bajarse en forma lenta y continua para evitar la presión de pistón y daño a la formación.

Después de que el cemento es desplazado, la válvula de flotación debe evitar el flujo de regreso por el interior de la tubería de revestimiento. La falla de la válvula de flotación se manifiesta en la presión en superficie y necesariamente debe ser contenida. Por otra parte la aplicación de la presión en la superficie es indeseable debido a que ésta expande a la tubería en el periodo de endurecimiento del cemento. Cuando la presión es descargada, la tubería se contrae a sus condiciones normales de diámetro, causando una micro-separación anular entre la tubería y el cemento. Aunque pequeña la separación anular compromete el aislamiento de las zonas.

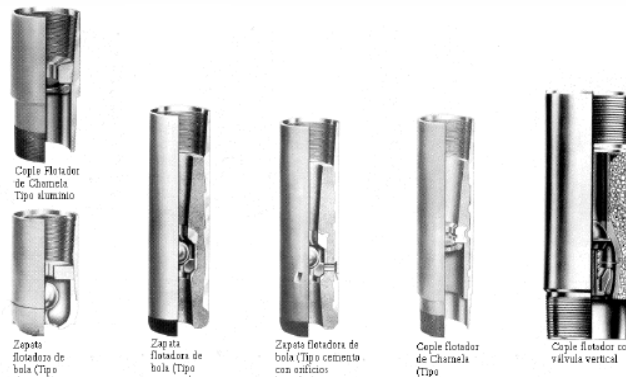


FIGURA 2-44. *Equipo de Flotación.*

La zapata guía es un accesorio ubicado en la parte inferior de la tubería de revestimiento, no contiene válvula de contrapresión ni mecanismo de control de flujo y es usada para proteger las aristas de la parte inferior de dicha tubería. La mayor parte contienen una nariz redondeada para guiar la tubería a través de desviaciones y restricciones del agujero y proporcionan un bisel interno para la guía de subsecuentes herramientas de perforación corridas dentro de la TR. Las zapatas guías son generalmente usadas en profundidades someras o combinadas con un cople flotador cuando van a profundidades moderadas.

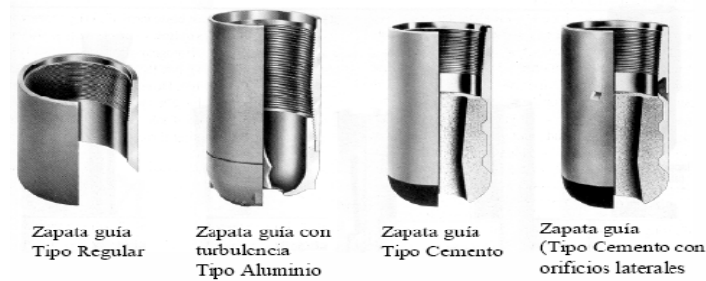


FIGURA 2-45. Tipos de Zapatas.

En algunas ocasiones se utilizan los equipos de llenado diferencial los cuales están diseñados para llenarse automáticamente y regular el nivel del fluido dentro de la tubería de revestimiento. La mayoría de las unidades de llenado diferencial mantendrán la tubería de revestimiento aproximadamente a un 90% de su capacidad con respecto al nivel del fluido anular.

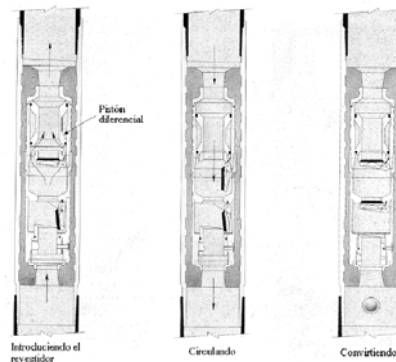


FIGURA 2-46. Cople Diferencial.

2.4.3 TAPONES DE DESPLAZAMIENTO

Los tapones actúan como barreras de separación entre el lodo de perforación, lechadas de cemento y fluidos de desplazamiento. La sección de tubería que separa a la zapata y al cople flotador es proporcionada como un amortiguador dentro de la tubería para retener la parte final de la lechada, con posible contaminación. Esta sección puede ser mayor de dos tramos de tubería para asegurar la colocación de buena calidad de cemento en la parte exterior de la zapata.

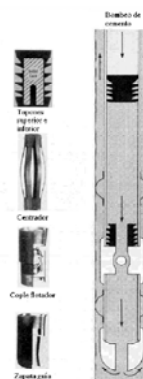


FIGURA 2-47. Tapones de Desplazamiento.

2.4.4 CENTRADORES

Los centradores son colocados en las secciones críticas de interés para centrar la tubería y obtener una mejor distribución del cemento alrededor de ésta, mejorando de esta manera la calidad de la cementación primaria. En tuberías no centradas se presentan áreas restringidas al flujo donde se conservan bolsas de lodo de alto grado de gelificación y con alto contenido de recortes. Cuando se coloca la lechada de cemento en estas áreas las bolsas de lodo no son removidas aunque el cemento viaje en régimen turbulento. Esto se manifiesta en la evaluación de las cementaciones como canalizaciones de lodo en el cuerpo del cemento.

En los agujeros direccionales el centrado de la tubería se torna crítico debido a que, por efecto de la gravedad, la tubería tiende a recargarse en la parte baja del agujero y si no se cuenta con equipo eficiente de centrado, la calidad de la cementación será baja, hasta llegar a los coples.

El espaciamiento entre centradores está determinado por el ángulo de desviación y el grado de excentricidad, el espaciamiento máximo permisible está dado por la siguiente expresión:

$$L = \left(\frac{(D^4 - d^4)Y}{3.056E^{-6}W \text{Sen} \alpha} \right)^{1/4} \quad (2.65)$$

Donde:

- L = Distancia entre centradores, pie.
- D= Diámetro exterior de la tubería, pg.
- d = Diámetro interior de la tubería, pg.
- W= Peso unitario de la tubería, lbs/pie.
- α = Ángulo de desviación de agujero, grados.
- Y = Deflexión de descentralización, pg.

$$Y = \text{radio del agujero} - \text{radio de la tubería} - Wn$$

$$Wn = (1 - \% \text{excentricidad})(\text{radio del agujero} - \text{radio de la tubería})$$

En cuanto al espaciamiento mínimo de los centradores se considera lo siguiente:

- En la zapata.
- Dos tramos arriba de la zapata.
- Cada tramo y 30 metros arriba y debajo de la zona de interés.
- Cada tramo en cualquier parte donde la adherencia es crítica.

CAPÍTULO III

**CASO PRÁCTICO:
PERFORACIÓN Y TERMINACIÓN TUBINGLESS
DE UN POZO VERTICAL DE GAS**

CAPÍTULO III

CASO PRÁCTICO: PERFORACIÓN Y TERMINACIÓN TUBINGLESS DE UN POZO VERTICAL DE GAS

3.1 SECUENCIA OPERATIVA

El Campo Culebra está localizado en la parte centro-occidental en la Cuenca de Burgos y fue descubierta en el año de 1961, consta básicamente de intercalaciones de arenas y lutitas típicas de un ambiente Deltaico. Las arenas más productivas de este campo han sido Wilcox 3 y 4, con una producción promedio de 1.5 MMpcd.

La siguiente tabla proporciona la secuencia de actividades involucradas durante la perforación de cada una de las tres etapas de un pozo vertical de gas con terminación tubingless en el Campo Culebra:

ETAPA 12 ¼" PARA PERFORAR A 150 MTS.	Horas	Días Acum. Fase	Días Acum. Total
Armó Barrena 12 ¼" y Bajó a Fondo de Contrapozo.	1	0.04	0.04
Perforó hasta 150 m.	10	0.46	.46
Bombeó Bache Viscoso de 1.15 gr/cc x 120 seg.	0.25	0.47	.47
Circuló con 500 gpm. Para Limpiar Agujero.	0.5	0.49	0.49
Levantó Barrena a Superficie, Quebrando Tubería Tramo por Tramo.	6	0.74	0.74
Instaló Equipo y Herramienta para Introducir TR 9 5/8".	1	0.78	0.78
Conectó Zapata Guía, 1 Tramo de TR y Cople Flotador.	1	0.82	0.82
Bajó TR 9 5/8" hasta 150 m. de Acuerdo al Programa de Introducción de TR.	3	0.95	0.95
Desmanteló Equipo de Introducción de TR's e Instaló Equipo para Cementación.	2	1.03	1.03
Instaló Cabeza de Cementación y Circuló con 240 gpm, (Simulando Condiciones de Flujo Durante la Cementación), en el Inter se Realizó Junta Pre-operativa	1	1.07	1.07
Cementó TR 9 5/8" desde 150 m hasta Superficie, de Acuerdo a Programa.	2	1.16	1.16
Desmanteló Equipo de Cementación.	1	1.20	1.20
Limpió Contrapozo.	1.5	1.26	1.26

Cortó y Biseló la Tubería de Revestimiento para el Asiento del Cabezal 11" 5,000 psi, así mismo Eliminó Tubo Ancla de 9 5/8" Restante.	1	1.30	1.30
Soldó Cabezal a Tubería y Probó Sello con 600 psi. x 10 minutos.	1.5	1.36	1.36
Instaló Cabezal Compacto "sección B" 9 5/8" x 11"-10M psi, Sobre Cabezal Soldable 11" -5 M psi.	1.5	1.43	1.43
Instaló Conjunto de Preventores (BOP's) 11"-10 M psi, Compuesto de Preventor Sencillo 11"-10M psi, Preventor doble 11"-10M psi y Preventor Esférico 11"-5M psi.	8	1.76	1.76
Instaló Niples de una Pulgada a Preventores, Válvulas Mecánica e Hidráulica, Líneas Primaria, Secundaria y de Matar al Ensamble de Estrangulación, así como las Líneas que van del Ensamble de Estrangulación, Separador Gas-Lodo y al Quemador.	5	1.97	1.97
Probó el Conjunto Superficial de Control.	9	2.34	2.34
Instaló Buje de Desgaste Largo 11".	0.5	2.36	2.36
Conectó Campana, Charola Ecológica y Línea de Flote.	2	2.45	2.45
ETAPA 8 1/2" PARA PERFORAR DE 150 MTS A 1050 MTS.	Horas	Días Acum. Fase	Días Acum. Total
Armó Barrena 8 1/2" con Sarta Empacada.	2	0.08	2.53
Bajó Barrena Hasta Reconocer Cima de Tapones con lastrabarrenas 6 1/2", Tubería Pesada 4 1/2" y Tubería de Perforación 4 1/2".	5	0.29	2.74
Circuló hasta Emparejar Columnas, Verificó Libre Flujo a través del Ensamble de Estrangulación y Separador Gas-Lodo. Así mismo Probó TR 9 5/8" con 500 psi Utilizando Bombas del Equipo por 15 minutos.	2	0.38	2.82
Rebajó Tapones, Cople Flotador y Cemento hasta 5 m antes de la Zapata, Condiciones de Operación: Gasto 300 gpm, Rotaria 40 – 60 rpm, PSB 1-3 ton.	1.5	0.44	2.89
Circuló para limpiar espacio anular y Realizó Segunda Prueba a TR 9 5/8" con 500 psi en Superficie por 10 minutos, para Verificar Integridad de Cople.	1	0.48	2.93
Rebajó Cemento y Zapata Guía.	0.5	0.50	2.95
Perforó con Sarta Empacada desde 150 m a 1050 m.	28	1.67	4.11
Bombeó Bache Viscoso de 1.35 gr/cc x 120 seg.	0.25	1.68	4.13
Circuló hasta Observar Retornos Limpios con 420 gpm. Y Bombeó 2 m ³ de Bache Ecológico de 1.45 gr/cc	1	1.72	4.17

Realizó Viaje Corto 500 m Arriba del Fondo Perforado, Llenando por Espacio Anular Cada 3 Lingadas y Cuantificó con Tanque de Viajes. Observó Pozo Estático y Regresó a Fondo con Desplazamiento Normal.	5	1.93	4.38
Circuló con 420 gpm, sin Presencia de Gas ni Disminución de Densidad. Bombeó 4 m ³ de Bache Ecológico de 1.45 gr/cc.	1	1.97	4.42
Levantó Barrena desde 1050 m hasta Superficie. Llenando por Espacio Anular cada 9 Tramos Normal y Eliminando Tubería Tramo por Tramo.	10	2.39	4.83
Instaló Unidad y Equipo de Registros Eléctricos además Efectuó Junta de Seguridad y Pre-Operativa	1	2.43	4.88
Tomó Registros Eléctricos.	4	2.59	5.04
Desmanteló Unidad de Registros Eléctricos.	1	2.64	5.08
Recuperó Buje de Desgaste Largo 11".	0.5	2.66	5.10
Cambió Arietes 4 ½" x Arietes 7" a Preventor Superior y Probó Mismos.	3	2.78	5.23
Instaló Equipo para Introducción de TR 7" y Efectuó Junta de Seguridad y Pre-Operativa	1	2.82	5.27
Conectó Zapata Guía, 2 Tramos de TR 7", Cople Flotador y 6 Tramos de TR Donde Verificó Equipo de Flotación.	1	2.86	5.31
Bajó TR 7" hasta 1050 m y Conectó Colgador 7", así como los Respectivos Centradores, Llenando cada 10 Tramos y Cuantificando con Tanque de Viajes Normal.	6	3.11	5.56
Desmanteló Equipo de Introducción de TR 7"	1	3.16	5.60
Instaló Equipo para Cementación.	1.5	3.22	5.67
Con Cabeza de Cementación Instalada Circuló con 250 gpm (Simulando Condiciones de Flujo en Cementación). En el Inter Realizó Junta Pre-Operativa.	1	3.26	5.71
Efectuó Cementación de TR 7", Según Programa	2	3.34	5.79
Desmanteló Equipo para Cementación	1	3.39	5.83
Eliminó Cabeza de Cementación y Tubo Ancla e Instaló Ensamble de Sellos del Colgador de TR (Pack Off) y Probó con 4,000 psi. x 15 minutos.	1	3.43	5.88
Cambió Arietes 7" x Arietes 3 ½" del Preventor Superior y Probó Mismos.	2.5	3.53	5.98
Colocó Buje de Desgaste Corto.	0.5	3.55	6

ETAPA 6 1/8", PARA PERFORAR DE 1050 MTS A 2072 MTS.	Horas	Días Acum. Fase	Días Acum. Total
Armó Barrena 6 1/8" con Sarta Empacada.	2	0.08	6.08
Bajó Barrena hasta Reconocer Cima de Tapones Llenando Interior de Tubería cada 300 m. utilizando Lastrabarrena 4 3/4", Tubería Pesada 3 1/2" y Tubería de Perforación 3 1/2".	8	0.42	6.42
Circuló Emparejando Columnas a 1.35 gr/cc. Verificó Libre Flujo a través del Ensamble de Estrangulación y Separador Gas-Lodo. Además Probó TR 7" con 2000 psi con Bombas por 15 min.	1.5	0.48	6.48
Rebajó Tapones, Cople Flotador y Cemento hasta 5 m antes de la Zapata. Condiciones de Operación: Gasto 200 gpm, Rotaria 40 – 60 rpm, PSB 1-2 ton.	2	0.56	6.56
Circuló con 260 gpm y Realizó segunda Prueba a TR 7" con 2000 psi en Bombas.	1	0.60	6.60
Rebajó Cemento y Zapata Flotadora.	0.5	0.63	6.63
Perforó con Sarta Empacada desde 1050 m hasta 2072 m, con Presencia de Gas en lodo a 1800 m.	39	2.25	8.25
Bombeó Bache Viscoso de 1.65 gr/cc x 120 seg.	0.5	2.27	8.27
Circuló hasta Observar Retornos Limpios con 260 gpm. Y Bombeó 3 m ³ de Bache Ecológico de 1.75 gr/cc.	2	2.35	8.35
Realizó Viaje Corto hasta 1050 m (zapata 7") Llenando por Espacio Anular Cada 3 Lingadas y Cuantificando con Tanque de Viajes, Observó Pozo Estático y Regresó a Fondo con Desplazamiento Normal y Llenando por Interior de Tubería cada 300 m.	6	2.60	8.60
Circuló con 260 gpm, Homogeneizando Columnas a 1.65 gr/cc y Bombeó 4 m ³ de Bache Ecológico de 1.75 gr/cc.	1	2.65	8.65
Sacó Barrena desde 2072 m hasta Superficie. Llenando por Espacio Anular cada 9 Tramos Normal y Estibando Tubería en Changuero, Eliminando Lastrabarrenas 4 3/4", Tramo por Tramo.	10	3.06	9.06
Instaló Unidad y Equipo de Registros Eléctricos. Efectuó Junta de Seguridad y Pre-Operativa	1.5	3.13	9.13
Tomó Registros Eléctricos	5	3.33	9.33
Desmanteló Unidad de Registros Eléctricos	1	3.38	9.38
Recuperó Buje de Desgaste Corto	0.5	3.40	9.40

Instaló Equipo para Introducción de Tubería de Producción “Tubingless” de 3 ½” y Efectuó Junta de Seguridad y Pre-Operativa.	1	3.44	9.44
Conectó Zapata Flotadora, 3 Tramos de TP 3 ½”, Cople Flotador y 11 Tramos de TP donde Verificó Equipo de Flotación.	2	3.52	9.52
Bajó Tubería de Producción 3 ½” hasta 2072 m, Con Apriete de 3,200 Lbs-Ft y Llenando cada 30 Tramos, Cuantificó con Tanque de Viajes Normal así mismo Conectó Colgador y Tubo Ancla.	14	4.10	10.10
Desmanteló Equipo de Introducción de Tubería de Producción 3 ½”.	1	4.15	10.15
Instaló Equipo para Cementación	1.5	4.21	10.21
Con Cabeza de Cementación Instalada Circuló con 250 gpm (Simulando Condiciones de Flujo en Cementación). En el Inter Realizó Junta Pre-Operativa.	1	4.25	10.25
Cementó Tubería de Producción 3 ½”, Según Programa.	2.5	4.35	10.35
Cerró Espacio Anular 7” – 3 ½”, para Monitorear Presión y Desmanteló Equipo para Cementación.	1	4.40	10.40
Esperó 24 hrs Acumulados de Fraguado, en el Inter se Elimina Tramo por Tramo: 14 Tramos de Tubería Pesada de 3 ½” y 147 Tramos de Tubería de Perforación de 3 ½”, de 194 Estibadas en Changuero.	23	5.35	11.35
Eliminó Últimos 47 Tramos de Tubería de Perforación de 3 ½”, Tramo por Tramo.	5	5.56	11.56
Abrió Preventor Superior con Ariete para Tubería de 3 ½” e Introdujo Válvula Tipo “H” y Posteriormente Retiró Tubo Ancla.	0.5	5.58	11.58
Desmanteló y Retiró Charola Ecológica, Campana, Línea de Flote y Líneas Superficiales de Control.	2.5	5.69	11.69
Desmanteló y Retiró Conjunto de Preventores 11” 10 M., Así mismo Recuperó Válvula Tipo “H”.	3	5.81	11.81
Conectó Tubo Ancla para Tensionar y levantar Colgador e Instalar Empaques Sellos. Colocó Nuevamente en su Nido y Fijó con Opresores.	1	5.85	11.85
Colocó Anillo BX-158 e Instaló Medio Árbol de Válvulas 9 5/8” x 7” x 3 ½” – 10 M.	3	5.98	11.98
Probó Hermeticidad del Anillo BX-158, Empaque Sello de Colgador y Sellos del 1/2 Árbol de Válvulas con 500/8000 psi por 5 y 10 minutos.	0.5	6	12

TABLA 3-1. Secuencia Operativa.

3.2 GRADIENTE DE PRESIÓN

La siguiente figura representa el resultado del proceso de cálculo de geopresiones, la cual da como resultado el gradiente de presión requerido en el lodo de perforación para cada profundidad. En el primer carril se representa el registro de rayo gamma (línea azul) con la identificación de los puntos de lutitas (línea violeta), en el segundo carril el registro de resistividad (línea roja) y puntos de lutitas (línea amarilla); en el tercer carril se representa el registro sónico e igual que los registros anteriores con la identificación de lutitas (línea azul). Finalmente en el cuarto carril se representan: la estratigrafía, el programa de asentamiento de TR's, gradiente de poro (línea roja), gradiente del lodo a utilizar (línea verde) y gradiente de fractura (línea azul),

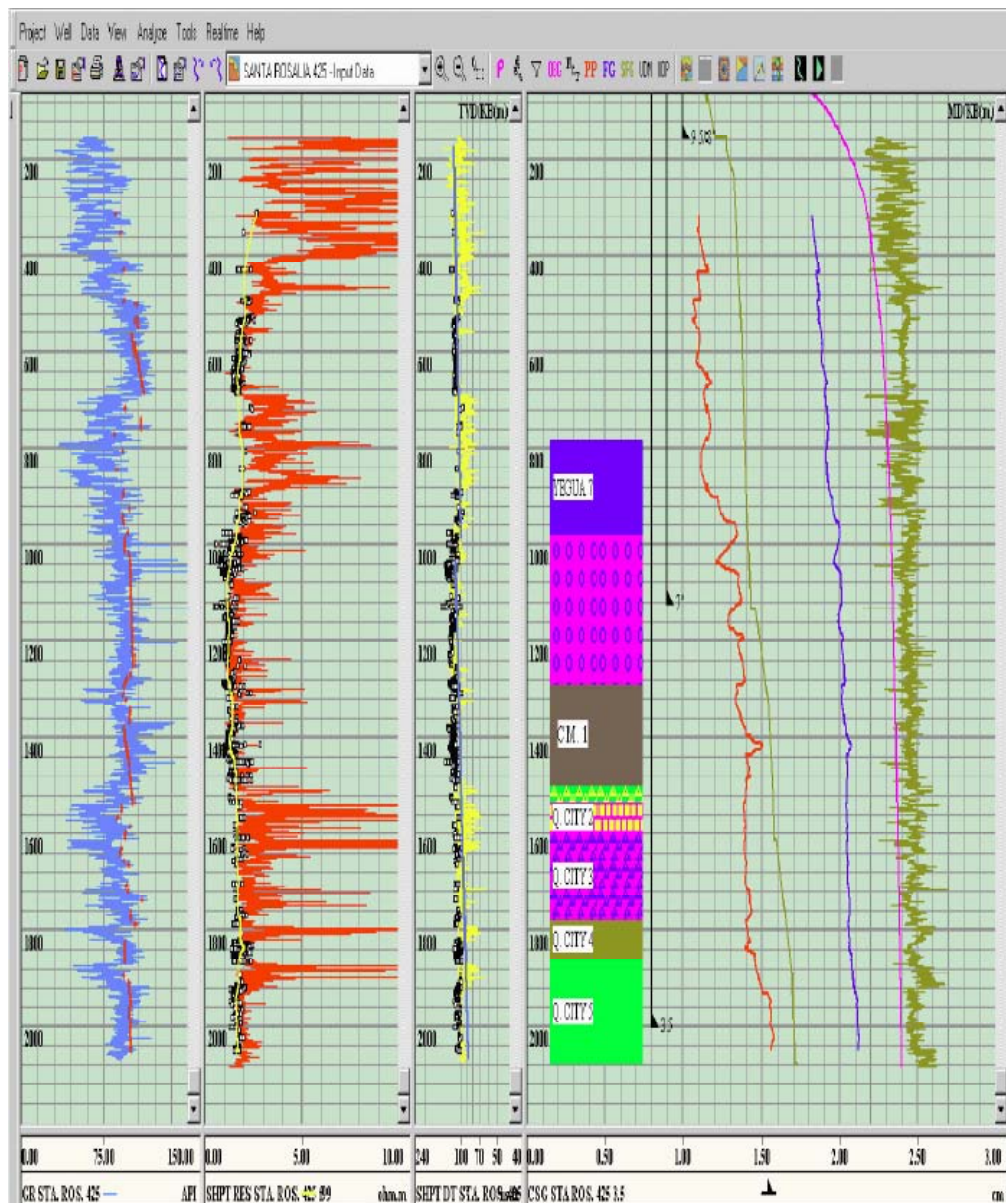


FIGURA 3-1. Gráfica de Geopresiones.

3.3 PROCESO DE PERFORACIÓN

3.3.1 PERFORACIÓN DE LA PRIMERA ETAPA

Para la perforación de la primera etapa a 150 mts se utilizó una barrena PDC 12 ¼" y lodo de perforación base agua (Bentonítico) para proteger los acuíferos superficiales, cuya densidad fue de 1.05 – 1.15 gr/cc. Cabe hacer notar que para perforar los primeros 20 m, se realizó a bajo gasto (250 gpm), esto es con la finalidad de evitar que las paredes del agujero se laven e incrementen el diámetro de éste e incluso en el peor de los casos se induzca una pérdida de circulación.

Parámetros:

- Gasto = 500 – 550 gpm;
- Peso Sobre Barrena = 2 – 6 tons;
- Rotaria = 80 – 150 rpm;
- Presión de Bomba = 400 - 500 psi;
- Ritmo de Penetración = 15 m/hr.

Se mantuvo un estricto control de la viscosidad de lodo, para tener buena limpieza del agujero. Así mismo se la vigilaron los parámetros de tensión y torsión de la sarta al momento de estar perforando o realizando el viaje a superficie. Las bombas utilizadas son dos bombas triplex con camisas de 5.5 pg por 10 pg de longitud. La formación que se perforó en esta primera etapa es el Eoceno Jackson y Yegua, constituida principalmente por lutitas suaves con intercalaciones de arenisca, históricamente estas formaciones han sido perforados con este tipo de barrena teniendo buenos resultados, en este caso fue de 22 m/hr.

CARACTERÍSTICA DE LA BARRENA 12 ¼"	
Barrena	PDC 12 ¼"
Código IADC	M223
Tipo de cuerpo	Matriz
Número y tamaño de cortadores	45 x 19 mm
Número y diámetro de toberas	8 x 10/32"
Área total de flujo	0.613 (pg ²)
Conexión API	6 5/8" reg. piñón
Torque recomendado	37,000 – 43,000 lbs-ft
Peso aproximado	191 kg (420 lbs)




TABLA 3-2. Características de barrena 12 ¼".

3.3.1.1 APAREJO DE FONDO

El aparejo de fondo (BHA por sus siglas en inglés) que se utilizó en esta etapa es rígida y comúnmente llamada empacada, cuya característica principal es la tendencia a mantener la verticalidad durante la perforación. Es importante mencionar que a pesar de los avances tecnológicos en la medición de la profundidad instantánea a la que se perfora un pozo, se realizó la medición física de cada uno de los componentes utilizados en la sarta, así como su diámetro interno, externo y tipo de conexión.

	DESCRIPCION	LONG. (m)	TOTAL (m)	D. E. (pg)	D. I. (pg)	PIÑÓN	CAJA
1	BARRENA 12 1/4", Tobs 8 x 10/32"	0.28	0.28	12 1/4"		6 5/8" REG	
2	DOBLE CAJA LISO C/VCP	1.27	1.55	8"	2 13/16"		6 5/8" REG
3	(1) LASTRABARRENA ESPIRAL	9.47	11.02	8"	2 13/16"	6 5/8" REG	6 5/8" REG
4	ESTABILIZADOR 12 1/8" x 6 1/2"	1.92	12.94	8"	2 13/16"	6 5/8" REG	6 5/8" REG
5	(2) LASTRABARRENA ESPIRAL	9.33	22.27	8"	2 13/16"	6 5/8" REG	6 5/8" REG
6	(3) LASTRABARRENA ESPIRAL	9.30	31.57	8"	2 13/16"	6 5/8" REG	6 5/8" REG
7	(4) LASTRABARRENA ESPIRAL	9.44	41.01	8"	2 13/16"	6 5/8" REG	6 5/8" REG
8	(5) LASTRABARRENA ESPIRAL	9.35	50.36	8"	2 13/16"	6 5/8" REG	6 5/8" REG
9	(6) LASTRABARRENA ESPIRAL	9.36	59.72	8"	2 13/16"	6 5/8" REG	6 5/8" REG
10	COMBINACIÓN 6 5/8" REG. X 4" IF	0.80	60.52	8"	2 13/16"	6 5/8" REG	4" IF
11	(1) TUBERÍA PESADA (DPHW) 4 ½"	9.36	69.88	4 ½"	2 ¾"	4" IF	4" IF
12	(2) TUBERÍA PESADA (DPHW) 4 ½"	9.38	79.26	4 ½"	2 ¾"	4" IF	4" IF
13	(3) TUBERÍA PESADA (DPHW) 4 ½"	9.36	88.62	4 ½"	2 ¾"	4" IF	4" IF
14	(4) TUBERÍA PESADA (DPHW) 4 ½"	9.44	98.06	4 ½"	2 ¾"	4" IF	4" IF
15	(5) TUBERÍA PESADA (DPHW) 4 ½"	9.35	107.41	4 ½"	2 ¾"	4" IF	4" IF
16	(6) TUBERÍA PESADA (DPHW) 4 ½"	9.34	116.75	4 ½"	2 ¾"	4" IF	4" IF
17	(7) TUBERÍA PESADA (DPHW) 4 ½"	9.36	126.11	4 ½"	2 ¾"	4" IF	4" IF
18	(8) TUBERÍA PESADA (DPHW) 4 ½"	9.47	135.58	4 ½"	2 ¾"	4" IF	4" IF
19	(9) TUBERÍA PESADA (DPHW) 4 ½"	9.35	144.93	4 ½"	2 ¾"	4" IF	4" IF
	KELLY (12.5 m)	5.07	150.00				
	LONGITUD BHA TOTAL (m)	144.93					
	TUBULAR	BNA 12 1/4"		DC 8"	DP HW 4 ½"		
	ROSCA	6 5/8" REG		6 5/8" REG	4" IF (NC-46)		
	APRIETE	39,000 Lbs.-Pie		53,000 Lbs-Pie	21,800 Lbs-Pie		
	CON LLAVES DE 4.5 ft	8,700 Lbs		11,750 Lbs	4,840 Lbs		
	PESO			150 Lbs/Pie	42 Lbs/Pie		

TABLA 3-3. Sarta de Perforación Primera Etapa.

3.3.1.2 FLUIDO DE PERFORACIÓN

El fluido que se utilizó para perforar esta etapa es base agua (bentonítico) y el rango de densidad fue de 1.05 a 1.15 gr/cc. Sus características más importantes se detallan a continuación:

Sistema de Lodo	Base Agua Bentonítico.
Materiales Usados	<ul style="list-style-type: none"> Bentonita para la suspensión de Materiales. Sosa Cáustica como Alcalinizante. Viscosificantes. Lignitos con Dispersantes.
Condiciones de Riesgo	<ul style="list-style-type: none"> Limpieza de pozo. Altas tasa de Penetración. Hidratación de las Arcillas.

TABLA 3-4. Características de Lodo Base Agua.

General	Unidades	Etapa 12 ¼"
Tipo de Fluido		Bentonítico
Intervalo	m	150
Densidad	gr/cc	1.05 – 1.15
Viscosidad	Seg/lt	40 - 60
Viscosidad Plástica, VP	Cps	10 - 20
Punto de Cedencia, PC	Lts/100 pie ²	5 - 12
Geles	Lts/100 pie ²	3/8 – 4/14
Filtrado APAT	ml	< 18
Relación Aceite/ Agua	% RAA	N/A
Sólidos	%	4 - 10
Emulsión	Volts	N/A
Exceso de Cal	Kg/m ³	N/A
MBT	Kg/m ³	20 - 60
Salinidad	ppm	800 - 5000

Para la limpieza del agujero en este intervalo, fue necesario que el gasto sea lo suficiente para que ayude al fluido a limpiarlo y evite el hinchamiento de lutas plásticas por el tiempo de exposición. En cuanto a la acumulación de recorte en el contrapozo se utilizó en temblorinas mallas 175 / 175 en cada una y en limpia lodos 175 / 250, además del apoyo de una línea de 2" para ayudar a la bomba sumergible a procesar el recorte en el contrapozo.

Finalmente una vez perforado el intervalo se preparó y bombeó un bache de limpieza viscoso de 1.15 gr/cc x 120 seg, para lograr una mejor limpieza del agujero.

3.3.1.3 SACAR BARRENA A SUPERFICIE.

Una vez que el agujero perforado estuvo limpio de recortes se procedió a la extracción de la herramienta que se utilizó, además se verificó el arrastre que se generó, la cual fue despreciable indicándonos la buena condición del agujero, en cuanto al volumen de acero extraído se sustituyó sin problemas con lodo de perforación, de acuerdo al registro de volúmenes totales de lodo en presas, así como en el agujero.

DESCRIPCION	D. E. (pg)	D. I. (pg)	DESPLAZAMIENTO
(6) LASTRABARRENA ESPIRAL 8"	6 1/2"	2 1/4"	10.82 Bls
(9) TUBERÍA PESADA 4 1/2"	4 1/2"	2 3/4"	3.41 Bls
TOTAL			14.23 Bls

TABLA 3-5. Desplazamiento de la Sarta en la Primera Etapa.

3.3.1.4 TUBERÍA DE REVESTIMIENTO, 9 5/8".

La introducción de esta tubería tiene como objetivo aislar formaciones no consolidadas y evitar la contaminación de mantos acuíferos que se encuentren a profundidades someras, mantener el agujero íntegro y evitar la probable migración de agua, condensado y gas de alguna arena productora superficial, además de permitir la circulación y evitar derrumbes de arenas no consolidadas, por otro lado permite la instalación del conjunto superficial de control, así como perforar la siguiente etapa. Las características de la tubería que se utilizó son las siguientes:

ETAPA	D. E. (pg)	D. I. (m)	GRADO	LIBRAJE	JUNTA	TORQUE	DESPLAZAMIENTO
TR SUPERFICIAL	9 5/8"	9.001"	J - 55	32.3 Lbs/ft	BCN	GEOMÉTRICO	5.89 Lts/m

TABLA 3-6. Características de la Tubería de Revestimiento 9 5/8".

La distribución de la tubería (Tabla 3.7) quedó de tal forma que exista un espacio suficiente entre el fondo perforado y la zapata, con la finalidad de permitir el libre retorno de fluidos por el espacio anular durante la circulación y cementación. Por otra parte la altura de la última TR permitió la instalación segura y práctica de la cabeza de cementación quedando 1.5 m sobre mesa rotaria.

DESCRIPCIÓN	CANT.	LONG. (m)	LONG. ACUMULADA (m)
TR 9 5/8", BCN	10	135.37	135.37
COPEL FLOTADOR 9 5/8", BCN	1	0.27	136.02
TR 9 5/8" BCN	1	13.98	151.62
ZAPATA GUÍA 9 5/8", BCN	1	0.38	150.00

TABLA 3-7. Distribución de la TR 9 5/8".

La Gráfica de Esfuerzos en la Tubería (Gráfica 3.2) muestra la resistencia a los esfuerzos que se somete dicha tubería, de acuerdo con el modelo de Von Mises.

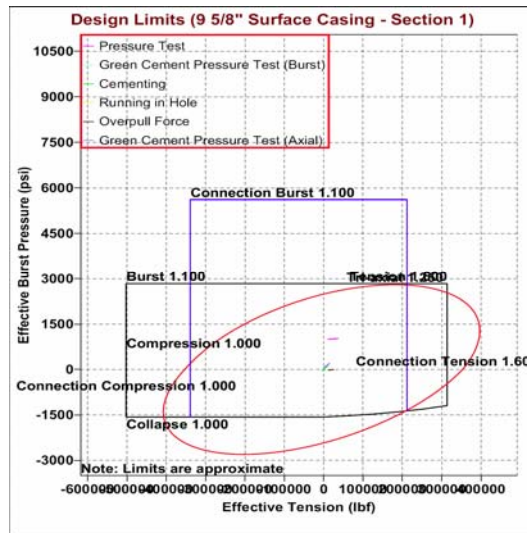


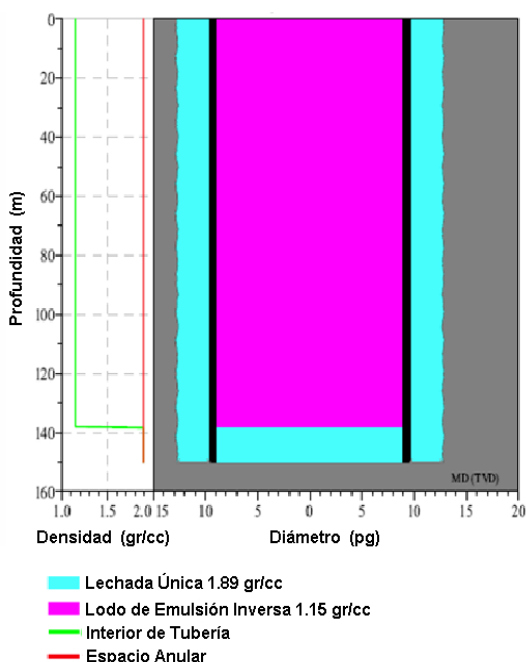
FIGURA 3-2. Gráfica Von Mises para la TR 9 5/8".

3.3.1.5 CEMENTACIÓN TR 9 5/8"

Para la cementación de la primera etapa con tubería de revestimiento 9 5/8" en agujero de 12 1/4", se presentan las características de los distintos fluidos utilizados así como un esquema de la posición final de los baches.

Características del Bache Espaciador:	
Tipo	Espaciador
Fluido	Agua
Densidad	1.02 gr/cc
Volumen	4.77 m ³
Viscosidad Plástica	2 cp
Punto de Cedencia	1 lb/100 ft ²

TABLA 3-8. Características del Bache Espaciador.



Características de la Lechada Única:	
Densidad	1.89 gr/cc
Exceso	20 %
Long. Cople-Zapata	12 m
Cima	superficie
Tirante	150 m
Traslape	-----
Volumen Bache	5.73 m ³
Volumen Cemento	150 sacos = 7.50 Ton
Cemento	Clase "H"
Control de Gas	no
Anti Espumante	0.10 %
Acelerador	0.50%
Rendimiento	38.21 L/saco
Agua de Mezcla	22.36 L/saco
Tiempo Bombeable	3:00 – 3:30 hr:min
Viscosidad Plástica	63 cp
Punto de Cedencia	25 lb/100 ft ²

Cédula de Bombeo:				
Etapa	Densidad gr/cc	Gasto bpm	Volumen bls	Duración min.
Lodo base Agua	1.15	7		
Bache Espaciador	1.02	8	30.00	3.75
Primer Tapón de Desplazamiento				10.00
Lechada Única	1.89	4	36.04	9.01
Segundo Tapón de Desplazamiento				10.00
Lodo de Emulsión Inversa	1.15	8	20.00	2.50
Lodo de Emulsión Inversa	1.15	4	10.00	2.50
Lodo de Emulsión Inversa	1.15	2	5.63	2.82
Total			101.67	40.58

TABLA 3-9. Características del Cemento, Cédula de Bombeo y Posición Final de los Baches.

3.3.1.5.1 ADITIVOS EMPLEADOS

El cemento clase "H" son básicos para emplearse desde la superficie hasta 2240 mts tal como se fabrican, se modifican con aditivos para usarlos en un amplio rango de condiciones de presión y temperatura.

ACELERADORES: Cuando se cementan tuberías de revestimiento someras y con baja temperatura, es necesario acelerar la deshidratación del cemento de tal manera que se reduzca el tiempo de fraguado para continuar la perforación. Los aceleradores más comúnmente usados son: cloruro de calcio, cloruro de sodio y silicato de sodio.

ANTI ESPUMANTE: Debido a la velocidad con que se maneja el cemento en el campo cuando se está haciendo la lechada, el cemento tiende a retener gran cantidad

de aire, esto propicia que el control de la densidad de la misma sea erróneo; así mismo, algunos de los productos químicos ayudan a mantener el aire dentro de la mezcla y dificultan el trabajo de las bombas de alta presión con que se maneja ésta para ser bombeada al pozo. El problema se minimiza mediante el uso de los agentes anti espumantes, los que eliminan la mayor parte de burbujas de aire, generalmente son sales orgánicas ácidas de solubilidad media y se dosifican del 0.2 al 0.3% por peso de cemento.

3.3.1.5.2 SECUENCIA OPERATIVA

1. Instaló Unidades para la cementación.
2. Instaló cabeza de cementación y líneas de conducción, así mismo colocó tapones de desplazamiento.
3. Acondicionó el fluido de perforación hasta tener los valores más bajos de viscosidad plástica y cedencia, a fin de crear régimen de flujo turbulento.
4. Efectuó reunión de seguridad y pre-operativa.
5. Efectuó prueba de presión a las líneas superficiales de control con 3000 psi.
6. Liberó primer tapón de desplazamiento.
7. Bombeó 30 bls de bache espaciador.
8. Mezcló y bombeó 36.04 bls de lechada de amarre, densidad 1.89 gr/cc.
9. Lavó líneas de bombeo desviando flujo hacia las presas de recorte hasta observar agua limpia para evitar dejar trazas de cemento por encima del segundo tapón de desplazamiento.
10. Liberó el segundo tapón de desplazamiento y desplazó al máximo gasto permitido por las condiciones operativas (8, 4, 2 gpm) y continuó con el desplazamiento de acuerdo con el programa de cementación y registrando una presión final de bombeo de 250 psi.
11. Verificó acoplamiento de tapones con 739 psi, es decir 500 psi aproximados sobre la presión final de bombeo.
12. Verificó la efectividad del equipo de flotación con el retorno de 0.5 barril a la unidad de alta presión al desfogar a 0 psi, por efectos de expansión y compresión asociados al agua y tubería.

Durante toda la operación de cementación se observó circulación normal, así como 5 barriles de cemento en superficie.

3.3.1.6 LIMPIEZA DE CONTRAPOZO

El contrapozo es un espacio destinado a la acumulación de fluidos durante la perforación, con ello se evita derrame de fluidos en el área. Es de gran importancia en la perforación de la primera etapa ya que desde ahí se traslada el lodo y los recortes de perforación hacia las temblorinas a través de una bomba sumergible, por lo tanto, después de una cementación este espacio queda contaminado de recortes, lodo y cemento provenientes del espacio anular el cual es necesario limpiar para poder realizar el corte y biselado a la tubería de revestimiento 9 5/8".

3.3.1.7 CORTE Y BISELADO DE TUBERÍA DE REVESTIMIENTO 9 5/8”

Consiste en cortar la tubería de revestimiento 9 5/8” con la finalidad de colocar el cabezal y posteriormente soldarlo, cabe señalar que se elabora un bisel en la tubería para el correcto asentamiento del cabezal soldable y carrete cabezal los cuales soportarán al conjunto de preventores para las siguientes etapas de perforación. Hay que mencionar que la altura de corte debe considerarse el nivel de suelo con la altura de la sección “A” (cabezal soldable 11”, 5,000 psi Brida Superior x 9 5/8”), más la altura de la sección “B” (carrete cabezal 11”, 5,000 psi Brida Superior x 11”, 10,000 psi Brida Inferior, con válvulas laterales 2 1/16”), así como considerar de 8 a 10 cm requeridos para embonar el cabezal en la TR 9 5/8” como se muestra en la siguiente figura:

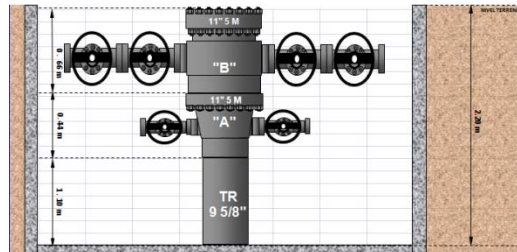


FIGURA 3-3. Sección “A” y “B” del Cabezal.

Una vez instalada la sección “A”, se realizó una prueba al sello con 600 psi de presión y posterior a ello se instaló la sección “B” quedando finalmente como se muestra en la figura 3-2.

3.3.1.8 CONJUNTO SUPERFICIAL DE CONTROL

El conjunto de preventores que se instaló consta de un preventor sencillo 11” – 10,000 psi con arietes para tubería de perforación 4 ½”, un preventor doble 11” – 10,000 psi (inferior con arietes de corte y superior con arietes 4 ½”) y finalmente un preventor esférico 11” – 5,000 psi, los cuales después de haber sido instalados como se muestra en la figura siguiente se procedió a realizarle una serie de pruebas hidrostáticas para verificar su hermeticidad.

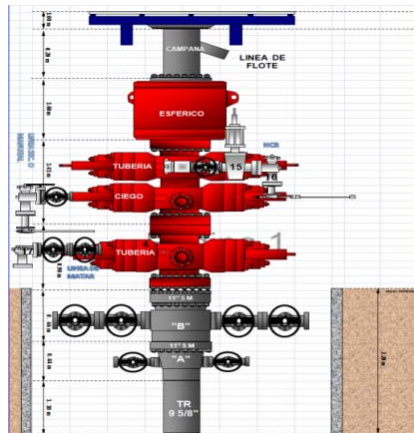


FIGURA 3-4. Conjunto de Preventores.

Para tales pruebas se requirieron dos tapones de prueba: tapón sólido y tapón tipo copa, la siguiente tabla proporciona las presiones con que se probaron cada componente del conjunto superficial de control (C. S. C.).

DESCRIPCION	PRESIÓN Y TIEMPO DE PRUEBA	COMENTARIOS
CABEZAL SOLDABLE (SOLDADURA INTERNA, VALVULAS LATERALES Y ANILLO BX-160 INSTALADO PARA SELLAR ENTRE SECC. "A Y B")	300 / 2500 PSI POR 5 / 10 MIN.	PROBÓ CON PROBADOR TIPO COPAS. NOTA: NO EXCEDIÓ LA PRESIÓN DE ESTALLIDO DE LA TR 9 5/8", 32.3 LBS/PIE, J-55 = 3230 PSI.
PREVENTOR ESFÉRICO CÁMERON;	300/ 3500 PSI POR 5 / 10 MIN.	
PREVENTOR DOBLE (SUPERIOR CON ARIETES VARIABLES DE 3 ½" – 5", INFERIOR CON ARIETES CIEGOS); PREVENTOR SENCILLO (ARIETES PARA TUBERÍA DE PERFORACIÓN 3 ½"); LÍNEA PRIMARIA, LÍNEA SECUNDARIA, LÍNEA DE MATAR, VÁLVULAS MECÁNICAS; VÁLVULA HIDRÁULICA "HCR".	300 / 8000 PSI POR 5 / 10 MIN.	UTILIZÓ TAPÓN SÓLIDO CÁMERON.
MÚLTIPLE DE ESTRANGULACIÓN (VÁLVULA POR VÁLVULA); COLAS DE QUEMA. VÁLVULA INFERIOR Y SUPERIOR DEL KELLY, VÁLVULA DE PIE, VÁLVULA DE CONTRAPRESIÓN.	300 / 8000 PSI POR 5 / 10 MIN.	
MANIFOLD DEL STAND PIPE, MANIFOLD DE BOMBAS, TUBO LAVADOR,	300 / 3000 PSI POR 5 / 10 MIN.	CLAVO DE BOMBAS CALIBRADO A 3500 PSI.

TABLA 3-10. Presiones de Prueba del C. S. C.

3.3.1.9 INSTALACIÓN DE BUJE DE DESGASTE

Terminadas las pruebas de forma satisfactoria se instaló un buje de desgaste largo 11" la cual se utiliza para proteger el nido de alojamiento del colgador de la tubería de revestimiento de 7", así como las áreas planas del cabezal que formarán sello con los empaques de dicho colgador y ensamble de sello (Pack off).

3.3.2 PERFORACIÓN DE LA SEGUNDA ETAPA

Para la segunda etapa se utilizó una barrena PDC 8 ½" y sarta empacada para perforar de 150 hasta 1050 m.

Parámetros:

- Gasto = 380 – 420 gpm;
- Peso Sobre Barrena = 4 – 6 tons;
- Rotaria = 160 – 180 rpm;
- Presión de Bomba = 2250 psi;
- Ritmo de Penetración = 32.14 m/hr;

Las formaciones que se perforaron en esta sección se constituyen de lutitas y areniscas de dureza suave a mediana, las cuales fueron Eoceno Yegua y parte superior de la formación Cook Mountain. Estas formaciones se han perforado con barrenas de 4 a 5 aletas y cortadores de 19 mm logrando ritmos de penetración bastante aceptables, en este caso fue de 42 m/hr,

CARACTERÍSTICA DE LA BARRENA 8 ½"	
Barrena	PDC 8 ½"
Código IADC	M422
Tipo de cuerpo	Matriz
Número y tamaño de cortadores	10-13mm, 3-16mm, 14-19mm,
Número y diámetro de toberas	6 X 10/32"
Área total de flujo	0.460
Conexión API	4 ½" reg. piñón
Torque recomendado	12,500 – 18,000 lbs-ft
Peso aproximado	64 kg – 140 lbs



TABLA 3-11. Características de la barrena 8 ½".

En este intervalo existieron altas tasas de penetración, incrementos de la densidad equivalente de circulación (DEC) provocado por la concentración de recortes en el espacio anular e intentos de atrapamientos, por consiguiente se realizaron las siguientes acciones:

- Bombeó baches preventivos con material antipérdida (carbonatos y celulósicos) cada 30 m con una concentración de 30 kg/m³ en la zona arenosa (900 m).
- Se Controló en todo momento el volumen en presas con la finalidad de detectar cualquier aumento o disminución de volumen ya que puede ser indicio de brote o pérdida de fluido.
- Para evitar pérdida de circulación se mantuvo la densidad mínima permitida por el pozo. Por otra parte, durante toda la perforación los ritmos de penetración fueron mayores a 30 m/hr, por lo que se bombearon baches de limpieza cada 5 tramos.
- Se mantuvo el exceso de cal alrededor de los 14 a 20 Kg/m³ durante toda la etapa.
- Al estar a la profundidad de 1023 m se manifestó presencia de gas en el lodo, por lo que se circuló un tiempo de atraso con la misma densidad de lodo (1.33 gr/cc) y al persistir dicha presencia se incrementó la densidad del lodo hasta 1.35 gr/cc observando pozo estático y niveles de gas en disminución.
- Una vez perforado el intervalo se preparó un bache de limpieza con un volumen igual a la longitud de aparejo de fondo (BHA) para asegurar un agujero libre de recortes.
- En cuanto al equipo de control de sólidos, las mallas que se utilizaron en temblorinas son 210/210 y en limpia lodos 210/250 hilos/pg².

3.3.2.1 APAREJO DE FONDO

El aparejo de fondo utilizado para esta sección fue empacada, con la finalidad de mantener la verticalidad del agujero y apoyado con la experiencia del comportamiento de este tipo de sarta al perforar pozos anteriores en este campo. Al igual que en la primera etapa fue medido cada componente de la sarta de perforación, así como el registro de los diámetros externo e interno y el tipo de conexión.

	DESCRIPCION	LONG. (m)	TOTAL (m)	D. E. (pg)	D. I. (pg)	PIÑÓN	CAJA
1	BARRENA 8 1/2" 6 X 10/32"	0.29	0.29	8 1/2"		4 1/2" REG	
2	DOBLE CAJA LISO CON V.C.P.	0.91	1.20	6 1/2"	2 1/4"		4 1/2" REG. X 4" IF
3	(1) D.C. 6 1/2"	9.47	10.67	6 1/2"	2 13/16"	4" IF	4" IF
4	ESTABILIZADOR 6 1/2" x 8 3/8"	1.20	11.87	6 1/2"	2 3/4"	4" IF	4" IF
5	(2) D.C. 6 1/2"	9.36	21.23	6 1/2"	2 13/16"	4" IF	4" IF
6	ESTABILIZADOR 6 1/2" x 8 3/8"	1.24	22.47	6 1/2"	2 3/4"	4" IF	4" IF
7	(3) D.C. 6 1/2"	9.36	31.83	6 1/2"	2 13/16"	4" IF	4" IF
8	(4) D.C. 6 1/2"	9.47	41.30	6 1/2"	2 13/16"	4" IF	4" IF
9	(5) D.C. 6 1/2"	9.33	50.63	6 1/2"	2 13/16"	4" IF	4" IF
10	(6) D.C. 6 1/2"	9.30	59.93	6 1/2"	2 13/16"	4" IF	4" IF
11	(7) D.C. 6 1/2"	9.44	69.37	6 1/2"	2 13/16"	4" IF	4" IF
12	(8) D.C. 6 1/2"	9.35	78.72	6 1/2"	2 13/16"	4" IF	4" IF
13	(9) D.C. 6 1/2"	9.36	88.08	6 1/2"	2 13/16"	4" IF	4" IF
14	MARTILLO HIDRÁULICO 6 3/8"	5.50	93.58	6 1/2"	2 3/4"	4" IF	4" IF
15	(1) T.T.P. 4 1/2" H.W.	9.36	102.94	4 1/2"	2 3/4"	4" IF	4" IF
16	(2) T.T.P. 4 1/2" HW	9.38	112.32	4 1/2"	2 3/4"	4" IF	4" IF
17	(3) T.T.P. 4 1/2" H.W.	9.36	121.68	4 1/2"	2 3/4"	4" IF	4" IF
18	(4) T.T.P. 4 1/2" H.W.	9.44	131.12	4 1/2"	2 3/4"	4" IF	4" IF
19	(5) T.T.P. 4 1/2" H.W.	9.35	140.47	4 1/2"	2 3/4"	4" IF	4" IF
20	(6) T.T.P. 4 1/2" H.W.	9.34	149.81	4 1/2"	2 3/4"	4" IF	4" IF
21	(7) T.T.P. 4 1/2" H. W.	9.36	159.17	4 1/2"	2 3/4"	4" IF	4" IF
22	(8) T.T.P. 4 1/2" H.W.	9.47	168.64	4 1/2"	2 3/4"	4" IF	4" IF
23	(9) T.T.P. 4 1/2" H.W.	9.35	177.99	4 1/2"	2 3/4"	4" IF	4" IF
24	(10) T.T.P. 4 1/2" H.W.	9.36	187.35	4 1/2"	2 3/4"	4" IF	4" IF
25	(11) T.T.P. 4 1/2" H.W.	9.38	196.73	4 1/2"	2 3/4"	4" IF	4" IF
26	(12) T.T.P. 4 1/2" H.W.	9.41	206.14	4 1/2"	2 3/4"	4" IF	4" IF
27	(13) T.T.P. 4 1/2" H.W.	9.36	215.50	4 1/2"	2 3/4"	4" IF	4" IF
28	(14) T.T.P. 4 1/2" H.W.	9.31	224.81	4 1/2"	2 3/4"	4" IF	4" IF
	87 TRAMOS DE T.P. 4 1/2"	821.00	1045.81	4 1/2"	3.826"	4" IF	4" IF
	KELLY (12.5 m)	4.19	1050.00				
	LONGITUD BHA TOTAL (m)	224.81					
	COMPONENTE	BNA 8 1/2"		D.C. 6 1/2"	D.P. HW 4 1/2"	TP 4 1/2"	
	ROSCA	4 1/2" REG		4" IF (NC-46)	4" IF (NC-46)	4" IF (NC-46)	
	APIRIETE	16,000 Lbs-Pie		22,200 Lbs-Pie	21,800 Lbs-Pie	15,035 Lbs. - Pie	
	CON LLAVES DE 4.5 ft	4,450 lbs		4,950 Lbs	4,840 Lbs	3,340 Lbs	
	PESO			92 Lbs/Pie	42 Lbs/Pie	16.60 Lbs/Pie	

TABLA 3-12. *Sarta de Perforación Segunda Etapa.*

3.3.2.2 FLUIDOS DE PERFORACIÓN

El lodo utilizado para perforar este intervalo es base aceite (Emulsión Inversa), cuya densidad varió de 1.15 – 1.35 gr/cc y sus características principales se describen en las siguientes tablas:

Sistema de Lodo	Base Aceite Emulsión Inversa	General	Unidades	Etapa 8 ½"
Materiales a Usar	<ul style="list-style-type: none"> • Diesel como fluido base del sistema. • Emulsificante primario. • Agentes humectantes. • Arcilla organofílica. • CaCl: Sal para control de actividad del agua. • Cal como alcalinizante. • Reductor de filtrado. • Barita como material densificante. 	Tipo de Fluido		Emulsión Inversa
		Intervalo	m	150 - 1050
Condiciones de Riesgo	<ul style="list-style-type: none"> • Limpieza de pozo. • Altas tasa de penetración. • Hidratación de las Arcillas. 	Densidad	gr/cc	1.15 – 1.35
		Viscosidad	Seg/lit	40 - 60
		Viscosidad Plástica, VP	Cps	10 - 25
		Punto de Cedencia, PC	Lts/100 pie ²	6 - 18
		Geles	Lts/100 pie ²	6/12 – 8/24
		Filtrado APAT	ml	4 - 8
		Relación Aceite/ Agua	% RAA	75/25 – 80/20
		Sólidos	%	7 - 15
		Emulsión	Volts	> 750
		Exceso de Cal	Kg/m ³	> 14
MBT	Kg/m ³	N/A		
Salinidad	ppm	> 230,000		

TABLA 3-13. Características del Lodo de Emulsión Inversa.

3.3.2.3 VIAJE CORTO

Una vez perforado hasta la profundidad de 1050 m se realizó un Viaje Corto la cual consiste en sacar la barrena desde el fondo perforado hasta 500 m con la finalidad de evaluar el pozo bajo los efectos de extracción de tubería, tales como arrastre y control del pozo con la densidad del lodo final de esta etapa.

3.3.2.4 SACAR BARRENA A SUPERFICIE

Para la extracción de la tubería se tuvo un minucioso cuidado con el volumen de desplazamiento de dicha tubería, ya que por norma API no se debe perder más de 5 kg/cm² o 70 lbs/pg² de presión en columna hidrostática por extracción de acero. Por tal motivo fue realizada una hoja de viajes en donde se compara el volumen calculado con el volumen desplazado real y que finalmente la diferencia fue de 0.34 bl (54.06 lts) considerado como aceptable.

Durante la extracción de la sarta no hubo pérdida de fluido y el arrastre que se registró durante el proceso osciló entre 2 y 3 toneladas.

	Altura Alcanzada en el Tanque de Viajes (6 m ³) H=2, A=1.5, L=2	Volumen de llenado calculado [Bls]	Llenado real del agujero Por etapa [Bls]	Diferencia Real - Calculado
(9) Lastrabarrena 6 ½"	54.28 cm	10.24	10.55	0.31
(14) Tubería Pesada 4"	28.12 cm	5.30	5.07	-0.23
29 Lingadas de T.P. (3 tubos c/u)	77.81 cm	14.68	13.23	-1.45
Total		30.22	28.85	-1.37

TABLA 3-14. Desplazamiento de la Sarta en la Segunda Etapa.

3.3.2.5 TOMA DE REGISTROS GEOFÍSICOS

Los registros que se tomaron en esta etapa son: rayos gamma (GR), litodensidad (LDT), sónico de porosidad (BHC), doble inducción (DIL), cáliper (MTC) e inclinometría (MBN), desde 1050 m hasta 150 m (zapata 9 5/8"), los cuales son utilizados para visualizar la conformación del agujero y correlacionar con otros pozos. El equipo de fondo consta básicamente de una sonda, que es el elemento que contiene los sensores y el cartucho electrónico, el cual acondiciona la información de los sensores para enviar a superficie por medio del cable. Además recibe e interpreta los órdenes de la computadora en superficie. Una vez que la sonda tocó fondo, se comenzó a tomar los distintos registros subiendo a 8 m/min sin mostrar resistencia.

3.3.2.6 TUBERÍA DE REVESTIMIENTO, 7"

Esta tubería se emplea para cubrir zonas débiles que pueden ser fracturadas con densidades de lodo mayores al profundizar el pozo y así evitar pérdidas de circulación, es decir aíslan zonas de presiones anormales y subnormales. Las características más importantes de esta tubería son las siguientes:

ETAPA	D. E. (pg)	D. I. (m)	GRADO	LIBRAJE	JUNTA	TORQUE	DESPLAZAMIENTO
TR INTERMEDIA	7"	6.366"	N - 80	23 Lbs/ft	BCN	GEOMÉTRICO	4.29 Lts/m

TABLA 3-15. Características de la Tubería de Revestimiento de 7".

Al igual que en la primera etapa la distribución de la tubería quedó de tal forma que exista un espacio suficiente para el retorno de los fluidos en el fondo del agujero, además para esta tubería se utilizó un colgador y un tubo ancla cubriendo la longitud sobre la mesa rotaria y permitir la instalación de la cabeza de cementación de forma segura y práctica.

DESCRIPCIÓN	CANT.	LONG. (m)	LONG. ACUMULADA (m)
E. M. R.		8.10	8.10
COLGADOR, BCN	1	0.35	8.45
TR 7", BCN	74	1010.1	1018.55
COPLE FLOTADOR 7", BCN	1	0.31	1018.86
TR 7", BCN	2	28.19	1047.05
ZAPATA GUÍA 7", BCN	1	0.35	1047.4

TABLA 3-16. Distribución de la Tubería de revestimiento 7".

El Tubo Ancla es utilizado para bajar el arreglo de TR con colgador conectado y colocarlo en el nido dentro del cabezal, para este caso la longitud fue de 9.5 mts con conexión BCN, permitiendo cubrir la elevación de mesa rotaria (E. M. R.) de 8.10 m y dejando 1.40 m sobre de éste. En cuanto a los centradores, se colocaron 1 cada 3 tramos resultando un total de 21 centradores de 7" x 8 1/2".

En la Gráfica de Esfuerzos en la Tubería (Gráfica 3.5) se muestra la resistencia a los distintos esfuerzos a las que se somete de acuerdo con el modelo de Von Mises.

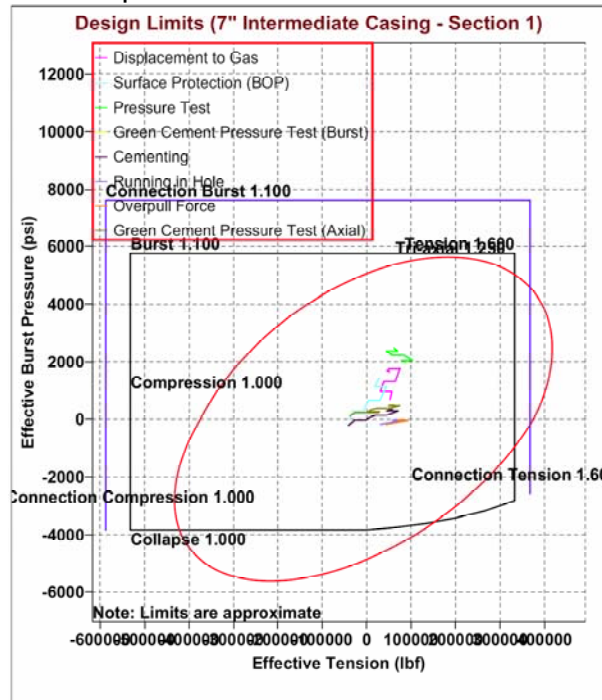


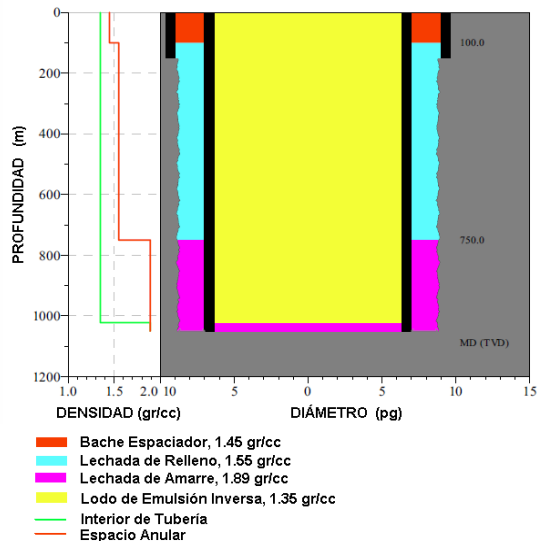
FIGURA 3-5. Gráfica de Von Mises para la TR de 7”.

3.3.2.7 CEMENTACIÓN DE TR 7”

Para la cementación de la tubería de revestimiento 7” en agujero 8 1/2”, se presentan las características de los distintos fluidos utilizados así como un esquema de la posición final de los baches.

Características del Bache Espaciador:	
Fluido	Agua
Densidad	1.45 gr/cc
Volumen	4.77 m ³
Viscosidad Plástica	15 cp
Punto de Cedencia	4 lb/100 ft ²

TABLA 3-17. Características del Bache Espaciador y Posición Final de los Baches.



Características de la Lechada de Relleno:	
Densidad	1.55 gr/cc
Exceso	20 %
Long. Cople-Zapata	28 m
Cima	100 m
Tirante	650 m
Traslape	50 m
Volumen Bache	9.29 m ³
Volumen Cemento	150 sacos = 7.50 Ton
Cemento	Clase "H"
Control de Filtrado	0.50%
Control de Agua Libre	0.25%
Anti Espumante	0.20 %
Evita Retrogradación	10.00%
Acelerador	1.00%
Rendimiento	67.53 L/saco
Agua de Mezcla	49.68 L/saco
Tiempo Bombeable	4:00 – 4:30 hr:min
Viscosidad Plástica	81 cp
Punto de Cedencia	28 lb/100 ft ²

Características de la Lechada de Amarre:	
Densidad	1.89 gr/cc
Exceso	20 %
Cima	850 m
Tirante	300 m
Traslape	-----
Volumen Bache	4.82 m ³
Volumen Cemento	126 sacos = 6.30 Ton
Cemento	Clase "H"
Control de Filtrado	0.25%
Control de Gas	0.50%
Anti Espumante	0.10 %
Rendimiento	38.34 L/saco
Agua de Mezcla	22.47 L/saco
Tiempo Bombeable	3:30 – 4:00 hr:min
Viscosidad Plástica	156 cp
Punto de Cedencia	26 lb/100 ft ²

Cédula de Bombeo:				
Etapas	Densidad gr/cc	Gasto bpm	Volumen bls	Duración min.
Lodo Emulsión Inversa	1.35	7		
Tapón Limpiador				
Bache Espaciador	1.45	5	30.00	6.00
Lechada de Relleno	1.55	4	58.45	14.61
Lechada Única	1.89	4	30.29	7.57
Segundo Tapón de Desplazamiento				10.00
Lodo de Emulsión Inversa	1.35	6	110.00	18.33
Lodo de Emulsión Inversa	1.35	4	15.00	3.75
Lodo de Emulsión Inversa	1.35	2	7	3.50
Total			250.75	53.77

TABLA 3-18. Características del Cemento y Cédula de Bombeo.

3.3.2.7.1 ADITIVOS EMPLEADOS

En esta etapa al igual que en la primera se utilizaron aceleradores y anti espumantes como aditivos, adicionalmente se ocuparon los siguientes:

CONTROL DE FILTRADO: Una lechada de cemento más agua sin aditivos tiene un filtrado de 1000 cm³/30 minutos o mayor, por lo tanto, es conveniente limitar la pérdida de agua de una lechada hacia la formación con objeto de:

- 1) Minimizar la hidratación de lutitas sensible al agua dulce.
- 2) Prevenir la formación de puentes anulares que pueden actuar como empacadores.

EVITA RETROGRADACIÓN: Estos agentes evitan la regresión de la resistencia a la compresión por efectos de la temperatura. Son silicatos de alta pureza, con una textura que va desde malla 100 a 325 para poder tener una distribución grande y homogénea en el cuerpo del cemento; normalmente se dosifican al 35% por peso de cemento y requiere el 40% de agua de su propio peso para la malla 325, para la malla 100 no requiere agua.

CONTROL DE AGUA: Cuando las partículas del cemento están en suspensión no se encuentran completamente dispersas e interactúan a través de fuerzas electrostáticas que forman una estructura floculada que soporta el peso de una partícula dada. Si el espacio anular en el pozo es suficientemente estrecho, el peso de la partícula se transmite a las paredes y la lechada se soporta a sí misma. Es raro que lo descrito anteriormente ocurra, consecuentemente el peso de las partículas del cemento se transmite al fondo a través del gel y ocurre la deformación de la estructura. El agua es forzada a salir de la porción más baja de la lechada y se acomoda en las capas superiores que sufren el menor esfuerzo, la habilidad de las capas superiores para acomodar el agua adicional es limitada, así una capa de agua puede formarse en la cima de la lechada.

La bentonita se puede emplear para reducir el asentamiento de la lechada, ésta absorbe grandes cantidades de agua y así la lechada se mantiene homogénea varios polímeros solubles en agua reducen la sedimentación mediante el incremento de la viscosidad del agua, los materiales más usados son derivados celulósicos tal como el hidroxietil celulosa.

3.3.2.7.2 SECUENCIA OPERATIVA

1. Instaló Unidades para la cementación.
2. Instaló cabeza de cementación y líneas de conducción, así mismo colocó tapones de desplazamiento.
3. Acondicionó el fluido de perforación hasta tener los valores más bajos de viscosidad plástica y cedencia, a fin de crear régimen de flujo turbulento.
4. Efectuó reunión de seguridad y pre-operativa.
5. Efectuó prueba de presión a las líneas superficiales de control con 4,000 psi.
6. Liberó primer tapón limpiador.
7. Bombeó 4.77 m³ de bache espaciador.
8. Mezcló y bombeó 9.29 m³ de lechada de relleno.
9. Mezcló y bombeó 4.82 m³ de lechada de amarre.
10. Lavó líneas de bombeo desviando flujo hacia las presas de recorte hasta observar agua limpia para evitar dejar trazas de cemento por encima del segundo tapón de desplazamiento.
11. Liberó el segundo tapón de desplazamiento y desplazó hasta el volumen calculado de 132 bls con gastos de 6, 4 y 2 bpm de acuerdo con programa de cementación, registrando una presión final de bombeo de 900 psi.

12. Verificó acoplamiento de tapones con 1500 psi, es decir 600 psi sobre la presión final de bombeo.
13. Verificó la efectividad del equipo de flotación con el retorno de 0.5 barriles a la unidad de alta presión al desfogar a 0 psi por efectos de compresión del agua y tubería.

3.3.3 PERFORACIÓN DE LA TERCERA ETAPA

Para la perforación de esta última etapa, mejor conocida como etapa de explotación, se utilizó una barrena PDC 6 1/8" con 4 aletas y sarta empacada. Las arenas objetivo se constituyeron de lutitas y areniscas de dureza media, pertenecientes a las formaciones Cook Mountain, Queen City, Mount Selman y Wilcox todos del Eoceno y cuyo gradiente de presión de poro es del orden de 1.62 gr/cc de acuerdo con la correlación con pozos anteriores por lo que dichas arenas se perforaron con una densidad equivalente de circulación de 1.73 gr/cc y estática de 1.65 gr/cc y con ello mantener un buen margen de control.

Parámetros:

- Gasto = 180 – 220 gpm;
- Peso Sobre Barrena = 2 – 6 tons;
- Rotaria = 160 – 180 rpm;
- Presión de Bomba = 2650 psi;
- Ritmos de Penetración = 35 -45 m/hr;

CARACTERÍSTICA DE LA BARRENA 6 1/8"	
Barrena	PDC 6 1/8"
Código IADC	M423
Tipo de cuerpo	Matriz
Número y tamaño de cortadores	4-13mm, 17-16mm
Número y diámetro de toberas	4 x 11/32"
Área total de flujo	0.371
Conexión API	3 1/2" reg. piñón
Torque recomendado	5,000 – 7,500 lbs*ft
Peso aproximado	34 kg – 75 lbs



TABLA 3-19. Características de la Barrena 6 1/8".

En la perforación de este intervalo se tuvo presencia de gas al ser las arenas de interés, por tal motivo se efectuó lo siguiente:

- Se mantuvo un rango de seguridad que permitiera resistir apropiadamente la presencia del gas de formación en el lodo con la concentración superior a 14 Kg/m³ de exceso de cal, la cual mantiene la estabilidad en la emulsión dentro del rango de relación aceite-agua 75/25 – 80/20 y una estabilidad eléctrica mayor a 800 volts.

- Se Bombeó baches preventivos con material anti-pérdida (carbonatos y celulósicos) con una concentración de 30 Kg/m^3 en la zona de arenas (Cook Mountain, Queen City y Wilcox).
- Se observó constantemente la limpieza del pozo.
- Durante toda la etapa se mantuvo un filtrado entre 3 – 6 ml, para minimizar el volumen perdido por filtración, así como mantener las propiedades reológicas lo más bajo posible y evitar pérdida por alta densidad equivalente de circulación.
- Para evitar pérdida de circulación se mantuvo la densidad mínima permitida por el pozo.
- Al existir continuamente gasificación se monitoreó en todo momento la densidad de entrada y salida del fluido, así como los niveles de las presas a fin de detectar cualquier indicio de pérdida de circulación o aportación del pozo, sin embargo al perforar a la profundidad de 1795 m hubo un diferencias de 4 puntos en la densidad de salida con respecto a la de entrada, procediendo a circular un tiempo de atraso (quemando gas) con la misma densidad de lodo (1.61 gr/cc) y al persistir dicha presencia se incrementó paulatinamente la densidad hasta 1.65 gr/cc observando disminución de gas en el lodo.
- Una vez perforado el intervalo de 6 1/8" hasta 2072 m se preparó y bombeó un bache de limpieza viscoso de 120 seg para asegurar un agujero libre de recortes.
- Realizó viaje corto y volvió a circular 1 tiempo de atraso antes de sacar la barrena a superficie, así mismo realizó control de volúmenes con la hoja de llenado y la hoja de desplazamiento en cada viaje.
- En cuanto al equipo de control de sólidos, las mallas que se utilizaron en temblorinas fueron 210/250 y en limpia lodos 250/325 hilos/pg².

3.3.3.1 APAREJO DE FONDO

Al igual que en las etapas anteriores el aparejo de fondo utilizado fue tipo empacada, para continuar con la verticalidad del agujero y siguiendo las buenas prácticas de las etapas anteriores se midió y registró los diámetros externos e internos, así como los tipos de conexiones de los componentes de la sarta.

Cabe hacer notar que como medida preventiva se adicionó a la sarta de perforación un martillo 4 3/8", ya que de acuerdo a la experiencia existen altas probabilidades de atrapamiento de sarta.

	DESCRIPCION	LONG. (m)	TOTAL (m)	D. E. (pg)	D. I. (pg)	PIÑÓN	CAJA
1	BARRENA 6 1/8" Tobs 4 X 11/32"	0.23	0.23	6 1/8"		3 1/2" reg	
2	DOBLE CAJA LISO CON VCP	0.81	1.04	4 3/4"	2 1/4"		3 1/2" REG X NC-35
3	(1) D.C. 4 3/4"	9.57	10.61	4 3/4"	2 1/4"	NC-35	NC-35
4	ESTABILIZADOR 4 3/4" x 6"	0.95	11.56	4 3/4"	2 1/4"	NC-35	NC-35
5	(2) D.C. 4 3/4"	9.47	21.03	4 3/4"	2 1/4"	NC-35	NC-35
6	ESTABILIZADOR 4 3/4" x 6"	0.81	21.84	4 3/4"	2 1/4"	NC-35	NC-35
7	(3) D.C. 4 3/4"	9.45	31.29	4 3/4"	2 1/4"	NC-35	NC-35
8	(4) D.C. 4 3/4"	9.46	40.75	4 3/4"	2 1/4"	NC-35	NC-35
9	(5) D.C. 4 3/4"	9.44	50.19	4 3/4"	2 1/4"	NC-35	NC-35
10	(6) D.C. 4 3/4"	9.50	59.69	4 3/4"	2 1/4"	NC-35	NC-35
11	(7) D.C. 4 3/4"	9.52	69.21	4 3/4"	2 1/4"	NC-35	NC-35
12	(8) D.C. 4 3/4"	9.46	78.67	4 3/4"	2 1/4"	NC-35	NC-35
13	(9) D.C. 4 3/4"	9.50	88.17	4 3/4"	2 1/4"	NC-35	NC-35
14	COMBINACIÓN NC-35 X 3 1/2" IF	0.81	88.98	4 3/4"	2 1/4"	NC-35	3 1/2" IF
14	MARTILLO 4 3/4"	3.82	92.80	4 3/4"	2 3/16"	3 1/2" IF	3 1/2" IF
15	(1) T.T.P. 3 1/2" H.W.	9.36	102.16	3 1/2"	2 1/16"	3 1/2" IF	3 1/2" IF
16	(2) T.T.P. 3 1/2" HW	9.38	111.54	3 1/2"	2 1/16"	3 1/2" IF	3 1/2" IF
17	(3) T.T.P. 3 1/2" H.W.	9.36	120.90	3 1/2"	2 1/16"	3 1/2" IF	3 1/2" IF
18	(4) T.T.P. 3 1/2" H.W.	9.36	130.26	3 1/2"	2 1/16"	3 1/2" IF	3 1/2" IF
19	(5) T.T.P. 3 1/2" H.W.	9.37	139.63	3 1/2"	2 1/16"	3 1/2" IF	3 1/2" IF
20	(6) T.T.P. 3 1/2" H.W.	9.34	148.97	3 1/2"	2 1/16"	3 1/2" IF	3 1/2" IF
21	(7) T.T.P. 3 1/2" H. W.	9.36	158.33	3 1/2"	2 1/16"	3 1/2" IF	3 1/2" IF
22	(8) T.T.P. 3 1/2" H.W.	9.47	167.80	3 1/2"	2 1/16"	3 1/2" IF	3 1/2" IF
23	(9) T.T.P. 3 1/2" H.W.	9.35	177.15	3 1/2"	2 1/16"	3 1/2" IF	3 1/2" IF
24	(10) T.T.P. 3 1/2" H.W.	9.57	186.72	3 1/2"	2 1/16"	3 1/2" IF	3 1/2" IF
25	(11) T.T.P. 3 1/2" H.W.	9.32	196.04	3 1/2"	2 1/16"	3 1/2" IF	3 1/2" IF
26	(12) T.T.P. 3 1/2" H.W.	9.37	205.41	3 1/2"	2 1/16"	3 1/2" IF	3 1/2" IF
27	(13) T.T.P. 3 1/2" H.W.	9.36	214.77	3 1/2"	2 1/16"	3 1/2" IF	3 1/2" IF
28	(14) T.T.P. 3 1/2" H.W.	9.35	224.12	3 1/2"	2 1/16"	3 1/2" IF	3 1/2" IF
	194 TRAMOS DE T.P. 3 1/2"	1842.88	2067.00	3 1/2"	2.764"	3 1/2" IF	3 1/2" IF
	Kelly (12.5 m)	5.00	2072.00				
	LONGITUD BHA TOTAL (m)	224.12					
	COMPONENTE	BNA 6 1/8"		D. C. 4 3/4"	D. P. HW 3 1/2"	TP 3 1/2"	
	ROSCA	3 1/2" REG		3 1/2" IF (NC-38)	3 1/2" IF (NC-38)	3 1/2" IF (NC-38)	
	APRIETE	7,000 Lbs-Pie		9,200 Lbs-Pie	9,900 Lbs-Pie	8,822 Lbs - Pie	
	CON LLAVES DE 4.5 ft	1,550 Lbs		2,050 Lbs	2,200 Lbs	1,960 Lbs	
	PESO			47 Lbs/Pie	26 Lbs/Pie	13.30 Lbs/Pie	

TABLA 3-20. Sarta de Perforación de la Tercera Etapa.

3.3.3.2 FLUIDOS DE PERFORACIÓN

Para la perforación de la última etapa, se utilizó lodo base aceite (Emulsión Inversa) y cuyas características se describen a continuación:

Sistema de Lodo	Base Aceite Emulsión Inversa
Materiales a Usar	<ul style="list-style-type: none"> • Diesel como fluido base del sistema. • Emulsificante primario. • Agentes humectantes. • Arcilla organofílica. • CaCl: Sal para control de actividad del agua. • Cal como alcalinizante. • Reductor de filtrado. • Barita como material densificante.
Condiciones de Riesgo	<ul style="list-style-type: none"> • Limpieza de pozo. • Altas tasa de penetración. • Pérdida de circulación. • Presencia de gas. • Hidratación de las Arcillas.

General	Unidades	Etapa 6 1/8"
Tipo de Fluido		Emulsión Inversa
Intervalo	m	1050 - 2072
Densidad	gr/cc	1.35 – 1.65
Viscosidad	Seg/lt	50 - 75
Viscosidad Plástica, VP	Cps	26 - 30
Punto de Cedencia, PC	Lts/100 pie ²	10 - 20
Geles	Lts/100 pie ²	8/18 – 10/26
Filtrado APAT	ml	3 - 6
Relación Aceite/ Agua	% RAA	75/25 – 80/20
Sólidos	%	14 - 28
Emulsión	Volts	> 800
Exceso de Cal	Kg/m ³	> 14
MBT	Kg/m ³	N/A
Salinidad	ppm	> 230,000

TABLA 3-21. Características del Lodo de Emulsión Inversa en la Tercera Etapa.

3.3.3.3 VIAJE CORTO

Una vez perforado hasta la profundidad de 2072 m se realizó un Viaje Corto a 1050 m (zapata 7") llenando por espacio anular cada 3 lingadas y cuantificando con Tanque de viajes, Se observó pozo estático por 15 min y posteriormente regresó a fondo con desplazamiento normal y llenando por interior de tubería cada 300 m. Esto es con la finalidad de evaluar el pozo bajo los efectos de extracción de tubería, tales como arrastre y control del pozo con la densidad del lodo final de esta etapa, por lo tanto es muy importante llenar la hoja de viajes al levantar la barrena como en el regreso a fondo.

3.3.3.4 SACAR BARRENA A SUPERFICIE

La extracción de la tubería se realizó desde 2072 m hasta superficie cuidado de forma minucioso el volumen de desplazamiento de dicha tubería con ayuda de una hoja de viajes en donde se compara el volumen calculado con el volumen desplazado real teniendo una diferencia aceptable de 1.91 bls (303.69 lts). Durante la extracción de la sarta no hubo puntos de resistencia y el arrastre que se registró durante el proceso osciló entre 1 y 3 toneladas.

	Altura Alcanzada en el Tanque de Viajes (6 m) H=2, A=1.5, L=2	Volumen de llenado calculado [Bls]	Llenado real del agujero [Bls] Por etapa	Diferencia Real - Calculado
(9) Lastrabarrena 4 3/4"	27.43 cm	5.17	5.54	0.37
(14) Tubería Pesada 4"	17.73 cm	3.35	3.17	-0.18
194 Tramos de T.P. 4"	143.5 cm	27.07	28.79	1.72
Total		35.59	37.50	1.91

TABLA 3-22. Desplazamiento de la Sarta en la Tercera Etapa.

3.3.3.5 TOMA DE REGISTROS GEOFÍSICOS

Los registros que se tomaron en esta etapa son: rayos gamma (GR), litodensidad (LDT), sónico de porosidad (BHC), doble inducción (DIL), neutrón compensado (CNL), cáliper (MTC) e inclinometría (MBN), desde 2072 m hasta 1047.40 m (zapata 7"), los cuales son utilizados para visualizar la conformación del agujero y correlacionar con otros pozos. Una vez que la sonda tocó fondo, se comenzó a tomar un registros denominado "sección repetida" de 2072 m a 1900 m, con fines de comprobación de los registros principales, la velocidad promedio a la que se tomó el registro es de 8 m/min sin mostrar resistencia alguna.

Los resultados mostrados por dichos registros son temperatura de fondo 90 ° C; Fondo registrado 2071 m; Volumen de agujero 18.62 m³; Lodo: 20% sólidos, aceite 62%, agua 18%, salinidad 281,222 ppm, relación aceite/agua 78/22; Diámetro promedio del agujero 6"; Cima de arenas CM-1 a 1290 m, QC-2 a 1435, MS-19 a 1635 m, W-2 a 1786 m y W-4 a 1883 m. La desviación máxima registrada fue de 3 grados y quedó a 8.5 m del centro del objetivo (Target).

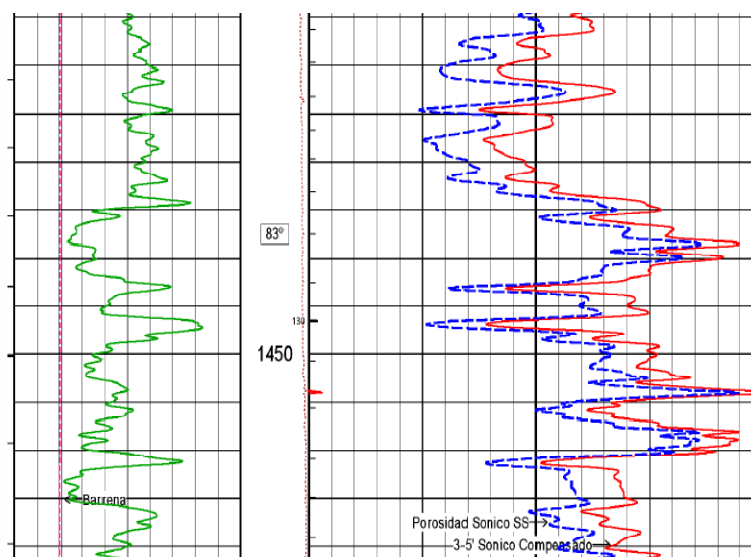


FIGURA 3-6. Sección del Registro Sónico.

3.3.3.6 TUBERÍA DE EXPLOTACIÓN, TUBINGLESS 3 ½".

Esta tubería se extiende desde el objetivo hasta la superficie, realizando funciones de tubería de revestimiento, y al explotar los yacimientos es considerada como tubería de producción para la conducción del gas a la superficie. Las principales características de esta tubería se describen a continuación:

ETAPA	D. E. (pg)	D. I. (m)	GRADO	LIBRAJE	JUNTA	TORQUE	DESPLAZAMIENTO
TP PRODUCCIÓN	3 ½"	2.992"	N - 80	9.3 Lbs/ft	8HRR	3,200 LBS-FT	4.53 Lts/m

TABLA 3-23. Características de la Tubería de Producción 3 ½".

Como en las anteriores etapas se deben considerar un mínimo de 2 m de agujero de ratón para el retorno de fluidos con tubería de producción en el fondo del agujero, además se utiliza un colgador 3 ½”, con roscas 8HRR y un tubo ancla 3 ½” el cual es utilizado para bajar y colocar el colgador en el nido dentro del cabezal, así como cubrir la elevación de mesa rotaria y sobrepasando 2.15 m para la instalación práctica y segura de la cabeza de cementación.

DESCRIPCIÓN	CANT.	LONG. (m)	LONG. ACUMULADA (m)
E. M. R.		7.35	7.35
COLGADOR, 8HRR	1	0.45	7.80
TP 3 ½”, 8HRR	203	2034.18	2041.98
COPLE FLOTADOR 3 ½”, 8HRR	1	0.28	2042.46
TP 3 ½”, 8HRR	3	27.41	2069.67
ZAPATA FLOTADORA 3 ½”, 8HRR	1	0.33	2070.00

TABLA 3-24. Distribución de la Tubería de Producción 3 ½”.

En la Gráfica de Esfuerzos en la Tubería (Gráfica 3.7) se muestra la resistencia a los distintos esfuerzos a las que se somete de acuerdo con el modelo de Von Mises.

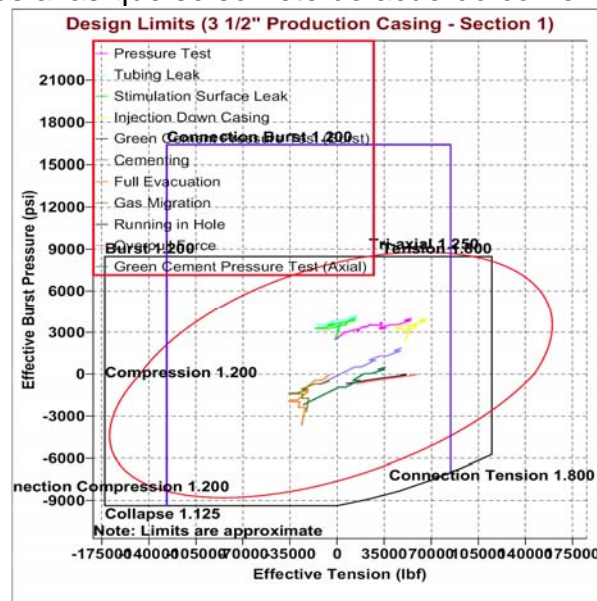


FIGURA 3-7. Gráfica de Von Mises para la TP 3 ½”.

En cuanto al manejo y acondicionamiento de la tubería en campo, se realizó lo siguiente:

- Se descargó la Tubería en los cargadores (burros) con ayuda de una grúa o un camión pluma para evitar que se dañe por golpes.
- A cada tubo se le quitaron los guarda roscas protectores al término del acomodo de cada estiba.
- Se calibró (conejea) cada tubo con un calibrador 2.867” (Drift), eliminando los tramos con calibre reducido o rosca dañada.
- Se lavó e instaló las conexiones.

- Se enumeró cada tubo según el orden progresivo de introducción.
- De acuerdo al programa de distribución de accesorios se instalaron los centradores y los collares de arrastre.

3.3.3.6.1 PREPARATIVOS PARA LA INTRODUCCIÓN DE TUBERÍA

Los preparativos para la introducción de la Tubería de Producción 3 ½", son los siguientes:

- Sacó el buje de desgaste.
- Cambió los arietes (RAMS) al preventor superior y probó mismos.
- Sacó los bujes de la rotaria.
- Se instaló la media luna y la araña.
- Se cambió elevador.
- Instaló el collarín de arrastre a los primeros tramos.
- Se instaló la llave de enrosque y desenrosque computarizado.
- Se instaló el equipo eléctrico para apriete computarizado.
- Preparó manguera de 2" y botellas de circulación (una con unión de golpe 2" y la otra con conexión 4"IF) para el llenado de la TP.
- En lugar estratégico se colocó grasa para las conexiones de la TP, botellas de circulación, la combinación de enlace a la TP, válvula de control y válvula de contrapresión.

3.3.3.6.2 PROCESO DE INTRODUCCIÓN DE TUBERÍA

A continuación se realiza una descripción de lo que fue el proceso de introducción de la tubería de producción al agujero:

- Con grúa o izadora, se levantó el primer tramo hasta el piso de perforación.
- Enganchar el primer tramo con el elevador.
- Se quita el protector de piñón del tubo, verificando la limpieza y las condiciones de las cuerdas de la conexión (lo cual se hará en cada conexión)
- Enroscar la zapata y aplicar pegamento en las cuerdas de la tubería y enroscar apoyando la zapata sobre la araña.
- Colocar la llave en la zapata como aguante y luego, con la llave de apriete, aplicar torque, a continuación se coloca dos tramos mas de tubería y posteriormente el cople.
- Se introducen los tubos hasta tener el espacio necesario para cerrar la araña y abrir el elevador, al mismo tiempo en la rampa, se engancha el siguiente tramo con el collarín de arrastre, se levanta y alinea el tubo hasta enroscarlo.
- Se Introdujo 50 m de Tubería de Producción y probó circulación a través del cople y la zapata, posteriormente continuó con la introducción de la tubería hasta la profundidad de 2072 m sin mostrar resistencia.

3.3.3.7 CONSIDERACIONES PREVIAS A LA CEMENTACIÓN

Ya que la cementación es una operación crítica en este tipo de pozos, se debe garantizar el éxito de la cementación primaria. Para ello se revisan los aspectos relevantes del proceso de cementación, dentro de los cuales resaltan por su importancia el acondicionamiento del lodo previo a la cementación, mezcla de la lechada, técnica de desplazamiento y movimiento de la tubería durante la operación de cementación.

Por lo tanto los siguientes puntos se verificaron para la cementación de esta etapa:

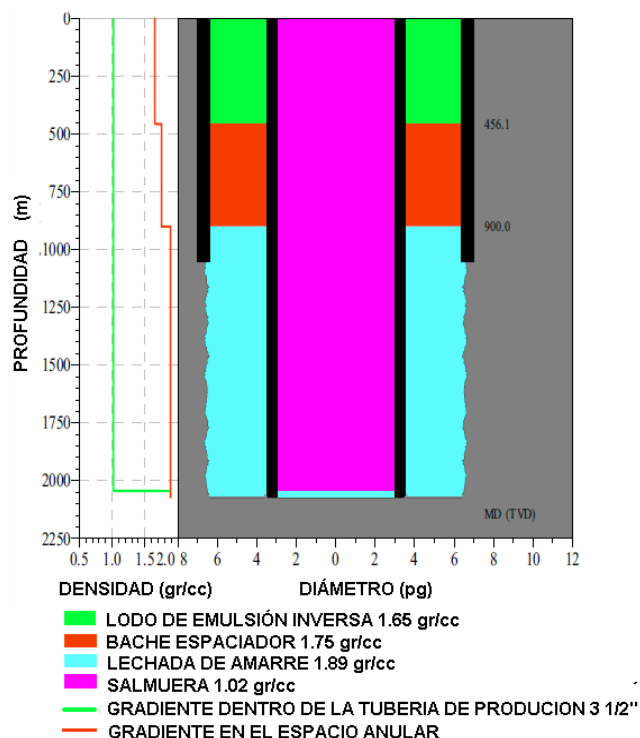
- Se aseguró el control del pozo, sin gasificación ni pérdida de circulación.
- Se consideró la temperatura de fondo en el diseño de la cementación ya que una sobre valoración nos podría representar cemento sin consistencia en la zapata y en su defecto al considerar una temperatura menor a la real se tiene el riesgo de inducir un fraguado prematuro del cemento.
- Se determinó el volumen total de cemento a usarse con base a un registro de calibración de agujero y verificar si el exceso considerado de 20% es aceptable.
- Se acondicionó adecuadamente el fluido de perforación logrando valores de viscosidad plástica y punto de cedencia bajos sin presentar precipitación de sólidos con la finalidad de facilitar su desplazamiento. Se buscó valores de desarrollo de gel a 10 segundos y 10 minutos del orden de 2/3, así como un espesor de enjarre y pérdidas por filtrado reducido.
- Se utilizó un volumen de espaciador adecuado para cubrir un mínimo de 150 mts en espacio anular 6 1/8"-3 1/2", cuya función principal es la limpieza y facilitar la mayor adhesión del cemento con la tubería y la formación.
- Es pre-mezcló la lechada de cemento para obtener una lechada homogénea en densidad y propiedades reológicas, así como una distribución uniforme de los aditivos.

3.3.3.8 CEMENTACIÓN DE LA TUBERÍA DE PRODUCCIÓN 3 1/2"

La cementación de esta tubería es objeto de cuidados minuciosos debido a la calidad exigida y a los atributos requeridos para considerarse como una operación exitosa. El asilamiento eficiente de esta tubería nos permite efectuar apropiadamente tratamientos de estimulación necesarios para mejorar la producción del pozo.

Los aditivos empleados han sido descritos por su uso en etapas anteriores, el único adicional es el retardador cuyo uso se justifica debido a las altas temperaturas encontradas a mayor profundidad y crea la necesidad de retardar el cemento, esto es, aumentar el tiempo de bombeabilidad con objeto de desplazar la lechada sin que se fragüe dentro de la tubería. Los retardadores más comúnmente usados son lignosulfonato cálcico, carboximetil hidroxietil celulosa, ácidos orgánicos, bórax.

Las características de los distintos fluidos utilizados para la cementación son descritas a continuación:



Características del Bache Espaciador:	
Fluido	Agua
Densidad	1.75 gr/cc
Volumen	6.36 m ³
Viscosidad Plástica	16 cp
Punto de Cedencia	7 lb/100 ft ²

Características de la Lechada de Amarre:	
Densidad	1.89 gr/cc
Exceso	20 %
Cima	900 m
Tirante	1172 m
Traslape	150 m
Volumen Bache	17.80 m ³
Volumen Cemento	356 sacos = 17.80 Ton
Cemento	Clase "H"
Control de Filtrado	0.30%
Control de Gas	0.50%
Retardador	0.10 L/s
Anti Espumante	0.10 %
Evita Retrogradación	35.00%
Rendimiento	50.50 L/saco
Agua de Mezcla	27.93 L/saco
Tiempo Bombeable	3:40 hr:min
Viscosidad Plástica	155 cp
Punto de Cedencia	23 lb/100 ft ²

Cédula de Bombeo:				
Etapas	Densidad gr/cc	Gasto bpm	Volumen bls	Duración min.
Lodo Emulsión Inversa	1.65	8		
Tapón Limpiador				
Bache Espaciador	1.75	5	40.00	8.00
Lechada Única	1.89	5	113.07	22.61
Segundo Tapón de Desplazamiento				10.00
Salmuera	1.02	6	40.00	6.67
Salmuera	1.02	4	10.00	2.50
Salmuera	1.02	2	8.32	4.16
Total			211.39	53.94

TABLA 3-25. Características del Bache Espaciador, Cemento, Cédula de Bombeo y Posición Final de cada Bache.

3.3.3.8.1 SECUENCIA OPERATIVA

1. Instaló de Unidades para la cementación.
2. Instaló cabeza de cementación y líneas de conducción, así como colocó tapones de desplazamiento.

3. Acondicionó fluido de perforación hasta tener los valores más bajos posibles de viscosidad plástica y cedencia a fin de crear régimen de flujo turbulento.
4. Efectuó reunión de seguridad y pre-operativa.
5. Efectuó prueba de presión a las líneas superficiales de control con 5,000 psi.
6. Pre-mezcló el volumen total de cemento a utilizarse (17.80 m³).
7. Liberó primer tapón diafragma.
8. Bombeó 6.36 m³ (40 bls) de bache espaciador de 1.75 g/cm³.
9. Liberó segundo tapón diafragma.
10. Bombeó 17.80 m³ (113.07 bls) de lechada única con una densidad de 1.89 gr/cc.
11. Lavó líneas de bombeo desviando flujo hacia las presas de recorte hasta observar agua limpia para evitar dejar trazas de cemento por encima del tercer tapón de desplazamiento.
12. Liberó tercer tapón de desplazamiento.
13. Desplazó con salmuera potásica de 1.02 gr/cc a un gasto de 6, 4, 2 bpm hasta el volumen calculado de 58.32 bls, según programa de cementación, registrando una presión final de bombeo de 2050 psi.
14. Verificó acoplamiento de taponos con 2800 psi.
15. Verificó la efectividad del equipo de flotación con el retorno de 1 barril a las cajas de unidad de alta presión al desfogar a 0 psi por efectos compresivos y expansivos del agua y tubería.

Es importante que después de la cementación de esta etapa, se realice una buena limpieza del espacio anular ubicada entre los preventores y el tubo ancla o madrina, abriendo una válvula lateral 2 1/16" del carrete cabezal, eliminando los sólidos que puedan decantarse. Así mismo se esperó 24 hrs de fraguado, por lo que es crucial el buen funcionamiento del equipo de flotación.

3.3.3.9 INSTALACIÓN DEL MEDIO ÁRBOL DE VÁLVULAS

Un vez terminadas las 24 hrs de espera por fraguado se eliminó el tubo ancla 3 1/2", 9.3 Lbs/Pie, con conexión 8 HRR, instaló válvula tipo "H" (Figura 3-8) en el colgador como medida preventiva y posteriormente eliminó conjunto de preventores 11"-10M psi (Figura 3-9), dejando al descubierto la sección "B" con colgador de tubería de producción 3 1/2" en nido (Figura 3-9).



FIGURA 3-8. Válvula Tipo "H" con Pescante.



FIGURA 3-9. *Izquierda: Conjunto de Preventores, Derecha: Sección "B" con anillo BX-158 y Colgador.*

Después de recuperar válvula tipo "H" se conectó nuevamente tubo ancla 3 ½", 9.3 Lbs/Pie, con conexión 8 HRR y tensionó colgador para colocar empaques sellos (Figura 3-10). Regresó colgador a su nido, eliminó tubo ancla y fijó opresores, además colocó anillo BX-158 y llenó de aceite hidráulico como preparativo de prueba (Figura 3-11).



FIGURA 3-10. *Izquierda: Tensiona y Coloca Empaque Sello al Colgador. Derecha: Regresa Colgador a Nido en Cabezal.*



FIGURA 3-11. *Cabezal Preparado para la Instalación del Medio Árbol de Válvulas.*

Finalmente se instaló el medio árbol de válvulas 9 5/8" x 7" x 3 1/2" – 10 M psi. (Figura 3-12) y se dieron por terminadas las operaciones de perforación con la prueba hidrostática del anillo BX-158, empaques sello del colgador y sellos del medio árbol de válvulas con 500/8000 psi por 5/10 minutos.



FIGURA 3-12. Instalando Medio Árbol de Válvulas.

3.3 ESTADO MECÁNICO FINAL

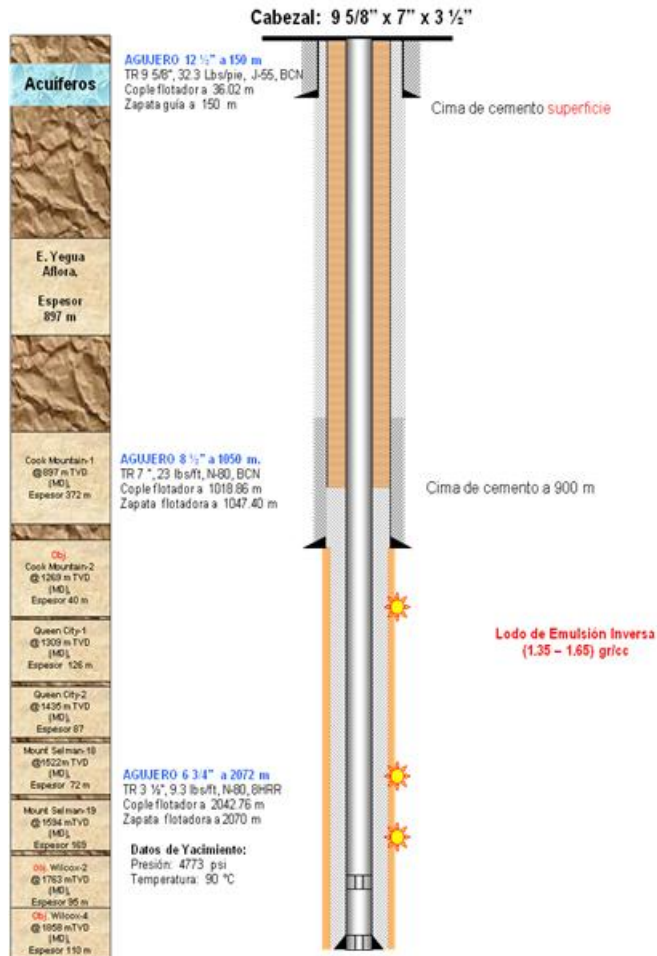


FIGURA 3-13. Estado Mecánico del Pozo.

3.4 VENTAJA POTENCIAL EL PERFORAR CON TUBERÍA DE PRODUCCIÓN

En la Cuneca de Burgos se ha aprovechado el diseños de los pozos esbeltos perforados en tres etapas con un arreglo de tuberías de revestimiento de 9 5/8", 7" y 3 1/2", en la cual se ha utilizado una sartas de perforación 4 1/2" IF durante la primera y segunda etapa así como 3 1/2" IF para la última etapa, sin embargo en años recientes se ha desarrollado una técnica de perforación llamada DWT ("Drilling With Tubing", Perforación con Tubería de Producción), en donde la sarta de perforación 4 1/2" IF y 3 1/2" IF es reemplazada por tubería de producción 3 1/2", 9.3 lbs/pie, N-80 y conexión HD-533, para perforar el pozo y finalmente queda como tubería de producción sin reducir la calidad de dichos pozos.

El lo sucesivo se analizan los puntos de mejora con el uso de la tubería de producción 3 1/2", 9.3 lbs/pie, N-80 y conexión HD-533 como sarta de trabajo en la perforación del pozo vertical descrito anteriormente en este capítulo y tratando de obtener un mayor rendimiento de los recursos humanos, equipos, materiales y financieros.

3.4.1 VENTAJAS MECÁNICAS

Para determinar las ventajas mecánicas en los equipos al emplear una sarta de perforación más ligera se analizó el peso flotado, margen para jalar la sarta y la máxima tensión de la sarta, comparando las dos sarta: tubería de perforación de 3 1/2", 13.3 lbs/pie, IF y la tubería de producción 3 1/2", 9.3 lbs/pie, HD-533, con el mismo aparejo de fondo para las etapas de 8 1/2" y 6 1/8". De acuerdo con los cálculos de las siguientes tablas el peso soportado por el equipo para el caso de la tubería de producción es menor en un 26.7% para la segunda etapa y en un 27.5% para la tercera etapa, lo que permite tener una mayor capacidad disponible del sistema de izaje.

Utilizando la tubería de producción 3 1/2", 9.3 lbs/pie, N-80 para perforar la segunda y tercera etapa se tiene un margen para jalar tubería de 58 y 55 ton, respectivamente; Por otro lado para el caso de la tubería de perforación 3 1/2", 13.3 lbs/pie, X-95 se tiene un margen para jalar tubería de 134 y 100 ton, respectivamente, de tal manera que la tubería de producción se mantiene dentro del rango recomendado del margen de seguridad para jalar tubería (30 – 60 tons).

	DIÁMETRO		CONEXIÓN	PESO (Lbs/pie)	PESO AJUSTADO (kg/m)	GRADO	CLASE	RESISTENCIA A LA TENSIÓN (Lbs)	RESISTENCIA A LA TORSIÓN (Lbs- Ft)	PRESIÓN DE COLAPSO (psi)	PRESIÓN DE ESTALLIDO (psi)	DIÁMETRO DE JUNTA		APIRIETE (Lbs-pie)
	EXTERIOR (pg)	INTERIOR (pg)										EXTERIOR (pg)	INTERIOR (pg)	
TUBERÍA DE PERFORACIÓN	4 1/2"	3.826"	NC-46 (4"IF)	16.6	28.13	X-95	PREMIUM	418,707	39,022	12,770	12,450	6 1/4"	3"	15,035
TUBERÍA DE PERFORACIÓN	3 1/2"	2.764"	NC-38 (3 1/2"IF)	13.3	21.47	X-95	PREMIUM	343,988	23,498	17,880	17,480	5"	2 9/16"	8,822
TUBERÍA DE PRODUCCIÓN	3 1/2"	2.992"	HD-533	9.3	13.85	N-80	NUEVA	207,000	9,900	10,540	10,116	3.886"	2.942"	3,200

TABLA 3-26. Características de las Tuberías de Perforación.

MARGEN PARA JALAR SARTA DE PERFORACIÓN EN LA ETAPA, 8 1/2"

DENSIDAD DEL LODO =	1.35 gr/cc
---------------------	-------------------

FACT. FLOT.=	0.8280
--------------	---------------

PROFUNDIDAD TOTAL. =	1050 MTS
PESO DEL BLOCK =	5000 KGS.

RESISTENCIA A LA TENSION (KG)		
	100%	90%
T. PERFORACIÓN 4 1/2", 16.6 LBS/FT, X-95, 4" IF	189,674	170,707
T. PRODUCCIÓN 3 1/2", 9.3 LBS/FT, N-80, HD-533	93,771	84,394

UTILIZANDO TUBERÍA DE PERFORACIÓN 4 1/2", 16.6 LBS/FT, X-95, 4" IF.

DESCRIPCION DE LA SARTA	PESO AJDO LB /FT	PESO AJDO KG / MT	LONG. MTS.	PESO EN EL AIRE KG.	PESO FLOTADO KG.
LASTRABARRENA 6 1/2"	92	137.08	88.08	12,074	9,998
TUBERÍA PESADA 4 1/2"	42	62.58	136.73	8,557	7,085
T. PERFORACIÓN 4 1/2", X-95, 4"IF	16.6	28.13	821.00	23,095	19,123
TOTAL			1045.8	43,725	36,206

MARJEN DE JALÓN DE LA SARTA

134 Tons

MÁXIMA TENSION DE LA SARTA

176 Tons

UTILIZANDO TUBERÍA DE PRODUCCIÓN 3 1/2", 9.3 LBS/FT, N-80, HD-533.

DESCRIPCION DE LA SARTA	PESO AJDO LB /FT	PESO AJDO KG / MT	LONG. MTS.	PESO EN EL AIRE KG.	PESO FLOTADO KG.
LASTRABARRENA 6 1/2"	92	137.08	88.08	12,074	9,998
TUBERÍA PESADA 4 1/2"	42	62.58	136.73	8,557	7,085
T. PRODUCCIÓN. 3 1/2", N-80, HD-533	9.3	13.86	821.00	11,377	9,420
TOTAL			1045.81	32,007	26,503

MARJEN DE JALÓN DE LA SARTA

58 Tons

MÁXIMA TENSION DE LA SARTA

89 Tons

TABLA 3-27. Comparativo de Sargas de Trabajo de la Segunda Etapa.

MARGEN PARA JALAR SARTA DE PERFORACIÓN EN LA ETAPA, 6 1/8"

DENSIDAD DE LODO =	1.65 gr/cc
--------------------	-------------------

FACT. FLOT.=	0.7898
--------------	---------------

PROFUNDIDAD TOTAL =	2072 MTS
PESO DEL BLOCK =	5000 KGS.

	RESISTENCIA A LA TENSIÓN (KG)	
	100%	90%
T. PERFORACIÓN 3 1/2", 13.3 LBS/FT, X-95, 3 1/2" IF	155,826	140,243
T. PRODUCCIÓN 3 1/2", 9.3 LBS/FT, N-80, HD-533	93,771	84,394

UTILIZANDO TUBERÍA DE PERFORACIÓN 3 1/2", 13.3 LBS/FT, X-95, 3 1/2" IF.

DESCRIPCION DE LA SARTA	PESO AJDO LB /FT	PESO AJDO KG/MT	LONG. MTS.	PESO EN EL AIRE KG.	PESO FLOTADO KG.
LASTRABARRENA 4 3/4"	47	70.03	88.98	6,231	4,922
TUBERÍA PESADA 3 1/2"	26	38.74	135.14	5,235	4,135
T. PERFORACIÓN 3 1/2", X-95, 3 1/2" IF	13.3	21.47	1842.88	39,567	31,250
TOTAL			2067.00	51,033	40,306

MARJEN DE JALÓN DE LA SARTA

100 Tons

MÁXIMA TENSIÓN DE LA SARTA

145 Tons

UTILIZANDO TUBERÍA DE PRODUCCIÓN 3 1/2", 9.3 LBS/FT, N-80, HD-533.

DESCRIPCION DE LA SARTA	PESO AJDO LB /FT	PESO AJDO KG/MT	LONG. MTS.	PESO EN EL AIRE KG.	PESO FLOTADO KG.
LASTRABARRENA 4 3/4"	47	70.03	88.98	6,231	4,922
TUBERÍA PESADA 3 1/2"	26	38.74	135.14	5,235	4,135
T. PRODUCCIÓN. 3 1/2", N-80, HD-533	9.3	13.86	1842.88	25,537	20,169
TOTAL			2067.00	37,003	29,226

MARJEN DE JALÓN DE LA SARTA

55 Tons

MÁXIMA TENSIÓN DE LA SARTA

89 Tons

TABLA 3-28. Comparativo de Sargas de Trabajo de la Tercera Etapa.

3.4.2 VENTAJAS HIDRÁULICAS

Al realizar los cálculos hidráulicos para perforar la segunda etapa se muestra que se incrementa la presión en el espacio anular debido a que el diámetro de la tubería de 4 1/2" es mayor que el de la tubería de producción 3 1/2", sin embargo las variaciones no son grandes, es decir las condiciones hidráulicas se mantienen en condiciones aceptables, por lo que puede ser sustituida por esta sarta.

La tubería de producción 3 1/2", 9.3 lbs/pie ofrece un mayor diámetro interno (2.992"), que la tubería de perforación 3 1/2", 13.3 lbs/pie (2.764"), lo que resulta en

tener un mayor área de flujo del 17% dentro de la tubería, por lo que se tiene una menor caída de presión en la misma. Al realizar el cálculo hidráulico se puede detectar que a condiciones similares de gasto y presión en la bomba, al utilizar la tubería de producción 3 1/2" para perforar la tercera etapa se reduce la caída de presión en el interior de la sarta en un 22% con respecto a la tubería de perforación 3 1/2", lo cual es utilizado para mejorar la limpieza del fondo del agujero al reducir el área de las toberas en un 19% en la barrena de 6 1/8", a su vez mejorando el índice de potencia hidráulica en la barrena (HP/pg²) en un 52%, dando como resultados mejores condiciones hidráulicas para obtener mayores ritmos de penetración.

HIDRÁULICA PARA LA ETAPA INTERMEDIA, BNA 8 1/2"

DATOS	TUBERÍA DE PERFORACIÓN 4	TUBERÍA DE PRODUCCIÓN 3 1/2", 9.3
	1/2", 16.60 Lbs/ft, X-95, 4"IF	Lbs/ft, N-80, HD-533
DIÁMETRO BARRENA (pg)	8.5	8.5
PROFUNDIDAD (m)	1050	1050
PROFUNDIDAD ZAPATA DE LA ÚLTIMA TR (m)	150	150
DIÁMETRO INTERIOR DE LA ÚLTIMA TR (pg)	9.001	9.001
GASTO (gpm)	420	420
DIÁMETRO DE TOBERAS (32avos de pg)	6 x 10/32"	6 X 10/32"
ÁREA TOTAL DE FLUJO, TFA (pg ²)	0.46	0.46
DENSIDAD DE LODO (gr/cc)	1.35	1.35
VISCOSIDAD PLÁSTICA, VP (cp)	25	25
PUNTO DE CEDENCIA, YP (lb/100 ft ²)	18	18
DIÁMETRO EXTERIOR DE LASTRABARRENAS (pg ²)	6.5	6.5
DIÁMETRO INTERIOR DE LASTRABARRENAS (pg ²)	2.8125	2.8125
LONGITUD DE LASTRABARRENAS (m)	93.58	93.58
DIÁMETRO EXTERIOR DE TUBERÍA PESADA (pg ²)	4.5	4.5
DIÁMETRO INTERIOR DE TUBERÍA PESADA (pg ²)	2.75	2.75
LONGITUD DE TUBERÍA PESADA (m)	131.23	131.23
DIÁMETRO EXTERIOR DE TUBERÍA DE PERFORACIÓN (pg ²)	4.5	3.5
DIÁMETRO INTERIOR DE TUBERÍA DE PERFORACIÓN (pg ²)	3.826	2.992
LONGITUD DE TUBERÍA DE PERFORACIÓN (m)	821	821

RESULTADOS

	PLÁSTICO DE BINGHAM	PLÁSTICO DE BINGHAM
MODELO REOLÓGICO		
PRESIÓN DE BOMBEO (psi)	1700.3	2395.74
CAIDA DE PRESIÓN EN EL INTERIOR DE LA SARTA (psi)	644.85	1279.06
CAIDA DE PRESIÓN EN EL ESPACIO ANULAR (psi)	111.51	93.12
CAIDA DE PRESIÓN EN LA BARRENA (psi)	862.99	862.99
CAIDA DE PRESIÓN EN LAS CONEXIONES SUPERFICIALES (psi)	80.96	160.58
DENSIDAD EQUIVALENTE DE CIRCULACIÓN (gr/cc)	1.42	1.41
ÍNDICE DE LIMPIEZA (Hp/pg ²)	3.73	3.73
FUERZA DE IMPACTO (lbs)	754.51	754.81
CAIDA DE PRESIÓN EN BARRENA/PRESIÓN DE BOMBEO, (%)	50.8	36.02
POTENCIA REQUERIDA POR LA BOMBA (Hp)	416.64	587.06
GALONES POR PULGADA DE LA BARRENA (gal/pg)	49.41	49.41
VELOCIDAD ANULAR PROMEDIO (pies/min)	205.72	182.76

TABLA 3-29. Comparativo de la Hidráulica para la Segunda Etapa.

HIDRÁULICA PARA LA ETAPA DE EXPLOTACIÓN, BNA 6 1/8"

DATOS	TUBERÍA DE	TUBERÍA DE	TUBERÍA DE
	PERFORACIÓN 3 1/2", 13.30 Lbs/ft, X-95, 3 1/2"IF	PRODUCCIÓN 3 1/2", 9.3 Lbs/ft, N-80, HD-533	PRODUCCIÓN 3 1/2", 9.3 Lbs/ft, N-80, HD-533
DIÁMETRO BARRENA (pg)	6.125	6.125	6.125
PROFUNDIDAD (m)	2072	2072	2072
PROFUNDIDAD ZAPATA DE LA ÚLTIMA TR (m)	1050	1050	1050
DIÁMETRO INTERIOR DE LA ÚLTIMA TR (pg)	6.366	6.366	6.366
GASTO (gpm)	220	220	220
DIÁMETRO DE TOBERAS (32avos de pg)	4 X 10/32"	4 X 10/32"	4 X 9/32"
ÁREA TOTAL DE FLUJO, TFA (pg ²)	0.307	0.307	0.249
DENSIDAD DE LODO (gr/cc)	1.65	1.65	1.65
VISCOSIDAD PLÁSTICA, VP (cp)	26	26	26
PUNTO DE CEDENCIA, YP (lb/100 ft ²)	10	10	10
DIÁMETRO EXTERIOR DE LASTRABARRENAS (pg ²)	4 3/4	4 3/4	4 3/4
DIÁMETRO INTERIOR DE LASTRABARRENAS (pg ²)	2 1/4	2 1/4	2 1/4
LONGITUD DE LASTRABARRENAS (m)	88.98	88.98	88.98
DIÁMETRO EXTERIOR DE TUBERÍA PESADA (pg ²)	3 1/2	3 1/2	3 1/2
DIÁMETRO INTERIOR DE TUBERÍA PESADA (pg ²)	2 1/16	2 1/16	2 1/16
LONGITUD DE TUBERÍA PESADA (m)	135.14	135.14	135.14
DIÁMETRO EXTERIOR DE TUBERÍA DE PERFORACIÓN (pg ²)	3 1/2	3 1/2	3 1/2
DIÁMETRO INTERIOR DE TUBERÍA DE PERFORACIÓN (pg ²)	2.764	2.992	2.992
LONGITUD DE TUBERÍA DE PERFORACIÓN (m)	1842.88	1842.88	1842.88

RESULTADOS

	PLÁSTICO DE	PLÁSTICO DE	PLÁSTICO DE
	BINGHAM	BINGHAM	BINGHAM
MODELO REOLÓGICO			
PRESIÓN DE BOMBEO (psi)	2604.44	2227.66	2568.97
CAIDA DE PRESIÓN EN EL INTERIOR DE LA SARTA (psi)	1616.78	1260.00	1260
CAIDA DE PRESIÓN EN EL ESPACIO ANULAR (psi)	245.87	245.87	245.87
CAIDA DE PRESIÓN EN LA BARRENA (psi)	651.15	651.15	992.46
CAIDA DE PRESIÓN EN LAS CONEXIONES SUPERFICIALES (psi)	90.64	90.64	70.64
DENSIDAD EQUIVALENTE DE CIRCULACIÓN (gr/cc)	1.73	1.73	1.73
ÍNDICE DE LIMPIEZA (Hp/pg ²)	2.84	2.84	4.32
FUERZA DE IMPACTO (lbs)	379.54	379.54	468.56
CAIDA DE PRESIÓN EN BARRENA/PRESIÓN DE BOMBEO, (%)	25.0	29.23	38.6
POTENCIA REQUERIDA POR LA BOMBA (Hp)	334.29	285.93	329.74
GALONES POR PULGADA DE LA BARRENA (gal/pg)	35.92	35.92	35.92
VELOCIDAD ANULAR PROMEDIO (pies/min)	217.23	217.23	217.23

TABLA 3-30. Comparativo de la Hidráulica de la Tercera Etapa.

Ciertamente se ha estudiado que existen muchos factores que afectan el ritmo de penetración, como el tipo de barrena, características de la formación, propiedades del fluido de perforación, condiciones de operación (peso sobre barrena y velocidad de la rotaria), desgaste de la barrena y la hidráulica de la misma, siendo ésta última el factor que se mejora en la perforación con tubería de producción.

3.4.3 VENTAJAS SOBRE EL TORQUE

El proceso de perforación requiere energía mecánica axial y torsional para penetrar la formación, la cual es transmitida a los tubulares que componen la sarta de perforación, por lo que es necesario evaluar el torque esperado para saber cuáles serán los requerimientos, y asegurar que los tubulares seleccionados sean lo suficientemente resistentes y cuenten con un cierto margen de seguridad. Se ha estudiado que los factores que influyen principalmente al torque son entre otros: la trayectoria y tortuosidad del agujero, la rigidez del ensamble de fondo, la geometría y ubicación de los estabilizadores, el tipo de fluido de perforación, la interacción roca-fluido, la limpieza del pozo, etc.

En un artículo escrito por el Ing. Guillermo R. Tirado Vargas y Eduardo Díaz Ramos, llamado “Perforación de Dos Pozos de Gas Tubingless con una Misma Sarta de Tubería de Producción” se analizó el torque empleando el software Drilling Office 3.1 RT™ considerando la profundidad total perforada de 2500 m con trayectoria vertical y direccional tipo “S” en la etapa intermedia en donde se observó que las condiciones más críticas se presentan en la trayectoria direccional tipo “S”.

De los resultados del análisis del torque se tiene que para la trayectoria tipo “S” el torque máximo estimado en agujero de 8 ½” con tubería de 3 ½” IF es de 5,860 lbs-pie y con 3 ½”, HD-533 es de 5150 lbs-pie, tomando en cuenta que la resistencia a la torsión de la tubería de perforación es de 18,191 lbs-pie y de la tubería de producción es de 9,900 lbs-pie, se tiene un margen de seguridad del 68% y 48% respectivamente. Para el caso del agujero de 6 1/8”, el torque máximo estimado para la tubería IF es de 5140 lbs-pie y para la tubería HD-533 es de 3,950 lbs-pie, realizando nuevamente el comparativo de la resistencia a la torsión de la tubería de perforación y de la tubería de producción se tiene un margen de seguridad del 72% y 60% respectivamente. Derivado de lo anterior, se observa la factibilidad de perforar con tubería de producción manteniendo márgenes de seguridad aceptables¹.

¹ Tirado Vargas, Guillermo R. y Díaz Ramos, Eduardo: “Perforación de Dos Pozos de Gas Tubingless con una Misma Sarta de Tubería de Producción”, CIMP, 2003.

3.4.4 VENTAJAS SOBRE LA FALLA POR FATIGA

En el artículo antes citado también mencionan un análisis de la falla por fatiga, comparando los dos tipos de tuberías; en él establecen lo siguiente: “Considerando que la fuerza lateral depende directamente de la severidad y de la carga axial, para los pozos con trayectoria J y S las fuerzas laterales son reducidas al utilizar una carga axial menor, que en este caso es obtenida con el uso de la tubería de producción 3 ½”, 9.3 lbs/pie, HD-533. En el análisis de las fuerzas laterales de los pozos perforados utilizando esta técnica, en la trayectoria direccional tipo “S”, se observó que en la etapa de 8 ½” la máxima fuerza lateral estimada con la tubería de perforación 3 ½”, IF, fue de 870 lbs y con la tubería de producción 3 ½”, 9.3 lbs/pie, HD-533 resultó en 680 lbs, lo que da una reducción del 22% de las fuerzas laterales mientras que en la etapa de 6 1/8” la máxima fuerza lateral estimada con la tubería de perforación 3 ½”, IF fue de 1200 lbs y con la tubería de producción 3 ½”, 9.3 lbs/pie, HD-533 resultó en 820 lbs, lo que minimiza en un 32% estas fuerzas laterales”².

3.4.5 VENTAJAS OPERATIVAS

En la tabla 3.31 se muestran las principales diferencias que se tienen en cuanto a las operaciones realizadas con ambas tuberías al perforar un pozo. En donde sobre sale que con la tubería de producción 3 ½”, 9.3 lbs/pie, se agiliza el quiebre y la armada de la sarta de perforación al tener lingadas de 3 tramos ya estibados en el changuero, obteniendo un ahorro en tiempo al bajar o levantar cada aparejo, además de costos por transportes.

TUBERÍA DE PERFORACIÓN	TUBERÍA DE PRODUCCIÓN
<ul style="list-style-type: none"> ➤ TRANSPORTAR TUBERÍA HASTA EL POZO A PERFORAR. ➤ ARMAR TUBERÍA DE PERFORACIÓN 4 1/2", TXT Y PERFORAR DE 150 A 1050 M. ➤ QUEBRAR Y ELIMINAR TUBERÍA DE PERFORACIÓN 4 1/2", TXT. 	<ul style="list-style-type: none"> ➤ TRANSPORTAR TUBERÍA HASTA EL POZO A PERFORAR. ➤ ARMAR TUBERÍA DE PRODUCCIÓN 3 1/2", TXT Y PERFORAR DE 150 A 1050 M. ➤ QUEBRAR TUBERÍA DE PRODUCCIÓN 3 1/2" POR LINGADAS DE 3 TRAMOS Y ESTIBAR EN CHANGUERO.
<ul style="list-style-type: none"> ➤ TRANSPORTAR TUBERÍA DE PERFORACIÓN 4 1/2" A INSPECCIÓN TUBULAR. 	
<ul style="list-style-type: none"> ➤ TRANSPORTAR A POZO TUBERÍA DE REVESTIMIENTO 7". ➤ ARMAR Y BAJAR TUBERÍA DE REVESTIMIENTO 7", TXT A FONDO. ➤ ARMAR TUBERÍA DE PERFORACIÓN 3 1/2", TXT Y PERFORAR DE 1050 A 2072 M. ➤ QUEBRAR Y ELIMINAR TUBERÍA DE PERFORACIÓN 3 1/2", TXT. 	<ul style="list-style-type: none"> ➤ TRANSPORTAR A POZO TUBERÍA DE REVESTIMIENTO 7". ➤ ARMAR Y BAJAR TUBERÍA DE REVESTIMIENTO 7", TXT A FONDO. ➤ ARMAR Y BAJAR TUBERÍA DE PRODUCCIÓN 3 1/2" POR LINGADAS Y PERFORAR DE 1050 A 2072 M. ➤ QUEBRAR TUBERÍA DE PRODUCCIÓN 3 1/2" POR LINGADAS DE 3 TRAMOS Y ESTIBAR EN CHANGUERO.
<ul style="list-style-type: none"> ➤ TRANSPORTAR TUBERÍA DE PERFORACIÓN 3 1/2" A INSPECCIÓN TUBULAR. 	
<ul style="list-style-type: none"> ➤ TRANSPORTAR TUBERÍA DE PRODUCCIÓN 3 1/2", 8HRR. ➤ ARMAR Y BAJAR TUBERÍA DE PRODUCCIÓN 3 1/2", 8HRR TXT A FONDO. 	<ul style="list-style-type: none"> ➤ BAJAR TUBERÍA DE PRODUCCIÓN 3 1/2" POR LINGADAS ARMADAS.

TABLA 3-31. *Ventajas Operativas Sobre el Uso la Tubería de Producción como Sartas de Trabajo.*

² Ibidem, pag.4

3.4.6 CONSIDERACIONES DE COSTO

El análisis de costo fue enfocado básicamente a hacer un comparativo de las operaciones, servicios y tiempos requeridos tanto para la perforación de un pozo con tubería de producción y terminación tubingless (etapas 9 5/8" x 7" x 3 1/2") contra los requeridos para perforar el diseño convencional (etapas 13 3/8" x 9 5/8" x 7", con sarta de producción 2 7/8"), cuantificando en porcentajes los ahorros de las principales diferencias. A continuación se mencionan algunas de las consideraciones:

- La renta de las sargas de tubería de perforación para cada uno de los equipos.
- El transporte adicional para la tubería de perforación.
- El tiempo de desconexión de una sarga de tubería de perforación 4 1/2" en la segunda etapa y 3 1/2", IF al finalizar el pozo.
- La reducción en tiempo al introducir por lingadas de tres tubos la tubería de producción 3 1/2", HD-533, 9.3 lbs/ft en la última etapa.
- El costo día-equipos, así como los diferentes servicios (transporte de personal, tráiler habitacionales, servicios sanitarios, etc.) al reducirse los tiempos de perforación en un 50% con respecto al diseño convencional de pozo.
- El costo del pozo tubingless es menor en un 30% con respecto al diseño convencional.
- En cuanto a materiales y servicios utilizados para este diseño con respecto al diseño convencional se tienen los siguientes ahorros:
 - Eliminó empacador así como el equipo para colocarlo.
 - Disminución del fluido de perforación en un 49.5 %.
 - Reducción en el volumen de cemento, 40.6 %.
 - Reducción en Tubería de Revestimiento y de Producción, 32.8%.

VOLUMENES DE FLUIDOS DE PERFORACIÓN SIN CONSIDERAR IMPREGNACIÓN NI SARTA DE PERFORACIÓN EN EL AGUJERO					
PROFUNDIDAD	CONVENCIONAL	TUBINGLESS	CONVENCIONAL (Lts)	TUBINGLESS (Lts)	REDUCCIÓN
PRIMERA ETAPA: 150 m:	BNA 17 1/2",	BNA 12 1/4".	23,276.5	11,405.5	51.0%
SEGUNDA ETAPA: 1050 m:	BNA 12 1/4",	BNA 8 1/2".	80,337.3	39,105.9	51.3%
TERCERA ETAPA: 2072 m:	BNA 8 1/2",	BNA 6 1/8".	77,508.5	40,988.6	28.3%
VOLUMEN TOTAL (Lts)			181,122	91,500.0	
REDUCCIÓN EN VOLUMEN			49.5 %		

TABLA 3-32. Cantidad de Fluido de Perforación Requerido para Cada Diseño.

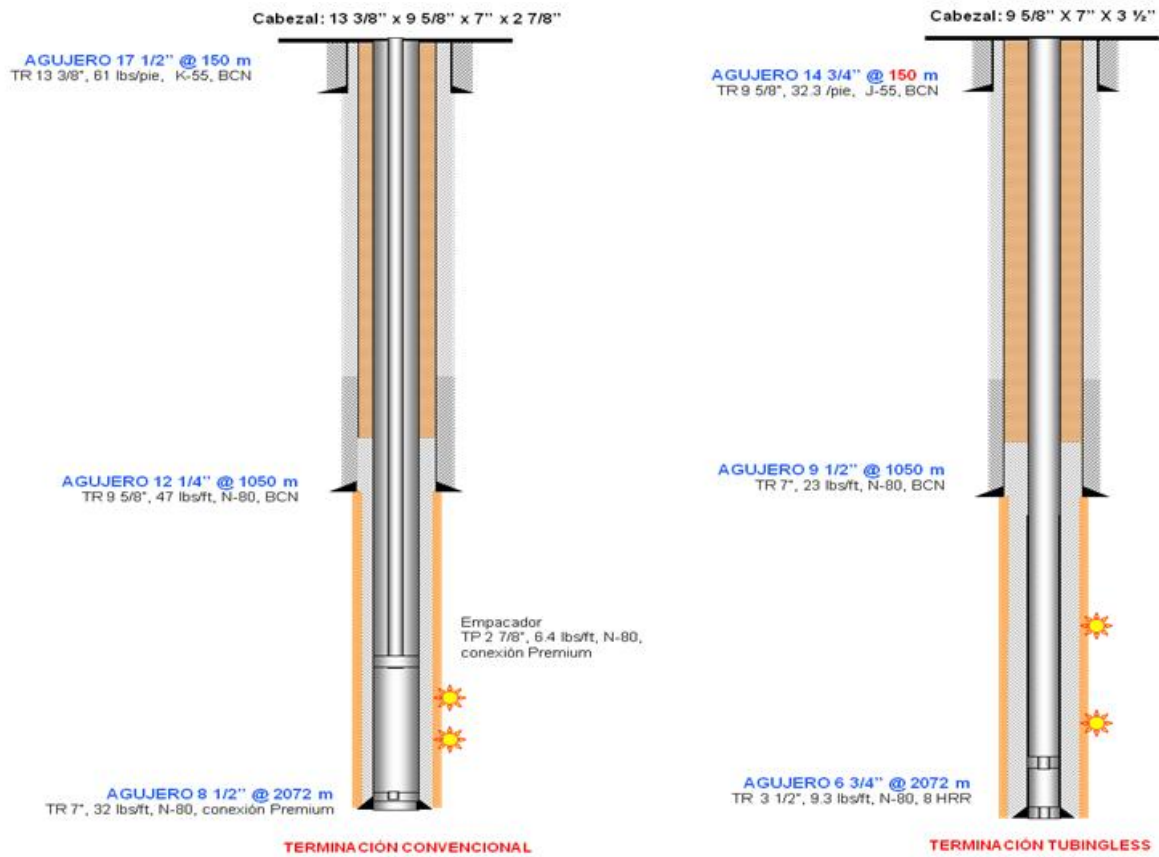


FIGURA 3-14. Terminación Convencional y Tubingless.

VOLUMENES DE CEMENTO UTILIZADO EN CADA ETAPA					
TIRANTE	CONVENCIONAL	TUBINGLESS	CONVENCIONAL (Lts)	TUBINGLESS (Lts)	REDUCCIÓN
PRIMERA ETAPA: 150 m:	BNA 17 1/2", TR 13 3/8"	BNA 12 1/4", TR 9 5/8"	12,568	5,730	54.4 %
SEGUNDA ETAPA: 950 m:	BNA 12 1/4", TR 9 5/8"	BNA 8 1/2", TR 7"	34,113	14,109	58.6 %
TERCERA ETAPA: 1172 m:	BNA 8 1/2", TR 7"	BNA 6 1/8", TR 3 1/2"	16,978	17,976	-5.9%
TOTAL (Lts)			63,659	37,815	
REDUCCIÓN EN VOLUMEN			40.6 %		

TABLA 3-33. Cantidad de Cemento Requerido para Cada Diseño.

REDUCCIÓN EN TUBERÍAS DE REVESTIMIENTO Y DE PRODUCCIÓN		
	CONVENCIONAL	TUBINGLESS
PRIMERA ETAPA (m)	150.0	150.0
SEGUNDA ETAPA (m)	1,050.0	1,050.0
TERCERA ETAPA (m)	2,072.0	2,072.0
TUBERÍA DE PRODUCCIÓN (m)	1,600.0	
LONGITUD TOTAL (m)	4,872.0	3,272.0
REDUCCIÓN EN LONGITUD	32.8%	

TABLA 3-34. Longitud de Tubería Requerido para Cada Etapa.

CONCLUSIONES

CONSIDERACIONES PARA APLICAR LA TERMINACIÓN TUBINGLESS, VENTAJAS Y DESVENTAJAS

Consideraciones:

- Explotación de campos de bajo riesgo.
- El área es suficientemente conocida.
- Arenas compactas de gas, es decir con formaciones de baja permeabilidad.
- La corrosión y las incrustaciones no son críticos.
- Se presenta un alto índice de éxito en las cementaciones primarias.

Ventajas:

- Reducción del volumen de lodo en 49.5 %, fluidos de terminación y cemento 40.6 %.
- Uso de menor cantidad de acero en 32.8%.
- Reducción del costo de barrenas utilizadas.
- Reducción del volumen de arena a utilizar en los tapones para los múltiples trabajos de fracturamiento hidráulico.
- Limpieza más rápida y eficiente del pozo después del fracturamiento hidráulico.
- Las reparaciones mediante tubería flexible son más económicas que las técnicas convencionales.
- Se elimina el uso de empacadores así como del equipo de línea de acero para colocar dicho empacador y la reparación de fallas mecánicas asociadas.
- Se tienen menores tiempos de perforación.

Desventajas:

- Requiere un estricto control de calidad en la cementación primaria, ya que la geometría reducida complica su corrección.
- Su aplicación está limitada por profundidad a 3,200 mts.
- Las reparaciones mayores resultan más complicadas debido al diámetro reducido.
- El manejo de la tubería de producción 3 ½" en todo momento debe ser bajo procedimientos más cuidadoso para evitar un daño tanto al cuerpo de la tubería como a la rosca.

VENTAJAS DEL USO DE LA TUBERÍA DE PRODUCCIÓN COMO SARTA DE TRABAJO

- Se elimina el uso de la sarta de trabajo 4 ½" y 3 ½".
- **Ventajas Mecánicas:** de acuerdo con los cálculos realizados hasta la profundidad de 2072 m, el peso soportado por el equipo para el caso de la tubería de producción es menor en un 26.7% en la segunda etapa y en un 27.5% para la tercera etapa, lo que permite tener una mayor capacidad disponible del sistema de izaje. Por otro lado utilizando la tubería de producción 3 ½", 9.3 lbs/pie, N-80 para perforar la segunda y tercera etapa se tiene un margen para jalar tubería de 58 y 55 ton, respectivamente y para la tubería de perforación 3 ½", 13.3 lbs/pie, X-95 el margen es de 134 y 100 ton, respectivamente, de tal manera que la tubería de producción se mantiene dentro del rango recomendado como margen de seguridad para jalar tubería (30 – 60 tons).
- **Ventajas Hidráulicas:** Para la tercera etapa se tiene que al utilizar la tubería de producción 3 ½" se reduce la caída de presión en el interior de la sarta en un 22% con respecto a la tubería de perforación 3 ½", lo cual es utilizado para mejorar la limpieza del fondo del agujero al reducir el área de las toberas en un 19% en la barrena de 6 1/8" y a su vez mejorando el índice de potencia hidráulica en la barrena (HP/pg²) en un 52% dando como resultados mejores condiciones hidráulicas.
- **Ventajas sobre el Torque** se tiene que para la trayectoria tipo "S" el torque máximo estimado en agujero de 8 ½" con tubería de 3 ½" IF es de 5,860 lbs-pie y con 3 ½", HD-533 es de 5150 lbs-pie, tomando en cuenta que la resistencia a la torsión de la tubería de perforación es de 18,191 lbs-pie y de la tubería de producción es de 9,900 lbs-pie, se tiene un margen de seguridad del 68% y 48% respectivamente. Para el caso del agujero de 6 1/8", el torque máximo estimado para la tubería IF es de 5140 lbs-pie y para la tubería HD-533 es de 3,950 lbs-pie, teniendo un margen de seguridad del 72% y 60% respectivamente.
- **Ventaja Operativa:** la mejora con el uso de la tubería de producción 3 ½", 9.3 lbs/pie, se visualiza al agilizar el quiebre y la armada de la sarta al tener lingadas de 3 tramos ya estibados en el changuero, obteniendo un ahorro en tiempo al bajar o levantar en esta última etapa, traduciéndolo en costos de tiempo-equipos y transportes.

NOMENCLATURA			
A_s	Área de la sección transversal, (pg ²)	PM	Peso molecular, (lbs-mol)
C_o	Lectura del registro conductivo para el cálculo de $P_{p(D)}$	$P_{p(D)}$	Presión de poro a una determinada profundidad, (psi)
DC	Drill collar, Lastrabarrenas	Ps	Presión en superficie, (psi)
DEC	Densidad equivalente de circulación, (gr/cc)	P_u	Peso unitario de la tubería, (lbs/pie)
D_i	Densidad promedio de roca a la profundidad de interés, (m)	R_c	Resistencia nominal al colapso, (psi)
D_{i-1}	Densidad promedio de roca del estrato subyacente, (m)	RG	Registro rayos gamma, (API)
D_n	Profundidad sobre la tendencia normal de compactación, (m)	R_{on}	Resistividad de la formación en la zona con tendencia normal de compactación, (Ohm-m)
d_b	Diámetro de barrena, (pg)	ROP	Ritmo de penetración de la barrena, (m/h)
d_{bmod}	Corrección del exponente d_c por cambios de densidad de lodo.	r	Radio, (pg)
d_c	Exponente para el cálculo de presión de poro.	r_e	Radio exterior, (pg)
E	Módulo de elasticidad del acero, 30×10^6 psi.	r_i	Radio interior, (pg)
F_{dc}	Factor de diseño por presión de colapso.	S	Presión de sobrecarga, (psi)
F_f	Fuerza ficticia, (lbs _f)	SP	Registro potencial espontáneo
F_s	Factor de diseño.	T	Resistencia a la Tensión, (Tons)
FS	Factor de seguridad.	T_f	Fuerza de flotación, (Tons)
G_l	Gradiente del lodo de perforación, (gr/cc).	TP	Tubería de perforación o tubería de producción
HW	(Heavy Weight), Tubería pesada	TR's	Tuberías de revestimiento
I	Momento de inercia, lbs-pie	t_{lu}	Tiempo de tránsito, (μs/pie)
KOP	Profundidad del punto de inicio de la desviación, (m)	ts	Tiempo de tránsito de corte, (μs/pie)
L	Profundidad de asentamiento de la tubería, (m)	V	Velocidad tomada del registro sísmico, (m/seg)
LOT	Leak Off Test, prueba de goteo	V	Volumen, (m ³)
MWD	(Measure While Drilling), midiendo mientras perfora	WOB	Peso sobre barrena, (Tons)
m	Masa, (kg)	W_s	Peso de la sección de tubería, (Tons)
N	Revoluciones por minuto de la rotaria, (rpm)	x	Longitud de columna de lodo, (m)
n	Distancia del fondo de la tubería al punto neutro, (m)	Y	Esfuerzo de cedencia del material, (lbs/pg ²)
P_{cr}	Presión de colapso resultante, (psi)	y	Longitud de columna de gas, (m)
P_E	Presión externa, (psi)	y_i	Fración del componente dentro de la mezcla, (%)
Pi	Presión interna o inyección, (psi)	tc	Tiempo de transito compresional, (μs/pie)

α	Ángulo de inclinación, (grados)	μ	Relación de Poisson igual a 0.3 para tuberías.
β	Coefficiente de expansión térmica del acero ($12.42 \times 10^{-6}/^{\circ}C$)	ν	Relación de Poisson
δ	Pérdidas por fricción, (psi)	ρ	Densidad, (gr/cc)
ΔL_1	Cambio de longitud por efecto pistón	ρ_{FF}	Densidad del fluido de formación, (gr/cc)
ΔL_2	Cambio de longitud por efecto de aglobamiento	ρ_{FI}	Densidad promedio de la formación, (gr/cc)
ΔL_3	Cambio de longitud por efecto de pandeo	σ	Esfuerzo efectivo, (psi)
ΔL_4	Cambio de longitud por efecto de temperatura	σ_R	Esfuerzo radial, (psi)
ΔT	Incremento de temperatura	σ_T	Esfuerzo tangencial, (psi)
ϕ	Porosidad, (%)	σ_{VME}	Esfuerzo equivalente de Von Mises, (psi)
γ_g	Densidad relativa del gas, (gr/cc)		

UNIDADES			
Atm	Atmósferas	m	metros
Cps	Centipoise	m ³	Metros cúbicos
gpm	Galones por minuto	m/h	Metros por hora
gr/cm ³	Gramos por centímetro cúbico	m/seg	Metros por segundo
hrs	horas	$\mu s/ft$	Microsegundo por pie
In ² , pg ²	Pulgada cuadrada	Ohm-m	Ohm por metro
Lbs/gal	Libras por galón	ppm	Partes por millón
M	Prefijo $1 \times 10^3 =$ Kilo	psi	Libras por pulgada cuadrada
MMpcd	Millones de pies cúbicos diarios	rpm	Revoluciones por minuto
MPC/BL	Miles de pies cúbicos por barril	Tons	Toneladas
mm	milímetros		

ANEXO A

CÁLCULO DE LA TENSIÓN MÁXIMA DE LA SARTA

	DIÁMETRO		CONEXIÓN	PESO (Lbs/pie)	PESO AJUSTADO (kg/m)	GRADO	CLASE	RESISTENCIA A LA TENSIÓN (Lbs)	RESISTENCIA A LA TORSIÓN (Lbs- Ft)	PRESIÓN DE COLAPSO (psi)	PRESIÓN DE ESTALLIDO (psi)	DIÁMETRO DE JUNTA		APIRIETE (Lbs-pie)
	EXTERIOR (pg)	INTERIOR (pg)										EXTERIOR (pg)	INTERIOR (pg)	
TUBERÍA DE PERFORACIÓN	4 1/2"	3.826"	NC-46 (4"IF)	16.6	28.13	X-95	PREMIUM	418,707	39,022	12,770	12,450	6 1/4"	3"	15,035
TUBERÍA DE PERFORACIÓN	3 1/2"	2.764"	NC-38 (3 1/2"IF)	13.3	21.47	X-95	PREMIUM	343,988	23,498	17,880	17,480	5"	2 9/16"	8,822
TUBERÍA DE PRODUCCIÓN	3 1/2"	2.992"	HD-533	9.3	13.85	N-80	NUEVA	207,000	9,900	10,540	10,116	3.886"	2.942"	3,200

SEGUNDA ETAPA

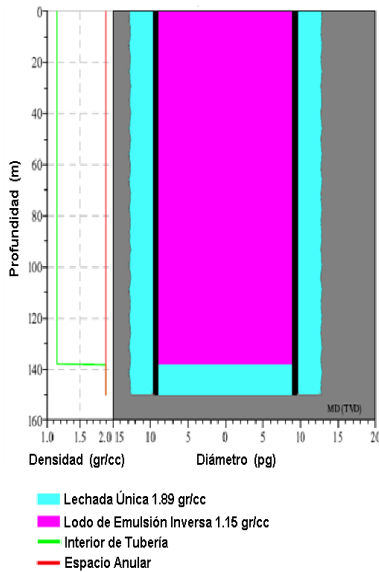
TUBERÍA DE PERFORACIÓN 4 1/2"	TUBERÍA DE PRODUCCIÓN 3 1/2"
<p>LONGITUD DE LA HERRAMIENTA DE 6 1/2" = 88.08 m W = 137.08 kg/m PESO_{HTA 6 1/2"} = 12,074 KG = 26,653 LB</p> <p>LONGITUD DE TPHW 4 1/2" = 136.73 m W = 62.58 kg/m PESO_{TPHW 4 1/2"} = 8,556 KG = 18,888 LB</p> <p>LONGITUD DE TP 4 1/2" = 821 m W_{ajustado} = 28.13 kg/m PESO_{TP 4 1/2"} = 23,095 KG = 50,982 LB</p> <p>PESO_{HTA, 6 1/2" + TPHW 4 1/2" + TP 4 1/2"} = 43,725 KG = 96,523 LB</p> <p>FACTOR DE FLOTACIÓN (FF) = $\left(1 - \frac{1.35}{7.85}\right) = 0.8280$</p> <p>PESO FLOTADO = (0.8280)*(43,725) = 36,205 KG = 79,924 LB</p> <p>PESO_{BLOCK+FLECHA} = 4000 KG = 8,830 LB</p> <p>PESO TOTAL = PESO FLOTADO + PESO_{BLOCK+FLECHA} = 40,205 KG = 88,753 LB</p> <p>TENSION_{TP 4 1/2"} = 189,674 KG = 418,707 LB FACTOR DE SEGURIDAD 80% TENSIÓN_{TP 4 1/2" @ 80%} = 151,740 KG = 334,965 LBS</p> <p>MARGEN PARA JALAR SARTA = TENSIÓN_{TP 4 1/2" @ 80%} - PESO FLOTADO = 115.5 TONS.</p> <p>MÁXIMA TENSIÓN PERMISIBLE = MARGEN PARA JALAR + PESO TOTAL = 155.7 TONS</p>	<p>LONGITUD DE LA HERRAMIENTA DE 6 1/2" = 88.08 m W = 137.08 kg/m PESO_{HTA 6 1/2"} = 12,074 KG = 26,653 LB</p> <p>LONGITUD DE TPHW 4 1/2" = 136.73 m W = 62.58 kg/m PESO_{TPHW 4 1/2"} = 8,556 KG = 18,888 LB</p> <p>LONGITUD DE TP 3 1/2" = 821 m W = 13.857 kg/m PESO_{TP 4"} = 11,376 KG = 25,114 LB</p> <p>PESO_{HTA, 6 1/2" + TPHW 4 1/2" + TP 3 1/2"} = 32,006 KG = 70,653 LB</p> <p>FACTOR DE FLOTACIÓN (FF) = $\left(1 - \frac{1.35}{7.85}\right) = 0.8280$</p> <p>PESO FLOTADO = (0.8280)*(32,006) = 26,501 KG = 58,501 LB</p> <p>PESO_{BLOCK+FLECHA} = 4000 KG = 8,830 LB</p> <p>PESO TOTAL = PESO FLOTADO + PESO_{BLOCK+FLECHA} = 30,501 KG = 67,331 LB</p> <p>TENSION_{TP 3 1/2"} = 93,771 KG = 207,000 LB FACTOR DE SEGURIDAD 80% TENSIÓN_{TP 3 1/2" @ 80%} = 75,017 KG = 165,600 LBS</p> <p>MARGEN PARA JALAR SARTA = TENSIÓN_{TP 3 1/2" @ 80%} - PESO FLOTADO = 48.5 TONS.</p> <p>MÁXIMA TENSIÓN PERMISIBLE = MARGEN PARA JALAR + PESO TOTAL = 79 TONS</p>

TERCERA ETAPA

TUBERÍA DE PERFORACIÓN 3 1/2"	TUBERÍA DE PRODUCCIÓN 3 1/2"
<p>LONGITUD DE LA HERRAMIENTA DE 4 3/4" = 88.98 m W = 70.03 kg/m PESO_{HTA 4 3/4"} = <u>6,231 KG = 13,755 LB</u></p> <p>LONGITUD DE TPHW 3 1/2" = 135.14 m W = 38.74 kg/m PESO_{TPHW 3 1/2"} = <u>5,235 KG = 11,557 LB</u></p> <p>LONGITUD DE TP 3 1/2" = 1842.88 m W_{ajustado} = 21.47 kg/m PESO_{TP 3 1/2"} = <u>39,567 KG = 87,344 LB</u></p> <p>PESO_{HTA 4 3/4" + TPHW 3 1/2" + TP 3 1/2"} = <u>51,033 KG = 112,656 LB</u></p> <p>FACTOR DE FLOTACIÓN (FF) = $\left(1 - \frac{1.65}{7.85}\right) = 0.7898$</p> <p>PESO FLOTADO = (0.7898)*(51,033) = <u>40,306 KG = 88,976 LB</u></p> <p>PESO_{BLOCK+FLECHA} = 4000 KG = <u>8,830 LB</u></p> <p>PESO TOTAL = PESO FLOTADO + PESO_{BLOCK+FLECHA} = <u>44,306 KG = 97,806 LB</u></p> <p>TENSION_{TP 3 1/2"} = 155,826 KG = 343,988 LB FACTOR DE SEGURIDAD 80% TENSIÓN_{TP 3 1/2" @ 80%} = <u>124,661 KG = 275,190 LBS</u></p> <p>MARGEN PARA JALAR SARTA = TENSIÓN_{TP 3 1/2" @ 80%} - PESO FLOTADO = <u>84 TONS.</u></p> <p>MÁXIMA TENSIÓN PERMISIBLE = MARGEN PARA JALAR + PESO TOTAL = <u>128.6 TONS</u></p>	<p>LONGITUD DE LA HERRAMIENTA DE 4 3/4" = 88.98 m W = 70.03 kg/m PESO_{HTA 4 3/4"} = <u>6,231 KG = 13,755 LB</u></p> <p>LONGITUD DE TPHW 3 1/2" = 135.14 m W = 38.74 kg/m PESO_{TPHW 3 1/2"} = <u>5,235 KG = 11,557 LB</u></p> <p>LONGITUD DE TP 3 1/2" = 1842.88 m W = 13.857 kg/m PESO_{TP 3 1/2"} = <u>25,537 KG = 56,372 LB</u></p> <p>PESO_{HTA 4 3/4" + TPHW 3 1/2" + TP 3 1/2"} = <u>37,003 KG = 81,684 LB</u></p> <p>FACTOR DE FLOTACIÓN (FF) = $\left(1 - \frac{1.65}{7.85}\right) = 0.7898$</p> <p>PESO FLOTADO = (0.7898)*(37,003) = <u>29,225 KG = 64,515 LB</u></p> <p>PESO_{BLOCK+FLECHA} = 4000 KG = <u>8,830 LB</u></p> <p>PESO TOTAL = PESO FLOTADO + PESO_{BLOCK+FLECHA} = <u>33,225 KG = 73,344 LB</u></p> <p>TENSION_{TP 3 1/2"} = 93,771 KG = 207,000 LB FACTOR DE SEGURIDAD 80% TENSIÓN_{TP 3 1/2" @ 80%} = <u>75,017 KG = 165,600 LBS</u></p> <p>MARGEN PARA JALAR SARTA = TENSIÓN_{TP 3 1/2" @ 80%} - PESO FLOTADO = <u>45.8 TONS.</u></p> <p>MÁXIMA TENSIÓN PERMISIBLE = MARGEN PARA JALAR + PESO TOTAL = <u>79 TONS</u></p>

ANEXO B CÁLCULO DEL VOLUMEN DE CEMENTO PARA CADA ETAPA

PRIMERA ETAPA



DATOS:

TR: O.D. 9 5/8", I.D. 9.001"
 PROFUNDIDAD = 150 m.
 DIÁMETRO AGUJERO = 12 1/4"
 LONGITUD COPLE/ ZAPATA = 12 m.
 EXCESO CONSIDERADO = 20%

CÁLCULOS:

$$V_{cto} = (V_{esp.anular})(Exceso) + V_{esp. C/Z}$$

$$V_{esp.anular} = (12.25^2 - 9.625^2)(0.5067)(150) = 4,364.3 \text{ Lts.}$$

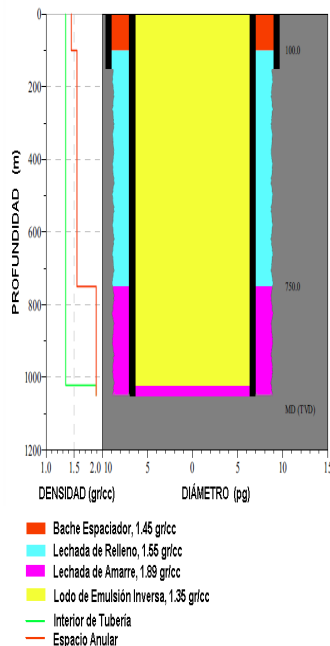
$$V_{esp. C/Z} = (9.001^2)(0.5067)(12) = 492.6 \text{ Lts}$$

$$V_{cto} = (4,364.3)(1.20) + 492.6 = \underline{\underline{5,729.7 \text{ Lts} = 36.03 \text{ Bls.}}}$$

$$V_{p/despl.} = (9.001^2)(0.5067)(138) = \underline{\underline{5,665.2 \text{ Lts} = 35.63 \text{ Bls.}}}$$

$$\Delta P_{FONDO.} = ((1.89)(150) - (1.89)(12) - (1.15)(138))/10 = \underline{\underline{145 \text{ psi}}}$$

SEGUNDA ETAPA



DATOS:

TR: O.D. 7", I.D. 6.366"
 PROFUNDIDAD = 1050 m.
 DIÁMETRO AGUJERO = 8 1/2"
 LONGITUD COPLE/ ZAPATA = 28 m.
 EXCESO CONSIDERADO = 20%.
POR CONTRATO:
 LONG. LECHADA DE AMARRE = 300 m.
 TRASLAPE CTO-TR 9 5/8" = 50 m.

CÁLCULOS:

$$V_{cto \ 1.89 \text{ gr/cc}} = (V_{esp.anular @ 300 \text{ m}})(Exceso) + V_{esp. C/Z}$$

$$V_{cto \ 1.89 \text{ gr/cc}} = (8.5^2 - 7^2)(0.5067)(300)(1.2) + (6.366^2)(0.5067)(28) = \underline{\underline{4,816 \text{ Lts.} = 30.29 \text{ Bls.}}}$$

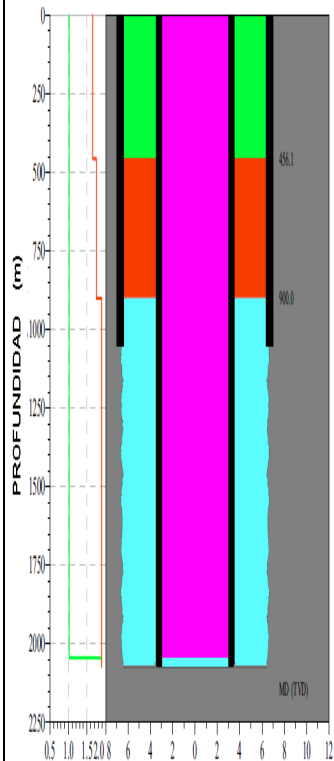
$$V_{cto \ 1.55 \text{ gr/cc}} = (V_{esp.anular @ 600 \text{ m}})(Exceso) + V_{esp.anular \ TRASL. \ CTO-TR \ 9 \ 5/8"}$$

$$V_{cto \ 1.55 \text{ gr/cc}} = (8.5^2 - 7^2)(0.5067)(600)(1.2) + (9.001^2 - 7^2)(0.5067)(50) = \underline{\underline{9293.3 \text{ Lts} = 58.45 \text{ Bls.}}}$$

$$V_{p/despl.} = (6.366^2)(0.5067)(1022) = \underline{\underline{20,990 \text{ Lts} = 132 \text{ Bls.}}}$$

$$\Delta P_{FONDO.} = ((1.45)(100) + (1.55)(650) + (1.89)(300) - (1.89)(28) - (1.35)(1022))/10 = \underline{\underline{408 \text{ psi}}}$$

TERCERA ETAPA



DENSIDAD (gr/cc)	DIÁMETRO (pg)
LODO DE EMULSIÓN INVERSA 1.65 gr/cc	3.5
BACHE ESPACIADOR 1.75 gr/cc	6
LECHADA DE AMARRE 1.89 gr/cc	3.5
SALMUERA 1.02 gr/cc	6
GRADIENTE DENTRO DE LA TUBERÍA DE PRODUCCIÓN 3 1/2"	
GRADIENTE EN EL ESPACIO ANULAR	

DATOS:

TR: O.D. 3 1/2", I.D. 2.992"
 PROFUNDIDAD = 2072 m.
 DIÁMETRO AGUJERO = 6 1/8"
 LONGITUD COPLA/ ZAPATA = 28 m.
 EXCESO CONSIDERADO = 20%.

POR CONTRATO:

LONG. LECHADA UNICA 1.89 gr/cc = 1172 m.
 TRASLAPES CTO-TR 7" = 150 m.
 BACHE ESPACIADOR = 40 Bls = 6,360 Lts.

CÁLCULOS:

$$V_{\text{cto } 1.89 \text{ gr/cc}} = (V_{\text{esp.anular @ 1022 m}})(\text{Exceso}) \\ + V_{\text{esp.anular TRASL. CTO-TR 7''}} \\ + V_{\text{esp. C/Z}}$$

$$V_{\text{cto } 1.89 \text{ gr/cc}} = (6.125^2 - 3.5^2)(0.5067)(1022)(1.2) \\ + (6.366^2 - 3.5^2)(0.5067)(150) \\ + (2.992^2)(0.5067)(28) \\ = \underline{\underline{17,976.6 \text{ Lts.} = 113.06 \text{ Bls.}}}$$

$$L_{\text{bache esp. } 1.75 \text{ gr/cc}} = 6,360 / (6.366^2 - 3.5^2)(0.5067) = \underline{\underline{493.9 \text{ m.}}}$$

Quedando cima de bache a 406.1 m

$$V_{\text{lobo } 1.65 \text{ gr/cc de sacrificio}} = (6.366^2 - 3.5^2)(0.5067)(406.1) = 5,818 \text{ Lts}$$

$$V_{\text{p/despl.}} = (2.992^2)(0.5067)(2044) = \underline{\underline{9,271.6 \text{ Lts} = 58.31 \text{ Bls.}}}$$

$$\Delta P_{\text{FONDO.}} = ((1.65)(406.1) + (1.75)(493.9) + (1.89)(1022) - (1.89)(28) - (1.02)(2044)) / 10 = \underline{\underline{1,888 \text{ psi}}}$$

ANEXO C EQUIPO DE PERFORACIÓN UTILIZADO

EQUIPO PMX-736 (TRIPLE)			
AÑO DE FABRICACIÓN	1980	CLASIFICACIÓN	ELÉCTRICO
CAPACIDAD	800 HP	PROFUNDIDAD	3800 M
TIPO	TRANSPORTABLE		
MALACATE			
MARCA	IDECO	MODELO	H-1700
CAPACIDAD	1700 HP	MOTORES	800 HP
MASTIL 127' (38.7 m)			
MARCA	DRECO	MODELO	M12713-510
CABLE			1 1/8"
CARGA MÁXIMA AL MÁSTIL			
8 LINEAS		154 TONS	
10 LINEAS		165 TONS	
SUBESTRUCTURA			
MARCA	DRECO	TIPO	FIJA 350 TON
ROTARIA			
MARCA	National Oil Well	MEDIDA	20.5"
BOMBAS			
BOMBA	C. EMSCO F1000	POTENCIA	1,000 HP



ANEXO D

FÓRMULAS PRÁCTICAS DE PERFORACIÓN

<p>1.- Formula para determinar la presión hidrostática.</p> <p>La formula de la presión hidrostática que ejerce el peso de una columna de fluido sobre un área debido a su densidad y profundidad está dada por:</p> $Ph = \frac{D \times P}{10} = Kg/cm^2.$ <p>Donde:</p> <p>PSI = Kg/cm². X 14.22 Ph=Presión hidrostática, en kg/cm² D=Densidad del fluido de perforación, en gr/cm³ P=Profundidad de la columna de fluido, en mts.</p>	<p>2.- Formula para determinar gastos de una bomba Triplex.</p> $Q = 0.0102 \times D^2 \times L \text{ gal/emb.}$ $Q = 0.0386 \times D^2 \times L \text{ lt/emb}$ <p>Donde:</p> <p>Q= Gasto de un a bomba triplex, en gal/emb.. Factor 0.0102= en gal/emb. Factor 0.0386= en lt/emb. D = Diámetro de la camisa, en pulg. L= Longitud de la carrera, en pulg.</p>
<p>3.- Formula para determinar el volumen de acero.</p> <p>Al sacar y meter la sarta de perforación es necesario saber el volumen de fluido que baja ó aumenta en las presas y para sacar este volumen está dado por la formula siguiente:</p> $Va = \frac{Ps}{7.85}$ <p>Donde:</p> <p>Va = Volumen de Acero en m³ o lt. Ps = peso de la sarta en el aire, en Tons. o kg.</p>	<p>4.- Formula para determinar gastos de una bomba Duplex.</p> $Q = \frac{(2 \times D^2 - d^2) \times L}{148}$ <p>Donde:</p> <p>Q= Gasto de un a bomba duplex, en gal/emb.. D = Diámetro de la camisa, en pulg. L= Longitud de la carrera, en pulg.</p>
<p>5.- Formula para determinar capacidad en la tubería, agujeros y espacio anular.</p> <p>Capacidad de Tubería y/o agujero:</p> $V = 0.5067 (Di^2)$ <p>Capacidad en espacios anulares</p> $Va = 0.5067 (D^2 - d^2)$ <p>Donde:</p> <p>V= Capacidad en tubería o agujero, en lt/m. Di= Diámetro interior del tubo o agujero sin tubería, en pulg. Va= Capacidad anular, en lt/m. D= Diámetro del agujero, en pulg. d= Diámetro del tubo, en pulg.</p>	<p>6.- Formula para determinar peso de tubería flotada.</p> $Pf = Ff \times Pa \quad Ff = 1 - \frac{D}{Da}$ <p>Donde:</p> <p>Pf = Peso de la tubería, flotada, en tons. Ff= Factor de flotación, sin unidades. Pa = Peso de la tubería en el aire, en tons. D= Densidad del fluido inicial, en gr/cm³ Da = Densidad del acero = 7.85 gr/cm³</p>

<p>7.- Número de lingadas para sacar y para llenar el pozo.</p> $L = \frac{P_h \times 10}{D_L}, \quad L_t = \frac{4 \times D_i^2 \times L}{P} - L$ <p>Donde:</p> <p>L = Disminución del nivel del fluido, para una determinada reducción de presión hidrostática, en m.</p> <p>P_h = Presión hidrostática por reducir al sacar la TP en kg/cm² (máxima recomendable 5 kg/cm²).</p> <p>D_L = Densidad del fluido, en gr/cm³</p> <p>L_t = longitud de T.P. por sacar para llenar el pozo, en m.</p> <p>D_i = Diámetro interior de T.R en pulg.</p> <p>P = Peso de T.P. en kg/m.</p> <p>4 = Constante</p>	<p>8.- Máximo peso disponible para la barrena.</p> <p>Si la tubería de perforación trabaja en compresión, tiende a pandearse, sufre serios daños, para evitar este problema, parte del peso de los D. C. o la herramienta (10%, 15% ó 20%), se utiliza para mantener en tensión la sarta de perforación y de esta forma el <i>punto neutro</i> queda en la herramienta, por esta razón a esta parte se le denomina <i>factor de seguridad</i>.</p> $M_p = \frac{P_h}{F.S.}$ <p>Donde:</p> <p>M_p = Máximo peso disponible para la barrena, en tons.</p> <p>P_h = Peso en la herramienta en el fluido de perforación, en tons.</p> <p>F.S. = Factor de seguridad, expresándose 1.10 si es 10% 1.15 si es 15%, etc.</p>
<p>9.- Peso de un tubo (parte lisa).</p> $P = (D^2 - d^2) \times 2.67$ <p>Donde:</p> <p>P = Peso de 1 tubo en lb/pie.</p> <p>D = Diámetro externo en pulg.</p> <p>d = Diámetro interno en pulg.</p> <p>2.67= Factor ó Constante.</p> <p>Peso = lb/pie. X 1.49 = Kg/m.</p>	<p>10.- Resistencia a la tensión.</p> $R_t = 0.1333 \text{ y } R \times P$ <p>Donde:</p> <p>R_t = Resistencia de un tubo a la tensión del tubo, en kg.</p> <p>R = Resistencia de la tensión del material, en lb/pulg.²</p> <p>P = peso del tubo (parte lisa), en lb/pie.</p> <p>0.1333= Factor ó constante.</p> <p>Cuando se trate de una tubería nueva se calcula su resistencia al 80% y usada al 64% y 70%.</p>
<p>11.- Longitud o tramo de lastrabarrenas (D.C. para perforar).</p> $L_h = \frac{P_m \times F.S.}{F_f \times P}$ <p>Donde:</p> <p>L_h = Longitud de lastrabarrenas, en m.</p> <p>P_m = Peso máximo que se espera darle a la barrena, en kg.</p> <p>F.S. = Factor de seguridad, expresándose 1.10 si es 10%, 1.15 si es 15%. Etc.</p> <p>F_f = Factor de flotación.</p> <p>P = Peso de Drill Collar en kg/m</p>	<p>12. Presión Máxima Permisible en la Superficie</p> $P. \text{ MAX. P. TR} = (G_f - G_l) P_z$ <p>Donde:</p> <p>P. MAX. P. TR = Presión Máxima Permisible en TR</p> <p>G_f = Gradiente de fractura kg/cm²/m</p> <p>G_l = Gradiente de lodo kg/cm³/m</p> <p>P_z = Prof. de la zapata en m.</p> <p>P. MAX = (0.156 – 0.128) 2850</p> <p>P. MAX = 79.8 kg/cm²</p> <p>El gasto y la presión reducida de circulación se deben actualizar cuando se realice un cambio de geometría en la sarta de perforación, cuando cambien las propiedades del lodo o cada vez que se incremente la profundidad en 150 m. ó a criterio.</p>

<p>13.- Concepto de velocidad anular.</p> $V_a = \frac{24.5 \times Q}{D^2 - d^2} = \text{p/min.}$ <p>Donde: V_a = Velocidad Anular en p/min. Q = Gasto de bomba en gal/min. D = Diámetro del agujero en (pulgadas) d = Diámetro de la T.P. en (pulgadas).</p> <p>Criterios de hidráulica (gastos adecuados para perforar).</p> <p>Gastos y valores de limpieza para acarreo de los recortes.</p> <ul style="list-style-type: none"> • Mínimo: 30 galones por pulgada de diámetro de la barrena • Óptimo: 40 galones por pulgada de diámetro de la barrena. • Máximo: 60 galones por pulgada de diámetro de la barrena. 	<p>14.- Punto neutro.</p> <p>Se denomina punto neutro en la sarta de perforación, a la parte del tubo que esta sufriendo el movimiento cíclico de tensión y comprensión, y por lo tanto, ante mucha consideración, es necesario que este punto, se encuentre siempre trabajando en tubos de pared gruesa, como son los D.C. ó la T.P. extrapesada.</p> $P_n = \frac{P.S.B.}{F_f \times P.D.C.} \quad P = Lh + \frac{Pe}{F_f \times P}$ <p>Donde:</p> <p>P_n = Altura a que se encuentra en punto neutro, en m. $P.S.B.$ = Peso que se está cargando a la barrena, en kg. F_f = Factor de flotación, sin unidades. $P.D.C.$ = Peso del DC. En el aire, en kg/m. P = Altura a que se encuentra el punto neutro, cuando se esta utilizando T.P. extrapesada como herramienta, en m. Lh = longitud de la herramienta, en m. P_c = Peso de la tubería extrapesada que se esta aplicando a la barrena, en kg P_c = Peso sobre la barrena, menos el peso de los D.C. en el lodo. P = Peso de la T.P. extrapesada (H.W.) en el aire, en kg/m.</p>
<p>15.- Gasto mínimo recomendadle (ecuación de Fullerton).</p> $Q = \frac{57.72 (D_H^2 - D_P^2)}{D_H \times D_L}$ <p>Donde:</p> <p>Q = Gasto mínimo recomendable, en gal/min. D_H = Diámetro del agujero, en pulg. D_P = Diámetro de T.P. en pulg. D_L = Densidad del lodo, en gr/cm³.</p>	<p>16.- Caballaje de fuerza Hidráulica (HHP)</p> $HHP = \frac{\Delta p Bna \times Q}{1,714} = hhp$ <p>Donde:</p> <p>$\Delta p Bna$: Caída de Presión de la barrena en psi. Q: Gasto o flujo de la barrena en gpm. 1,714: Factor o constante</p>

N°	BIBLIOGRAFÍA
1	C. de León Mojarro José; Terrazas, Martín, “Drilling with Casing: The Mexican Technique Use the Casing as a Drillpipe” , SPE 59055, Febrero de 2000
2	Calderón Marcial Noris Dalía, “Evaluación de Impacto Ambiental de un Pozo Petrolero sobre la Selva Baja Caducifolia” , Tesis de Licenciatura UAM, 2004
3	E. Guzmán, A, Yañez Mondragón M, “The Rejuvenation of Two Gas Basins in Mexico: Burgos and Veracruz” , SPE 39839, Marzo de 1998.
4	Esparza Tapia Nayelli García, Mendoza Ruíz Jesús, “Construcción de Pozos y desarrollo de Campos petroleros en México” , Oilfield Review, 2004.
5	Gutiérrez Escobedo, Gustavo: “Tecnología de la Perforación y Terminación de Pozos de Diámetro Reducido” , Tesis Licenciatura UNAM, 1998.
6	Julián Eljure Abraham, Terrazas Martín, “Breaking a Paradigm: Drilling with Tubing Gas Wells” , SPE 40051, Marzo de 1998.
7	Leija Ibarra José, Díaz Ramos Eduardo, “Perforación de Dos Pozos de Gas Tubingless con la Misma Sarta de Tubería de Producción” , CIPM, Febrero de 2003.
8	“Manual de Alumno, WELLCAP” , Programa de Acreditación en Control de Pozo, 2008
9	“Manual de Bolsillo para el Personal de Barrenas” , PRECISION Energy Services, Febrero 2005
10	Mendez, L., T. y Teyssier, S, J.; “Caracterización de Fluidos de Yacimientos Petroleros” , IMP, Vol. XI, N° 4, Octubre 1979
11	Mora R, Alfonso, Betancourt Quiroga, Fabián, “Drill Pipe Ligero: Un Nuevo Concepto para Optimizar Recursos” , Revista Ingeniería Petrolera, 2004
12	R. Fontenot, Kyle, M. Warren Tommy, “Perforación de pozos Direccionales con Tubería de Revestimiento” , Oilfield Review, 2005
13	Rodríguez Nieto, Rafael,: “Notas de Ingeniería de Yacimientos” , UNAM, 2005.
14	“TECH FACTS, Engineering Handbook, technical Informations for Completions, Workovers & fishing” , Baker oil tools, 1995.
15	Valenzuela Muñoz, Ariel, “Mejora Continua en el Proceso de la Terminación de Pozos en la Cuenca de Burgos” , Revista Ingeniería Petrolera, AIPM, Agosto 2005.
16	Vega Calle, Jorge, “El Petróleo y El Gas Natural” ,Consejería de Economía e Innovación Tecnológica, Madrid España, 2007
17	http://www.imp.mx/petroleo/apuntes/sector.htm
18	http://www.tacarigua.com.ve/gas.htm
19	http://www.tenaristamsa.com