



UNIVERSIDAD TECNOLÓGICA EQUINOCCIAL DEL ECUADOR
MODALIDAD DE EDUCACIÓN A DISTANCIA
CARRERA DE TECNOLOGÍA DE PETRÓLEOS

TEMA: APLICACIÓN DE LOS PRINCIPIOS DE FUNCIONAMIENTO DEL SOFTWARE
INTEGRADO DE LANDMARK PARA ANTICIPAR Y EVITAR PROBLEMAS EN LA
PERFORACIÓN DE POZOS PETROLEROS EN LAS ETAPAS DE DISEÑO Y
PERFORACIÓN.

TRABAJO PROFESIONAL PREVIO A LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE
TECNÓLOGO DE PETRÓLEOS

AUTOR: CÁRDENAS RODRIGUÉZ CAMILO RAFAEL

DIRECTOR: PATRICIO JARAMILLO ING. MSc.

Junio 2012

DECLARATORIA

Yo Camilo Rafael Cárdenas Rodríguez, declaro que el contenido, conceptos e ideas del presente trabajo de investigación son de total responsabilidad del autor.

CERTIFICACIÓN

Quito DM, 22 de Febrero del 2012

Señor Matemático

Mauricio García.

DIRECTOR DEL SISTEMA DE EDUCACIÓN A DISTANCIA

Universidad Tecnológica Equinoccial

Presente

Por la presente informo que la tesis “APLICACIÓN DE LOS PRINCIPIOS DE FUNCIONAMIENTO DEL SOFTWARE INTEGRADO DE LANDMARK PARA ANTICIPAR Y EVITAR PROBLEMAS EN LA PERFORACIÓN DE POZOS PETROLEROS EN LAS ETAPAS DE DISEÑO Y PERFORACIÓN”, realizada por el señor CAMILO RAFAEL CÁRDENAS RODRÍGUEZ, previa a la obtención del título de Tecnólogo de Petróleos, ha sido concluida bajo mi dirección y tutoría, por lo que solicito el trámite subsiguiente.

Por la atención a la presente, me suscribo.

Atentamente

Patricio Jaramillo ING MSc.

DIRECTOR DE TESIS

DEDICATORIA

A todos los que desean estar en un proceso de mejora continua.

AGRADECIMIENTO

A todos quienes aportaron con este proyecto.

RESUMEN

La búsqueda de reservas nuevas de hidrocarburos empuja la búsqueda hacia nuevas fronteras y a la explotación de campos pequeños. Estos factores incrementan el costo de descubrir y producir hidrocarburos, que al aumentar la presión por mantener bajos costos operativos con un continuo mejoramiento en el desempeño de la operación, ocasiona que seamos más eficientes en las decisiones mediante nuevas formas de trabajo. El éxito o falla de un pozo, desde un punto de vista del perforador, es altamente dependiente en la calidad de la planificación antes de la perforación.

El punto inicial en el análisis de datos es el programa propuesto del pozo. Por lo general el requerimiento de perforar un pozo nace del departamento de producción o exploración, donde se formará un conjunto de datos que definirán el pozo. Este departamento a su vez utiliza el software integrado para tener una alineación de su personal, los procesos y la tecnología para poder superar limitantes problemáticos en la operación como perforar más pozos complejos en menor tiempo, perforar más rápidamente con mayor precisión y finalmente, tener mayor rentabilidad a un menor riesgo.

La suite EDT (Engineer's Desktop) brinda un conjunto de herramientas comprensivas que evalúan sub disciplinas. De forma detallada en COMPASS se realiza el diseño de la trayectoria del pozo, CasingSeat permite hacer el diseño preliminar de revestidores y con Stresscheck es posible realizar el análisis detallado del revestidor mediante diversos esfuerzos operativos a los que estará sometido el pozo.

Esta arquitectura permite tener flujos de trabajo totalmente integrados, brindando una ventaja competitiva al permitir que los expertos colaboren de forma más estrecha entre múltiples disciplinas, logrando disminuir el tiempo en la toma de decisiones y reduciendo el riesgo en la operación. Al vincular estos programas con el seguimiento de operaciones a tiempo real, los resultados se vuelven más rápidos en ser compartidos en toda la organización optimizando la perforación del pozo.

SUMMARY

The exploration for new hydrocarbon reserves drives the search at new frontiers and the exploitation of unimportant fields. These factors increase the cost of discovering and producing hydrocarbons and with the continuous pressure to maintain a low operating cost but with a desire to continuously improve the operations execution, demand for more efficiency workflows has increase. A well's success or failure, from the driller's point of view, depends highly on the planning done before the drilling operation.

The data analysis starts with the well's program. Generally the requirement to drill a well starts with at the production or exploration department, where a group of data will be created to define the well. This department uses integrated software solutions to have all the staff aligned with the process and technology in order to overcome any possible problems during the operation like drilling more complex wells in less time, drill faster with greater accuracy and finally have greater income with less risk.

The Engineer's Desktop suite (EDT) provides a complex set of comprehensive tools that evaluate sub disciplines. In particular, COMPASS performs the wells survey planning and analysis, CasingSeat prepares the preliminary casing design and with Stresscheck a detailed casing analysis could be performed by using diverse load cases that the well will be subject during its life.

This architecture brings integrated workflows and provides a competitive advantage by allowing multidisciplinary expert collaboration, therefore reducing the decision making time and decreasing the operation's risk. When joining this software with real time operations monitoring, results are shared faster in the corporation and the well's drilling operation is optimized.

ÍNDICE GENERAL

DECLARATORIA	i
CERTIFICACIÓN	ii
DEDICATORIA.....	iii
AGRADECIMIENTO	iv
RESUMEN	v
SUMMARY	vi
ÍNDICE DE CONTENIDO	x
ÍNDICE DE FIGURAS.....	xi
ÍNDICE DE TABLAS	xiii
INTRODUCCIÓN	1
CAPÍTULO I	2
TEMA	2
1.1. Alcance.....	2
1.2. Justificación.....	2
1.3. Objetivos Generales.....	3
1.3.1. Objetivos Específicos.....	3
1.4. Metodología de Investigación	4
CAPÍTULO II	5
ELEMENTOS DEL PROGRAMA OPERATIVO DE POZO	5
2.1. Requerimientos previos.	6
2.1.1. Justificativo Técnico.....	9
2.1.2. Estimación de Tiempo	9
2.1.3. Estimación de Costos	9
2.2. Programas Operativos	10
2.2.1. Control de pozo.....	10
2.2.2. Toma de muestras de la formación perforada.....	11
2.2.3. Control litológico.	13
2.2.4. Brocas empleadas.	17
2.2.5. Sartas de perforación.....	18
2.2.6. Lodos e hidráulica.....	22
2.2.7. Registros a hueco abierto y con hueco entubado.....	23
2.2.8. Operaciones MWD (Measuring While Drilling) y LWD (Logging While Drilling).....	31
2.2.9. Operaciones para sísmica de pozo.	37
2.2.10. Toma de fluidos y presiones.....	38
2.2.11. Revestidores	40
2.2.12. Cañoneo de zonas productoras.....	41
2.3. Programa de pozo propuesto.....	43
2.4. Límite técnico.	44
2.5. Informe Final y Análisis	47
CAPÍTULO III	49
PERFORACIÓN DIRECCIONAL	49
3.1. Inicios de la Perforación Direccional	49
3.1.1. Perforación Horizontal	50
3.1.2. Perforación Multilateral	51
3.2. Planificación Direccional.....	52
3.2.1. Patrón Construir y Mantener.....	54
3.2.2. Patrón Construcción Continua	56
3.3. Cálculos de Trayectoria	57
3.3.1. Método de Curvatura Mínima	57
3.4. Herramientas de Perforación Direccional	58

3.4.1. Herramientas de Deflexión	59
3.4.2. Motores de Fondo	61
3.4.2.1. Motores de Desplazamiento Positivo.....	61
3.4.2.2. Motores de Turbina	63
3.4.3. Sistemas Rotatorios Direccionales	63
3.4.4. Herramientas para Medición de Trayectoria.....	66
CAPÍTULO IV	71
DISEÑO DE REVESTIDORES	71
4.1. Especificaciones del Revestidor y Propiedades de Rendimiento.....	72
4.2. Proceso de Manufactura	73
4.3. Composición Química	73
4.4. Propiedades mecánicas del revestidor	75
4.5. Dimensiones del revestidor.....	76
4.6. Tipos de Rosca y Cuplas	77
4.7. Marcas.....	79
4.8. Efectos de la presión externa.....	80
4.9. Efectos de la presión interna.....	83
4.10. Factores de Diseño	85
4.11. Efectos de la Temperatura.....	86
4.12. Rendimiento de la Tubería.....	86
4.12.1. Carga Axial.....	86
4.12.2. Estallido.....	87
4.12.3. Colapso	88
4.12.4. Colapso por Límite de elasticidad	88
4.12.5. Colapso plástico.....	89
4.13. Efectos de la tensión en el colapso	89
4.14. Pared Reducida vs. Dimensiones Nominales.....	90
4.15. Tensión debido al doblamiento	90
4.16. Análisis Triaxial	91
4.17. Pandeo	94
4.17.1. Pandeo del Revestidor en Operaciones de Campo	94
CAPÍTULO V	96
COMPASS	96
5.1. Objetivo de la Aplicación.....	96
5.2. Principios de Funcionamiento	97
5.2.1. Preferencias de Anticolisión.....	98
5.3. Datos de Ingreso Requeridos	107
5.4. Caso Práctico	110
CAPÍTULO VI	121
CASINGSEAT	121
6.1. Objetivo de la aplicación	121
6.2. Diseño preliminar	122
6.3. Datos de Ingreso Requeridos	125
6.4. Caso Práctico	128
CAPÍTULO VII	134
STRESSCHECK	134
7.1. Objetivo de la aplicación	134
7.2. Principios de Funcionamiento	135
7.2.1. Casos de Cargas	136
7.2.1.1. Cargas de Perforación	137
7.2.1.2. Cargas de Producción	141
7.2.1.3. Cargas de Colapso	142
7.2.1.4. Cargas de Producción	143
7.2.1.5. Cargas Axiales	144
7.2.1.6. Perfiles de Presión Externa	146

7.2.1.7. Líneas de Carga.....	148
7.2.2. Factores de Diseño.....	150
7.2.2.1. Selección de Factores	150
7.2.2.2. Diseño Gráfico	151
7.2.2.3. Correcciones de Líneas de Carga	151
7.2.3. Perfil de Temperatura	152
7.2.4. Temperaturas de Perforación	153
7.2.4.1. Temperaturas de Producción.....	153
7.2.4.2. Condiciones Iniciales	154
7.2.4.3. Conexiones en Stresscheck	155
7.3. Datos de Ingreso Requeridos	156
7.3.1. Datos de la Formación	157
7.3.2. Datos del Pozo y Completación.....	157
7.3.3. Criterios de Diseño	157
7.3.4. Temas de Inventario	157
7.4. Caso Práctico	160
CAPÍTULO VIII.....	168
SUITE DE APLICACIONES INTEGRADAS	168
8.1. Flujos de Trabajo	168
8.2. Ambiente Colaborativo.....	170
8.3. Operaciones a Tiempo Real	173
8.4. Roles y Responsabilidad.....	175
CAPÍTULO IX.....	179
CONCLUSIONES.....	179
RECOMENDACIONES	180
ANEXO A	181
ANEXO B	182
BIBLIOGRAFÍA	187
GLOSARIO DE TÉRMINOS	188

ÍNDICE DE CONTENIDO

CAPÍTULO	PÁGINA
CAPÍTULO I: TEMA	2
CAPÍTULO II: ELEMENTOS DEL PROGRAMA OPERATIVO DE POZO	5
CAPÍTULO III: PERFORACIÓN DIRECCIONAL	49
CAPÍTULO IV: DISEÑO DE REVESTIDORES	71
CAPÍTULO V: COMPASS	96
CAPÍTULO VI: CASINGSEAT	121
CAPÍTULO VII: STRESSCHECK	134
CAPÍTULO VIII: SUITE DE APLICACIONES INTEGRADAS	168
CAPÍTULO IX: CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	179
ANEXO A	181
ANEXO B	182
BIBLIOGRAFÍA	187
GLOSARIO DE TÉRMINOS	188

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1 Tipos de Broca.....	12
Figura 2 Núcleos de Pozos.....	13
Figura 3 Registro de Control Litológico.....	16
Figura 4 Registros Eléctrico.....	24
Figura 5 Zonas de Invasión.....	28
Figura 6 Clasificación de herramientas inductivas.....	29
Figura 7 Tipos de Señales.....	33
Figura 8 BHA con MWD.....	35
Figura 9 Registro eléctrico realizado con LWD.....	36
Figura 10 Fundamentos del VSP.....	37
Figura 11 BHA para DST.....	39
Figura 12 Límite técnico.....	46
Figura 13 Pozos direccionales desde una misma plataforma.....	49
Figura 14 Incremento de exposición con el reservorio por la zona horizontal.....	51
Figura 15 Pozos multilaterales.....	51
Figura 16 Tipos de pozos direccionales.....	52
Figura 17 Partes del pozo direccional.....	53
Figura 18 Construir y Mantener.....	55
Figura 19 Construcción Continua.....	56
Figura 20 BHA para control direccional.....	59
Figura 21 Procedimiento para correr cucharas.....	60
Figura 22 Boquillas direccionales.....	60
Figura 23 BHA con motor de fondo.....	61
Figura 24 Rotor y estator.....	62
Figura 25 Motores de Turbina.....	63
Figura 26 Sistemas rotatorios direccionales.....	64
Figura 27 Geo-navegación.....	65
Figura 28 Métodos de control direccional.....	65
Figura 29 Indicador de inclinación mecánico.....	67
Figura 30 Herramientas de medición magnéticas.....	68
Figura 31 Norte magnético y norte verdadero.....	69
Figura 32 Consideraciones del revestidor.....	71
Figura 33 Norma API 5CT para Revestidores.....	73
Figura 34 Límite elástico.....	75
Figura 35 Factores de la presión de colapso.....	81
Figura 36 Diámetro nominal.....	85
Figura 37 Relación D/t con el límite del material.....	88
Figura 38 Espesor no nominal.....	90
Figura 39 Diagrama de análisis triaxial.....	93
Figura 40 Más cercano 3D.....	99
Figura 41 Cilindro Viajero.....	100
Figura 42 Plano horizontal.....	100
Figura 43 Cilindro viajero al norte.....	101
Figura 44 Formas de los objetivos.....	104
Figura 45 Definición de objetivos.....	105
Figura 46 Anticolisión con pozos existentes.....	106
Figura 47 Representación de revestidores.....	107
Figura 48 Correlación con pozos vecinos.....	111
Figura 49 Mapa de la estructura objetivo.....	111
Figura 50 Prognosis del Pozo.....	112
Figura 51 Propiedades de la compañía.....	113
Figura 52 Configuración de Anticolisión.....	113
Figura 53 Método de cálculo de trayectoria.....	114

Figura 54 Información del mapa	114
Figura 55 Coordenadas de la plataforma	115
Figura 56 Propiedades del pozo	115
Figura 57 Creación de coordenadas de fondo	116
Figura 58 Ingreso de prognosis	117
Figura 59 Planificación de trayectoria.....	117
Figura 60 Puntos de revestidores en COMPASS.....	118
Figura 61 Visualización del pozo planificado.....	118
Figura 62 Trayectoria planeada y objetivos	119
Figura 63 Esquema de anticollisión.....	120
Figura 64 Selector de hueco y revestidor	123
Figura 65 Cálculo Abajo hacia arriba.....	124
Figura 66 Cálculo arriba hacia abajo	124
Figura 67 Opciones de hueco y revestidor	128
Figura 68 Parámetros de diseño.....	129
Figura 69 Prognosis y límites del diseño	130
Figura 70 Resultado final con tres secciones.....	131
Figura 71 Esquema mecánico y tabla de resumen	131
Figura 72 Soluciones de la primera corrida	132
Figura 73 Soluciones de la primera corrida	132
Figura 74 Solución de la segunda corrida con cuatro secciones	133
Figura 75 Esquema mecánico del diseño preliminar.....	133
Figura 76 Caso de Arremetida.....	138
Figura 77 Caso de desplazamiento	139
Figura 78 Caso de pérdidas del retorno	140
Figura 79 Caso de pruebas de presión.....	140
Figura 80 Líneas de carga	149
Figura 81 Consideraciones para el factor de diseño	150
Figura 82 Líneas de carga	151
Figura 83 Temperaturas de perforación	153
Figura 84 Temperaturas de producción.....	154
Figura 85 Condiciones iniciales de temperatura.....	155
Figura 86 Opciones de factores de seguridad para Stresscheck.....	161
Figura 87 Selección de casos de carga.....	161
Figura 88 Revisión de parámetros por casos de carga	162
Figura 89 Casos de cargas	163
Figura 90 Diseño gráfico de revestidores	164
Figura 91 Diseño triaxial sin errores	165
Figura 92 Diseño final para el pozo TRUENO HORIZONTAL 5T	166
Figura 93 Esquema mecánico final.....	167
Figura 94 Operaciones a Tiempo Real.....	173
Figura 95 Miembros del equipo	176
Figura 96 Sistema convencional.....	176
Figura 97 Nuevo sistema colaborativo.....	177

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1 Metas del lodo de perforación.....	23
Tabla 2 Grupos de Revestidores	74
Tabla 3 Composición Química	74
Tabla 4 Propiedades mecánicas del revestidor	75
Tabla 5 Variaciones de longitud.....	76
Tabla 6 Codificación de colores.....	80
Tabla 7 Fuerza según relación diámetro y espesor.....	82
Tabla 8 Datos de entrada para COMPASS	108
Tabla 9 Dato de entrada para CasingSeat	126
Tabla 10 Perfil de Temperatura en Stresscheck	152
Tabla 11 Factores de seguridad según el tipo de conexión	156
Tabla 12 Datos de ingreso para Stresscheck.....	158
Tabla 13 Revisión de revestidores en Stresscheck.....	160

INTRODUCCIÓN

La industria de perforación de pozos petroleros se encuentra en un cambio rápido en las áreas de tecnología, seguridad industrial, administración y rentabilidad del proyecto de perforación. La búsqueda de reservas nuevas de hidrocarburos empuja la búsqueda hacia nuevas fronteras y a la explotación de campos pequeños. Estos factores incrementan el costo de descubrir y producir hidrocarburos, que al aumentar la presión por mantener bajos costos operativos con un continuo mejoramiento en el desempeño de la operación, ocasiona que seamos más eficientes en las decisiones mediante nuevas formas de trabajo.

El éxito o falla de un pozo, desde un punto de vista del perforador, es altamente dependiente en la calidad de la planificación antes de la perforación. Esta a su vez, depende en la calidad y completitud de los datos usados para la planificación. El perforador exitoso es un detective natural, buscando datos útiles para ser analizados. El punto inicial en el análisis de datos es el programa propuesto del pozo. Por lo general el requerimiento de perforar un pozo nace del departamento de producción o exploración, donde se formará un conjunto de datos que definirán el pozo. Todos estos datos además requieren la coordinación de un grupo de trabajo encargado en gestionar y soportar la operación. Este grupo a su vez utiliza el software integrado para tener una alineación de su personal, los procesos y la tecnología para poder superar limitantes problemáticos en la operación como perforar más pozos complejos en menor tiempo, perforar más rápidamente con mayor precisión y finalmente, tener mayor rentabilidad a un menor riesgo.

La suite EDT (Engineer's Desktop) brinda un conjunto de herramientas comprensivas que evalúan sub disciplinas, como diseño de tubulares y análisis de esfuerzos, comunes para todos los pozos. Igualmente el software se integra al usar una base de datos común y al tener una misma presentación. Esta arquitectura permite tener flujos de trabajo totalmente integrados, brindando una ventaja competitiva al permitir que los expertos colaboren de forma más estrecha entre múltiples disciplinas.

CAPÍTULO I

TEMA

Aplicación de los principios de funcionamiento del software integrado de Landmark para anticipar y evitar problemas en la perforación de pozos petroleros en las etapas de diseño y perforación.

1.1. Alcance

El presente trabajo está basado en la funcionalidad del software integrado de Landmark de diseño de pozos para generar un programa de pozo exitoso. Las aplicaciones COMPASS, CasingSeat y Stresscheck de planificación de pozo brindan un conjunto de herramientas comprensivas que evalúan sub disciplinas como el diseño de tubulares y la trayectoria del pozo.

1.2. Justificación

El éxito o falla de un pozo, desde el punto de vista del perforador, es altamente dependiente en la calidad de la planificación antes de la perforación. Esta a su vez, depende en la calidad y completitud de los datos usados para la planificación. El perforador exitoso es un detective natural, buscando datos útiles para ser analizados. El punto inicial en el análisis de datos es el programa propuesto del pozo. Por lo general el requerimiento de perforar un pozo nace del departamento de producción o exploración, donde se formará un conjunto de datos que definirán el pozo. Todos estos datos además requieren la coordinación de un grupo de trabajo encargado en gestionar y soportar la operación. Este grupo a su vez utiliza el software integrado para tener una alineación de su personal, los procesos y la tecnología para poder superar limitantes problemáticos en la operación como perforar más pozos complejos en menor tiempo, perforar más rápidamente con mayor precisión y finalmente, tener mayor rentabilidad a un menor riesgo.

1.3. Objetivos Generales

Aplicar los principios de funcionamiento de las aplicaciones de perforación de Landmark para diseño de la trayectoria del pozo con COMPASS y el diseño de tubulares con CasingSeat y Stresscheck.

1.3.1. Objetivos Específicos

- Describir los principios de funcionamiento de cada las aplicaciones para operaciones de perforación de Landmark para diseño de trayectoria del pozo y para el diseño de tubulares
- Conocer el funcionamiento de las aplicaciones de Landmark para diseño de pozo.
- Determinar los escenarios y flujos de trabajo empleados para optimizar las operaciones.
- Describir el proceso de diseño de revestidores mediante la aplicación CasingSeat.
- Describir el proceso de diseño de la trayectoria del pozo usando Compass.
- Explicar los elementos del programas operativos del pozo para:
 - Control de pozo.
 - Toma de muestras.
 - Control litológico.
 - Brocas empleadas.
 - Sartas de perforación.
 - Registros a hueco abierto y con hueco entubado.
 - Operaciones para sísmica de pozo.
 - Toma de fluidos y presiones.
 - Cañoneo de zonas productoras
- Describir los fundamentos para perforación direccional.
- Describir los principios empleados para diseño de revestidores.

1.4. Metodología de Investigación

Este proyecto está empleando los métodos deductivos, sintéticos y analíticos, con el cual se ha llevado adelante el mismo para su buen desarrollo.

Con el método deductivo se realiza las consultas y las generalidades de todas las aplicaciones de software para diseño de pozo de Landmark y de sus principios de diseño de pozo.

Con el método sintético es el resultado del análisis de casos reales aplicados al software integrado de Landmark para diseño de pozo.

Con el método analítico es el análisis de todo el proyecto que busca dar a conocer la veracidad y confiabilidad del uso de la aplicaciones de software integrados de Landmark para perforación y completación para reducir costos y evitar problemas operativos.

CAPÍTULO II

ELEMENTOS DEL PROGRAMA OPERATIVO DE POZO

La planificación de cualquier proyecto de perforación es la llave para optimizar operaciones y minimizar los gastos. Las compañías se encuentran en el negocio para encontrar y desarrollar petróleo y gas siendo la responsabilidad del ingeniero de perforación obtener los objetivos geológicos al mínimo costo.

El primer paso en planificar un pozo debe ser recolectar todos los datos disponibles sobre pozos anteriores. En este sentido, es muy importante estar completamente familiarizado con todas las fuentes de información. Por ejemplo, el ingeniero de perforación debe presente la prognosis del pozo, la misma que es provista por el departamento de geología. En la misma se encuentra la ubicación del pozo y su profundidad total anticipada. La profundidad hacia el agua fresca es incluida y en muchas instancias establece los requerimientos del revestidor superficial.

Los potenciales objetivos de producción son listados lo cual da una visión del tamaño del hueco y los requerimientos del revestidor de producción al igual que los requisitos para la completación. Los intervalos geológicos desde la superficie a la profundidad total son incluidos al igual que los topes anticipados. Igualmente, el departamento de geología describe los requerimientos para la toma de muestras, tomas de registros eléctricos y la de núcleos.

De igual importancia para el ingeniero de perforación es la geología de la zona a ser perforada. Los mapas geológicos establecen la información estructural y resumen las inclinaciones regionales y locales además de las anomalías. Esta información permite definir al ingeniero de perforación establecer pozos de control que son geológicamente similares al propuesto. Así los intervalos de los pozos de control al propuesto deben ser correlacionados, la posición en la estructura debe ser similar y el pozo propuesto debe tener similar trayectoria que los pozos de control. Cuando la información no es abundante es posible improvisar un pozo de control a partir de un

compuesto de los demás pozos reconociendo las limitaciones de cada uno. Sísmica por lo general está disponible y siempre debe ser incluida al momento de establecer los pozos de control.

El control adecuado es vital y debe ser establecido. El viejo refrán donde “cada pozo es un único” no tiene sentido. Los problemas y características de perforación son normalmente un resultado de las características en las formaciones y pueden ser mapeadas y correlacionadas tal y como una particular formación puede ser mapeada. Irónicamente las características de perforación son más confiables y reveladoras que los marcadores geológicos. Esto es, establecer la posición estructural relativa a pozos de control mientras se perfora por lo general se realiza al analizar los registros de brocas en vez de dibujar el tiempo de perforación ó analizar muestras.

2.1. Requerimientos previos.

El diseño de pozo define al estado final del mismo tanto en tamaños del revestidor, grados, pesos, conexiones y posiciones de asentamiento (relativos a una profundidad ó a topes formacionales) junto con los topes de la cementación. El estado de la pre-completación (como empacaduras permanentes, intervalos de cañoneos, mecanismos para control de arena, el fluido de completación) al igual que el diseño de la completación deben ser especificados. Una vez conocido el diseño del pozo es posible generar un programa de pozo que alcance el objetivo propuesto de forma segura y eficiente en sus costos. Los pasos para diseñar un pozo incluyen:

- Sumarizar y evaluar los datos relevantes sobre pozos vecinos, siendo esta una etapa vital para poder escribir el mejor programa de pozo posible.
- Identificar los potenciales riesgos, tanto en la superficie y en el subsuelo, de las áreas con potencial de problemas.
- Determinar el diseño para la completación incluyendo el fluido, medidas para control de arena, equipos de fondo requeridos como empacaduras. Se

recomienda realizar esto antes de seleccionar el revestidor porque la misma puede impactar al revestidor.

- Especificar los puntos para la tubería de revestidor que permita tener tolerancias en arremetidas minimizando potenciales riesgos en el fondo de pozo. Identificar las propiedades para cada revestidor considerando el plan direccional. Esto suele ser un proceso iterativo porque el plan direccional depende del diseño del revestidor y viceversa. Si para esta etapa se conoce el taladro a ser usado, asegurar la manipulación de los tubulares (diámetro interno de la mesa rotaria, capacidad del taladro y equipo de manipulación).
- Estimar tiempo y preparar una autorización para el gasto ó AFE por sus siglas en inglés (Authorization For Expenditure) al igual que la curva de tiempo versus profundidad. Para mayor detalle ver el Anexo A.
- Revisar el estado de la infraestructura existente (camino, campos aéreos, bases de soporte, entre otros).

Se consideran dos formas para perforar el pozo de forma más eficiente: minimizando los problemas y maximizando el progreso. Un programa de pozo correctamente investigado va a ser la principal llave para alcanzar el objetivo. A tal punto que a mejor sea el programa, más económico será el pozo.

El programa de pozo debe proveer al personal en operaciones del pozo con todo lo que necesitan conocer sobre la perforación del pozo. De esta manera, se debe evitar llenar el programa de perforación con demasiada información como detalle de cálculos realizados para el diseño del revestidor.

Un justificativo técnico debe ser escrito y adjuntado al programa de perforación con el propósito de documentar las principales decisiones realizadas durante la perforación. Hacer referencias donde sea apropiado al justificativo técnico en el programa de perforación. El programa de perforación debe contener los siguientes elementos como una lista de verificación:

Información General

- País, bloque, taladro, fecha de creación y autor.
- Requisitos para los reportes de perforación.
- Puntos generales sobre requisitos para la seguridad e inspecciones.
- Pozos vecinos usados para los datos iniciales.

Identificación del Pozo

- Campo, bloque, permiso, coordenadas, número de contrapozo, número de pozo y tipo de pozo (exploratorio, desarrollo, inyector entre otros).
- Prognosis del pozo propuesto.

Objetivos del Pozo

- Prioridad en el orden de los objetivos.
- Tiempo planeado en detalle (curva de tiempo versus profundidad)

Riesgos Potenciales

- Describir cualquier riesgo presente, como monitorearlo, procedimientos de recuperación en caso de incurrir en el problema, por ejemplo en caso de sospechar la presencia de H₂S.
- Operaciones simultáneas como la perforación en una plataforma mientras labores de construcción ó producción sean ejecutadas.

Posición del Pozo

- Coordenadas de superficie (con sistema de referencia) y tolerancias.
- Datum empleado.
- Elevación del taladro

2.1.1. Justificativo Técnico

Aparte de lo anteriormente detallado, se genera un documento de justificación técnica para detallar el razonamiento realizado al crear el programa de perforación. Por lo general es este documento es posible justificar todas las decisiones mayores realizadas en el programa y obliga al autor llevar un enfoque de ingeniería para resolver problemas y optimizar la perforación. Igualmente, durante el proceso de perforación aumentará la cantidad de datos disponibles lo cual permitirá mejorar la toma de decisiones. La idea es referirse al programa de perforación y no al diseño de pozo asociado porque el diseño del pozo indica el estado final del pozo mientras que el programa de perforación indica cómo se debe alcanzar ese estado.

2.1.2. Estimación de Tiempo

El costo del pozo está íntimamente relacionado con el tiempo en su ejecución. Al momento de hacer la estimación de tiempo, dividir el trabajo total en pequeñas actividades y estime valores razonables según la experiencia local. Al planificar el pozo, un estimado debe brindar pronósticos en logística para lo cual se recomienda estimar el tiempo más corto posible porque resulta muy complicado adelantar la provisión de herramientas.

2.1.3. Estimación de Costos

Por lo general se realiza una estimación de costos por cada etapa del proceso de planificación. Se consideran tres componentes para el costo de construcción de pozo, incluyendo:

- Costos dependientes de tiempo, como la tasa de perforación.
- Costos independientes de tiempo, como lodo y cementación.
- Costos fijos como revestidor, cabezales, movilización y desmovilización.

Estas van a variar según el nivel de detalle posible y su precisión. Los siguientes estimados se requieren a medida que el proyecto progresa:

- Presupuesto: Se considera una precisión de $\pm 25\%$ porque no hay mucha información disponible. La información disponible incluye ubicación aproximada, profundidad aproximada del objetivo, profundidad total y profundidad vertical verdadera (TVD). Para este tipo de estimados es mejor ver los costo de pozos vecinos y realizar ajustes simples en profundidad, tarifa del taladro entre otros.
- AFE Inicial (Authorization For Expenditure): Antes de completar el programa de perforación se requiere un estimado dentro del 10% por lo que un resultado confiable solo se puede obtener después de completar todo el trabajo de ingeniería, el pozo completamente diseñado y el programa de perforación finalizado.
- AFE Revisado: Una vez completado y aprobado el programa de perforación, se debe revisar el AFE para determinar su realidad. Los costos para ítems individuales debe ser extraídos de los contratos y cuando no son conocidos se recomienda revisar un pozo cercano y ajustar su costo.

2.2. Programas Operativos

2.2.1. Control de pozo.

El objetivo principal del programa para el preventor de arremetidas (BOP) es asegurar que si el principal control de pozo (presión hidrostática) se pierde, tanto el personal y los equipos no están en peligro y el pozo puede ser nuevamente controlado. La situación más compleja y peligrosa de control de pozo es una arremetida de gas en estratos pocos profundos antes de tener el BOP instalado. Una arremetida de gas puede ocurrir con muy poco aviso y puede involucrar H₂S. En el hueco conductor, la fuerza de la zapata es muy baja para cerrarse en una arremetida. Y si logra cerrarse, el flujo puede fracturar la formación desde la zapata hasta la superficie y la torre de perforación puede perder soporte. Las arremetidas de gas poco profundo suelen ocurrir al perforar sobre una zona sobre presurizada, al perforar un pozo productor o por una zona artificialmente cargada debida a una mala cementación de un pozo vecino.

Las técnicas usadas para detectar gas poco profundo incluyen:

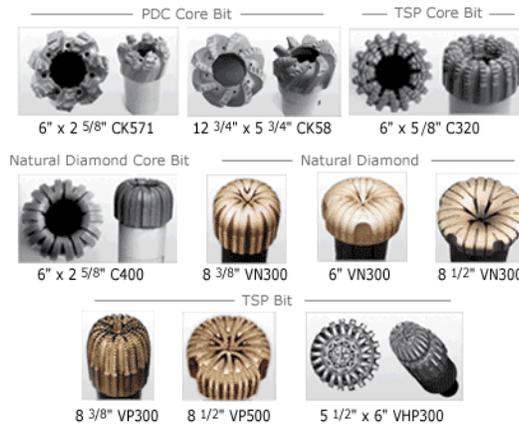
- Sísmica de refracción (brinda indicios de acumulación de gas pero no los garantiza).
- Perforación del revestidor piloteado usando un tomador de muestras del subsuelo.
- Reportes de pozos vecinos.

Al momento de planificar el equipo, si el pozo a ser perforado es costa afuera, considere usar un bote perforador con los botes grúas conectadas para permitir el arrastre en caso de ser necesario. Prepare un tanque de lodo viscoso y pesado que acceso rápido en caso de ser requerido. Los procedimientos a ser controlados deben incluir el control del ROP para prevenir sobrecargar el anular para reducir la penetración a una zona sobrecargada.

2.2.2. Toma de muestras de la formación perforada.

Estas son muestras físicas de la roca del subsuelo. Se consideran dos tipos, las muestras de núcleo y los cortes. Un núcleo es una muestra delgada de la columna que muestra la secuencia de las rocas según la zona. Para tomar un núcleo, se requiere cambiar a la broca tradicional por una broca de núcleos cuyo centro es vacío.

Figura 1 Tipos de Broca.



Fuente: Carden Richard, "Drilling Practices", Petroskills, Tulsa Oklahoma, 2008.

Elaborado por: Carden Richard.

Una vez perforado el pozo, es posible sacar núcleos de la pared de pozo, muestras de 2" de diámetro, sea mediante métodos que usan pequeñas cargas explosivas o mediante perforaciones puntuales con herramientas especiales. Al momento de hacer el muestreo, es necesario tener conocimiento de la formación. Por ejemplo, si la formación es consolidada se emplean métodos convencionales o de diamante, que recuperan la mayor cantidad de roca. En cambio al tener formaciones suaves y no-consolidadas, se emplean métodos de camisas de goma.

Al terminar la operación, los núcleos en superficie deben ser conservados en la posibilidad en las condiciones del subsuelo aunque al ser llevados a los laboratorios, las pruebas llevarán la muestra a las condiciones de subsuelo. En el laboratorio los núcleos son sujetos a diversos ensayos para medir las propiedades petrofísicas de la muestra como la permeabilidad, porosidad, contenido de fluidos y edad geológica. Las propiedades del fluido pueden ayudar a seleccionar el método de producción primaria.

Figura 2 Núcleos de Pozos



Fuente: Carden Richard, "Drilling Practices", Petroskills, Tulsa Oklahoma, 2008.

Elaborado por: Carden Richard.

Además se realizan ensayos mecánicos de la roca como el módulo de Young, para poder tener un mayor conocimiento del reservorio perforado. Los estudios realizados son del carácter sedimentológico con la finalidad de ayudar a determinar el ambiente sedimentario donde se generó el reservorio. Los registros eléctricos no van a lograr a determinar las propiedades con tanto detalle como una muestra de la formación en sí.

2.2.3. Control litológico.

En este se registra la tasa de penetración y descripción de las muestras de la roca recuperadas por en los cortes circulados a superficie además de la presencia de hidrocarburos en el lodo de perforación.

Tasa de penetración: Comúnmente en minutos por pie, depende mucho del tipo de broca empleada y la formación perforada. Con una broca tri-cónica tradicional, un diagrama de de la tasa de penetración por arenas y lutitas puede ser correlacionado con un gamma ray de pozos vecinos si los dos registros usan la misma escala. Al correlacionar la tasa de penetración con otro pozo, es posible estimar la profundidad a un reservorio antes de que sea perforada y es posible determinar si el nuevo pozo está estructuralmente más alto o bajo que el pozo vecino. Las brocas PDC (poli cristalinas de diamantes compactos) pueden

penetrar algunas formaciones muy rápido, haciendo que el registro de penetración no sea muy útil para las correlaciones.

Cortes: Son las piezas de la roca que han sido cortadas por la broca de perforación. El tamaño de estas piezas depende del tipo de la roca y el tipo de broca empleada. Las muestras son lavadas y secadas para remover el lodo de perforación. De allí las muestras son examinadas bajo un microscopio y lo siguiente es analizado:

Descripción: Tipo de la roca (arena, lutita, caliza, etc), color, tamaño del grano, cualquier porosidad visible, componentes minerales menores, fósiles entre otros.

Manchas de petróleo:

- *Muestras visibles:* petróleo vivo (líquido indicando una reserva comercial), o petróleo muerto (asfalto o brea) siendo un reservorio no comercial.
- *Cortes:* petróleo liberado al colocar un solvente en las muestras sea por un flujo de petróleo saliendo de los cortes hacia el solvente o un corte en anillo, donde el petróleo es visible solamente como un anillo alrededor de los bordes una vez que el solvente se secó.
- *Fluorescencia:* el petróleo brilla bajo una luz ultravioleta permitiendo un reconocimiento rápido de cantidades pequeñas. Este es un ensayo sencillo incluso en una muestra seca donde esta se debe sumergir en éter y después observar nuevamente la fluorencia. Hay que descartar la fluorencia de algún mineral al comparar contra una muestra no sumergida en el solvente.¹

¹ Erickson Richard, "Development Geology", Training program for Petroamazonas, Tulsa Oklahoma, 2010, pag 134.

Muestras de gas

Cuando una zona con gas es penetrada, algo del gas emigra hacia el lodo de perforación. Este gas es detectado por un cromatógrafo que pasa el gas del lodo sobre un filamento caliente de platino. El gas se quema a medida que se encuentra con el filamento y cambia la resistencia eléctrica del filamento. El registro de lodo mostrado a continuación indica gas en la columna derecha. Esta prueba nos indica lo que puede producir el petróleo donde si las muestras de gas indican C1 y C2, la zona probablemente producirá gas. Pero si el gas contiene moléculas hasta C5, el reservorio puede producir petróleo.

Tiempo de Viaje

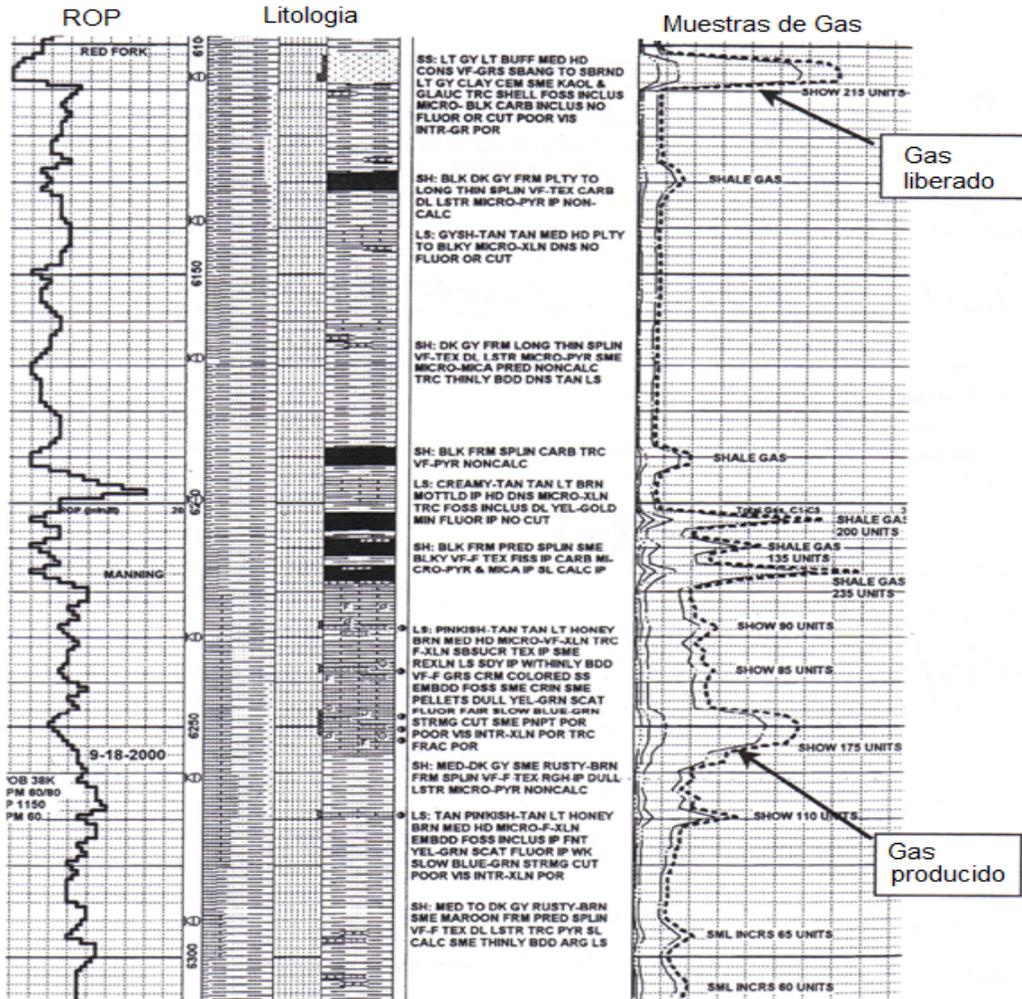
Cuando la roca en el fondo del hueco se rompe por la broca, los cortes comienzan su viaje hacia las zarandas en la superficie. Si un pozo somero está siendo perforado con aire, el tiempo puede ser solamente un minuto. Sin embargo, para un pozo profundo, sobre los 10,000', el tiempo de viaje puede ser sobre la hora. Es posible calcular el tiempo si se conoce el volumen del cilindro de la bomba de lodo y el número de strokes por minuto que es bombeado. Al conocer la tasa de bombeo y el volumen del hueco, es posible calcular el tiempo de viaje. Si desea revisar el tiempo de viaje, es posible introducir carburo de calcio al momento que el lodo ingresa al hueco. El carburo de calcio reacciona con el agua y produce gas acetileno, el mismo que es detectado por el cromatógrafo a medida que sube a la superficie.

Otra Información

El registro de lodo también indica otros detalles como peso sobre la broca (WOB), pH del lodo, peso del lodo y velocidad de rotación de la broca

(RPM). Para un taladro con Kelly bushing, cada vez que el kelly alcanza al cojinete, el taladro debe parar la perforación y aumentar una junta de tubería y permite que el gas se acumule en el lodo por un corto tiempo. El “kelly down” se produce al perforar con kelly y este alcanza la mesa rotaria y es necesario hacer una conexión. Este aumento puede verse como una pequeña cantidad de gas en el registro pero típicamente las muestras son separadas uniformemente (cerca de 30’) y son fácilmente reconocidas.

Figura 3 Registro de Control Litológico



Fuente: Erickson Richard, “Development Geology”, Tulsa Oklahoma, 2010.

Elaborado por: Erickson Richard.

2.2.4. Brocas empleadas.

Una vez que los pozos de control han sido seleccionados a partir de consideraciones geológicas, es imperativo que el ingeniero de perforación obtenga los registros de brocas y registros eléctricos de los pozos de control. Los registros de brocas por lo general están disponibles sin costo alguno de los proveedores de brocas.

Los registros de brocas contienen una gran cantidad de información esencial para el ingeniero de perforación. Por lo general se describe el contratista, el taladro empleado, el nombre del tool pusher además de las fechas de asentamiento de los revestidores. Incluidas con la descripción del drillpipe y del drillcollar se encuentra una completa descripción de las bombas incluyendo el tamaño de las camisas y el caudal usado.

El taladro de perforación y la potencia son descritas en conjunto con el número, tamaño y tipos de brocas requeridas. Los diámetros del revestidor y sus profundidades son listados. Las presiones de la bomba, tamaños de los jets en las brocas y los strokes por minuto son detallados. Peso sobre la broca y velocidad rotando se incluyen con las horas de la broca y su condición. Por último un vistazo general del sistema de lodos usado es descrito.

Resulta muy difícil apreciar o elaborar usando toda la información provista por un registro de broca. Los datos adecuados para evaluar la hidráulica y el costo mínimo de perforación son solo una parte de la información disponible. Se recomienda tener un enfoque investigador frente a grado de desgaste de la broca donde el ingeniero debe estar familiarizado con la forma de evaluación para comparar diversos registros de brocas para consistencia al momento de planificar un pozo. Programas de pozo basados en un solo registro de brocas debe ser examinado a detalle.²

² Devereux Steve, "Practical Well Planning and Drilling Manual", PennWell Corporation, Tulsa Oklahoma, 1998, pag7.

Dibujar los registros de brocas en conjunto con los registros eléctricos brinda un entendimiento mayor en la selección de brocas. En muchos casos, personal de muchas experiencias en costos de taladro y rendimiento de brocas usan este enfoque para vencer al programa con menos costo.

2.2.5. Sartas de perforación.

En general las sartas de perforación consisten de las siguientes dos secciones principales: uno tubería de perforación estándar (drillpipe) y pesada (heavyweight drill pipe) y dos el ensamblaje de fondo (BHA, Bottom hole assembly). El BHA consiste de collares de perforación, estabilizadores y la broca. Para la perforación direccional el BHA también incluye un motor de fondo navegable o una herramienta rotatoria navegable para direccionar la broca del camino diseñado. En varias operaciones de perforación el BHA también consiste en herramientas de medición durante la perforación (MWD), rimadores, martillos de perforación, cross over entre otros.

Los collares de perforación (drillcollars) son más pesados que la tubería de perforación y el heavyweight. Estos brindan el peso total sobre la broca en pozos verticales ó un peso relativo al del heavyweight en secciones de hueco altamente desviadas.

Las funciones principales que cumple la sarta de perforación en un sistema convencional en un sistema de perforación rotatoria son:

- Transmitir movimientos rotatorios desde la superficie hasta la broca.
- Llevar el fluido de perforación al fondo del pozo.
- Producir peso sobre la broca, para perforación efectiva.
- Proveer control sobre la dirección del pozo.

Tubería de perforación. La porción más larga es la tubería de perforación, fabricada comúnmente de acero y con uniones soldadas a los extremos, las uniones permiten conectar los tubos entre sí. Para propósitos de diseño son clasificadas acorde con las siguientes 4 características: diámetros externo: desde 2 3/8" hasta 6 5/8", peso nominal

de cada unidad, grados del acero y clase. La clase se clasifica en clase I: nueva o premium con 80% o más del espesor de su pared, clase II: con el 70% ó más del espesor y clase III: con el espesor menor al 70%.

Las propiedades de la tubería dependen de su grado y tamaño, por ejemplo la tubería de 5", 19.5 lbs/pies, grado G tiene su límite elástico de 378,605 lbs. Estos valores deben ser mayores que las cargas actuando en la sarta durante la operación. Las uniones son construidas de aleaciones de acero altas con una rosca larga en cada extremo. En general las uniones están diseñadas a soportar menos fuerza que el cuerpo de la tubería.³

Si ocurre una falla la misma se va a ubicar en la unión y no en el cuerpo del tubo. Como parte de la sarta de perforación, la longitud máxima de tubería de perforación que es permitida bajo un conjunto de condiciones de perforación puede ser calculada usando con:

$$L_{dp} = \frac{0.9 T_t - MOP}{\omega_{dp} \times BF} - \frac{\omega_{dc} L_{dc}}{\omega_{dp}}$$

Donde:

T_t : Tensión teórica del fabricante.

BF: Factor de flotabilidad

ω_{dp} : Peso unitario de la tubería de perforación en lbs/ft.

MOP: margen de sobretensión, en lbs.

ω_{dc} : Peso unitario de los collares de perforación en lbs/ft.

L_{dc} : Longitud de los collares de perforación en pies.

Heavyweight drillpipe (HWDP). Es tubería más pesada y con conexiones más largas que la estándar. Sus conexiones largas son diseñadas para aumentar la rigidez de la tubería y soportar las cargas actuando en la sarta. Al colocar el HWDP entre la tubería

³ J.J. Azar, Robello Samuel, "Drilling Engineering", PennWell Corporation, Tulsa Oklahoma, 2007, pag 321.

estándar y los collares de perforación se reduce la tasa de doblamiento por rigidez, lo cual ha mejorado la vida de la sarta de perforación evitando fatigas. Los tamaños comunes son 3½", 4", 4½", 5", 5½". Los diámetros internos y pesos varían entre los fabricantes, porque la API (American Petroleum Institute) todavía no estandariza los HWDP.

Drillcollar. Dan la mayor parte del peso sobre la broca. Hay de varios tamaños y formas, siendo la convencional con un área transversal redonda pero también se usan con formas cuadradas y espiraladas. Los collares con su forma cuadrada son empleados para aumentar la rigidez del BHA. El tipo espiralado es empleado para zonas donde la pega diferencial es un problema porque la espiral en la parte externa de la tubería brinda un área de menor contacto con la pared del pozo lo que disminuye la fuerza en pega. Para calcular la longitud de los collares en la sarta es necesario el peso sobre la broca (WOB) deseado. La longitud del drillcollar requerida para crear la carga sobre la broca está dada por:

$$L_{DC} = \frac{WOB \times DF}{\omega_{dc} \times BF \times \cos \theta} L$$

Donde:

WOB: Peso sobre la broca en libras.

DF: Factor de diseño

ω_{dc} : Peso del collar sumergido en lbs/ft.

BF: Factor de flotabilidad

θ : Ángulo de inclinación, en grados

Noté que los collares de perforación no son empleados en secciones altamente inclinadas debido a su excesivo torque y arrastre.

La sarta de perforación debe ser diseñada acorde a los siguientes criterios para la operación de perforación, siendo:

- Cargas estáticas como tensión, torsión y cargas de presión.
- Torque y arrastre.

- Doblamiento o pandeo.
- Fatiga.

Cargas Estáticas

Las cargas estáticas actuando en las sargas de perforación son la tensión, compresión, torsión y presiones de colapso y estallido. Las cargas estáticas cambian según la locación de la sarga de perforación al igual en diferentes operaciones de perforación. Siete casos de cargas deben ser considerados durante las operaciones de perforación:

1. Modo rotatorio de perforación.
2. Modo de perforación deslizando.
3. Bajando al hueco.
4. Viajando fuera del hueco.
5. Rotando fuera del fondo
6. Rimando hacia el hueco.
7. Rimando para salir del hueco.

Por ejemplo, al salir del pozo, la carga de tensión y la sobretensión en el tope de la sarga de perforación deben ser usadas para la carga del diseño. Según la normal API-RP-7G la capacidad de tensión en el tope de la tubería de perforación deben ser mayores que el peso total de la sarga de perforación más la sobretensión, como 100,000 libras adicionales. Si se usa drillpipe de 5" 19.5 #/ft Grado G, (límite elástico de 378,605 lbs) entonces el total del peso de la sarga no debe exceder 278,605 lbs (378,605-100,000 lbs). Si el peso total es mayor a 278,605 lbs, entonces se requiere un grado mayor o tamaño mayor para la tubería de perforación.

Las especificaciones API brindan criterios alternativos durante operaciones para salir del hueco. La API indica que la sarga de perforación puede ser modelada con 50,000 lbs de tensión en la broca para simular la carga requerida en orden para activar los martillos y dar 50,000 lbs de margen para la sobretensión en la superficie en vez de 100,000 lbs.

Margen de Sobretensión

El margen de sobretensión se define como la tensión adicional permitida para liberar tubería pegada. Es la diferencia entre la máxima tensión permitida y carga en el taladro:

$$MOP = T_a - T_b$$

Donde:

MOP: margen de sobretensión, en lbs.

T_a : Tensión máxima en libras.

T_b : Tensión calcula en el taladro en libras.

La tasa entre las tensiones brinda el factor de seguridad.

$$SF = \frac{T_a}{T_b}$$

2.2.6. Lodos e hidráulica.

Resúmenes del lodo de perforación de los pozos de control por lo general son difíciles de obtener pero son disponibles por parte de la compañía de lodos. Estas recapitulaciones tienen los datos para la planificación apropiada con costos totales del lodo, resume los costos totales del lodo y los aditivos empleados, su cantidad y el costo.

También se sumariza las propiedades diarias del lodo, problemas del hueco, problemas en la toma de registros eléctricos y DST. Todos estos datos sirven para reconocer las prácticas de lodo actuales permitiéndole formular ideas para mejorar el pozo. El objetivo final es mejorar la capacidad de limpieza del lodo en el pozo sea cambiando la velocidad anular, densidad del fluido y viscosidad del lodo. Al mismo tiempo, el lodo debe ser ajustado para balancear la presión de poro encontrada durante la perforación.

Otras operaciones que ocurren durante la perforación como toma de registros eléctricos y toma de núcleos esperan que el lodo de perforación genere un daño leve a la formación. Las tres metas resumidas en el cuadro a continuación son consideradas

para un sistema de lodos exitoso aunque estas en algunos casos no puedan ser alcanzadas en un nivel satisfactorio.

Tabla 1 Metas del lodo de perforación

1. Niveles bajos de invasión del filtrado porque el filtrado puede invadir totalmente los núcleos, complicar la evaluación de resistividades e interferir en procedimientos para probar fluidos.
2. El filtrado del lodo debe ser químicamente compatible con los fluidos de la formación y sus minerales para evitar el taponamiento de los espacios porosos por precipitación o hinchamiento de los minerales.
3. Sólidos del lodo no deben penetrar profundamente en las zonas porosas ni crear una incompatibilidad química o física con el reservorio.

Fuente: Carden Richard, "Drilling Practices", Petroskills, Tulsa Oklahoma, 2008.

Elaborado por: Camilo Cárdenas.

2.2.7. Registros a hueco abierto y con hueco entubado.

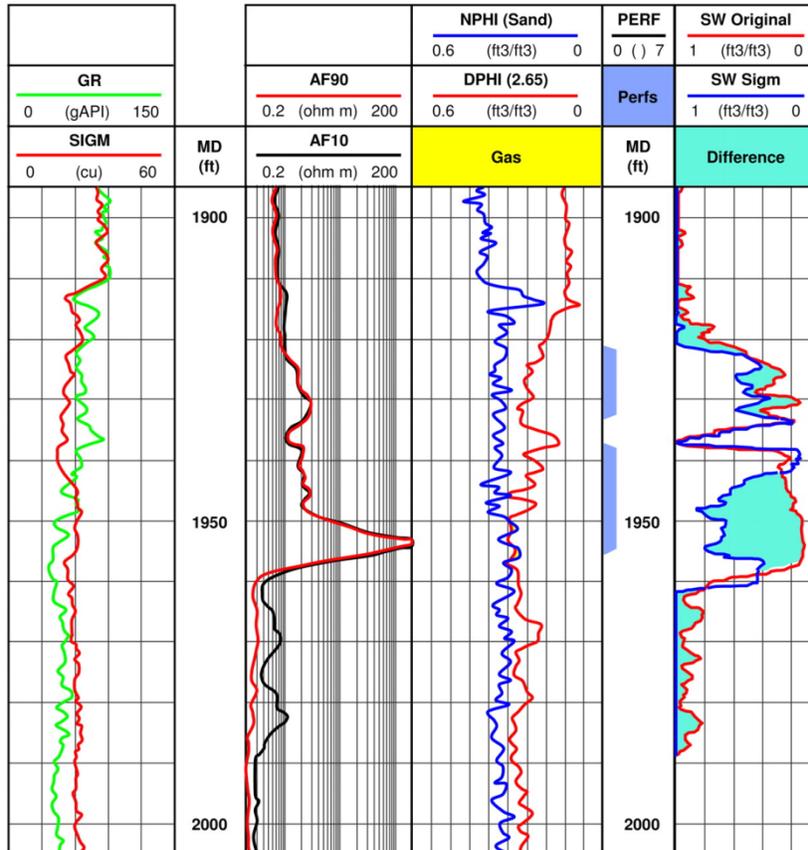
En 1921, Conrad Schlumberger era un físico trabajando como un ingeniero en minas cuando él reconoció el potencial de usar la resistividad eléctrica para localizar cuerpos metálicos. En 1927 él corrió el primer registro de resistividad en un pozo petrolero y la ciencia de registros se inició.

Los registros a hueco abierto se refieren a las operaciones de registro realizadas en un pozo antes de que se baje el revestidor y sea cementado. En otras palabras, el registro se hace a los lados de la formación, siendo este el método de medición más común por no tener sus medidas obstruidas. En cambio los registros con hueco entubado involucran mediciones por el revestidor del pozo o la tubería de completación. Este tipo de registros ayudan a obtener información adicional sobre el pozo y el reservorio que ya ha sido completado como evaluación de la formación y completación del pozo, determinar el estado del cemento, la corrosión y los cañoneos.

Presentación de Registros

Un registro de pozo presenta datos como curvas arreglados en pistas de datos.

Figura 4 Registros Eléctrico



Fuente: Carden Richard, "Drilling Practices", Petroskills, Tulsa Oklahoma, 2008.

Elaborado por: Carden Richard.

Registros de Potencial Espontáneo (SP)

Miden el voltaje desarrollado entre el lodo de perforación y los fluidos en las formaciones adyacentes. La palabra potencial se refiere a un voltaje eléctrico. Este voltaje se desarrolla por sí solo debido a las concentraciones de iones en vez de la

aplicación de un voltaje externo, de allí porque es espontáneo. La medida del SP es en milivoltios, pero solo el cambio en voltaje es medido. ⁴

La medida de SP es una combinación de cuatro voltajes que desarrollan en los límites de las formaciones y en los límites entre las formaciones y el lodo de perforación. Para que los registros SP funcionen, el lodo debe ser eléctricamente conductivo, por lo que el registro SP no funciona en lodos de base aceite, registros con pozo entubado ó en pozos llenos de aire. La salinidad del lodo deber ser diferente a la salinidad del fluido de formación. Normalmente los fluidos de formación es agua salada, de allí que el desarrollo del SP con agua salada puede ser pobre.

Al usar lodos de agua fresca y los fluidos de formación son más saladas que el lodo, la curva SP se flexiona hacia la izquierda en formaciones permeables. Formaciones permeables con agua fresca, como arenas con agua, hacen que la curva se mueva hacia la derecha porque los fluidos de la formación son menos salados que el lodo de perforación.

El propósito del registro SP es localizar el tope y la base de la formación. Arenas limpias tienen una deflexión mayor que las arenas con lutitas. El petróleo en un reservorio también disminuye la respuesta del SP. Si comparamos las curvas de una arena llena de agua contra una arena llena de petróleo, la curva de la arena llena de agua muestra una curva con deflexiones marcadas.

Gamma Ray (GR)

El primer registro de Gamma Ray fue introducido por Well Surveys en 1939 y continuó el desarrollo de la herramienta por Lane-Wells, compañía encargada en realizar cañoneos. La herramienta podía ubicar formaciones a través del revestidor, siendo

⁴ Erickson Richard, "Development Geology", Training program for Petroamazonas, Tulsa Oklahoma, 2010, pag 137.

exactamente lo requerido por una compañía de cañoneos. La compañía Well Surveys fue adquirida por Lane-Wells, quien después pasó a ser parte de Baker-Hughes.

El registro mide la radiación natural producida por potasio, uranio y torio. Los registros actuales tienen su escala en unidades API, con el cero a la izquierda de la escala. De izquierda a derecha, el registro de GR está dividido en 10 partes aunque el valor máximo de la escala hacia la derecha no suele ser la misma. Algunos registros usan la escala de 0 a 150 unidades API, otros van de 0 a 180 ó de 0 a 200 unidades API. La escala selecciona depende de la respuesta esperada de los pozos en una zona.

El Gamma ray mide la radioactividad pero la misma tiene fluctuaciones estadísticas. Para compensar esto, el equipo de registro promedia la cantidad de rayos gamma sobre un período corto de tiempo (típicamente 2 segundos). Por esta razón, si un GR es ejecutado sobre un intervalo y otro GR vuelve a ser corrido sobre el mismo intervalo, los registros no serán exactamente iguales.

Algunas formaciones tienen una señal de GR más alta que el valor en la escala, lo cual hace que la curva salga de la escala y vuelva a empezar en el lado izquierdo. En las zonas marinas las lutitas radioactivas comúnmente salen fuera de la escala. Estas lutitas fueron depositadas en condiciones de poco-oxígeno lo cual generó precipitaciones de uranio del agua salada.

Para secuencias sedimentarias que consisten de lutitas y arenas con cuarzo, la medida del gamma ray es suficiente para distinguir entre la arena y la lutita. Pero si la arena tiene potasio (orthoclase, microcline) o micas de potasio (biotite, muscovite) entonces el potasio tiene isótopo radioactivo K^{40} . Gran cantidad de estos minerales puede hacer que una arena se interprete como una lutita en un registro que solamente mide el total de rayos gamma.⁵

⁵ Erickson Richard, "Development Geology", Training program for Petroamazonas, Tulsa Oklahoma, 2010, pag 138.

La herramienta de rayos gamma se ve afectada por el diámetro del pozo (incluido las zonas lavadas), la densidad del lodo de perforación y la posición de la herramienta relativa al lado del pozo. Para el reconocimiento de fallas, topes y otros propósitos de correlación estos efectos son ignorados.

Registros de Resistividad

Cuando una corriente eléctrica es enviada por una roca, esta sigue el camino de menor resistencia. La mayoría de rocas son pobres conductores de electricidad, pero la corriente tiende a fluir por los fluidos en el espacio poroso. El agua salada es un buen conductor de electricidad mientras que el petróleo y el agua fresca no lo son. A mayor agua salada tenga una formación, mejor va a conducir la electricidad (algunas formaciones tienen minerales conductivos como la pirita pero no es un problema común).

Se mide la resistencia eléctrica de la roca y sus fluidos porosos en vez de simplemente medir la resistencia.

$$\text{Resistividad} = (\text{resistencia})(\text{área transversal})/\text{longitud}$$

Donde:

Resistencia es en ohmios (Ω)

Área transversal en m^2

Longitud en m

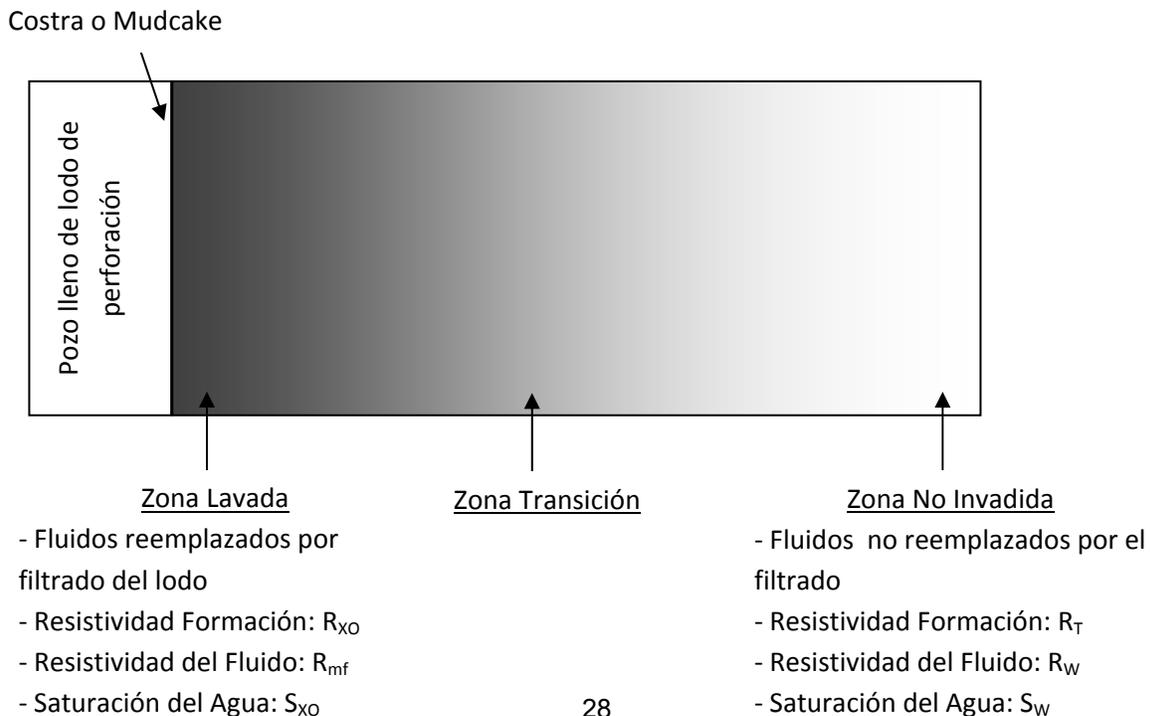
Cancelando los metros en el numerador con los del denominador se tiene la resistividad en ohm-metro. Esto no es en ohmios por metro, y al leer los registros normalmente se habla en ohmios, siendo la unidad correcta de ohmios-metro. Cada registro de resistividad usa escalas logarítmicas estandarizadas que van del 0.2 Ω -m a 2000 Ω -m. No hay cero en la escala logarítmica.

A medida que el pozo perfora una formación permeable, el filtrado del lodo (componente líquido del lodo) fluye hacia adentro de la formación y la costra del lodo (componente de sólidos muy finos en el lodo) son presionados contra las paredes del pozo. La presencia de la costra del lodo puede hacer que el diámetro interno del pozo sea menor que el diámetro de la broca que se usó en la perforación.

El diagrama a continuación muestra un pozo perforado por una zona permeable. El pozo lleno de lodo está a la izquierda, el filtrado se muestra en gris y el mismo ha invadido la zona cercana al pozo. La costra del lodo formó una capa gruesa de material alrededor del pozo y a medida que la capa de lodo se vuelve más gruesa se evitar perder el filtrado del lodo hacia la formación.

El filtrado del lodo no ha alcanzado la zona no-invadida, por lo que esta zona tiene las propiedades originales del reservorio. La resistividad del agua de formación es R_W y la saturación de agua es S_W . La verdadera resistividad de la zona se designa R_T . Uno de los objetivos principales es calcular el valor de S_W para calcular el petróleo original en sitio. Para calcular S_W , se requiere la porosidad de la formación, R_W y R_T .

Figura 5 Zonas de Invasión

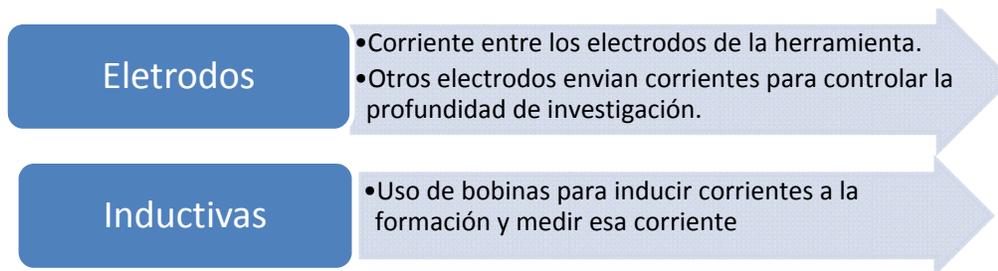


Fuente: Erickson Richard, "Development Geology", Tulsa Oklahoma.

Elaborado por: Camilo Cárdenas

Las herramientas están diseñadas para medir la resistividad de la zona lavada, transición y de la no invadida. Las herramientas se clasifican en dos categorías:

Figura 6 Clasificación de herramientas inductivas



Fuente: Carden Richard, "Drilling Practices", Petroskills, Tulsa Oklahoma, 2008.

Elaborado por: Camilo Cárdenas.

Las medidas más someras son realizadas con una herramienta con electrodos. Las herramientas modernas envían una corriente entre los electrodos y usan electrodos de enfoque para forzar la corriente por una parte de la formación cerca al pozo. Estas herramientas generalmente se las conoce como herramientas esféricamente enfocadas. Medidas profundas usan electrodos, comúnmente referidos como laterologs, o sistemas de inducción. Si un lodo de agua fresca fue usado ($R_{mf}/R_W > 2$) y la resistividad no se espera exceda los 200 Ω -m, los registros con inducción son preferidos. Si lodo de agua salada es usado o se esperan altas resistividades, la herramienta laterolog es preferida.

Registro neutrón de porosidad

La herramienta envía neutrones desde la herramienta hacia la formación. El neutrón tiene una masa similar como el núcleo de un átomo de hidrógeno y la interacción con un núcleo de hidrógeno demora al neutrón emitido. El detector en la herramienta detecta neutrones o rayos gama producidos. Para calcular la porosidad, la herramienta

asume que todo el hidrógeno detectado es agua en el espacio poroso. La densidad no es derivada de una fórmula matemática independiente a la herramienta.

Si los hidrocarburos están presentes en los espacios porosos, la porosidad del neutrón es muy baja. Los efectos del petróleo no afectan mucho a la porosidad, pero la presencia de gas tiene un efecto muy grande. A pesar de que el metano tiene 4 átomos de hidrógeno por molécula y el agua tiene solo dos, las moléculas en el metano están más alejadas que las del agua. Esto causa que el valor de porosidad dado por la herramienta de neutrón sea mucho menor que la porosidad verdadera.⁶

Registro sínico

Usa la velocidad del sonido expresada como tiempo de viaje en un intervalo, en microsegundos por pie, para determinar la porosidad. La ecuación es:

$$\phi_{sonico} = \frac{(t - t_{ma})}{(t_f - t_{ma})}$$

Donde:

ϕ_{sonico} = porosidad del sínico.

t = tiempo de viaje del medio poroso medido por el registro.

t_{ma} = tiempo de viaje de la matriz sólida de la roca.

t_f = tiempo de viaje del fluido llenando los poros de la roca.

189 μ seg/pie para lodo de agua dulce

185 μ seg/pie para lodo de agua salada

Los rangos de tiempo de tránsito para reservorios comunes (t_{ma}) son:

Arenas 51.3 a 55.5 μ seg/pie

Caliza 43.5 a 46.6 μ seg/pie

Dolomitas 43.5 a 38.5 μ seg/pie

⁶ Erickson Richard, "Development Geology", Training program for Petroamazonas, Tulsa Oklahoma, pag 143.

Usualmente un rango medio o valor promedio es usado para el valor de t_{ma} en la ecuación del registro sónico. Por ejemplo 45.6 $\mu\text{seg}/\text{pie}$ es comúnmente usado como un valor de t_{ma} para caliza.

2.2.8. Operaciones MWD (Measuring While Drilling) y LWD (Logging While Drilling).

Este sistema emplea drillcollars instrumentados y un sistema de telemetría desde el fondo del pozo hasta la superficie para proveer trayectorias direccionales del pozo, registros petrofísicos e información de perforación en tiempo real. El término MWD es usado generalmente para referirse a todas las medidas adquiridas en el fondo del pozo mientras se perfora ó para describir medidas en la trayectoria. El término LWD, por lo general se refiere a las medidas petrofísicas, similares a los registros a hueco abierto, pero adquiridos durante la perforación. La decisión de usar este tipo de servicios depende en la necesidad de tomar mejores decisiones basadas en información a tiempo real y mejorar la rentabilidad, tanto en el ahorro de costos o el aumento en producción tras tener un mejor posicionamiento del pozo. ⁷

Las aplicaciones incluyen:

- Trayectoria del pozo más rápida e información sobre el “toolface” para perforación direccional.
- Eficiencia a tiempo para decisiones en la perforación, como presión anular, presión de poro, vibraciones en la sarta de perforación.
- Mejoramiento en las correlaciones estratigráficas y certidumbre geológica en la geo-navegación, evitar obstáculos y selección de puntos para revestidor y toma de núcleos.
- Medidas petrofísicas precisas con un mínimo de daño en la formación e invasión del lodo de perforación.
- Eliminar la toma de registros eléctricos con cable en pozos altamente desviados.

⁷ Carden Richard, “Drilling Practices”, Petroskills, Tulsa Oklahoma, 200, pag 12-22.

Las herramientas son modulares y pueden ser ajustadas a los requerimientos de la operación. Las vibraciones, presión y calor del ambiente de perforación hacen que la supervivencia de los instrumentos electrónicos sea difícil, razón por la cual estas herramientas tienen estándares de confianza muy altos.

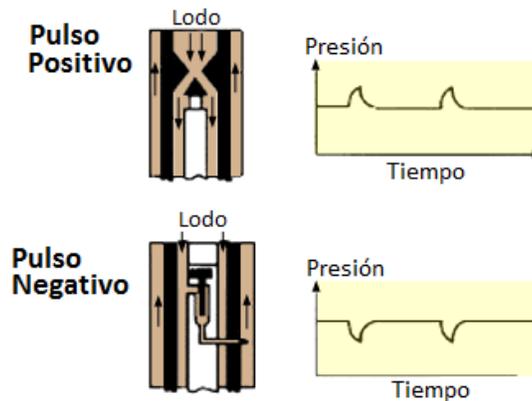
Sistemas de Telemetría

Se consideran cuatro sistemas de telemetría:

1. Pulso positivo del lodo.
2. Pulso negativo del lodo.
3. Electromagnético.
4. Enviado por el drillpipe.

Los sistemas con pulso usan válvulas para modular el flujo de los fluidos de perforación, generando pulsos de presión que se propagan por la columna de lodo y son detectados por transductor de presión en la superficie. El sistema de pulso positivo momentáneamente restringe el flujo de lodo por la herramienta en el fondo resultando en un aumento de presión, ó un pulso de presión positiva, que se propaga hacia la superficie. Con el sistema de pulso negativo, el lodo es venteado momentáneamente del interior de la sarta hacia el anular, sin pasar por las boquillas de la broca y creando una caída de presión momentánea, o pulso negativo. En los dos sistemas de pulso, los datos de los sensores en el fondo son codificados y transmitidos al variar el tiempo entre pulsos consecutivos de presiones.

Figura 7 Tipos de Señales



Fuente: Carden Richard, "Drilling Practices", Petroskills, Tulsa Oklahoma, 2008.

Elaborado por: Camilo Cárdenas.

El sistema de telemetría electromagnético transmite datos mediante ondas electromagnéticas de baja frecuencia que se propagan por la tierra y son detectadas por una antena conectada a la tierra en la superficie. Este método brinda altas tasas de datos y una confianza mayor que los sistemas tradicionales de pulsos de lodo. La telemetría electromagnética es aplicable al perforar con aire o lodos con espuma que afectan al pulso del lodo. También es ampliamente usada en perforación geotérmica al igual que en áreas con altas pérdidas de lodos.

Adicionalmente a transmitir datos en tiempo real, los datos pueden ser registrados en memorias internas que son recuperadas después de cada corrida de la broca a medida que la herramienta regresa a la superficie. El uso de estas memorias es importante para servicios multisensoriales, donde más datos son adquiridos y transmitidos en tiempo real. Los parámetros vitales para las aplicaciones en tiempo real son seleccionados para la transmisión, mientras que el restante de información, incluyendo los datos crudos y parámetros de diagnóstico, son registrados en la memoria interna y son accedidas al final de cada corrida de la broca.

Sensores MWD

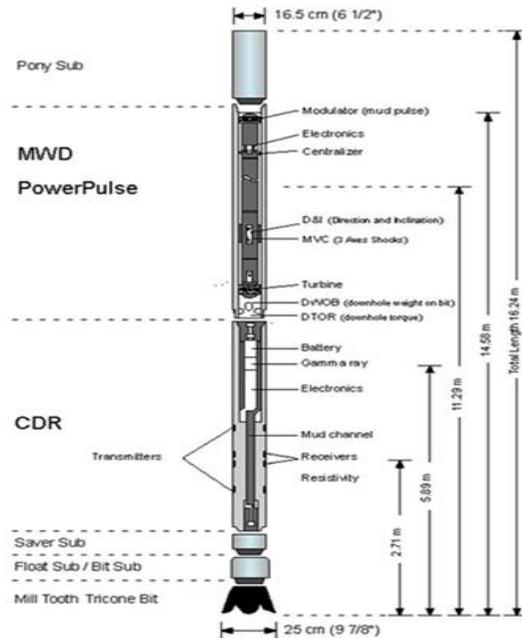
El servicio MWD depende de los sensores que brindan la trayectoria direccional y la información en la perforación para facilitar el posicionamiento preciso del pozo con prácticas seguras y eficientes de perforación.

Los sensores direccionales consisten en acelerómetros tri-axiales y magnetómetros que determinan la orientación de la sarta de perforación con respecto a los campos magnéticos y gravitacionales de la tierra. Estos sensores brindan el dato de inclinación, azimut y orientación magnética y gravitacional de la herramienta. Estas medidas ayudan a determinar la trayectoria del pozo en un ambiente de tres dimensiones, calcular la profundidad vertical, la ubicación del fondo del pozo y la orientación en los sistemas direccionales de perforación (como motores de fondo navegables). Igualmente se usan sensores tri-axiales que se montan en los motores de fondo y comunican los datos por el motor hasta la herramienta de MWD principal, que miden la inclinación en la broca. Con ese conocimiento es posible quitar mucha incertidumbre en la navegación reduciendo la tortuosidad del pozo.

Sensores LWD

Los sensores brindan información petrofísica similar a la obtenida con los registros de cable a hueco abierto pero con beneficios de brindar los datos en tiempo real mientras se perfora y típicamente adquiriendo los datos antes de una invasión en la formación. Son particularmente útiles en registros para pozos altamente desviados y horizontales y en proyectos muy costosos donde el tiempo de taladro es ahorrado.

Figura 8 BHA con MWD



Fuente: Carden Richard, "Drilling Practices", Petroskills, Tulsa Oklahoma, 2008.

Elaborado por: Carden Richard.

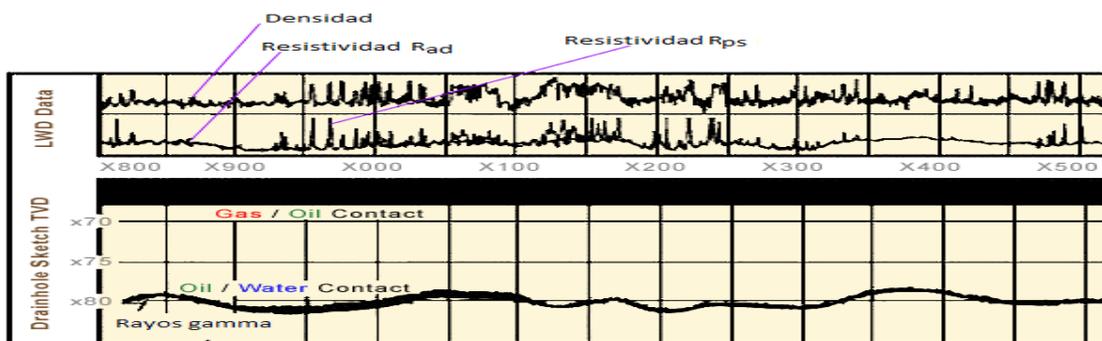
La medición natural de rayos gama es provista por detectores duales. A pesar que estos sensores brindan una calidad natural, las herramientas tienen otros sensores para brindar redundancia. Mediciones adicionales son dadas por herramientas como el AGR (azimutal gamma ray) que aparte de tener múltiples sensores para redundancia, también tiene la capacidad de medir los rayos gamma con el azimut para producir imágenes para geo-navegación. Otras herramientas miden los rayos gamma y la inclinación en la broca para optimizar el posicionamiento de pozos horizontales y mantenerse en la zona de pago. El sensor también produce una imagen del pozo tanto rotando y deslizando que puede ser usada para interpretar la inclinación de una capa y determinar la ubicación de una próxima capa.

En el caso de Sperry Drilling (nombre del departamento de perforación de Halliburton), la herramienta ABG (at-bit gamma ray) brinda medidas de rayos gamma dentro de 3' de la broca como parte de la serie 7600 y 9600 del Geo-Pilot. El sensor espectral SLD

(stabilized lithodensity) brinda la densidad compensada de la formación. La herramienta emplea una cuchilla estabilizadora que emula al cojinete de detección en la herramienta de cable para densidad. En pozos con el diámetro correcto, una técnica de compensación estándar corrige la descentralización mientras que en pozos agrandados, una técnica de muestreos rápidos rotatorios y un algoritmo de análisis estadístico aíslan los datos adquiridos a distancias mínimas de contacto del cojinete detector. Para medir la resistividad, la herramienta EWR-PHASE 4 brinda ocho mediciones independientes de cuatro transmisores-recetores espaciados. El sensor de resistividad EWR-M5 mide las resistividad usando tres frecuencias (2 MHz, 500 kHz, 250 kHz) para obtener resistividades muy profundas para detección de límites de capas en la geo-navegación. La herramienta M5 también incorpora un sensor gamma ray con azimut, un sensor de resistividad del lodo de perforación y un sensor de presión al perforar.

En la actualidad, tras una simulación de reservorios extensiva es posible determinar objetivos a perforar muy pequeños como contactos de agua-petróleo. Usando datos de resistividad en tiempo real, es posible mover la broca y mantener la posición deseada del pozo. Es así que en la geo-navegación se combinan tecnologías de geología y geofísica para tener evaluación de formaciones en tiempo real a medida que se aproximan a las zonas de pago y evitando límites como contacto de fluidos.

Figura 9 Registro eléctrico realizado con LWD



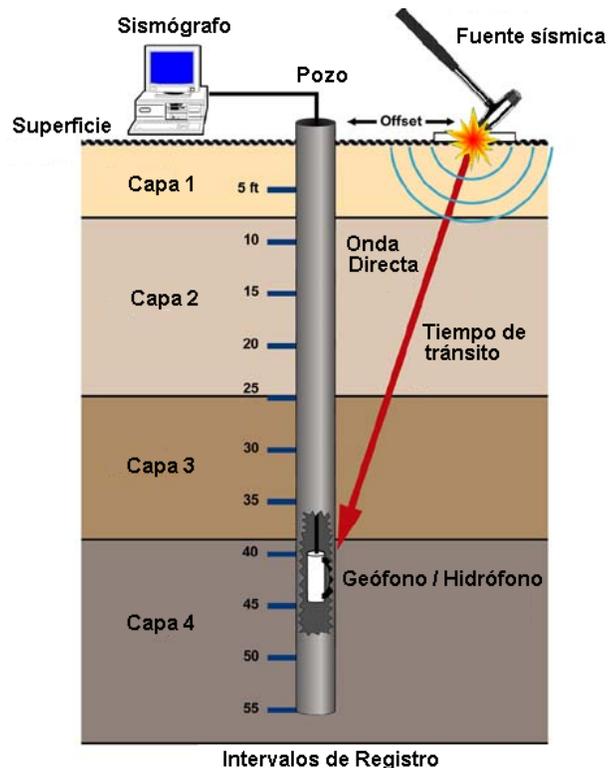
Fuente: Carden Richard, "Drilling Practices", Petroskills, Tulsa Oklahoma, 2008.

Elaborado por: Camilo Cárdenas.

2.2.9. Operaciones para sismica de pozo.

La sismica consiste en la adquisición y el análisis de las señales generadas por un microsismo intencionalmente creado. En la sismica de superficie, los dispositivos de emisión y recepción se encuentran próximos a la superficie. En el caso de la sismica de pozo, los detectores se encuentran bajados al pozo. La energía sísmica es generada en la superficie a una distancia fija. El tiempo de viaje de la primera onda sísmica es medido a intervalos regulares pozo abajo usando una sarta de hidrófonos o geófonos. Los tiempos de arribo para cada receptor son combinados para producir curvas de tiempo de tránsito versus profundidad para todo el pozo. Estos a su vez son empleados para crear perfiles de velocidad total de los cuales las velocidades de intervalo y varios de los módulos de elasticidad pueden ser calculados (en conjunto con datos de registros de densidad).

Figura 10 Fundamentos del VSP



Fuente: Carden Richard, "Drilling Practices", Petroskills, Tulsa Oklahoma, 2008.

Elaborado por: Camilo Cárdenas.

El VSP ó el perfil sísmico vertical analizan el arribo directo de la onda completa al tener varios geófonos espaciados uniformemente a pocos pies de profundidad o en el espesor correspondiente a unos pocos milisegundos del tiempo de tránsito integrado.

Al momento de interpretar la sísmica, un procedimiento normal es colocar la información de perforación del pozo sobre la sección sísmica de superficie con la finalidad de tener una relación entre los eventos sísmicos y geológicos. De esta forma, los datos sísmicos ayudan a extrapolar lateralmente la información de pozo y crear mapas más confiables y ajustar los actuales.

2.2.10. Toma de fluidos y presiones.

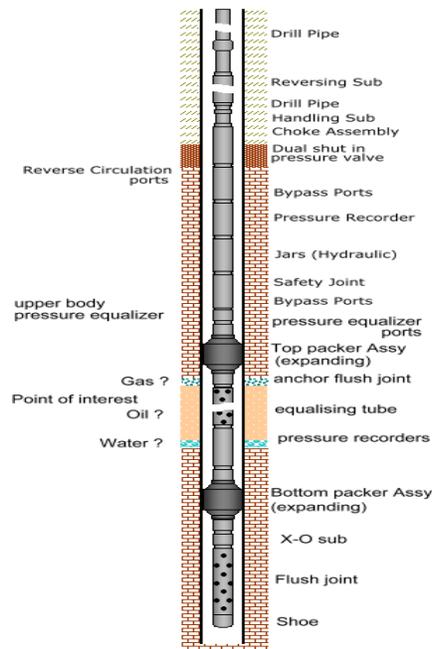
Al realizar estos ensayos es posible determinar cuánto y la velocidad de producción del pozo. Es posible ejecutar estas pruebas antes o después de bajar y cementar los revestidores. Cada prueba revela información particular sobre un pozo y su reservorio.

Los procedimientos normales controlan las presiones de formación mediante la presión en la columna hidrostática. Las pruebas DST (drillstem test) hacen que las presiones de formación y fluidos suban a la superficie, presentando un conjunto único de peligros porque el control de la presión es mantenido por los sistemas mecánicos y humanos. Los lineamientos para minimizar la probabilidad de fallas de cualquier sistema deben ser planeados y discutidos antes de iniciar el trabajo.

La prueba se realiza con dos empaaduras y va a depender en las condiciones del momento de la prueba y cuantas zonas van a ser probadas. Es común el tener más de una zona probada y si está en el hueco abierto se requiere una manera para aislar las zonas, donde las empaaduras son colocadas sobre y debajo de la zona a probar. Arreglos de válvulas son colocados en la sarta entre las dos empaaduras y otros sobre la empaadura superior. Inicialmente las válvulas están en una posición de

cerrado hasta llegar a la posición de prueba. Tras asentar las empacaduras, la válvula se abre permitiendo el ingreso de fluido de una forma controlada a la sarta.

Figura 11 BHA para DST



Fuente: Carden Richard, "Drilling Practices", Petroskills, Tulsa Oklahoma, 2008.

Elaborado por: Carden Richard.

Una prueba DST se divide en cuatro períodos: pre-flujo, cierre inicial, flujo principal y cierre final.

- Pre-flujo: periodo de producción para limpiar el pozo y remover cualquier carga dada a la formación por el lodo de perforación.
- Cierre inicial: permite a la formación recuperarse de las cargas de presión causadas durante la etapa de pre-flujo, dejado que su cierre acumule presión.
- Flujo principal: periodo de producción largo diseñado para probar el flujo de la formación de forma más rigurosa. Muestras de fluidos van a ser revisadas para contenido de agua, contenido de gas, presión de estallido, temperatura y otras propiedades. Presiones de flujo y temperaturas van a ser registradas.

- Cierre final: La presión de la formación es registrada en este período. La forma de la curva de presión indica la permeabilidad de la formación, el grado de daño en la formación (causado durante la perforación) y nos puede dar idea del tamaño del reservorio.

2.2.11. Revestidores

A medida que la perforación de un pozo de petróleo o gas progresa, se vuelve necesario proteger las paredes del pozo con tubería de acero pesado llamada revestidor. El revestidor en conjunto con el cemento realiza seis importantes funciones:

1. Prevenir derrumbes del pozo.
2. Prevenir la contaminación de agua dulce en las zonas superficiales.
3. Excluir agua de la formación productora.
4. Confinar la producción al pozo.
5. Brindar un método para controlar la presión.
6. Facilitar la instalación de equipos para el levantamiento artificial.

La longitud total del revestidor, de un diámetro externo uniforme, que es bajada al pozo durante una operación es llamada sarta de revestidor. Hay tres categorías principales de sartas de revestidor, según su función principal. El revestidor superficial protege las zonas de agua fresca. La sarta intermedia protege el pozo de derrumbes para continuar la perforación. La sarta de producción es el miembro por donde el pozo es completado, producido o controlado. Cada sarta de revestidores en el pozo tiene su inicio en la superficie y un pozo completo puede contener varias sartas intermedias en adición al revestidor superficial y de producción. Adicionalmente es posible tener un liner, sea de producción o de perforación, donde la tubería no llega a la superficie sino que es asentada en otra sarta.

El revestidor en sí se clasifica según las siguientes cinco propiedades:

Diámetro
Externo

Espesor de
la pared

Grado

Tipo de junta

Rango de
longitud

Al considerar el diámetro externo con el espesor de la pared se determina la sexta propiedad, el peso unitario. Los revestidores frecuentemente son clasificados por el peso nominal, que es el peso ajustado del peso unitario verdadero para compensar las puntas con rosca y la cupla.

Del diseño de revestidores se obtienen las profundidades de asentamiento del revestidor determinando el tamaño del hueco y del revestidor. El hueco perforado para cada sarta de revestidor debe ser lo suficientemente grande para que el siguiente revestidor pueda pasar y dejar espacio para que el cemento. También, el diámetro interno del primer revestidor debe ser lo suficientemente grande para permitir que la segunda broca pase y continúe la perforación. Por ende, cada sarta de revestidor va a tener un diámetro más pequeño. El diámetro interno del revestidor final debe ser acomodado para la tubería de producción y las herramientas asociadas de la completación. El diseño debe considerar las peores condiciones que se van a encontrar durante la perforación y producción. Las propiedades mecánicas diseñadas deben ser suficientes para la peor condición.

2.2.12. Cañoneo de zonas productoras.

Varios métodos pueden ser usados para sostener las cargas explosivas mientras son bajadas al pozo. El uso de cañones es un método común, donde las cargas explosivas son colocadas en un esqueleto de metal al interior de un revestidor (comúnmente de 4 ½") y las cargas son vinculadas por un cordón detonante. El cañón es bajado al pozo por el cable de registros eléctricos y al estar en la profundidad correcta, una descarga eléctrica al tope del cañón detona el cordón y el cordón detona las cargas. La carga es seleccionada para penetrar una distancia específica en el reservorio. La penetración

en la formación puede ser de cerca de 36” a 1 metro, aunque penetraciones someras son más empleadas.

Conocidos con el nombre de Tubing Conveyed Perforations (TCP), los perforados guiados con tubería colocan las cargas en la tubería convencional, la misma que es bajada hasta la profundidad deseada. Si la tubería de producción es bajada al pozo, con las cargas, las cargas pueden ser detonadas y la producción iniciar. TCP también es empleado en pozos altamente desviados o en partes horizontales. Las cargas deben estar orientadas con el reservorio al momento de ser disparados⁸. Hay dos métodos para asegurarse que las cargas están en las profundidades correctas:

1. Cuando el revestidor es bajado y cementado, un registro de evaluación del cemento es ejecutado. Este registro por lo general contiene un gamma ray para conocer la profundidad exacta del reservorio a ser perforado. Al momento de ser perforado se baja otro registro de gamma ray, de tal manera de correlacionar las curvas de gamma ray para asegurarse que las cargas están en la profundidad correcta.
2. El registro de evaluación de cemento también indica la posición de los collares del revestidor en el pozo. Los cañones por lo general tienen detectores de collares magnéticos. Al momento de correlacionar la profundidad de los collares del registro antiguo con el brindado por la herramienta, nos aseguramos que las cargas estén en la profundidad correcta.

En la industria se acostumbra usar los “scout tickets” (informes cortos con datos del pozo y su producción). Estos son particularmente buenos para determinar horizontes productivos en pozos de control y el potencial inicial. Datos de pruebas DST (Drillstem Test) y registros de presión (build up) se incluyen y son muy útiles para establecer la

⁸ Erickson Richard, “Development Geology”, Training program for Petroamazonas, Tulsa Oklahoma, 2010, pag 172.

presión de poro, peso del lodo y tener criterios de diseño para el revestidor. Adicionalmente los intervalos de completación y procedimientos son presentados para los ingenieros de perforación interesados con la etapa de completación.

Las cargas explosivas con formas son usadas para crear un hueco a través del revestidor, el cemento y en la formación. La fuerza de la explosión es dirigida por un camino pequeño por la forma de la carga sin dejar que la fuerza explosiva salga en todas las direcciones. Los perforados se especifican según el tamaño de la carga explosiva, la cantidad de disparos por pie lineal y el ángulo de fase. El ángulo de fase es el ángulo entre dos cargas adyacentes, siendo 90° y 120° los ángulos comunes.

2.3. Programa de pozo propuesto.

Armados con toda la información provista de las diferentes fuentes, el ingeniero de perforación está en la posición de familiarizarse con las operaciones de perforación pasadas en el área de interés. Por lo general el ingeniero de perforación se detiene en este punto, acepta las prácticas actuales y prepara el programa de perforación siguiendo los procedimientos establecidos.

El ingeniero de perforación responsable acepta que las mejoras son siempre posibles, esperadas y lo más importante son necesarias si la exploración y el desarrollo deben continuar en el área. Los problemas locales y condiciones de perforación deben ser analizados con respeto a este término y con cambios constantes en la experiencia adquirida para poder desarrollar el mejor programa de perforación posible.

La planificación exitosa requiere la adopción de actitudes y de las prácticas anteriormente mencionadas. Por lo general se incluye:

- Desarrolle experiencia en todas las fases de la perforación. La recomendación es aprender lo más posible en las prácticas de perforación y en la tecnología empleada desde el taladro de perforación hasta el laboratorio, desde el fondo de

la sarta en la broca hasta el tope de la corona. A medida que se gana experiencia, no debemos cerrar nuestra mente a nueva tecnología y la experiencia de otros.

- Como ingenieros de perforación se deben cuestionar las prácticas de perforación que son inconsistentes con juicios de valor de operaciones pasadas o en áreas similares. Por ejemplo, es común decir que al aumentar el peso en la broca no aumentará la rata de penetración, es la práctica lo que determina este hecho.
- No realice nada simplemente porque es una rutina establecida. La viscosidad del lodo no necesariamente debe aumentar a medida que el pozo es más profundo. Igualmente coloque objetivos realísticos para evitar las especulaciones. Tenga los hechos, datos y estadísticas siempre a mano y no permita que se exploren los casos “que pasaría”. Si los datos soportan la conclusión, por ejemplo, de correr 1,000 pies de tubería superficial, no hay un justificativo técnico para correr 1,100 pies de tubería solamente por seguridad.
- El factor más importante es el tiempo y todos los esfuerzos deben ser diseccionados a reducir el tiempo. Para ahorros reales, enfóquese en los peligros. Ataque problemas de presiones anormales, problemas de desviación, pérdida de circulación ó problemas en pega de tubería.

2.4. Límite técnico.

Los recientes avances en planificación de pozo han desarrollado un enfoque nuevo llamado límite técnico. Mediante este es posible identificar el mejor rendimiento en la construcción del pozo para un conjunto de parámetros. Un enfoque similar empleado por Shell es el “Perforar el límite” (Drilling the limit) que busca optimizar el costo técnico unitario. Esta forma de planificar ha sido exitosamente empleada para perforar en diferentes regiones del mundo, sea costa afuera en operaciones basadas en tierra, y

para diferentes programas de desarrollo de campos petroleros. Este enfoque ha reducido los tiempos de perforación hasta el 50% resultando en ahorros de costos desde el 15% al 60% de los costos estimados para la construcción del pozo.

El límite técnico mejora el rendimiento en la construcción del pozo mediante una agresiva planificación de pozo y ubicación de objetivos. Este enfoque analiza el tiempo de perforación de un pozo e identifica operaciones de perforación problemáticas. Debido a que 70% de los costos de perforación son dependientes del tiempo, los costos del pozo son reducidos mediante reducción del tiempo. Esta reducción requiere un esfuerzo extraordinario y un compromiso que reta a la forma de trabajar y filosofía común del personal de perforación.

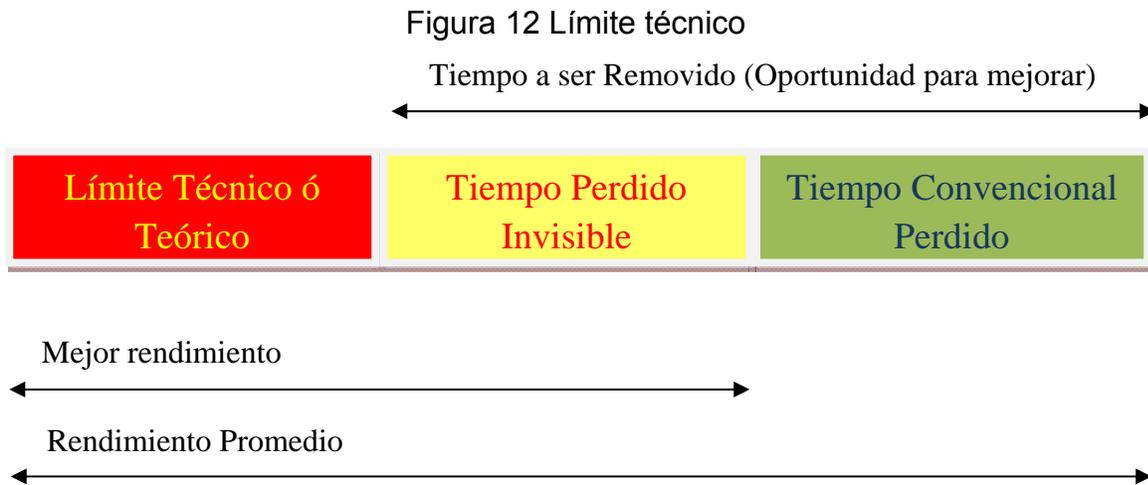
El límite técnico consiste en responder tres preguntas:

1. Cuál es el rendimiento actual ó el rendimiento histórico en la locación?
2. Cuál es el rendimiento posible de lograr y cuál es el límite teórico del rendimiento en la locación?
3. Que recursos ó inversión es necesaria para alcanzar el límite teórico?

Tras recopilar los datos relevantes sobre operaciones anteriores, es posible determinar el tiempo de construcción de un pozo teórico con el conocimiento y la tecnología disponibles en ese momento.

Usando la información recopilada, el programa de pozo se divide en pequeñas tareas. Cada tarea se divide en actividades y operaciones. Esta división de procesos permite estimar la duración de cada tarea y determinar el tiempo requerido para completar el programa de pozo. Cada tarea será evaluada, discutida y analizada para estimar el mejor tiempo posible para completarla. El tiempo teórico estimado de todas las tareas es sumado para obtener el límite técnico en la construcción del pozo. Este límite es el objetivo que el ingeniero de perforación aspira llegar.

Sin embargo el tiempo actual para la construcción del pozo va a ser diferente del límite teórico estimado. El tiempo actual es el promedio de tiempo para completar las tareas en los pozos vecinos. La diferencia entre el tiempo actual y el límite técnico es el tiempo removible ó la oportunidad de mejorar el rendimiento y reducir el costo de construcción. El tiempo removible incluye dos componentes: tiempo perdido invisible y el tiempo convencional perdido. El tiempo perdido invisible es el total de las tareas no productivas realizadas anteriormente como: equipo no óptimo, falta de recursos, procedimientos no optimizados entre otros. El tiempo convencional perdido se refiere al total de las tareas para los eventos medidos como: fallas en equipos, error humano, problemas en el fondo, esperando al clima, entre otros. Al eliminar el tiempo convencional perdido se tiene el mejor rendimiento. El enfoque del límite técnico intenta completar el pozo en un lapso de tiempo más corto que el mejor rendimiento⁹.



Fuente: Carden Richard, “Drilling Practices”, Petroskills, Tulsa Oklahoma, 2008.

Elaborado por: Camilo Cárdenas.

Este captura y registra las lecciones aprendidas de todas las etapas de la construcción del pozo mediante la participación activa y cooperación de todos los niveles del equipo.

⁹ Erickson Richard, “Development Geology”, Training program for Petroamazonas, Tulsa Oklahoma, 2010, pag 1-11.

Una revisión del límite técnico contra el rendimiento actual brinda un mejor análisis de las discrepancias mayores y las áreas a mejorar.

2.5. Informe Final y Análisis

El propósito de escribir el reporte final es registrar toda la información posible que llevará a mejoras operativas en los siguientes pozos. Por lo general el reporte debe contener diferentes tópicos, como:

- Una descripción y análisis de eventos. Esto debe describir lo sucedido, la razón del suceso y si esto fue diferente a lo planeado. Las razones para las decisiones deben ser claramente descritas.
- Conclusiones mostrando las principales lecciones aprendidas.
- Recomendaciones en referencia a las conclusiones que deben ser consideradas al planificar y perforar el siguiente pozo.

El reporte debe ser escrito como un reporte técnico conciso y fácil de entender, sin detalles irrelevantes e innecesarios. Debe incluir un resumen honesto y entero de los eventos con los errores realizados. Es importante que el personal conozca los errores genuinos no van a causar castigos siempre que aprendan y reconozcan su error. Igualmente no solamente se concentre en los errores. Donde el trabajo está bien planeado y ejecutado es vital resaltar el caso¹⁰.

La mayoría de reportes finales son inútiles para futuras operaciones donde la impresión de operaciones diarias solamente hace bulto. Información que no es interesante para el futuro suele estar disponible en los archivos de pozo. Un reporte final toma tiempo y esfuerzo en producir pero es muy útil. A continuación se presenta un formato de reporte final de pozo:

1. Portada, con nombre de pozo y equipo de trabajo.

¹⁰ Devereux Steve, "Practical Well Planning and Drilling Manual", PennWell Corporation, Tulsa Oklahoma, 1998, pag 429.

2. Información general: datos del pozo, taladro, fechas de inicio y fin de la operación, esquema final del pozo, gráfico tiempo vs. profundidad, costos actuales vs planeados, resumen de puntos exitosos y resumen de problemas en pozo.
3. Operaciones de perforación: descripción por sección de hueco, información sobre brocas, parámetros, propiedades de lodo, prácticas de perforación, estabilidad del pozo, desempeño de revestidores y cementación, puntos misceláneos.
4. Taladro: personal, equipos de control de sólidos, procedimientos y contratos.
5. Logística: listado de equipos empleados según el programa de perforación indicando deficiencias.
6. Compañías de servicio: problemas operativos con equipos, procedimientos, contratos y personal.
7. Resultados geológicos: prognosis vs. reales.
8. General: lecciones aprendidas.
9. Apéndices: reportes especiales, detalles de BHA, diagramas direccionales, entre otros.

CAPÍTULO III

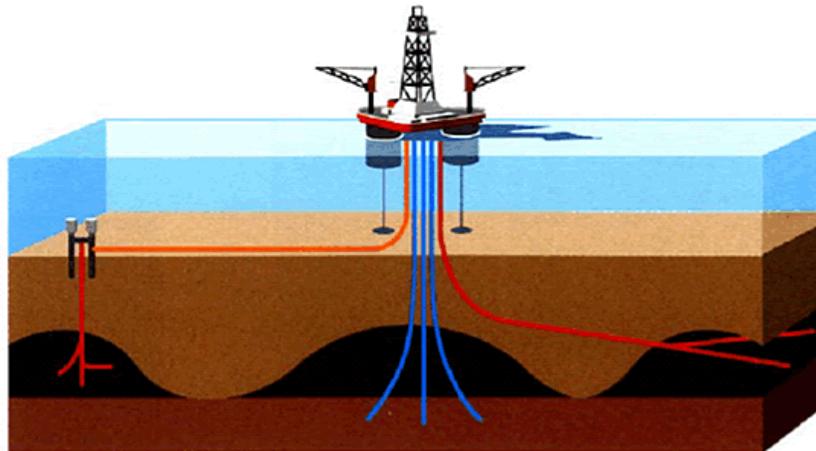
PERFORACIÓN DIRECCIONAL

En los inicios de la perforación rotatoria, todos los pozos sea por accidente o diseño muestran cambios en ángulo y dirección. Las desviaciones en el pozo eran consideradas un gran problema al uso de los taladros rotatorios. Pero los beneficios de la perforación rotatoria sobrepasaron estas limitaciones y la industria inició el desarrollo de métodos para mantener a los pozos en un curso determinado, generando el control de desviación. Tras limitar la desviación del pozo, fue natural iniciar el desarrollo de las formas para guiar una broca hacia un objetivo en el subsuelo generando la rama de perforación direccional bajo control.

3.1. Inicios de la Perforación Direccional

La primera y todavía la más amplia aplicación de la perforación direccional son para el desarrollo costa afuera donde el costo, logística y consideraciones ambientales son vitales para perforar múltiples pozos desde una misma locación en la superficie.

Figura 13 Pozos direccionales desde una misma plataforma



Fuente: Carden Richard, "Drilling Practices", Petroskills, Tulsa Oklahoma, 2008.

Elaborado por: Carden Richard.

Otras aplicaciones comunes de la perforación direccional son:

- Alcanzar ubicaciones inaccesibles, porque los reservorios están ubicados en lugares donde resultaría poco práctico colocar un taladro para perforar verticalmente.
- Desviar pozos de la locación para tomar ventaja de las tendencias naturales de desviación, porque ciertas formaciones tienen características definidas de perforación. Al conocer estas condiciones es posible minimizar los costos de perforación y dejar que el taladro se desvíe hacia el objetivo.
- Perforación de fallas, la perforación direccional puede ser empleada para dirigir la trayectoria de forma paralela o perpendicular al plano de falla y así evitar problemas en el control de trayectoria.
- Domos salinos, al perforar alrededor de un domo es posible evitar zonas de pérdida de circulación y corrosión.
- Re-entradas: nuevas perforaciones desde un pozo existente es importante para alcanzar nuevos horizontes de perforación.
- Trabajos remediales, en algunos casos es más práctico perforar alrededor de una herramienta que realizar una pesca.
- Pozo de alivio, al perder el control de pozo resulta práctico perforar un pozo de alivio para bombear el fluido directamente hacia el anular del pozo fuera de control.

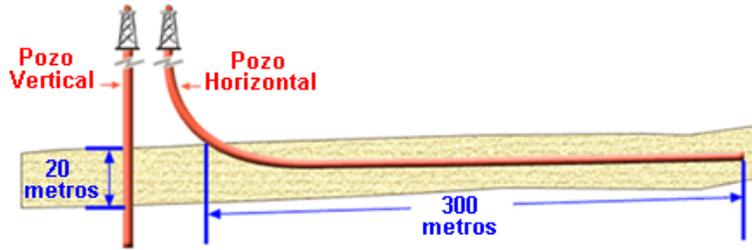
El presente trabajo de investigación se enfocará en la perforación horizontal porque el caso práctico trata el estudio de un pozo horizontal.

3.1.1. Perforación Horizontal

Aplicación especial de la perforación direccional que involucra direccionar un pozo lateralmente por un intervalo productivo. En algunos tipos de reservorios, como en formaciones delgadas con una buena permeabilidad vertical y tendencias a la conificación de agua, los pozos horizontales han demostrado:

- Aumentar la exposición de la formación

Figura 14 Incremento de exposición con el reservorio por la zona horizontal



Fuente: Carden Richard, "Drilling Practices", Petroskills, Tulsa Oklahoma, 2008.

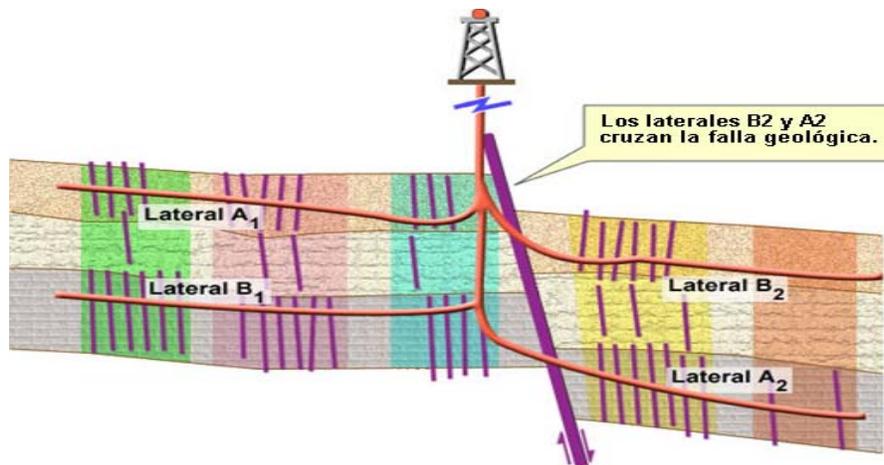
Elaborado por: Carden Richard.

- Eliminar problemas de conificación del gas o del agua.
- Reducción en los costos de desarrollo del campo.

3.1.2. Perforación Multilateral

Se involucra la perforación de múltiples pozos desde un mismo "tronco" vertical u horizontal habilitando la intersección de múltiples unidades geológicas. Las secciones laterales están diseñadas en aumentar la producción del pozo al crear la intersección con fracturas en la formación.

Figura 15 Pozos multilaterales



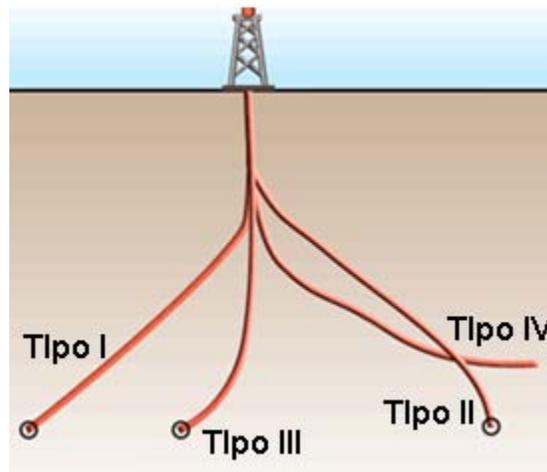
Fuente: Carden Richard, "Drilling Practices", Petroskills, Tulsa Oklahoma, 2008.

Elaborado por: Carden Richard.

3.2. Planificación Direccional.

El primer paso en planificar la dirección de un pozo es establecer las coordenadas objetivo con respecto a la superficie y tener una idea general de la trayectoria del pozo. Las trayectorias generalmente tienen estos cuatro patrones:

Figura 16 Tipos de pozos direccionales



Fuente: Carden Richard, "Drilling Practices", Petroskills, Tulsa Oklahoma, 2008.

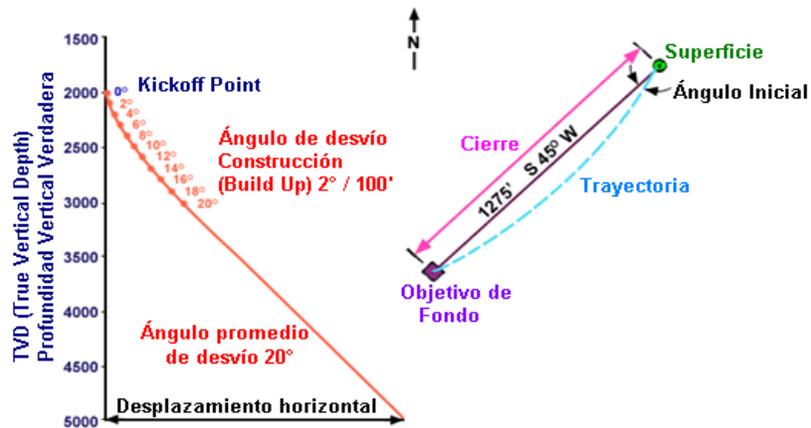
Elaborado por: Camilo Cárdenas.

- Tipo I – Construir y Mantener: Este patrón usa una deflexión somera inicial y un ángulo recto hacia el objetivo. Es empleado para alcanzar un solo objetivo en profundidades moderadas y algunas veces para perforar pozos profundos con porciones horizontales extendidas.
- Tipo II – Construir, Mantener y Caer (patrón S): Después de una deflexión somera, este patrón mantiene el ángulo hasta que el pozo obtenga la mayor parte de su desplazamiento horizontal. En este punto el ángulo es reducido o nuevamente es vertical hasta alcanzar el objetivo. El patrón es aplicable a pozos expuestos a varias zonas de pago.
- Tipo III – Construcción continua: A diferencia del patrón I y II, esta trayectoria tiene una deflexión somera, después el ángulo es mantenido hasta el objetivo.

El patrón de construcción continua ayuda en perforación de domos salidos, perforación de fallas sidetracks o re-perforaciones.

- Tipo IV – Construir, Mantener y Construir: Es un patrón general para describir los pozos horizontales. La decisión de perforar horizontalmente principalmente se basa en consideraciones de los reservorios.

Figura 17 Partes del pozo direccional



Fuente: Carden Richard, "Drilling Practices", Petroskills, Tulsa Oklahoma, 2008.

Elaborado por: Carden Richard.

Tras establecer un perfil de pozo básico, el siguiente paso es planificar la trayectoria en detalle iniciando con un objetivo.

- Se expresa la ubicación del objetivo en términos de profundidad vertical verdadera (TVD) y desplazamiento horizontal.
- El diámetro del objetivo o radio dicta la cantidad de control a tener sobre la trayectoria. Generalmente a mayor grado de control, mayor costo en perforación. Por ende se debe establecer el objetivo mayor para asegurar encontrar el objetivo.
- A excepción del caso de perforación inclinada, todos los pozos tiene una parte vertical somera. Estos se vuelven direccionales al encontrar el punto de "kick-off" siendo este el punto inicial cuando inicia el incremento en ángulo

de inclinación con la vertical. La inclinación se expresa en grados por unidad perforada, cada $^{\circ}/100$ pies.

- La profundidad de “turn-off” (TOD) es un punto donde se cambia la dirección del pozo o el azimut, con respecto al norte. Por ejemplo, si un objetivo está a 20° del Norte en relación a la superficie, el azimut en el TOD es de $N20^{\circ}E$.
- La tasa del ángulo de construcción (build-rate angle) se refiere al cambio de inclinación con la vertical, mientras que la tasa del ángulo de giro (turn-rate angle) es el cambio en el azimut cada 100 pies.
- Debido a la rotación de la sarta, la broca tiende a “caminar” hacia la derecha en el plano horizontal. Para contar este desvío natural, es común iniciar el giro de la trayectoria con un ángulo inicial (lead angle) hacia la izquierda del objetivo. La magnitud del ángulo generalmente está determinada de los registros en pozos vecinos. Igualmente, porque las brocas tienden a perder ángulo por la gravedad, el ángulo debe ser alto con respecto al ángulo promedio.

3.2.1. Patrón Construir y Mantener

Requiere de los siguientes datos:

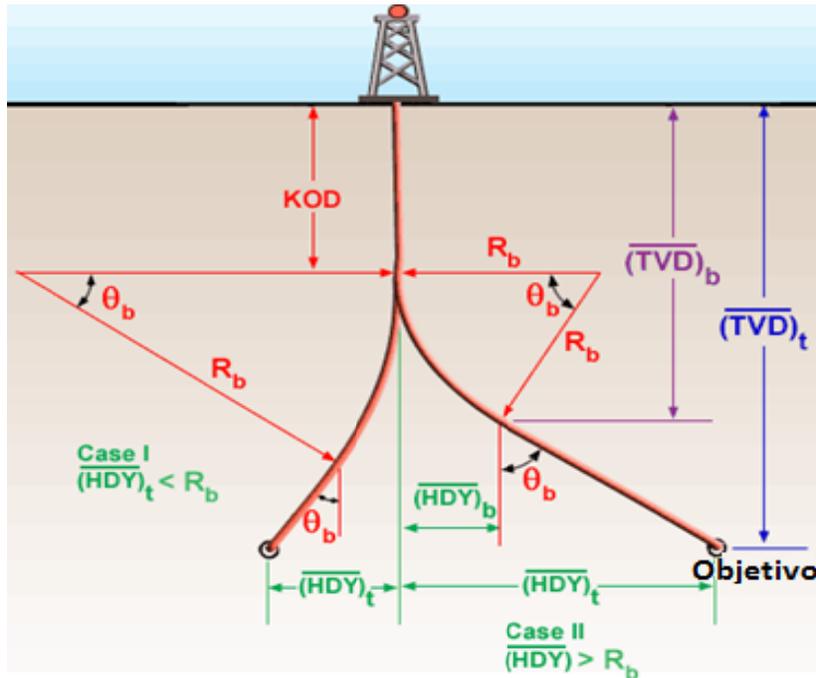
KOD = profundidad de "kick-off", ft.

HDY = desplazamiento horizontal al objetivo, ft.

TVD = profundidad vertical verdadera, ft.

BR = ángulo de la tasa de construcción, $^{\circ}/ft$.

Figura 18 Construir y Mantener



Fuente: Carden Richard, "Drilling Practices", Petroskills, Tulsa Oklahoma, 2008.

Elaborado por: Carden Richard.

Caso 1: $(HDY)_t < R_b$

$$R_b = \frac{1}{BR} \left(\frac{180}{\pi} \right) \quad (1)$$

$$\theta_b = \tan^{-1} \frac{a}{b} - \cos^{-1} \left[\frac{R_b}{a} \sin \left(\tan^{-1} \frac{a}{b} \right) \right] \quad (2)$$

Donde $a = (TVD)_t - KOD$

$b = R_b - (HDY)_t$

θ_b = ángulo máximo de inclinación al final de la sección de construcción.

La profundidad total medida (TMD) al objetivo es

$$TMD = KOD + \frac{\theta_b}{BR} + \frac{(TVD)_t - KOD - R_b \sin \theta_b}{\cos \theta_b} \quad (3)$$

Podemos calcular la profundidad del "kick-off"

$$KOD = TVD - R_b \sin \theta_b - \frac{(HDY)_t - R_b (1 - \cos \theta_b)}{\tan \theta_b} \quad (4)$$

CASO 2: $(HDY)_T > R_B$

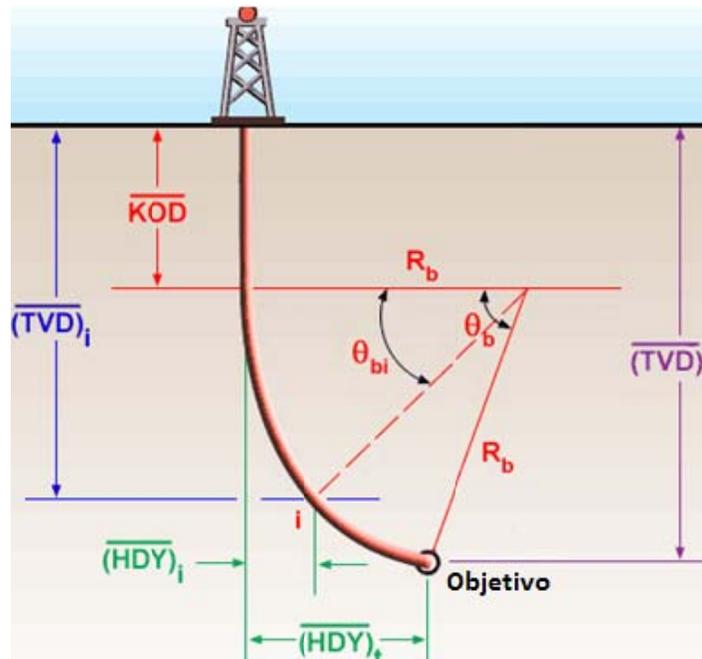
$$\theta_b = 180 - \tan^{-1}\left(-\frac{a}{b}\right) - \cos^{-1}\left[\frac{R_b}{a} \sin\left(\tan^{-1}\left(-\frac{a}{b}\right)\right)\right] \quad (5)$$

TMD y KOD se definen en las ecuaciones 3 y 4.

3.2.2. Patrón Construcción Continua

Requiere los mismos datos que el patrón anterior de ecuación de construir y mantener. El desplazamiento horizontal en el plano y además de la profundidad vertical verdadera en el punto i en la sección de construcción es la siguiente:

Figura 19 Construcción Continua



Fuente: Carden Richard, "Drilling Practices", Petroskills, Tulsa Oklahoma, 2008.

Elaborado por: Carden Richard.

$$(TVD)_i = (KOD) + R_b \sin \theta_{bi} \quad (6)$$

$$(HDY)_i = R_b (1 - \cos \theta_{bi}) \quad (7)$$

La profundidad vertical verdadera y el desplazamiento total horizontal pueden ser determinados al substituir el ángulo total de construcción, θ_b , en las ecuaciones 5 y 6 respectivamente. La profundidad total medida es dada por:

$$TMD = KOD + \frac{\theta_b}{BR} \quad (8)$$

3.3. Cálculos de Trayectoria

Los registros permanentes de la trayectoria de pozo tienen un impacto significativo en futuras operaciones de perforación y completación. Para describir la trayectoria del pozo se usan las coordenadas X, Y y Z de los ángulos medidos θ_i y α_i en cada estación a lo largo del pozo. Hay varios métodos para calcular la trayectoria, siendo el tangencial el menos preciso de todos los métodos y no empleado en la industria. Los más precisos son el radio de curvatura y el método de curvatura mínima. En el presente trabajo solamente se considera el método de curvatura mínima por ser el método empleado por los programas de Landmark. Además el método de curvatura mínima es un estándar de la industria desde 1990.¹¹

3.3.1. Método de Curvatura Mínima

Mide los ángulos medidos en dos estaciones consecutivas para describir una curvatura circular liza que representa el camino de la trayectoria. Usa un factor de tortuosidad, R_{ei} , para cada sección de la curva. Las coordenadas x_i , y_i representan el desplazamiento oeste-este y norte-sur, mientras que el desplazamiento vertical la coordenada z_i . Estas coordenadas se expresan de la siguiente manera:

Desplazamiento Oeste-Este:

$$x_i = \frac{\Delta d_i}{2} (\sin \theta_{i-1} \sin \alpha_{i-1} + \sin \theta_i \sin \alpha_i) R_{ei} \quad (1)$$

Desplazamiento Norte-Sur:

$$y_i = \frac{\Delta d_i}{2} (\sin \theta_{i-1} \cos \alpha_{i-1} + \sin \theta_i \cos \alpha_i) R_{ei} \quad (2)$$

¹¹ Carden Richard, "Drilling Practices", Petroskills, Tulsa Oklahoma, 2008, pag 12-6.

Desplazamiento Vertical:

$$z_i = ((\theta_i)/2)/(\cos\theta_{i-1} + \cos\theta_i)R_{ei} \quad (3)$$

Donde:

$$R_{ei} = \frac{2}{e_i} \tan \frac{e_i}{2} \quad (4)$$

e_i = cambio de ángulo en la sarta de perforación

$$e_i = \cos^{-1}[\sin\theta_i \sin\theta_{i-1} \cos(\alpha_i - \alpha_{i-1}) + \cos\theta_i \cos\theta_{i-1}] \quad (5)$$

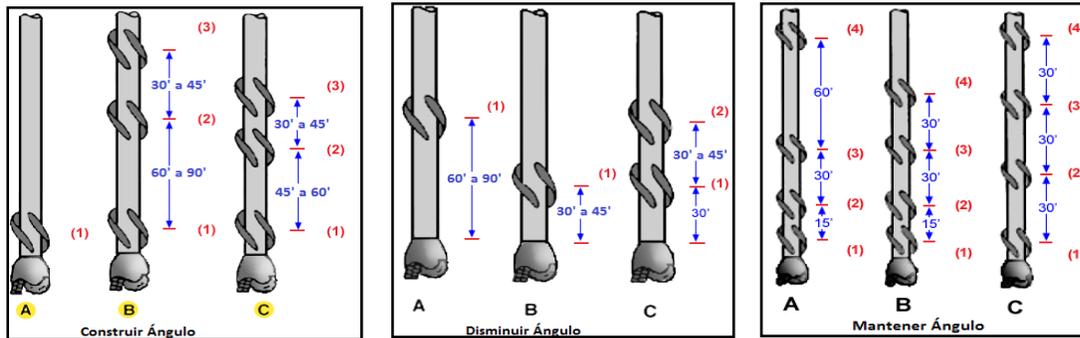
3.4. Herramientas de Perforación Direccional

La planificación, equipos y procedimientos involucrados en la perforación de pozos no direccionales también se aplican a los direccionales además de algunas consideraciones propias del método. Estos requerimientos se relacionan a las siguientes áreas:

- Planificar y calcular la trayectoria óptima del pozo.
- Emplear equipos especializados (como motores de fondo, instrumentos para navegación y sistemas de medición mientras se perfora).
- Diseño especial de sargas de fondo para controlar la trayectoria del pozo y transmitir el peso hacia la broca.
- Minimizar el desgaste del drillpipe y del revestidor en pozos altamente desviados.
- Aumento en la capacidad de la hidráulica para asegurar una limpieza efectiva del anular y el uso de lubricantes especiales para reducir el torque y arrastre.

En campos con tendencias y propiedades bien conocidas, comúnmente es posible mantener un control razonable sobre la trayectoria del pozo sin usar herramientas direccionales especiales. Esto es realizado mediante la configuración correcta de collares de perforación, estabilizadores, rimadores y otros componentes del BHA para construir ángulo.

Figura 20 BHA para control direccional



Fuente: Carden Richard, "Drilling Practices", Petroskills, Tulsa Oklahoma, 2008.

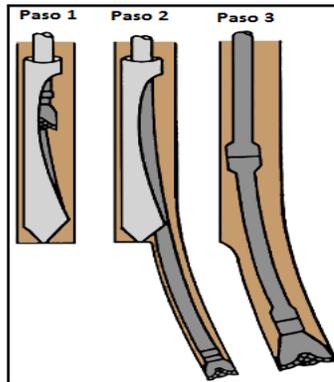
Elaborado por: Carden Richard.

3.4.1. Herramientas de Deflexión

A pesar de que los motores de fondo y los sistemas de geo-navegación son las herramientas preferidas para controlar la dirección en perforación, hay otras herramientas útiles que pueden ser empleadas. Estas incluyen:

- Cucharas o cuñas direccionales: La cuña está unida al BHA mediante un pin de ruptura. El ensamblaje es bajado y orientado en la dirección deseada. El perforador aplica peso para asentar la herramienta y romper el pin, perfora 10 a 15 pies de un hueco de poco diámetro como guía para cambiar de BHA y hacer el hueco de diámetro correcto. Una vez perforada la sección, una medición de la trayectoria es realizada para confirmar la dirección. Esta técnica consume tiempo y tiene aplicaciones limitadas requiriendo un alto grado de técnicas para su implementación correcta.

Figura 21 Procedimiento para correr cucharas.

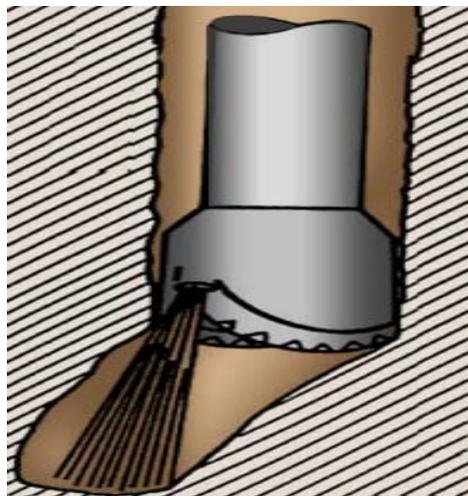


Fuente: Carden Richard, "Drilling Practices", Petroskills, Tulsa Oklahoma, 2008.

Elaborado por: Carden Richard.

- Brocas con boquillas direccionales: efectivas para formaciones suaves donde el jet de las boquillas es orientado y el flujo de lodo es iniciado sin rotación de la sarta. Tras realizar un pequeño hueco piloto, se inicia la perforación rotatoria para abrir la sección. Este proceso es repetido. Mediciones de la trayectoria son realizados 10 a 15 pies tras la perforación.

Figura 22 Boquillas direccionales



Fuente: Carden Richard, "Drilling Practices", Petroskills, Tulsa Oklahoma, 2008.

Elaborado por: Carden Richard.

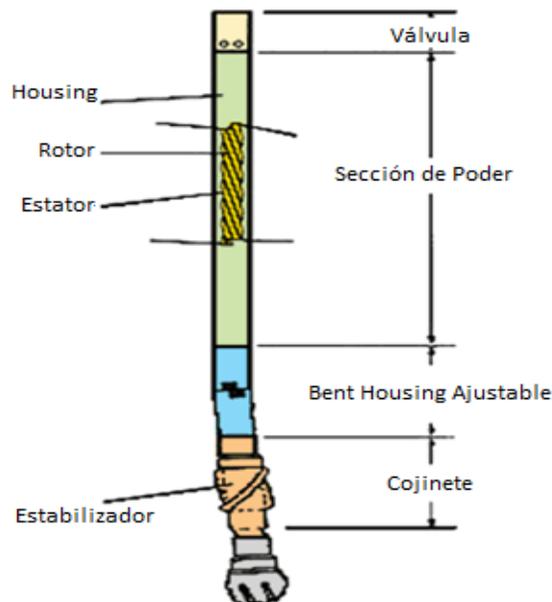
3.4.2. Motores de Fondo

Son motores hidráulicamente conducidos por el fluido de perforación que circula por la sarta de perforación, brindan la mayor flexibilidad y control que cualquier otro método de deflexión. La característica diferenciadora es que el motor de fondo está diseñado para girar la broca sin rotar la sarta de perforación. Esto permite orientar la broca en la dirección deseada y mantenerla en esa dirección. Además, perforar en este modo orientado reduce los requerimientos del taladro y reduce el desgaste tanto en los equipos de superficie y en los tubulares. Los motores de fondo tienen dos tipos básicos: desplazamiento positivo y motor de turbina.

3.4.2.1. Motores de Desplazamiento Positivo

Es la herramienta más versátil para construir y mantener el ángulo del pozo ó para minimizar la tendencia al descontrol. Para el desvío inicial se puede correr con un estabilizador excéntrico ó se puede correr sin accesorios. Al desear máximo control direccional con un tiempo de viaje mínimo, es posible usar un motor un "bent housing" ajustable.

Figura 23 BHA con motor de fondo



Fuente: Carden Richard, "Drilling Practices", Petroskills, Tulsa Oklahoma, 2008.

Elaborado por: Carden Richard.

La pieza fundamental del motor de desplazamiento es el ensamblaje de rotor-estator, que consiste en un rotor helicoidal que se mueve dentro de estator moldeado con elastómeros.

Figura 24 Rotor y estator



Fuente: Carden Richard, "Drilling Practices", Petroskills, Tulsa Oklahoma, 2008.

Elaborado por: Carden Richard.

Cuando el fluido es forzado por este ensamblaje, se imparte torque al rotor causando que gire excéntricamente. Una conexión universal transfiere esta rotación a la broca. De esta forma es posible aumentar el RPM en la broca sin aumentar la rotación en la sarta sin tener mucho peso en la broca.

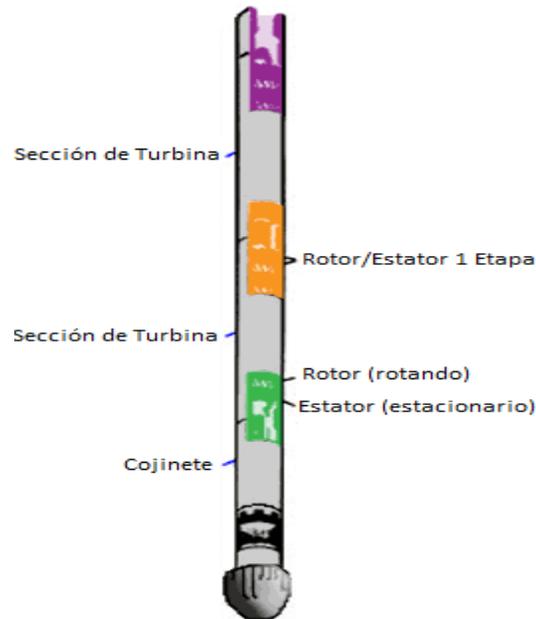
Al momento de seleccionar un motor de fondo, es necesario seleccionar los siguientes puntos:

- Profundidad (kickoff, objetivo, etc).
- Tamaño del hueco
- Dureza de la formación
- Fallas.
- Tasa de construcción
- Temperaturas del fondo
- Hidráulica
- Programa de lodo
- Bombas del taladro

3.4.2.2. Motores de Turbina

Consiste de ensamblajes múltiples de rotor/estator que alimentan las secciones principales de empuje.

Figura 25 Motores de Turbina



Fuente: Carden Richard, "Drilling Practices", Petroskills, Tulsa Oklahoma, 2008.

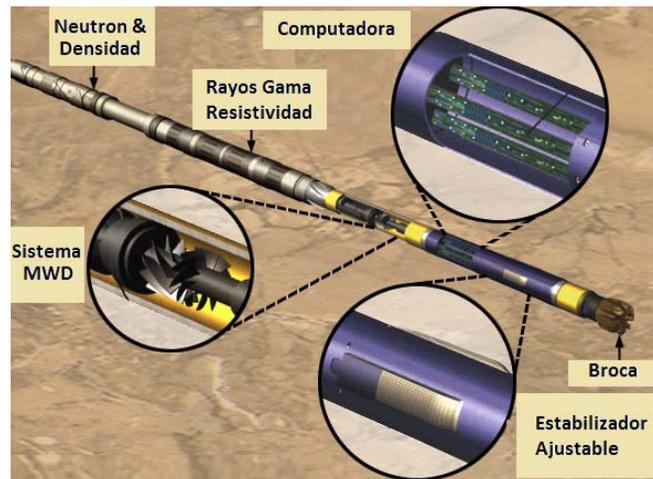
Elaborado por: Camilo Cárdenas.

Los motores de turbina operan a altas velocidades de rotación y por eso son exclusivamente corridos con brocas PDC. Pero los requerimientos de flujo de fluidos aumentan al igual que su longitud, dificultando su habilidad para hacer cambios angulares altos, razones que causan que los PDM sean ampliamente usados.

3.4.3. Sistemas Rotatorios Direccionales

Son herramientas relativamente nuevas que reemplazan los motores de fondo. Generalmente son programadas y controladas desde la superficie por fluctuaciones en presión en la columna del lodo. La herramienta toma estos comandos y gradualmente gira en la dirección deseada. Este sistema está diseñado para perforar direccionalmente con una rotación continua desde la superficie.

Figura 26 Sistemas rotatorios direccionales



Fuente: Carden Richard, "Drilling Practices", Petroskills, Tulsa Oklahoma, 2008.

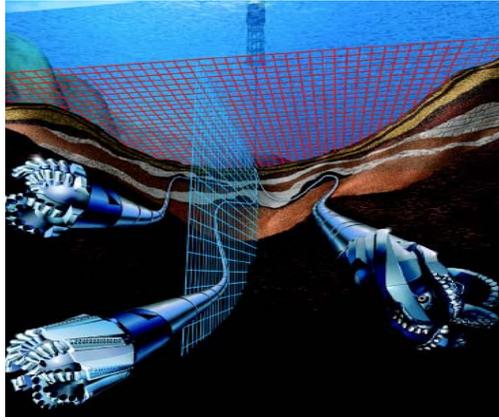
Elaborado por: Camilo Cárdenas

Las ventajas de esta tecnología son varias para geocientistas y perforadores:

- Rotación continua de la sarta elimina la necesidad de deslizar el motor resultando en menor arrastre y reduce el riesgo de pegas.
- Rotación continua mejora las tasas de penetración mejorando la transferencia de peso. Las paredes del pozo son más lisas mejorando las mediciones en las formaciones.

Mediante esta tecnología es posible planificar pozos complejos que no podrían ser perforados eficientemente con los métodos convencionales de perforación. Al lograr tener la perforación direccional en tres dimensiones, el BHA puede ser dirigido en la dirección deseada mientras la trayectoria de perforación está separada de su propia rotación y de la rotación de la tubería encima.

Figura 27 Geo-navegación

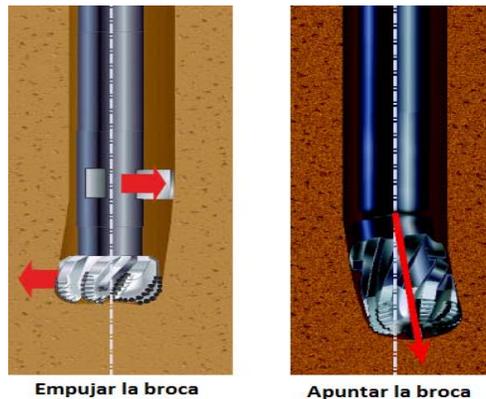


Fuente: Carden Richard, “Drilling Practices”, Petroskills, Tulsa Oklahoma, 2008.

Elaborado por: Carden Richard

Mediante esta tecnología es posible planificar pozos complejos que no podrían ser perforados con sartas convencionales. Los sistemas rotatorios direccionales son de dos tipos: empujar la broca y direccionar la broca. Ambos usan complejos mecanismos para afectar independientemente el control direccional. Los sistemas para empujar la broca navegan la broca al aplicar una fuerza lateral en la dirección deseada. Los sistemas que apuntan la broca inclinando la broca en la dirección intencionada.

Figura 28 Métodos de control direccional



Fuente: Carden Richard, “Drilling Practices”, Petroskills, Tulsa Oklahoma, 2008.

Elaborado por: Carden Richard

3.4.4. Herramientas para Medición de Trayectoria

Según el tipo de herramienta, los instrumentos miden los siguientes parámetros:

- Inclinación del pozo con la vertical.
- Azimut, siendo el ángulo en el plano horizontal, la dirección de la brújula con respecto al norte magnético o verdadero.
- Orientación del toolface, el azimut de la herramienta de deflexión usada.

Inclinómetros

Es el nombre de los instrumentos usados para determinar la orientación vertical de un pozo en cualquier punto. En la mayoría de operaciones de perforación, sea las regulaciones o los contratos brindan un máximo en la desviación del pozo a partir de la vertical. Por ejemplo el indicador de inclinación Anderdrift, es una herramienta corrida con la sarta. Es mecánica y brinda una serie de pulsos de presión visibles en la tubería dependiendo de la inclinación. Una medición toma solamente un par de minutos.

Otra herramienta es el indicador mecánico de inclinación. Este equipo con el principio del péndulo. No da indicación del azimut y solamente mide la inclinación del pozo con la vertical. Actualmente es usada para intervalos de pozo someros y en aplicaciones donde la tortuosidad no es un problema. Cuando una medida es realizada, la medición de la inclinación es perforada por un papel marcado. El papel es rotado 180 grados y nuevamente es perforado. Al recuperar la herramienta las dos mediciones deben brindar el mismo resultado.

Figura 29 Indicador de inclinación mecánico



Fuente: Carden Richard, "Drilling Practices", Petroskills, Tulsa Oklahoma, 2008.

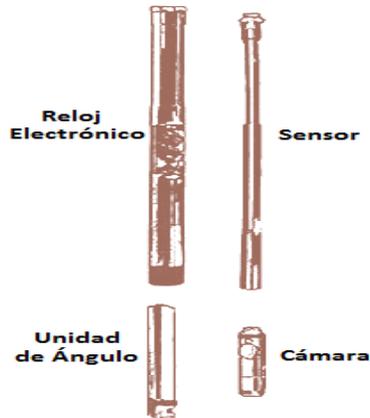
Elaborado por: Camilo Cárdenas

Herramientas Magnéticas

Miden la inclinación y azimut en varios puntos o estaciones a lo largo de la trayectoria del pozo. Se consideran dos tipos básicos disponibles:

- Un solo disparo: Registra una sola medida. Creado por un compas de precisión flotante, un equipo para superponer círculos concéntricos con un indicador y una cámara para registrar tanto la inclinación y la dirección. No puede registrar la dirección dentro de la tubería de perforación o revestidores porque el acero de la tubería anula las líneas magnéticas de la Tierra. Por ende, solamente es usado en aplicaciones a hueco abierto o dentro de collares no magnéticos.
- Multi-disparo: Registra múltiples mediciones de la inclinación y azimut en una sola corrida dentro del pozo. Consiste en un instrumento de un solo disparo con una cámara de múltiples tomas. También incorpora equipos para medición de tiempo, incluyendo sensores de movimiento. Al igual que el equipo anterior, este debe estar dentro del hueco abierto o con tubería no magnética.

Figura 30 Herramientas de medición magnéticas



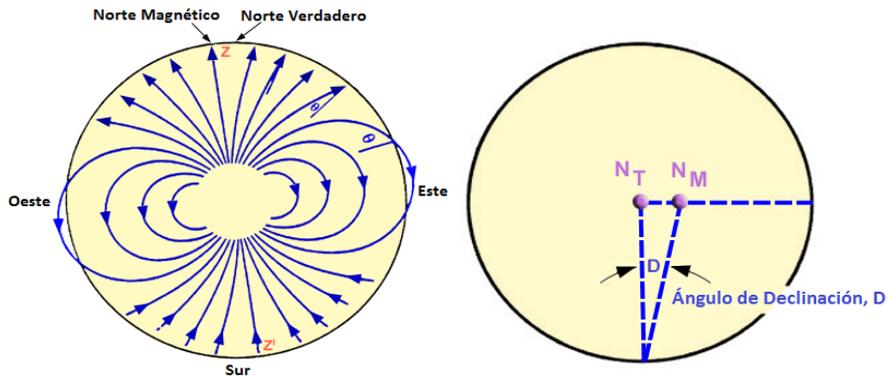
Fuente: Carden Richard, "Drilling Practices", Petroskills, Tulsa Oklahoma, 2008.

Elaborado por: Camilo Cárdenas

En lugar de equipos basados con cámara, las herramientas magnéticas modernas ofrecen registros electrónicos. Los datos con registrados electrónicamente usando magnetómetros altamente sensitivos y acelerómetros que tras ser recuperados son procesados por una computadora. Si ventaja principal es el ahorro en tiempo, precisión mejorada, lecturas continuas y eliminación de errores causada por lecturas manuales. Para prevenir la interferencia magnética de la sarta de perforación, los instrumentos magnéticos deben estar dentro de tubería no magnética.

Las herramientas magnéticas miden el azimut basados en el campo magnético de la tierra. Consecuentemente, se mide el magnetismo en vez del norte verdadero y hay que corregir esta diferencia o declinación al reportar las mediciones.

Figura 31 Norte magnético y norte verdadero



Fuente: Carden Richard, "Drilling Practices", Petroskills, Tulsa Oklahoma, 2008.

Elaborado por: Carden Richard

Herramientas Giroscópicas

Como los equipos magnéticos, son usados para medir la inclinación, azimut y orientación de la herramienta. La diferencia principal es el uso de un compás giroscópico, que mantiene una referencia fija y mide los cambios relativos en dirección a profundidades selectas con ayuda de un sensor de movimientos. A diferencia de las herramientas magnéticas, estas pueden medir el azimut sin usar las líneas de fuerza magnética naturales de la Tierra. Esto ayuda a medir la trayectoria en pozos con revestidores o con interferencia magnética por pozos cercanos. Las herramientas con giroscopios también contienen instrumentos para medir la inclinación del pozo. Como los instrumentos magnéticos, las herramientas tienen capacidades de uno o varios disparos, registro y procesamiento con computadora y la habilidad de registrar continuamente y enviar los datos a superficie. Pero son herramientas delicadas que deben ser bajadas con registros eléctricos y el operador debe medir la inclinación causada por la rotación de la tierra según la posición del pozo. Esto hace necesario orientar ópticamente el giroscopio en la superficie y continuar haciendo varias revisiones al bajarlas al pozo.

Herramientas que buscan el norte usan giroscopios y acelerómetros que miden la rotación de la Tierra y fuerza gravitacional en cada medición. Esto elimina la necesidad

de alinear ópticamente en superficie mejorando el tiempo de trabajo y la precisión. El limitante de estas herramientas es que no pueden ser corridas en inclinaciones mayores a 70 grados.

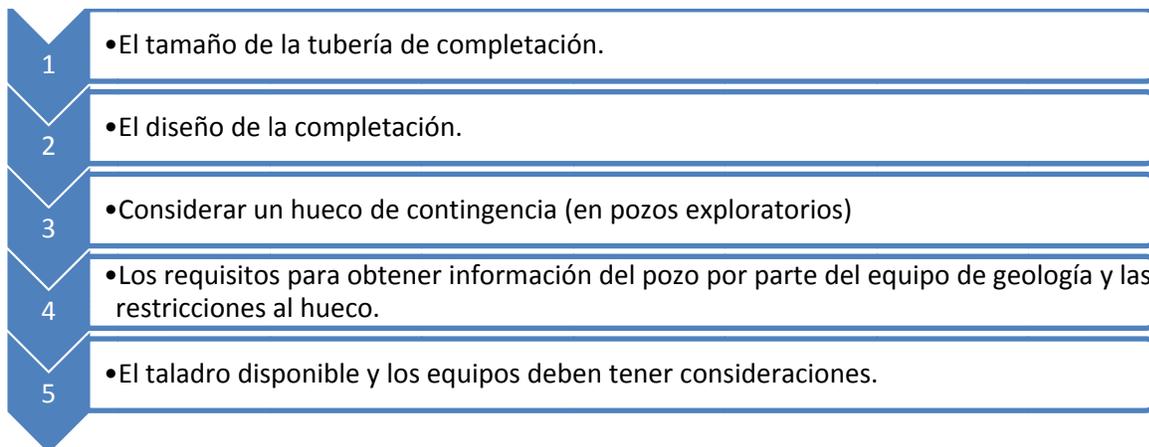
CAPÍTULO IV

DISEÑO DE REVESTIDORES

En las etapas de planificación de un pozo, un ingeniero de perforación, usualmente con el apoyo del equipo de geología, se va a seleccionar las profundidades estratégicas a las cuales el hueco debe ser revestido para que la perforación pueda alcanzar la profundidad deseada. Esta decisión se basa en datos del subsuelo como presiones de la formación, fuerza del revestidor y se balancea contra los objetivos de costos y la estrategia de perforación.

La primera decisión requerida es “cuál debe ser el tamaño del hueco final a la profundidad total?” Esto debe ser respondido porque el tamaño de los revestidores, tolerancias para arremetidas y decisiones para el trabajo direccional dependen del tamaño del pozo. Las siguientes consideraciones se aplican al considerar el tamaño final del pozo:

Figura 32 Consideraciones del revestidor



Fuente: Bellarby Jonathan, “Well Completion Design”, Elsevier, Netherlands, 2009.

Elaborado por: Camilo Cárdenas

Una vez que el revestidor está asentado en el pozo, el mismo está sujeto a tres fuerzas significativas. Estas fuerzas son el resultado de la presión externa, presión interna y una carga longitudinal o axial en el revestidor. La presión externa tiende a colapsar el

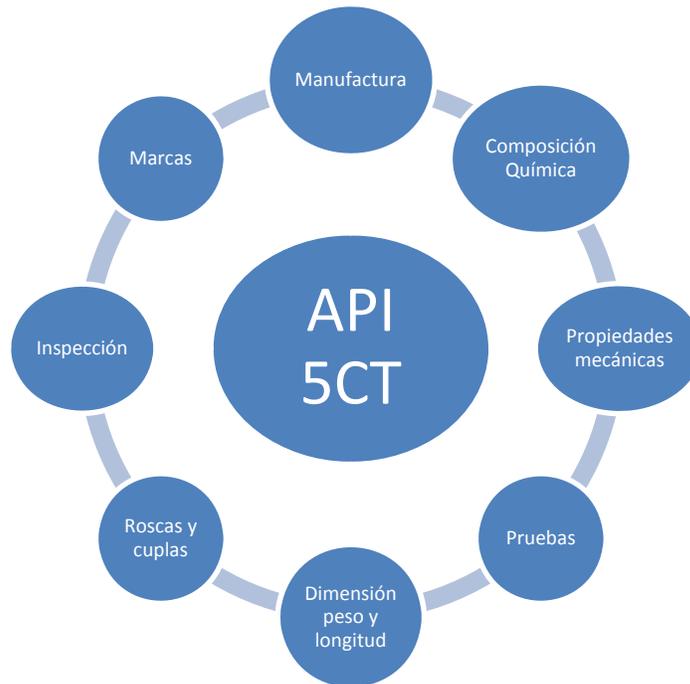
revestidor y la presión interna tiende a explotar el revestidor. La carga axial puede ser tensión debido al peso muerto o a la compresión debido a flotabilidad. Esta tensión axial tiene dos efectos pronunciados: tiende a halar el revestidor y reduce la resistencia del revestidor a colapsar debido a presiones externas.

El problema en diseñar el revestidor es esencialmente el de seleccionar el grado y el peso más costo efectivo del revestidor sin que este falle a las fuerzas del subsuelo. Debido a que las fuerzas en consideración no son uniformes sino que varían según la profundidad es posible usar una sarta combinada. Por ende, los grados y pesos más costosos pueden ser reservados para las secciones expuestas a las fuerzas más severas.

4.1. Especificaciones del Revestidor y Propiedades de Rendimiento

El revestidor usado en la industria es estandarizado por la API (American Petroleum Institute) considerando a diámetros externos nominales de 4½" a 20". La API ha especificado los tamaños y rendimiento del revestidor aunque hay otras especificaciones no cubiertas por la API. Los datos no cubiertos por la API deben ser obtenidos del fabricante y pueden que no cumpla las normal API. La especificación API 5CT especifica lo siguiente:

Figura 33 Norma API 5CT para Revestidores



Fuente: Bellarby Jonathan, “Well Completion Design”, Elsevier, Netherlands, 2009.

Elaborado por: Camilo Cárdenas

4.2. Proceso de Manufactura

El revestidor es manufacturado por un proceso sin costura o es soldado eléctricamente. El proceso sin costura usa una palanca que es perforada por un mandril y de allí la tubería es llevada a cumplir estándares API. El proceso de soldadura usa placas planas del metal de donde se corta el metal a la longitud establecida. Se lleva la hoja de metal a formar un tubo y es unida mediante una suelda. Los dos procesos son aprobados por la API pero al momento de comprar se debe especificar el tipo deseado. Sin embargo, en la práctica se considera que el revestidor sin costura o “seamless” es más costoso y es preferido en ambientes con altas temperaturas porque evita preocupaciones por la suelda.

4.3. Composición Química

La siguiente tabla resume las propiedades químicas en cuatro grupos:

Tabla 2 Grupos de Revestidores

Grupo 1	Uso estándar.
Grupo 2	Más costos y diseñado para H2s.
Grupo 3	Uso estándar.
Grupo 4	Pozos profundos.

Fuente: Bellarby Jonathan, "Well Completion Design", Elsevier, Netherlands, 2009.

Elaborado por: Camilo Cárdenas

Tabla 3 Composición Química

1	2	3	4		5		6		7		8	9	10	11	12
			min	max	min	max	min	max	min	max					
1	H40												0.030	0.030	
	J55												0.030	0.030	
	K55												0.030	0.030	
	N80	1											0.030	0.030	
	N80	Q											0.030	0.030	
2	M65												0.030	0.030	
	L80	1		0.43 ^a		1.90					0.25	0.35	0.030	0.030	0.45
	L80	9Cr		0.15	0.30	0.60	0.90	1.10	8.00	10.0	0.50	0.25	0.020	0.010	1.00
	L80	13Cr	0.15	0.22	0.25	1.00			12.0	14.0	0.50	0.25	0.020	0.010	1.00
	C90	1		0.35		1.20	0.25 ^b	0.85		1.50	0.99		0.020	0.010	
	C90	2		0.50		1.90		NL		NL	0.99		0.030	0.010	
	C95			0.45 ^c		1.90							0.030	0.030	0.45
	T95	1		0.35		1.20	0.25 ^d	0.85	0.40	1.50	0.99		0.020	0.010	
T95	2		0.50		1.90					0.99		0.030	0.010		
3	P110	*											0.030 ^e	0.030 ^e	
4	Q125	1		0.35		1.35		0.85		1.50	0.99		0.020	0.010	
	Q125	2		0.35		1.00		NL		NL	0.99		0.020	0.020	
	Q125	3		0.50		1.90		NL		NL	0.99		0.030	0.010	
	Q125	4		0.50		1.90		NL		NL	0.99		0.030	0.020	

^aThe carbon content for L80 may be increased up to 0.50% max. if the product is oil-quenched.
^bThe molybdenum content of Grade C90 Type 1 has no minimum tolerance if the wall thickness is less than 0.700 in.
^cThe carbon content for C95 may be increased up to 0.55% max. if the product is oil-quenched.
^dThe molybdenum content for Grade T95 Type 1 may be decreased to 0.15% min. if the wall thickness is less than 0.700 in.
^eFor EW Grade P110, the phosphorus content shall be 0.020% max. and the sulfur content 0.010% max.
 NL = No limit. Elements shown must be reported in product analysis.

Fuente: Bellarby Jonathan, "Well Completion Design", Elsevier, Netherlands, 2009.

Elaborado por: Camilo Cárdenas

4.4. Propiedades mecánicas del revestidor

La API designa un número para cada grado del revestidor y una letra seleccionada aleatoriamente para indicar diferencias en los grados. El número designa el límite elástico mínimo. La API reconoce cinco grados del revestidor. La siguiente tabla lista los grados y la fuerza mínima correspondiente:

Tabla 4 Propiedades mecánicas del revestidor

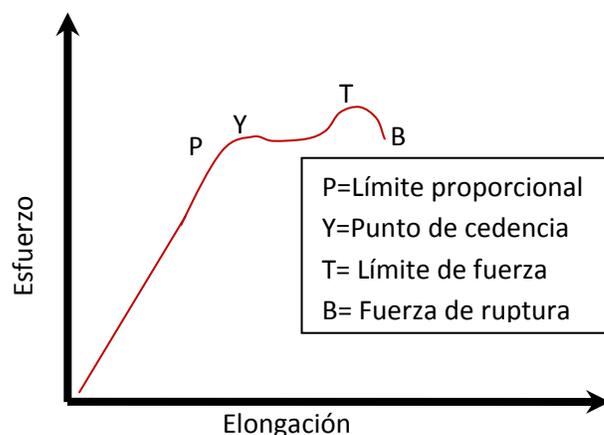
Grado del Revestidor	Límite Elástico Mínimo (psi)
F-25	25,000
H-40	40,000
J-55	55,000
N-80	80,000
P-110	110,000

Fuente: Bellarby Jonathan, "Well Completion Design", Elsevier, Netherlands, 2009.

Elaborado por: Camilo Cárdenas

El límite elástico se define como la tensión requerida para producir una elongación de 0.5 por ciento de la longitud (a excepción del grado P-110 donde se define como la tensión requerida para producir una elongación del 0.6 por ciento de la longitud). Es decir el material no se va a deformar una vez quitado el esfuerzo. El punto de cedencia para un material cualquiera se muestra en la figura siendo este el punto máximo en la curva de esfuerzos.

Figura 34 Límite elástico



Fuente: Bellarby Jonathan, “Well Completion Design”, Elsevier, Netherlands, 2009.

Elaborado por: Camilo Cárdenas

Aparte del límite elástico, se usa el módulo de Young, el coeficiente de Poisson y la densidad para definir un material. El módulo de Young (tasa entre esfuerzo y elongación) y Poisson (razón de contracción lateral contra la elongación) son los dos parámetros independientes que describen el comportamiento mecánico de un material elástico.

Esfuerzo (σ) se define como la carga sobre el área de sección transversal. Es posible comparar el esfuerzo con la presión (Fuerza/Área). Elongación (ϵ) se define como el cambio en longitud dividido para la longitud inicial.

4.5. Dimensiones del revestidor

Similarmente el rango de longitud designa una categoría para el revestidor. El estándar API 5A establece rangos de longitud con límites y tolerancias como se muestra en la siguiente tabla:

Tabla 5 Variaciones de longitud

Rango	Longitud (ft)	Mínima longitud (ft)	Máxima variación longitud (ft)
1	16 – 25	18	6
2	25 – 34	28	5
3	Sobre 34	36	6

Fuente: Bellarby Jonathan, “Well Completion Design”, Elsevier, Netherlands, 2009.

Elaborado por: Camilo Cárdenas

El revestidor también es clasificado según el diámetro externo y el espesor del tubular ó el peso nominal. Por ejemplo, el revestidor de 5 ½”, 20 3/lb, tiene un diámetro externo nominal de 5.5” y diámetro interno nominal de 4.77”. El conejo es el diámetro que permite el paso de un mandril de longitud determinada y por lo general es más pequeño que el diámetro interno. En algunos casos es posible pedir un conejo con diámetro menor al especificado por la API¹². Para la longitud se consideran tres rangos:

Rango 1: 16-25 pies de longitud.

Rango 2: 25-34 pies de longitud.

Rango 3: 34-48 pies de longitud.

La mayor cantidad de revestidores usados en la industria es del rango 3 porque al ser más larga la junta se minimiza el número de conexiones y reduce el tiempo requerido al correr el revestidor.

4.6. Tipos de Rosca y Cuplas

Según el boletín de la API 5C3, se define cuatro criterios para la falla en las conexiones del revestidor:

1. Estallido: la presión interna que inicia la deformación en la raíz de la cupla de acuerdo a la geometría de la conexión y el límite elástico.
2. Fugas: la presión interna que sobrepasa la presión de contacto entre los sellos de la conexión.
3. Fractura: La fuerza axial que causa que el pin o el coupling se fracture basándose en la resistencia máxima del límite elástico. Esta no es consistente con la fuerza axial del cuerpo de la tubería.
4. Saltar hacia afuera: La fuerza axial donde un pin de 8 vueltas salta o sale fuera de la caja sin fracturar. Este criterio solamente se aplica a las conexiones STC y LTC.

¹² J.J. Azar, Robello Samuel, “Drilling Engineering”, PennWell Corporation, Tulsa Oklahoma, 2007, pag 399.

La API reconoce cuatro tipos de roscas, siendo

1. 8 vueltas corta (ST&C)
2. 8 vueltas larga (LT&C)
3. BTC (Buttress Thread)
4. Extreme line

Las roscas largas y cortas (ST&C y LT&C) tienen un rosca redondeada con 8 vueltas por pulgada. La rosca corta al ser menor en longitud es más débil que la larga. Tanto ST&C y LT&C son las roscas predominantes en la industria debido a su facilidad de manufactura, costo bajo y fiabilidad. La rosca de 8 vueltas siempre será más débil que la conexión al cuerpo del tubo por lo que el diseño se basa en la fuerza de la conexión.

Los tubos ST&C, LT&C y BTC van a tener cuplas, las mismas que no son parte del revestidor y son fabricadas por separado. La cupla va a tener el mismo grado que el tubo a menos que el comprador solicite una cupla de mayor grado. La fuerza de la cupla para revestidores pesados es aumentada al usar una cupla de mayor grado. Debido a que estas roscas son de forma redonda existe un vacío en la raíz y en la cresta al momento de ser ajustadas, donde el vacío debe ser llenado con grasa para formar el sello. Igualmente, se debe considerar la resistencia interna de la cupla como el factor limitante para estallido.

La conexión BTC usar una rosca y cupla más larga además de tener roscas con una forma cuadrada lo que resulta en una conexión más fuerte que la rosca con forma redonda. Las conexiones son usadas en aplicaciones geotérmicas y de inyección de vapor debido a su fuerza bajo compresión. Los pozos con altas temperaturas por lo general tienen extremos de tensión y compresión durante ciclos de producción e inyección. La rosca redonda no es fuerte en compresión y no debe ser usada.

Los revestidores también son codificados con color para una identificación visual para determinar su grado. Una o dos bandas de color son pintadas a 2 pies de distancia de la caja. La codificación es la siguiente:

Tabla 6 Codificación de colores

Grado	Color	Grado	Color
H40	Sin marca	C90 2	1 morado, 1 amarillo
J55	1 Verde claro	T95 1	1 plateado
K55	2 Verde claro	T92 2	1 plateado, 1 amarillo
M65	1 Verde claro, 1 azul	C95	
N80 1	1 Rojo	P110	
N80 Q	1 Rojo, 1 verde claro	Q125 1	
L80 1	1 rojo, 1 café, 2 amarillos	Q125 2	
L80 9Cr	1 rojo, 1 café, 1 amarillo	Q125 3	
L80 13Cr	1 morado	Q125 4	
C90 1	1 morado, 1 amarillo		

Fuente: Bellarby Jonathan, "Well Completion Design", Elsevier, Netherlands, 2009.

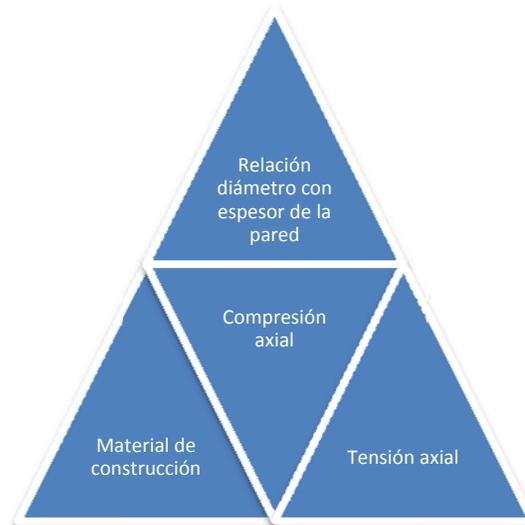
Elaborado por: Camilo Cárdenas

4.8. Efectos de la presión externa

Cuando el revestidor es bajado en el pozo, la presión fuera del mismo puede ser mayor que la presión al interior sea por la presión del fluido en la formación o por la columna de fluido entre el revestidor y el hueco. Cuando el exceso de presión externa sobre la presión interna es de suficiente magnitud, hay una tendencia para el colapso del revestidor. Si el colapso es precedido por una deformación permanente, el revestidor pasó una falla plástica. En cambio, si el colapso ocurre en la deformación elástica, la falla es elástica. La habilidad de soportar la presión externa sin experimentar falla plástica o elástica es la resistencia al colapso.

La resistencia al colapso se ha investigado desde el punto de vista teórico y experimental. Como resultado de las investigaciones la presión de colapso se depende de:

Figura 35 Factores de la presión de colapso



Fuente: Bellarby Jonathan, "Well Completion Design", Elsevier, Netherlands, 2009.

Elaborado por: Camilo Cárdenas

La resistencia al colapso es el valor de rendimiento del revestidor más difícil de calcular. Hay cuatro fórmulas que gobiernan el colapso, siendo:

1. Presión de colapso al punto de cedencia
2. Presión de colapso plástica
3. Presión de colapso de transición
4. Presión de colapso elástica

El diseño no es en la base del promedio de propiedades físicas pero en base a las propiedades mínimas. El análisis de los datos de pruebas indica que la presión de colapso mínima no es menos que el 75% de los valores promedios a excepción de un número pequeño de casos insignificantes¹⁴. Se concluye que la falla depende mucho

¹⁴ Carden Richard, "Drilling Practices", Petroskills, Tulsa Oklahoma, 2008, pag 10-24.

de la relación entre diámetro y espesor de pared (D/t), razón por la cual se usan las siguientes ecuaciones para calcular la presión de colapso:

Falla elástica

$$P_Y = \frac{46.95 \times 10^6}{(D/t)[(D/t) - 1]^2}$$

Falla plástica con (D/t) menor a 14

$$P_Y = 1.50Y_a \left[\frac{(D/t) - 1}{(D/t)^2} \right]$$

Falla plástica con (D/t) mayor a 14

$$P_Y = Y_a \left[\frac{1.877}{(D/t)} - 0.0345 \right]$$

Las dos ecuaciones anteriores consideran el tipo de material con la variable Y_a , siendo el límite de elasticidad en psi, como se indican en el siguiente cuadro:

Tabla 7 Fuerza según relación diámetro y espesor

Grado	Máxima D/t para el colapso plástico	Fuerza promedio de cedencia, psi
H-40	40.2	50,000
J-55	30.73	65,000
N-80	23.91	85,000
P-110	18.57	123,000

Fuente: Bellarby Jonathan, "Well Completion Design", Elsevier, Netherlands, 2009.

Elaborado por: Camilo Cárdenas

Tras un trabajo extenso donde se realizaron pruebas en una serie de tubos de acero Bessemer, se desarrolló las siguientes expresiones empíricas para el colapso:

Ecuación de Stewart, (D/t) menor a 43.5

$$P_Y = \frac{65000}{(D/t)} - 1040$$

Ecuación de Stewart, (D/t) mayor a 43.5

$$P_Y = \frac{37.66 \times 10^6}{(D/t)^3}$$

4.9. Efectos de la presión interna

Durante el ingreso del fluido de formación al revestidor, al igual que en las operaciones de cementación secundaria y fracturamiento, el revestidor está sujeto a altas presiones internas. En las secciones inferiores del revestidor, la presión externa normalmente es mayor que la presión interna. Mientras que en las secciones superiores, se puede considerar que la presión externa es despreciable porque cerca a la superficie no hay presión de la formación ni una columna de fluido significativa. Entonces podemos deducir que cualquier presión apreciable, sea por el ingreso de un fluido o por las bombas del taladro, van a generar un exceso en la presión interna sobre la presión exterior en las secciones superiores, con la posibilidad de tener fallas en el revestidor por rompimiento longitudinal. El exceso de presión interna donde esta falla se origina se llama presión de estallido.

La presión de estallido para tubos de acero se calcula mediante la ecuación de Barlow:

$$P_b = 2St/d_e$$

Donde:

P_b = presión requerida para causar una ruptura de la tubería, psi.

S = Fuerza de tensión del revestidor, psi.

Para los revestidores de pozos petroleros, se considera que una falla ocurrió cuando el esfuerzo aplicado excede el límite elástico, resultando en una deformación permanente del tubular. Este tipo de falla ocurre en esfuerzos considerablemente menores a aquellos necesarios para que ocurra una ruptura. En vista de esto, los efectos de la presión interna se analizan de mejor forma en términos de la mínima presión de

cedencia en la ecuación de Barlow. Una segunda consideración en la aplicación de la ecuación de Barlow es el hecho que el espesor del revestidor varia dentro de las tolerancias de la API en 12.5% de los valores nominales. Esto significa que si se usan valores nominales para el espesor del revestidor, la presión de estallido puede ser 12.5% menor que los valores encontrados por la ecuación de Barlow. Tras las anteriores consideraciones, la expresión para presión de estallido es:

$$P_b = \frac{1.75Y_m}{D/t}$$

Donde:

$$Y_m = \text{mínima fuerza de cendecia}$$

El efecto biaxial de la presión interna (estrés radial) debe ser incorporado en el diseño aumentando el rendimiento de la tubería. La API decidió aumentar la presión de colapso aparente en vez de incluirlas como presiones en las fórmulas de colapso, dejándolas como una función de ΔP . Para todas las cargas de colapso, $P_e \geq D\Delta P$.

Esta relación puede ser derivada para Hencky-Von Mises y Lamé, si lo términos de alto grado son ignorados.

$$P_e = P_o - \left[1 - \frac{2}{D/t}\right]P_i = \Delta P + \left(\frac{2}{D/t}\right)P_i$$

Donde:

t = grosor nominal de la pared, pulgadas

D = diámetro nominal externo, pulgadas.

Pe = presión externa equivalente, lb/in²

Po = presión externa, lb/in²

Pi = presión interna, lb/in²

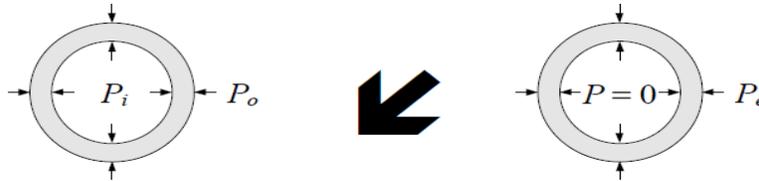
$\Delta P = P_o - P_i$

Para brindar un entendimiento más intuitivo de la relación, la ecuación puede ser reescrita como $PeD = PoD - Pid$

Donde:

d = diámetro nominal interno, pulgadas.

Figura 36 Diámetro nominal



Fuente: Bellarby Jonathan, "Well Completion Design", Elsevier, Netherlands, 2009.

Elaborado por: Camilo Cárdenas

4.10. Factores de Diseño

Antes de continuar hacia el diseño axial, recordemos las propiedades del revestidor anteriormente discutidas:

- Fuerza de la junta (Joint Strength, F_j): medida de la resistencia a fallar en las juntas por tensión.
- Fuerza de tensión (Tensile yield load, F_a): es la medida de resistencia a fallar en tensión basada en límite elástico y el área del material de construcción.
- La presión de colapso (Collapse pressure, p_{cc}): resistencia del revestidor a fallar por colapso debido a presión externa.
- Presión interna (Internal pressure, p_i): resistencia del revestidor a fallar por estallido a causa de presión interna.¹⁵

En resumen, las cantidades de F_j , F_a , p_{cc} , p_i indican los esfuerzos máximos permitidos a las que el revestidor está sujeto a fallar. Estas propiedades fueron calculadas estadísticamente lo cual genera que las propiedades individuales de un revestidor puedan desviarse considerablemente del promedio estadístico. Por esto se usa el concepto de factor de seguridad, que es la proporción del esfuerzo mayor permitido con el esfuerzo actual. Con los factores de seguridad designados por la letra N las cargas de trabajo y presión sujetas por el revestidor son:

¹⁵ Devereux Steve, "Practical Well Planning and Drilling Manual", PennWell Corporation, Tulsa Oklahoma, 1998, pag 60.

- Fuerza de la junta = F_j/N_j
- Carga axial = F_a/N_a
- Presión externa = p_{cc}/N_c
- Presión interna = p_i/N_i

Muchas autoridades prefieren no utilizar el término factor de seguridad porque la propiedad física actual no es conocida.

4.11. Efectos de la Temperatura

Las temperaturas afectan al diseño de pozo de la siguiente manera:

- Influencia en las cargas de presión (PVT).
- Disminuir el rendimiento del revestidor (el punto de cedencia está en función de la temperatura).
- Resultar en crecimiento térmico axial, lo cual puede llevar al pandeo en secciones sin cemento y puede requerir el análisis triaxial para determinar los efectos combinados.
- Afectar el diseño de las lechadas de cementación.
- Influenciar la corrosión.

4.12. Rendimiento de la Tubería

Las cargas axiales, de estallido y colapso son factores que directamente afectan el desempeño para la tubería seleccionada o su conexión. Otros factores que afectan al tubo incluyen un espesor reducido de la pared y la tensión debido al doblamiento.

4.12.1. Carga Axial

Es posible tener dos efectos por la tensión axial, siendo el primero la tendencia a que el revestidor falle por deformación longitudinal y el segundo porque se reduce la resistencia al colapso. Se debe aclarar que la compresión axial incrementa la resistencia al colapso. Si la compresión axial es causada por cargas de flotabilidad esta no será lo suficientemente grande para crear problemas de diseño. Compresiones

axiales críticas solo ocurrirán si la sarta fue soltada ó se golpeó con un puente mientras se bajada en el pozo.

La fuerza axial del cuerpo de la tubería se determina por la fórmula del límite elástico, encontrada en el Boletín 5C3. La carga axial es el producto del área de sección transversal y el límite elástico.

$$F_y = \frac{\pi}{4}(D^2 - d^2)Y_p$$

Donde:

F_y = Fuerza axial del cuerpo de la tubería, en libras.

Y_p = Límite elástico mínimo de la tubería, lb/in².

D = diámetro nominal externo, pulgadas.

d = diámetro nominal interno, pulgadas.

4.12.2. Estallido

La siguiente ecuación se conoce como la ecuación de Barlow y se aplica a revestidores con paredes delgada. Asume que el estallido es inminente cuando el tubo comienza a ceder. El factor de 0.875 que aparece en la ecuación permite una aceptación mínima del grosor de la pared debido a las operaciones de perforación, como en la especificación API 5CT.

$$P = 0.875 \left[\frac{2Y_p t}{D} \right]$$

Donde:

P = presión de estallido, en lb/in².

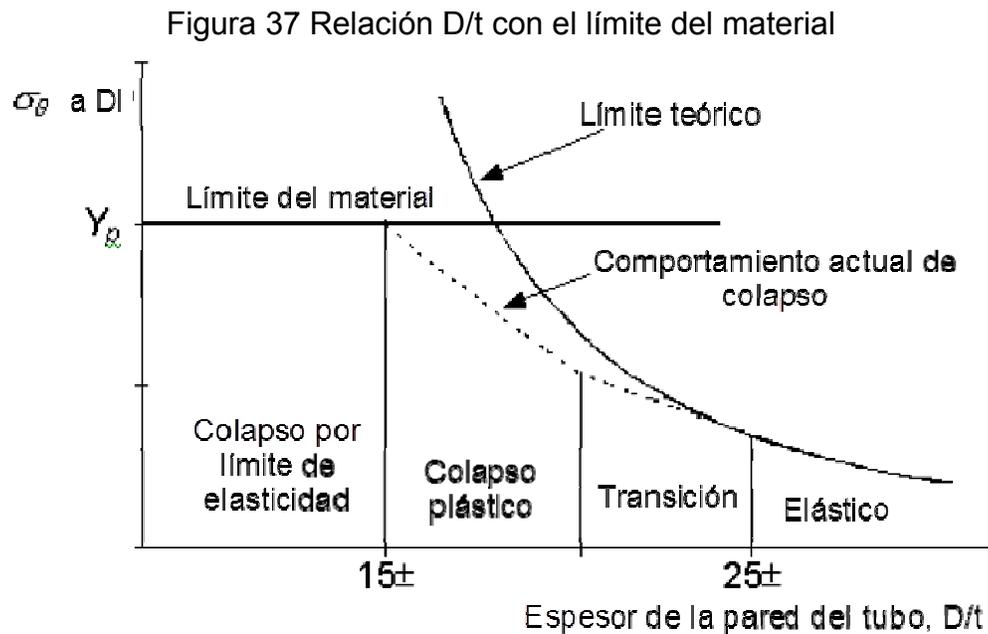
Y_p = Límite elástico mínimo de la tubería, lb/in².

t = espesor de la pared nominal, pulgadas.

D = diámetro externo nominal, pulgadas.

4.12.3. Colapso

Según el Boletín API 5C3, el criterio de colapso consiste en cuatro regímenes de colapso. Estos regímenes son determinados por el límite elástico la relación entre diámetro externo y espesor de la pared. La mayoría de tubulares experimenta colapso en los regímenes plásticos y de transición. El colapso se muestra en función de D/t en el siguiente gráfico.



Fuente: Bellarby Jonathan, "Well Completion Design", Elsevier, Netherlands, 2009.

Elaborado por: Camilo Cárdenas

4.12.4. Colapso por límite de elasticidad

Se basa en el rendimiento en la pared interna usando la ecuación de Lamé para paredes elásticas gruesas.

$$P_{Y_p} = 2Y_p \left[\frac{(D/t) - 1}{\left(\frac{D}{t}\right)^2} \right]$$

Donde:

t = espesor nominal de la pared, pulgadas.

D = diámetro externo nominal, pulgadas.

Yp = límite elástico de la tubería, lb/in².

4.12.5. Colapso plástico

Generado mediante datos empíricos de 2,488 pruebas.

$$P_p = Y_p \left[\frac{A}{D/t} - B \right] - C$$

$$A = 2.8762 + (0.10679 \times 10^{-5}) Y_p + (0.21301 \times 10^{-10}) Y_p^2 - (0.53132 \times 10^{-16}) Y_p^3$$

$$B = 0.026233 + (0.50609 \times 10^{-6}) Y_p$$

$$C = -465.93 + 0.030867 Y_p + (0.10483 \times 10^{-7}) Y_p^2 - (0.36989 \times 10^{-13}) Y_p^3$$

Donde:

t = espesor nominal de la pared, pulgadas.

D = diámetro nominal de la pared, pulgadas.

Yp = límite elástico de la tubería, lb/in².

4.13. Efectos de la tensión en el colapso

El efecto biaxial de la tensión es incorporado en el diseño al reducir el rendimiento de la tubería. La ecuación del límite elástico se basa en la teoría de distorsión máxima de la energía de Hencky-von Mises. En este caso, el esfuerzo radial es ignorado. Esta teoría solamente aplica a fallas elástica (en el régimen de colapso de límite elástico), pero la reducción es aplicada a todos los regímenes del colapso. Esto tiende a ser una suposición conservadora. El rendimiento al colapso no se aumenta por la compresión.

$$Y_{pa} = \left[\sqrt{1 - 0.75 \left(\frac{S_a}{Y_p} \right)^2} - 0.5 \frac{S_a}{Y_p} \right] Y_p$$

Donde:

Y_{pa} = límite elástico de la carga axial, lb/in².

Y_p = límite elástico de la tubería, lb/in².

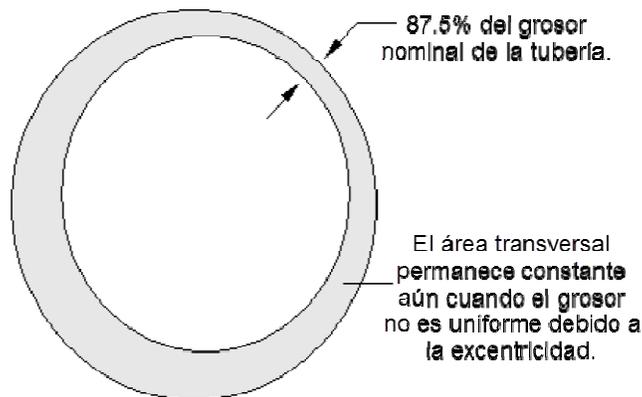
S_a = Carga axial, tensión es positiva, lb/in².

4.14. Pared Reducida vs. Dimensiones Nominales

El procedimiento axial de diseño usa dimensiones nominales. El proceso de corte durante la manufactura puede resultar en espesores de paredes no uniformes, pero el área transversal de la tubería permanece constante. La ecuación usada en el boletín de la API 5C3 para definir el rendimiento axial se basa en el producto del área transversal y el límite elástico.

El estallido usa la sección mínima, lo cual representa una pérdida permisible de pared del 12.5% debido a tolerancias aceptables en el proceso de cortado y enrollado de la manufactura del revestidor.

Figura 38 Espesor no nominal



Fuente: Bellarby Jonathan, "Well Completion Design", Elsevier, Netherlands, 2009.

Elaborado por: Camilo Cárdenas

4.15. Tensión debido al doblamiento

Las cargas de doblamiento son impuestas sobre la distribución de cargas axiales como un efecto local. La carga por doblamiento es todos los casos de cargas axiales. La

fuerza para doblar es una representación conveniente para el diseño. El estrés de doblamiento está en función del radio local de curvatura en la tubería. El estrés en el diámetro externo debido al doblamiento puede ser expresado como:

$$\sigma_{bending} = \frac{ED}{2r}$$

Donde:

$\sigma_{bending}$ = estrés en la superficie externa del revestidor.

E = módulo elástico.

D = diámetro externo nominal.

r = radio de curvatura.

Expresada como una fuerza en unidades inglesas, se puede simplificar a:

$$F_{bending} = 7.272 \times 10^{-6} ED\phi A_s$$

Donde:

F bending = fuerza de doblamiento, lb

Φ = pata de perro, °/100 pies.

D = diámetro nominal externo, pulgadas.

A_s = área transversal, in²

E = módulo de Young, lb/in²

Para tubería de acero, donde E = 30 x 10⁶ lb/in², se considera

$$F_{bending} = 218^6 D\phi A_s$$

4.16. Análisis Triaxial

El estrés triaxial no es un verdadero estrés. Es una forma de comparar un estado generalizado de tres dimensiones con un criterio uniaxial (el límite elástico). Generalmente al esfuerzo triaxial se le conoce como el esfuerzo equivalente von Mises. Si el estrés triaxial sobrepasa al límite elástico, se indica una falla. El factor de seguridad triaxial es la tasa entre el límite elástico del material con el estrés triaxial.

Ecuación de Von Mises

$$Y_p \geq \sigma_{VME} = \frac{1}{\sqrt{2}} [(\sigma_z - \sigma_\theta)^2 + (\sigma_\theta - \sigma_r)^2 + (\sigma_r - \sigma_z)^2]^{1/2}$$

Donde:

Y_p = mínimo límite elástico de la tubería, lb/in²

σ_{VME} = estrés triaxial

σ_z = estrés axial

σ_θ = esfuerzo tangencial

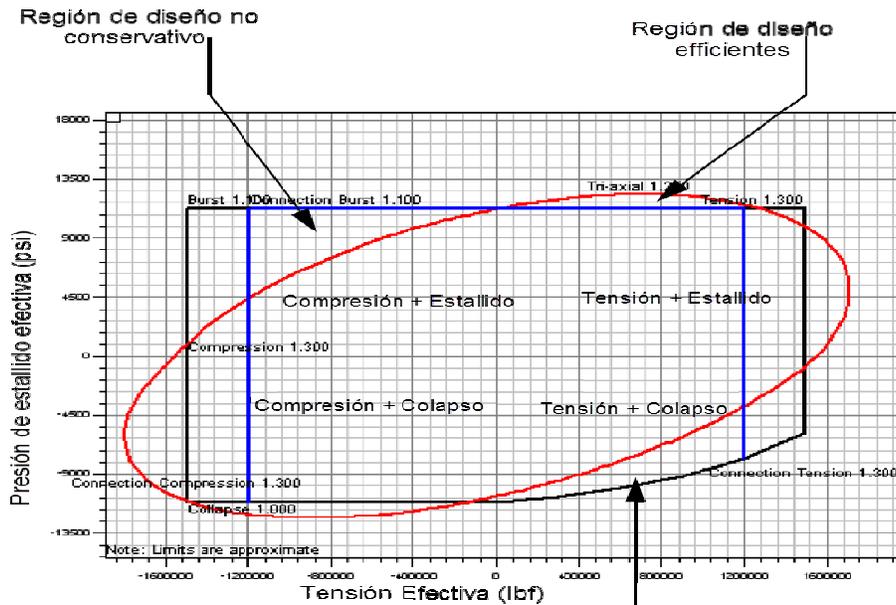
σ_r = esfuerzo radial

Elipse de diseño triaxial

Al momento de dibujar las cargas sobre esta elipse es posible tener una comparación directa del criterio triaxial con los rangos API. Las cargas ubicadas adentro de la envolvente del diseño son aquellas que cumplen el criterio de diseño. ¹⁶

¹⁶ Devereux Steve, "Practical Well Planning and Drilling Manual", PennWell Corporation, Tulsa Oklahoma, 1998, pag 85.

Figura 39 Diagrama de análisis triaxial



Límite triaxial no aplicable a la región de colapso.

Fuente: Bellarby Jonathan, "Well Completion Design", Elsevier, Netherlands, 2009.

Elaborado por: Camilo Cárdenas

Las cargas combinadas de compresión y estallido corresponden a la esquina superior izquierda de la envolvente de diseño. Esta región es donde el análisis triaxial es más crítico porque al depender en los criterios uniaxiales no es posible predecir posibles fallas.

La combinación de tensión y la carga de estallido corresponden al cuadrante superior derecho. Esta región es donde la dependencia en el criterio uniaxial puede generar un diseño más conservador que lo necesario.

Para la mayoría de revestidores usados en los campos petroleros, el colapso es una falla en estabilidad independiente del punto de cedencia del material. El criterio triaxial se basa en el comportamiento elástico y en el límite elástico del material, razón por la cual no debe ser usado con cargas de colapso. La única excepción es para tubería de paredes gruesas con un bajo valor para D/t y con una clasificación API en la región

colapso por límite elástico. Este criterio de colapso junto con los efectos de tensión y presión interna (que son efector triaxiales) resultan en criterios API esencialmente idénticos al método triaxial en el cuadrante inferior derecho de la elipse triaxial.

Para cargas de compresión altas y moderadas experimentadas en el cuadrante inferior izquierdo de la envolvente de diseño, el modo de falla es un espiral permanente debido al pandeo helicoidal. Para estos casos es altamente apropiado usar el criterio triaxial.

4.17. Pandeo

Todas las cargas de servicio deben ser evaluadas para cambios en el perfil de cargas axiales, estrés triaxial, movimiento de la tubería, el inicio y grado del pandeo. El pandeo ocurre si la fuerza de pandeo es mayor que la fuerza umbral, F_p , conocida como fuerza de pandeo de Paslay.

$$F_{buckling} = -F_a + p_i A_i - p_o A_o$$

Donde:

F_a = Fuerza axial actual (positiva a la tensión)

p_i = presión interna

p_o = presión externa

$$F_p = \sqrt{4w(\sin \Theta)((EI)/r)}$$

Donde:

w = flotabilidad distribuida del revestidor

θ = ángulo del pozo

EI = rigidez de doblamiento de la tubería

r = espacio anular radial

4.17.1. Pandeo del Revestidor en Operaciones de Campo

El pandeo debe ser evitado en las operaciones de perforación para minimizar el desgaste del revestidor en operaciones de perforación mediante:

- Aplicación de una fuerza de levantamiento después de la cementación y antes de aterrizar el revestidor.
- Mantener la presión mientras el WOC para pre-tensionar la sarta (pozos offshore).
- Subiendo el tope del cemento.
- Empleando centralizadores.
- Aumentando la rigidez de la tubería.

En operaciones de producción, el desgaste del revestidor no es un tema crítico para el diseño. Sin embargo, una gran cantidad de pandeo se puede ocasionar por un aumento en las temperaturas de producción en algunos pozos. Se debe realizar una verificación para asegurar que la deformación plástica no suceda. Esta verificación es posible mediante el uso del análisis triaxial y el esfuerzo de doblamiento debido al pandeo. En aplicaciones de alta temperatura, las secciones intermedias y superficiales también deben ser revisadas por un posible pandeo. El pandeo permanente solamente va a suceder si el esfuerzo triaxial sobrepasa el límite elástico del material.

CAPÍTULO V

COMPASS

5.1. Objetivo de la Aplicación

COMPASS (Computerized Planning and Análisis Survey System) es una aplicación empleada para diseñar pozos direccionales identificando problemas potenciales en la etapa más temprana posible. Se caracteriza por realizar planificación de mediciones de la trayectoria del pozo, optimización de torque y arrastre, gráficas de anti-colisión con cilindro viajante y elipse de incertidumbre. COMPASS se conforma de tres módulos fundamentales:

- Trayectoria
- Planificación
- Anticolisión

Trayectoria

Permite calcular la trayectoria del pozo considerando la misma como un conjunto de observaciones realizadas con una misma herramienta en una misma corrida. Los datos son importados mediante una hoja de cálculo y procesados mediante los métodos estándar de la industria. Los archivos de trayectoria resultantes pueden ser editados, impresos ó analizados de tal forma que pueden ser vinculados para formar el “mejor” camino posible. Existen dos métodos que permiten revisar los datos de la trayectoria y evitar el ingreso incorrecto mediante la validación al ingreso, que aislará los datos erróneos, y de curva variante que resalta la inconsistencia en los datos. También permite gráficos para comparar datos de trayectoria para un número diferente de variables.

Planificación

Mediante el editor del plan es posible diseñar la forma del pozo permitiendo al usuario construir la trayectoria por secciones. Por cada sección es posible tener varios planes que se pueden basar en formas de pozo, como pozos tipo S. Así, en cada etapa de la

planificación del pozo el usuario puede ver como los gráficos cambian dinámicamente al modificarlos.

El optimizador de pozo integra una herramienta para análisis de torque y arrastre al módulo de planeación. De esta manera se determina la mejor combinación de parámetros de la trayectoria que llevan a la solución de costo mínimo, anti-colisión ó torque y arrastre. Aquellos diseños que son ‘no-perforable’ por colisionar con otros pozos o exceder los límites de tensión, torque ó fatiga para la sarta de perforación son indicados.

Anticolisión

Permite revisar la separación del pozo planeado contra pozos vecinos mediante gráficos que indican la proximidad (spider, ladder o de cilindro viajante). Todos los cálculos de anticolisión son integrados con la incertidumbre del pozo en gráficas. La configuración de alertas permite al usuario conocer cuando un pozo converge a un obstáculo según las políticas definidas por la compañía.

De esta manera es posible tener todas las funcionalidades para un diseño de trayectoria, monitoreo y análisis (métodos de planificación de trayectoria, monitoreo, torque y arrastre, anticolisión con cilindro viajero y elipse de incertidumbre). Con COMPASS es posible tener una planificación precisa y rápida para la planificación del pozo identificando problemas potenciales de perforación en la etapa más temprana en la operación.

5.2. Principios de Funcionamiento

Mediante la creación de diseños es posible tener diferentes posibilidades para la trayectoria del pozo.

Diseño Actual: Es el equivalente a lo que es conocido como el “camino definitivo” que representa el pozo perforado. Solo hay como tener un diseño actual por pozo.

Diseño Prototipo: Es el plan no principal, es decir una propuesta de la trayectoria que tendrá el pozo perforado. Es posible tener varios diseños prototipo por pozo. El diseño prototipo "Lookahead" (Actual+Planeado) es una variación del diseño donde este tipo de plan usa el punto de la trayectoria más profundo como el punto para empatar para la trayectoria planeada. En el punto de empate, una curva de dos líneas es usada para regresar al plan. La otra línea restante es usada para alcanzar la profundidad total. La profundidad medida va a ser ajustada a medida que el plan se modifique.

Diseño Planeado: Es el plan de pozo definitivo aprobado para la perforación. Solamente es posible tener un diseño planeado por pozo.

5.2.1. Preferencias de Anticolisión

Sistema de Error

Define el sistema de error a ser empleado. Esto se define al nivel de compañía en la aplicación COMPASS. Las opciones son:

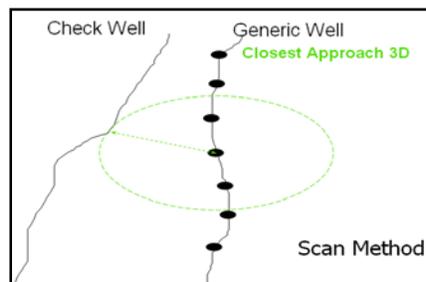
- Cono: emplea un error esférico alrededor de las estaciones de survey comparando la posición del fondo de varios instrumentos. s
- ISCWSA (Industry Steering Committee for Wellbore Survey Accuracy): basado en el informe de la SPE de H Williamson (SPE56702) y determina un error sistemático. En COMPASS expande el modelo al emplear un formato en una grilla para definir el error. El valor del error, formula, vector de dirección en punto de medición. Una fila en la grilla puede ser para una fuente individual de error que puede ser por la lectura de la medición, profundidad, alineamiento del instrumento e interferencias externas.
- Systematic Ellipse: basado en el SPE9223 de CJM Wolff y JP Wardt trata de forma estadística la distribución de errores.

Escaneo

Al momento de seleccionar el método de escaneo, se define como los pozos se separan. Diferentes métodos son disponibles para calcular la distancia del pozo actual a los otros pozos. Cuatro métodos están disponibles en COMPASS:

- Enfoque del más cercano 3D: A cada intervalo de MD en la trayectoria de referencia, el programa calcula la distancia más cercana a la trayectoria. Para entender mejor considere en la profundidad de escaneo en la trayectoria de referencia, se tiene una burbuja expandible. La distancia mínima ocurre cuando la superficie de la esfera toca el pozo vecino. Porque la trayectoria del pozo vecino es tangente a la burbuja esférica, la línea del enfoque más cercano es perpendicular.

Figura 40 Más cercano 3D

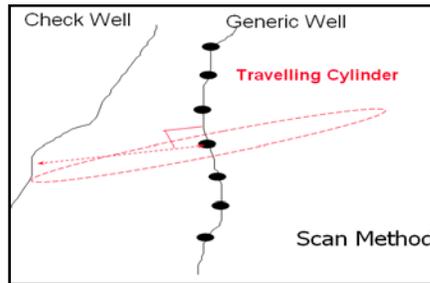


Fuente: Manual de COMPASS.

Elaborado por: Camilo Cárdenas

- Cilindro Viajero: Usa un plano perpendicular a la trayectoria de referencia con el pozo vecino. La superficie asume un cilindro con el tamaño máximo del radio de escaneo, calculando la distancia entre las dos trayectorias. El beneficio es que el método detecta intercepciones aún cuando los pozos se aproximan de forma perpendicular, aunque no es recomendado. En este caso, más de un punto puede estar en el plano del cilindro para la misma profundidad en referencia.

Figura 41 Cilindro Viajero

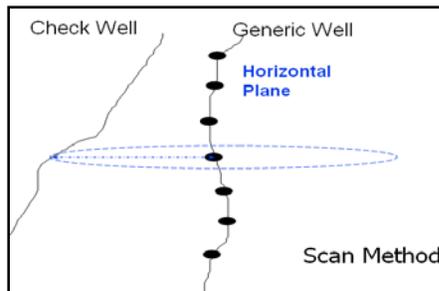


Fuente: Manual de COMPASS.

Elaborado por: Camilo Cárdenas

- Plano Horizontal: distancia horizontal de la trayectoria en referencia con el pozo vecino. Muy útil para pozos verticales.

Figura 42 Plano horizontal

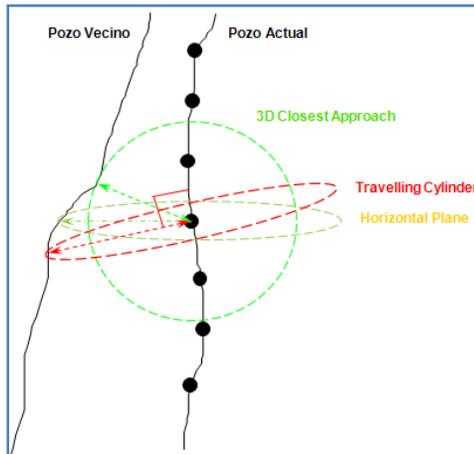


Fuente: Manual de COMPASS.

Elaborado por: Camilo Cárdenas

- Cilindro Viajero al Norte: Usa el mismo método de plano perpendicular que el cilindro viajero, pero con la orientación del toolface hacia el norte del mapa pero en ángulos bajos, así evitando confusiones por desviación contra la vertical.

Figura 43 Cilindro viajero al norte



Fuente: Manual de COMPASS.

Elaborado por: Camilo Cárdenas

Superficie de Error

El programa genera una superficie de incertidumbre que rodeará la trayectoria planeada del pozo. La superficie seleccionada permite al usuario sobrescribir la tasa entre elipses y en cambio usa la dimensión de error mayor en un punto para definir un cono en el pozo. En la mayoría de casos será el eje mayor de la elipsis.

- Cónico elíptico: Interpola la superficie de error en cada pozo al asumir que la superficie es una elipse con un eje mayor y menor al pozo. Porque el plano de centro a centro puede interceptar al elipsoide de error en cualquier dirección, el radio resultante para el factor de separación está en el rango de la menor dimensión (eje menor) a la máxima dimensión (eje mayor).
- Cónico circular: Usa la dimensión mayor (eje mayor) de la elipsis de error a un punto para definir una esfera para el pozo. Al proyectarla pozo abajo, se vuelve un cono. El método cónico circular es el más conservador y produce una tasa menor lo cual genera más advertencias.
- Covarianza combinada: Este método combina los errores de referencia y separación por adición de covarianza antes de realizar cálculos de distancia. La distancia de error se calcula con el cónico elíptico resultando en un elipsoide simple.

Revestidor

Se tienen las siguientes opciones:

- No: Diámetros de revestidor no son aplicados.
- Adicionar: Diámetros de revestidor son aplicados a la elipse de error. El cálculo es:

$$Factor\ Separacion = \frac{Distancia\ de\ centro\ a\ centro}{(R.Error + R.Offset + R.Revestidor + R.Hueco)}$$

- Substraer: Diámetros de revestidor son substraídos de la distancia al centro. El cálculo es:

$$Factor\ Separacion = \frac{Distancia\ centro\ a\ centro - R.Revestidor - R.Hueco}{(R.Error + R.Offset)}$$

Al usar esta opción es posible tener una distancia centro a centro que es negativa en el hueco superior.

Tipo de Alerta

Hay diversos métodos para alarmar de potenciales problemas de colisión. La selección realizada indica como las alarmas de anticollisión son empleadas, siendo las siguientes:

- Tasa de error: Depende en la distancia de separación dividida por el radio de error combinado entre el pozo de referencia y los vecinos a una profundidad dada.
- Tasa de profundidad: La alarma depende de la tasa de separación dividida para la profundidad multiplicada por una tasa (esto es 10/100 MD). Valores de error pueden ser aumentados a este cono.
- Basado en reglas: Cada pozo es asignado con una regla, desplegando una alarma si la regla falla.

Editor de Objetivos

El editor de plan es una herramienta matemática que consiste en un gran número de soluciones de pozo direccional. Las soluciones están disponibles para un amplio rango de problemas de planificación, pozos en forma de S hasta pozos complejos de tres dimensiones. La integración con otros módulos de software permite que los planes de direccionamiento sean evaluados y se definan las restricciones de ingeniería para cada caso.

Los componentes básicos del editor de plan son:

- Plan Setup
- Planned survey tool program
- Plan editor grid.
- Project ahead
- Planned walked rates
- Wellpath optimizer
- Planning reports
- Plan export

Definiendo objetivos o metas

Para usar metas el analista del pozo debe tener la ubicación y la geometría de cualquier objetivo geológico de perforación definidos dentro del “target editor”. Estas metas u objetivos deben ser asignados a una trayectoria de pozo antes de que puedan ser usados. Muchos de los métodos de planeación permiten escoger un objetivo sobre el cual planear. Por defecto los métodos de planeación diseñan apuntar a un objetivo, teniendo la posibilidad de ajustar manualmente el punto objetivo. Si un objetivo no está definido el analista de pozo puede ingresar la ubicación como un punto en el espacio.

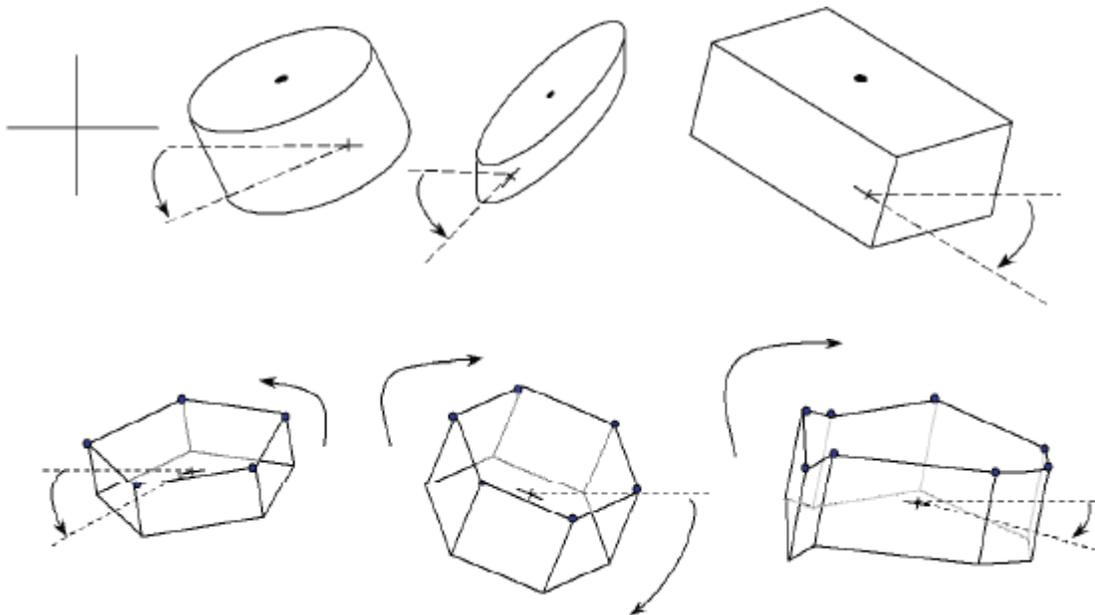
Los planes de diseño ejecutados para apuntar ubicaciones permanecen atados a los objetivos. Si una ubicación objetivo se cambia todos sus planes atados se actualizan automáticamente. De ahí que los editores de plan y objetivo se pueden utilizar concurrentes al momento de la planeación para la perforación dirigida.

En el software COMPASS un objetivo es una ubicación en el subsuelo con una geometría y orientación asignadas que puede ser utilizada para planeación o monitoreo de trayectoria del pozo. Después de que las metas han sido creadas estos pueden ser utilizados por los módulos de Survey y Planeación pudiendo ser referenciados a cualquier reporte de survey o planeación.

Geometría del Objetivo

Cada objetivo puede tener una forma definida para su ubicación. Esta puede ser geométrica (punto, rectángulo, círculo o elipse) o no geométrica definida como un polígono con cualquier número de puntos.

Figura 44 Formas de los objetivos



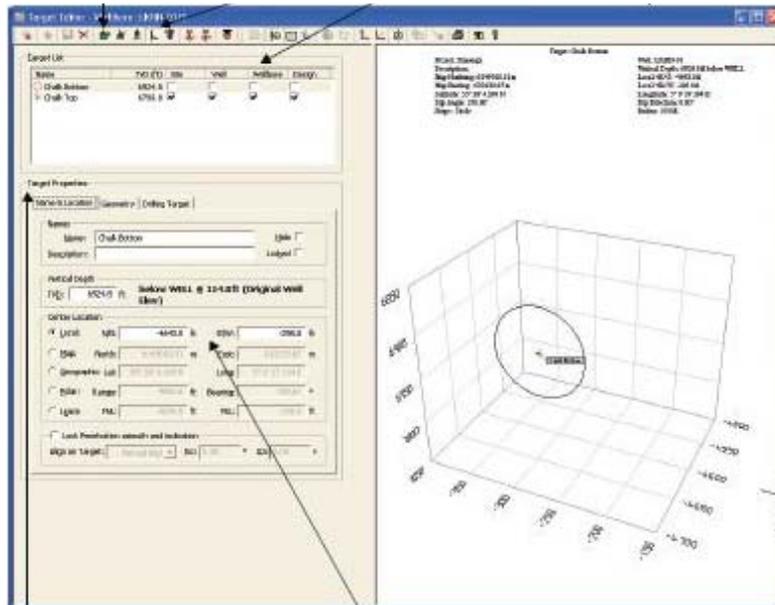
Fuente: Manual de COMPASS.

Elaborado por: Camilo Cárdenas

Cada objetivo tiene un punto central que es la ubicación que el Editor de Plan ha apuntado. Para las metas geométricas el punto de objetivo siempre es el punto geométrico central, pudiendo este ajustarse con un offset en X, Y y de grosor. Los

objetivos poligonales tienen un grosor variable que puede definirse lo que permite modelar conos de perforación.

Figura 45 Definición de objetivos



Fuente: Manual de COMPASS.

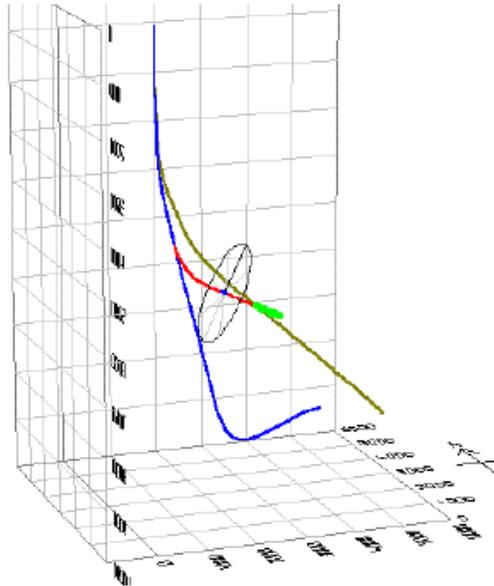
Elaborado por: Camilo Cárdenas

Anticolisión

El módulo está diseñado para usar la trayectoria activa como la trayectoria de referencia cuando se realiza un escaneo de anticolisión contra pozos vecinos. Si un plan está abierto, el módulo de anticolisión escanea hacia abajo en el plan. Esta propiedad permite usar las políticas de anticolisión que cada compañía define. Cambios en las trayectorias planeadas causan que todos los gráficos de anticolisión sean actualizados automáticamente.

El siguiente gráfico muestra como el sidetrack de un pozo tiene un riesgo considerable de colisión con un pozo vecino. El software usa las formas de escaneo definidas anteriormente para detectar una posible colisión.

Figura 46 Anticolisión con pozos existentes



Fuente: Manual de COMPASS.

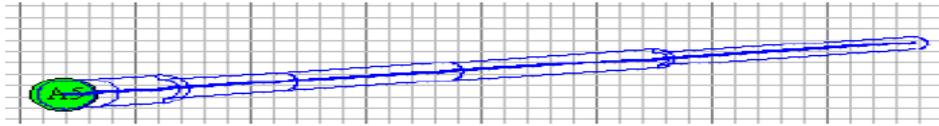
Elaborado por: Camilo Cárdenas

Una forma para analizar el riesgo de anticolisión es mediante gráficos con diferentes perspectivas. El diagrama de araña (spider plot) es una vista de planta de un número de pozos. Tradicionalmente eran dibujados a mano a medida que obtenía datos direccionales. Los diagramas muestran trayectorias de Este contra el Norte. Hay dos tipos de diagramas:

- Local: muestra los datos usando coordenadas locales.
- Mapa: indica el mapa pero con coordenadas de mapa (grilla).

Porque solamente se visualiza el recorrido horizontal de las trayectorias del pozo, resulta difícil visualizar el riesgo de anticolisión, a menos que las etiquetas de TVD estén encendidas para visualizar como dos trayectorias se aproximan a un mismo TVD. También permite presentar los revestidores donde el diámetro del túnel depende del diámetro ingresado.

Figura 47 Representación de revestidores



Fuente: Manual de COMPASS.

Elaborado por: Camilo Cárdenas

5.3. Datos de Ingreso Requeridos

Para realizar el diseño de la trayectoria desde COMPASS, se requiere ingresar:

- Herramientas para medición de trayectoria, para emplear la característica del error de la herramienta en la incertidumbre de sus mediciones. Cada herramienta puede ser asociado a un modelo de error.
- Datos generales del pozo, como sistema geodésico empleado, elevación de la mesa rotaria, coordenadas de superficie del pozo, nombre del pozo entre otros.
- Pozos vecinos al planeado con su trayectoria cargada.
- Coordenadas de fondo de los objetivos que debe alcanzar el pozo planeado. El objetivo debe tener su geometría definida y demás propiedades como tolerancias de error.
- Definición general de la trayectoria del pozo. Con esto se define la forma final del pozo, cantidad de secciones verticales, tasa de construcción y método de construcción de ángulo. También requiere definir el tipo de curva para girar y construir (build/turn curves).
- Objetivos secundarios de perforación usados para asegurar alcanzar el objetivo geológico. Este es reducido en tamaño para evitar problemas por mediciones en las herramientas de medición corridas con el pozo entubado. Por lo general esto genera objetivos lo suficientemente grandes para entrar en los errores de medición y una trayectoria planeada que atravesase dicho objetivo.

Tabla 8 Datos de entrada para COMPASS

<p>Herramientas de medición</p>	<p>MWD estándar, tipo magnético. El sistema de error está definido por los siguientes datos:</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th></th> <th>Name</th> <th>Vector</th> <th>Tie-on</th> <th>Value (1 sigma)</th> <th>Units</th> <th>Formula</th> <th>Range Inc</th> <th>Min Inc.</th> <th>Max Inc.</th> </tr> </thead> <tbody> <tr><td>1</td><td>dref</td><td>e</td><td>r</td><td>0.35000000</td><td>m</td><td>1.0</td><td></td><td>0.000</td><td>0.000</td></tr> <tr><td>2</td><td>dsf</td><td>e</td><td>s</td><td>0.00024000</td><td>-</td><td>tmd</td><td></td><td>0.000</td><td>0.000</td></tr> <tr><td>3</td><td>dsts</td><td>e</td><td>s</td><td>0.00000022</td><td>in</td><td>tmd*tvd</td><td></td><td>0.000</td><td>0.000</td></tr> <tr><td>4</td><td>w_12</td><td>n</td><td>n</td><td>1.00000000</td><td>-</td><td>sin(inc)</td><td></td><td>0.000</td><td>0.000</td></tr> <tr><td>5</td><td>w_34</td><td>n</td><td>n</td><td>1.00000000</td><td>-</td><td>sqrt(1-(w_12)^2)</td><td></td><td>0.000</td><td>0.000</td></tr> <tr><td>6</td><td>mxy1</td><td>i</td><td>s</td><td>0.06000000</td><td>d</td><td>w_12</td><td></td><td>0.000</td><td>0.000</td></tr> <tr><td>7</td><td>mxy2</td><td>l</td><td>s</td><td>0.06000000</td><td>d</td><td>w_12</td><td></td><td>0.000</td><td>0.000</td></tr> <tr><td>8</td><td>mxy3</td><td>i</td><td>s</td><td>0.06000000</td><td>d</td><td>cos(azi)*w_34</td><td></td><td>0.000</td><td>0.000</td></tr> <tr><td>9</td><td>mxy3</td><td>l</td><td>s</td><td>0.06000000</td><td>d</td><td>-sin(azi)*w_34</td><td></td><td>0.000</td><td>0.000</td></tr> <tr><td>10</td><td>mxy4</td><td>i</td><td>s</td><td>0.06000000</td><td>d</td><td>sin(azi)*w_34</td><td></td><td>0.000</td><td>0.000</td></tr> <tr><td>11</td><td>mxy4</td><td>l</td><td>s</td><td>0.06000000</td><td>d</td><td>cos(azi)*w_34</td><td></td><td>0.000</td><td>0.000</td></tr> <tr><td>12</td><td>sag</td><td>i</td><td>s</td><td>0.20000000</td><td>d</td><td>(sin(inc))</td><td></td><td>0.000</td><td>0.000</td></tr> <tr><td>13</td><td>azr</td><td>a</td><td>g</td><td>0.36000000</td><td>d</td><td>1.0</td><td></td><td>0.000</td><td>0.000</td></tr> <tr><td>14</td><td>dbh</td><td>a</td><td>g</td><td>5000.00000000</td><td>dnt</td><td>1.0/(mtot*cos(dip))</td><td></td><td>0.000</td><td>0.000</td></tr> <tr><td>15</td><td>azm</td><td>a</td><td>s</td><td>0.25000000</td><td>d</td><td>1.0</td><td></td><td>0.000</td><td>0.000</td></tr> <tr><td>16</td><td>amid</td><td>a</td><td>s</td><td>0.60000000</td><td>d</td><td>sin(inc)*sin(azm)</td><td></td><td>0.000</td><td>0.000</td></tr> <tr><td>17</td><td>abx</td><td>i</td><td>s</td><td>0.00400000</td><td>-</td><td>(-cos(inc)*sin(tfo))/gtot</td><td></td><td>0.000</td><td>0.000</td></tr> <tr><td>18</td><td>abx</td><td>l</td><td>s</td><td>0.00400000</td><td>-</td><td>((cos(inc)*sin(azm)*sin(tfo)-cos(azm)*cos(tfo))*</td><td></td><td>0.000</td><td>0.000</td></tr> <tr><td>19</td><td>aby</td><td>i</td><td>s</td><td>0.00400000</td><td>-</td><td>(-cos(inc)*cos(tfo))/gtot</td><td></td><td>0.000</td><td>0.000</td></tr> <tr><td>20</td><td>aby</td><td>l</td><td>s</td><td>0.00400000</td><td>-</td><td>((cos(inc)*sin(azm)*cos(tfo)+cos(azm)*sin(tfo))</td><td></td><td>0.000</td><td>0.000</td></tr> <tr><td>21</td><td>abz</td><td>i</td><td>s</td><td>0.00400000</td><td>-</td><td>(-sin(inc))/gtot</td><td></td><td>0.000</td><td>0.000</td></tr> <tr><td>22</td><td>abz</td><td>a</td><td>s</td><td>0.00400000</td><td>-</td><td>(tan(dip)*sin(inc)*sin(azm))/gtot</td><td></td><td>0.000</td><td>0.000</td></tr> <tr><td>23</td><td>asx</td><td>i</td><td>s</td><td>0.00050000</td><td>-</td><td>(sin(inc)*cos(inc)*sin(tfo)^2)</td><td></td><td>0.000</td><td>0.000</td></tr> <tr><td>24</td><td>asx</td><td>a</td><td>s</td><td>0.00050000</td><td>-</td><td>(-tan(dip)*sin(inc)*cos(inc)*sin(azm)*sin(tfo)-c</td><td></td><td>0.000</td><td>0.000</td></tr> <tr><td>25</td><td>asy</td><td>i</td><td>s</td><td>0.00050000</td><td>-</td><td>(sin(inc)*cos(inc)*cos(tfo)^2)</td><td></td><td>0.000</td><td>0.000</td></tr> <tr><td>26</td><td>asy</td><td>a</td><td>s</td><td>0.00050000</td><td>-</td><td>(-tan(dip)*sin(inc)*cos(inc)*sin(azm)*cos(tfo)+</td><td></td><td>0.000</td><td>0.000</td></tr> <tr><td>27</td><td>asz</td><td>i</td><td>s</td><td>0.00050000</td><td>-</td><td>(-sin(inc)*cos(inc))</td><td></td><td>0.000</td><td>0.000</td></tr> <tr><td>28</td><td>asz</td><td>a</td><td>s</td><td>0.00050000</td><td>-</td><td>(tan(dip)*sin(inc)*cos(inc)*sin(azm))</td><td></td><td>0.000</td><td>0.000</td></tr> <tr><td>29</td><td>mbx</td><td>a</td><td>s</td><td>70.00000000</td><td>nt</td><td>(cos(azm)*cos(tfo)-cos(inc)*sin(azm)*sin(tfo))/</td><td></td><td>0.000</td><td>0.000</td></tr> <tr><td>30</td><td>mby</td><td>a</td><td>s</td><td>70.00000000</td><td>nt</td><td>(-cos(azm)*sin(tfo)+cos(inc)*sin(azm)*cos(tfo))</td><td></td><td>0.000</td><td>0.000</td></tr> <tr><td>31</td><td>mbz</td><td>a</td><td>s</td><td>70.00000000</td><td>nt</td><td>(-sin(inc)*sin(azm))/(mtot*cos(dip))</td><td></td><td>0.000</td><td>0.000</td></tr> <tr><td>32</td><td>msx</td><td>a</td><td>s</td><td>0.00160000</td><td>-</td><td>(cos(inc)*cos(azm)*sin(tfo)-tan(dip)*sin(inc)*sin(</td><td></td><td>0.000</td><td>0.000</td></tr> </tbody> </table>		Name	Vector	Tie-on	Value (1 sigma)	Units	Formula	Range Inc	Min Inc.	Max Inc.	1	dref	e	r	0.35000000	m	1.0		0.000	0.000	2	dsf	e	s	0.00024000	-	tmd		0.000	0.000	3	dsts	e	s	0.00000022	in	tmd*tvd		0.000	0.000	4	w_12	n	n	1.00000000	-	sin(inc)		0.000	0.000	5	w_34	n	n	1.00000000	-	sqrt(1-(w_12)^2)		0.000	0.000	6	mxy1	i	s	0.06000000	d	w_12		0.000	0.000	7	mxy2	l	s	0.06000000	d	w_12		0.000	0.000	8	mxy3	i	s	0.06000000	d	cos(azi)*w_34		0.000	0.000	9	mxy3	l	s	0.06000000	d	-sin(azi)*w_34		0.000	0.000	10	mxy4	i	s	0.06000000	d	sin(azi)*w_34		0.000	0.000	11	mxy4	l	s	0.06000000	d	cos(azi)*w_34		0.000	0.000	12	sag	i	s	0.20000000	d	(sin(inc))		0.000	0.000	13	azr	a	g	0.36000000	d	1.0		0.000	0.000	14	dbh	a	g	5000.00000000	dnt	1.0/(mtot*cos(dip))		0.000	0.000	15	azm	a	s	0.25000000	d	1.0		0.000	0.000	16	amid	a	s	0.60000000	d	sin(inc)*sin(azm)		0.000	0.000	17	abx	i	s	0.00400000	-	(-cos(inc)*sin(tfo))/gtot		0.000	0.000	18	abx	l	s	0.00400000	-	((cos(inc)*sin(azm)*sin(tfo)-cos(azm)*cos(tfo))*		0.000	0.000	19	aby	i	s	0.00400000	-	(-cos(inc)*cos(tfo))/gtot		0.000	0.000	20	aby	l	s	0.00400000	-	((cos(inc)*sin(azm)*cos(tfo)+cos(azm)*sin(tfo))		0.000	0.000	21	abz	i	s	0.00400000	-	(-sin(inc))/gtot		0.000	0.000	22	abz	a	s	0.00400000	-	(tan(dip)*sin(inc)*sin(azm))/gtot		0.000	0.000	23	asx	i	s	0.00050000	-	(sin(inc)*cos(inc)*sin(tfo)^2)		0.000	0.000	24	asx	a	s	0.00050000	-	(-tan(dip)*sin(inc)*cos(inc)*sin(azm)*sin(tfo)-c		0.000	0.000	25	asy	i	s	0.00050000	-	(sin(inc)*cos(inc)*cos(tfo)^2)		0.000	0.000	26	asy	a	s	0.00050000	-	(-tan(dip)*sin(inc)*cos(inc)*sin(azm)*cos(tfo)+		0.000	0.000	27	asz	i	s	0.00050000	-	(-sin(inc)*cos(inc))		0.000	0.000	28	asz	a	s	0.00050000	-	(tan(dip)*sin(inc)*cos(inc)*sin(azm))		0.000	0.000	29	mbx	a	s	70.00000000	nt	(cos(azm)*cos(tfo)-cos(inc)*sin(azm)*sin(tfo))/		0.000	0.000	30	mby	a	s	70.00000000	nt	(-cos(azm)*sin(tfo)+cos(inc)*sin(azm)*cos(tfo))		0.000	0.000	31	mbz	a	s	70.00000000	nt	(-sin(inc)*sin(azm))/(mtot*cos(dip))		0.000	0.000	32	msx	a	s	0.00160000	-	(cos(inc)*cos(azm)*sin(tfo)-tan(dip)*sin(inc)*sin(0.000	0.000
	Name	Vector	Tie-on	Value (1 sigma)	Units	Formula	Range Inc	Min Inc.	Max Inc.																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																		
1	dref	e	r	0.35000000	m	1.0		0.000	0.000																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																		
2	dsf	e	s	0.00024000	-	tmd		0.000	0.000																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																		
3	dsts	e	s	0.00000022	in	tmd*tvd		0.000	0.000																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																		
4	w_12	n	n	1.00000000	-	sin(inc)		0.000	0.000																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																		
5	w_34	n	n	1.00000000	-	sqrt(1-(w_12)^2)		0.000	0.000																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																		
6	mxy1	i	s	0.06000000	d	w_12		0.000	0.000																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																		
7	mxy2	l	s	0.06000000	d	w_12		0.000	0.000																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																		
8	mxy3	i	s	0.06000000	d	cos(azi)*w_34		0.000	0.000																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																		
9	mxy3	l	s	0.06000000	d	-sin(azi)*w_34		0.000	0.000																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																		
10	mxy4	i	s	0.06000000	d	sin(azi)*w_34		0.000	0.000																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																		
11	mxy4	l	s	0.06000000	d	cos(azi)*w_34		0.000	0.000																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																		
12	sag	i	s	0.20000000	d	(sin(inc))		0.000	0.000																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																		
13	azr	a	g	0.36000000	d	1.0		0.000	0.000																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																		
14	dbh	a	g	5000.00000000	dnt	1.0/(mtot*cos(dip))		0.000	0.000																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																		
15	azm	a	s	0.25000000	d	1.0		0.000	0.000																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																		
16	amid	a	s	0.60000000	d	sin(inc)*sin(azm)		0.000	0.000																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																		
17	abx	i	s	0.00400000	-	(-cos(inc)*sin(tfo))/gtot		0.000	0.000																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																		
18	abx	l	s	0.00400000	-	((cos(inc)*sin(azm)*sin(tfo)-cos(azm)*cos(tfo))*		0.000	0.000																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																		
19	aby	i	s	0.00400000	-	(-cos(inc)*cos(tfo))/gtot		0.000	0.000																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																		
20	aby	l	s	0.00400000	-	((cos(inc)*sin(azm)*cos(tfo)+cos(azm)*sin(tfo))		0.000	0.000																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																		
21	abz	i	s	0.00400000	-	(-sin(inc))/gtot		0.000	0.000																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																		
22	abz	a	s	0.00400000	-	(tan(dip)*sin(inc)*sin(azm))/gtot		0.000	0.000																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																		
23	asx	i	s	0.00050000	-	(sin(inc)*cos(inc)*sin(tfo)^2)		0.000	0.000																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																		
24	asx	a	s	0.00050000	-	(-tan(dip)*sin(inc)*cos(inc)*sin(azm)*sin(tfo)-c		0.000	0.000																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																		
25	asy	i	s	0.00050000	-	(sin(inc)*cos(inc)*cos(tfo)^2)		0.000	0.000																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																		
26	asy	a	s	0.00050000	-	(-tan(dip)*sin(inc)*cos(inc)*sin(azm)*cos(tfo)+		0.000	0.000																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																		
27	asz	i	s	0.00050000	-	(-sin(inc)*cos(inc))		0.000	0.000																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																		
28	asz	a	s	0.00050000	-	(tan(dip)*sin(inc)*cos(inc)*sin(azm))		0.000	0.000																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																		
29	mbx	a	s	70.00000000	nt	(cos(azm)*cos(tfo)-cos(inc)*sin(azm)*sin(tfo))/		0.000	0.000																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																		
30	mby	a	s	70.00000000	nt	(-cos(azm)*sin(tfo)+cos(inc)*sin(azm)*cos(tfo))		0.000	0.000																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																		
31	mbz	a	s	70.00000000	nt	(-sin(inc)*sin(azm))/(mtot*cos(dip))		0.000	0.000																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																		
32	msx	a	s	0.00160000	-	(cos(inc)*cos(azm)*sin(tfo)-tan(dip)*sin(inc)*sin(0.000	0.000																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																		
<p>Datos generales</p>	<p>Nombre: Trueno 5H Elevación mesa rotaria: 707.0' Elevación del terreno: 680.6' Coordenada Norte: 9,938,922.67 m Coordenada Este: 381,376.05 m Sistema de Error: ISCWA Superficie de Error: Circular cónica</p>																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																										
<p>Definición de la trayectoria</p>	<p>Horizontal</p>																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																										
<p>Prognosis</p>	<table border="1"> <thead> <tr> <th>MD</th> <th>TVD</th> <th>Formación</th> </tr> </thead> <tbody> <tr><td>1889</td><td>1889</td><td>Chalcana Superior</td></tr> <tr><td>2772</td><td>2772</td><td>Chalcana Inferior</td></tr> <tr><td>3959.9</td><td>3947</td><td>Orteguaza</td></tr> <tr><td>4954</td><td>4839</td><td>Tiyuyacu</td></tr> <tr><td>6442.3</td><td>6082</td><td>Tena</td></tr> <tr><td>6981.9</td><td>6482</td><td>Napo</td></tr> <tr><td>7024</td><td>6512</td><td>M1 Superior</td></tr> <tr><td>7090.6</td><td>6559</td><td>M1 Principal</td></tr> <tr><td>7154.9</td><td>6604</td><td>Base M1</td></tr> <tr><td>7222.9</td><td>6651</td><td>Napo Shale</td></tr> <tr><td>7524.4</td><td>6847</td><td>Caliza M1</td></tr> <tr><td>7781.6</td><td>6997</td><td>Caliza M2</td></tr> <tr><td>8202.6</td><td>7204</td><td>Arena U Superior</td></tr> </tbody> </table>	MD	TVD	Formación	1889	1889	Chalcana Superior	2772	2772	Chalcana Inferior	3959.9	3947	Orteguaza	4954	4839	Tiyuyacu	6442.3	6082	Tena	6981.9	6482	Napo	7024	6512	M1 Superior	7090.6	6559	M1 Principal	7154.9	6604	Base M1	7222.9	6651	Napo Shale	7524.4	6847	Caliza M1	7781.6	6997	Caliza M2	8202.6	7204	Arena U Superior																																																																																																																																																																																																																																																																																																
MD	TVD	Formación																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																									
1889	1889	Chalcana Superior																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																									
2772	2772	Chalcana Inferior																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																									
3959.9	3947	Orteguaza																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																									
4954	4839	Tiyuyacu																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																									
6442.3	6082	Tena																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																									
6981.9	6482	Napo																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																									
7024	6512	M1 Superior																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																									
7090.6	6559	M1 Principal																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																									
7154.9	6604	Base M1																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																									
7222.9	6651	Napo Shale																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																									
7524.4	6847	Caliza M1																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																									
7781.6	6997	Caliza M2																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																									
8202.6	7204	Arena U Superior																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																									

	8698.9	7381	Arena U Inferior																																																																																																																																
	8877.1	7426	Caliza B																																																																																																																																
	8983.2	7448	T Superior																																																																																																																																
	9376.3	7498	T Principal																																																																																																																																
Objetivos de fondo	<p>Arena T Principal Punto de Entrada:</p> <ul style="list-style-type: none"> • TVD: 7,502.0' • Coordenada Norte: 9,939,265.00 m • Coordenada Este: 380,283.00 m <p>Punto de Salida</p> <ul style="list-style-type: none"> • TVD: 7,502.0' • Coordenada Norte: 9,939,276.00 m • Coordenada Este: 380,087.00 m 																																																																																																																																		
Pozos vecinos	<p>TRUENO 4 (Muestra de la trayectoria del pozo)</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th></th> <th>MD (ft)</th> <th>Inc (°)</th> <th>Azi (°)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr><td>1</td><td>0.0</td><td>0.00</td><td>0.00</td></tr> <tr><td>2</td><td>700.0</td><td>1.59</td><td>271.78</td></tr> <tr><td>3</td><td>832.0</td><td>3.48</td><td>270.86</td></tr> <tr><td>4</td><td>923.0</td><td>4.13</td><td>271.76</td></tr> <tr><td>5</td><td>1014.0</td><td>4.68</td><td>268.55</td></tr> <tr><td>6</td><td>1103.0</td><td>4.72</td><td>272.11</td></tr> <tr><td>7</td><td>1195.0</td><td>5.94</td><td>269.80</td></tr> <tr><td>8</td><td>1284.0</td><td>7.58</td><td>273.27</td></tr> <tr><td>9</td><td>1378.0</td><td>9.79</td><td>276.99</td></tr> <tr><td>10</td><td>1473.0</td><td>11.66</td><td>280.54</td></tr> <tr><td>11</td><td>1567.0</td><td>13.50</td><td>280.94</td></tr> <tr><td>12</td><td>1662.0</td><td>15.13</td><td>279.99</td></tr> <tr><td>13</td><td>1756.0</td><td>16.93</td><td>280.21</td></tr> <tr><td>14</td><td>1850.0</td><td>18.86</td><td>281.29</td></tr> <tr><td>15</td><td>1944.0</td><td>20.65</td><td>280.78</td></tr> <tr><td>16</td><td>2039.0</td><td>22.02</td><td>281.22</td></tr> <tr><td>17</td><td>2133.0</td><td>23.55</td><td>281.43</td></tr> <tr><td>18</td><td>2227.0</td><td>24.73</td><td>281.19</td></tr> <tr><td>19</td><td>2321.0</td><td>26.37</td><td>281.43</td></tr> <tr><td>20</td><td>2416.0</td><td>28.05</td><td>281.94</td></tr> <tr><td>21</td><td>2510.0</td><td>30.08</td><td>282.44</td></tr> <tr><td>22</td><td>2604.0</td><td>31.89</td><td>282.60</td></tr> <tr><td>23</td><td>2698.0</td><td>33.15</td><td>283.51</td></tr> <tr><td>24</td><td>2792.0</td><td>33.79</td><td>283.07</td></tr> <tr><td>25</td><td>2886.0</td><td>34.18</td><td>283.08</td></tr> <tr><td>26</td><td>2980.0</td><td>34.12</td><td>283.46</td></tr> <tr><td>27</td><td>3075.0</td><td>33.97</td><td>283.04</td></tr> <tr><td>28</td><td>3169.0</td><td>34.23</td><td>283.24</td></tr> <tr><td>29</td><td>3263.0</td><td>34.35</td><td>282.70</td></tr> <tr><td>30</td><td>3357.0</td><td>35.29</td><td>281.40</td></tr> <tr><td>31</td><td>3452.0</td><td>35.57</td><td>280.44</td></tr> </tbody> </table> <p>TRUENO 3 (Muestra de la trayectoria del pozo)</p>				MD (ft)	Inc (°)	Azi (°)	1	0.0	0.00	0.00	2	700.0	1.59	271.78	3	832.0	3.48	270.86	4	923.0	4.13	271.76	5	1014.0	4.68	268.55	6	1103.0	4.72	272.11	7	1195.0	5.94	269.80	8	1284.0	7.58	273.27	9	1378.0	9.79	276.99	10	1473.0	11.66	280.54	11	1567.0	13.50	280.94	12	1662.0	15.13	279.99	13	1756.0	16.93	280.21	14	1850.0	18.86	281.29	15	1944.0	20.65	280.78	16	2039.0	22.02	281.22	17	2133.0	23.55	281.43	18	2227.0	24.73	281.19	19	2321.0	26.37	281.43	20	2416.0	28.05	281.94	21	2510.0	30.08	282.44	22	2604.0	31.89	282.60	23	2698.0	33.15	283.51	24	2792.0	33.79	283.07	25	2886.0	34.18	283.08	26	2980.0	34.12	283.46	27	3075.0	33.97	283.04	28	3169.0	34.23	283.24	29	3263.0	34.35	282.70	30	3357.0	35.29	281.40	31	3452.0	35.57	280.44
	MD (ft)	Inc (°)	Azi (°)																																																																																																																																
1	0.0	0.00	0.00																																																																																																																																
2	700.0	1.59	271.78																																																																																																																																
3	832.0	3.48	270.86																																																																																																																																
4	923.0	4.13	271.76																																																																																																																																
5	1014.0	4.68	268.55																																																																																																																																
6	1103.0	4.72	272.11																																																																																																																																
7	1195.0	5.94	269.80																																																																																																																																
8	1284.0	7.58	273.27																																																																																																																																
9	1378.0	9.79	276.99																																																																																																																																
10	1473.0	11.66	280.54																																																																																																																																
11	1567.0	13.50	280.94																																																																																																																																
12	1662.0	15.13	279.99																																																																																																																																
13	1756.0	16.93	280.21																																																																																																																																
14	1850.0	18.86	281.29																																																																																																																																
15	1944.0	20.65	280.78																																																																																																																																
16	2039.0	22.02	281.22																																																																																																																																
17	2133.0	23.55	281.43																																																																																																																																
18	2227.0	24.73	281.19																																																																																																																																
19	2321.0	26.37	281.43																																																																																																																																
20	2416.0	28.05	281.94																																																																																																																																
21	2510.0	30.08	282.44																																																																																																																																
22	2604.0	31.89	282.60																																																																																																																																
23	2698.0	33.15	283.51																																																																																																																																
24	2792.0	33.79	283.07																																																																																																																																
25	2886.0	34.18	283.08																																																																																																																																
26	2980.0	34.12	283.46																																																																																																																																
27	3075.0	33.97	283.04																																																																																																																																
28	3169.0	34.23	283.24																																																																																																																																
29	3263.0	34.35	282.70																																																																																																																																
30	3357.0	35.29	281.40																																																																																																																																
31	3452.0	35.57	280.44																																																																																																																																

	MD (ft)	Inc (°)	Azi (°)
1	0.0	0.00	0.00
2	100.0	0.55	291.98
3	200.0	0.67	292.56
4	300.0	0.56	292.81
5	400.0	0.85	277.89
6	500.0	1.73	274.07
7	529.8	1.81	274.00
8	745.0	5.04	272.89
9	836.0	6.67	266.73
10	928.0	8.03	257.03
11	1019.0	9.22	252.95
12	1112.0	10.48	258.10
13	1202.0	12.78	261.74
14	1296.0	15.23	262.95
15	1390.0	17.36	262.47
16	1484.0	19.43	261.09
17	1579.0	21.18	259.29
18	1673.0	23.33	259.43
19	1767.0	26.07	260.71
20	1861.0	27.46	261.30
21	1956.0	29.52	262.36
22	2050.0	29.34	262.40
23	2144.0	30.62	261.47
24	2238.0	30.66	261.50
25	2332.0	30.42	261.20
26	2427.0	29.78	261.13
27	2521.0	29.70	261.00
28	2616.0	29.32	261.20
29	2710.0	30.31	261.42
30	2804.0	30.43	261.73
31	2993.0	30.04	261.94

Fuente: Desarrollo del caso práctico.

Elaborado por: Camilo Cárdenas

5.4. Caso Práctico

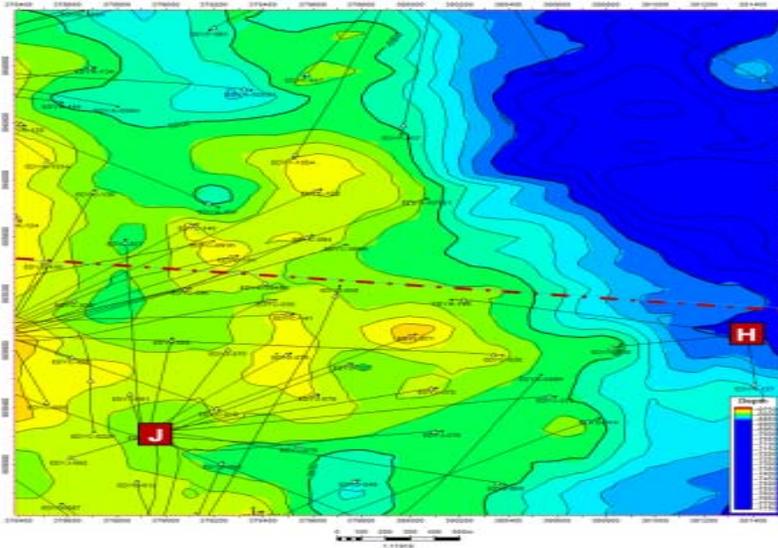
Para el punto de caso práctico se usaran los datos de un pozo real perforado en la cuenca oriente. El pozo empleado será nombrado TRUENO 5 HORIZONTAL (T-5H).

Todo pozo se origina con el grupo de geología y reservorios. Tras revisar las posibles zonas reservorios usando la información de pozos vecinos se toma la decisión final para la ubicación del nuevo pozo. Este es ubicado en un mapa estructural del tope de la arena de interés y en un mapa donde se correlacionan algún tope de interés, como el contacto agua petróleo, con los pozos vecinos.

Figura 48 Correlación con pozos vecinos

Fuente: Datos de Ingreso para el caso práctico.
Elaborado por: Camilo Cárdenas

Figura 49 Mapa de la estructura objetivo



Fuente: Datos de Ingreso para el caso práctico.
Elaborado por: Camilo Cárdenas

La prognosis del pozo planeado es generada con una estimación de las profundidades en las que se encontrarán las formaciones de la cuenca.

Figura 50 Prognosis del Pozo

FORMACION	PROG.
	TVD (ft)
NAPO FM	6482
UPPER "M-1" SS	6512
MAIN "M-1" SS	6559
BASE "M-1" SS	6,604
NAPO SHALE	6651
"M-1" LIMESTONE	6,847
"M-2" LIMESTONE	6,997
"M-2" SANDSTONE	7042
"A" LIMESTONE	7164
UPPER "U" SS	7204
MIDDLE "U" SS	7,255
LOWER "U" SS	7275
"B" LIMESTONE	7,426
UPPER "T" SS	7,448
MAIN "T" SS	7,498

Fuente: Datos de Ingreso para el caso práctico.

Elaborado por: Camilo Cárdenas

Esto implica que el equipo de geología genera una trayectoria planeada del pozo. Por ejemplo define:

PT: 10,450 MD; 7506' TVD

Inclinación máxima: 90° / Azimut: 271°

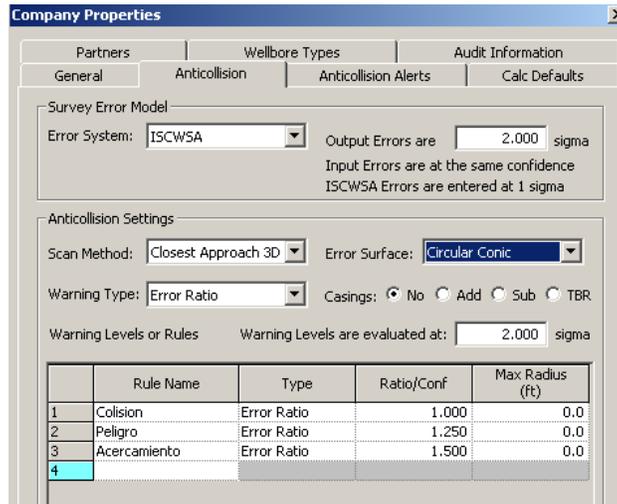
Objetivo Principal: Arenisca "T" Principal

Taladro: PH-123

Con los datos recopilados, se procede a abrir COMPASS. El primer paso es revisar los datos de anticollisión en el nivel de la Compañía. En particular, debe estar ingresado:

- Sistema de Error: ISCWSA
- Método de Escaneo: más cercano a 3D.
- Superficie de Error: Cónico circular
- Tipo de alarma: Tasa de error (tabla)

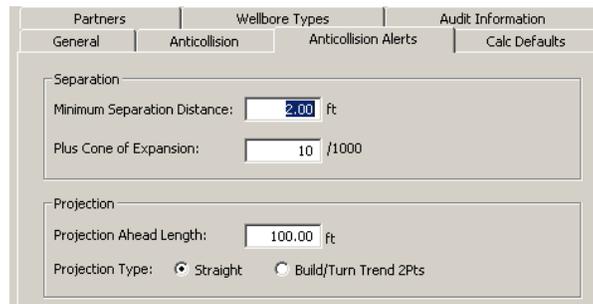
Figura 51 Propiedades de la compañía



Fuente: Desarrollo del caso práctico.
 Elaborado por: Camilo Cárdenas

Se debe revisar la pestaña de alertas de anticollisión para ingresar la distancia mínima de anticollisión. En nuestro caso usamos 2' al inicio, pero a medida que vamos profundizando, el valor va aumentando según el valor de expansión del cono (10/1000 ft), que serán añadidos a la profundidad total del pozo. Para proyectar el último valor de profundidad para análisis de anticollisión, ingresar el valor y el tipo de proyección.

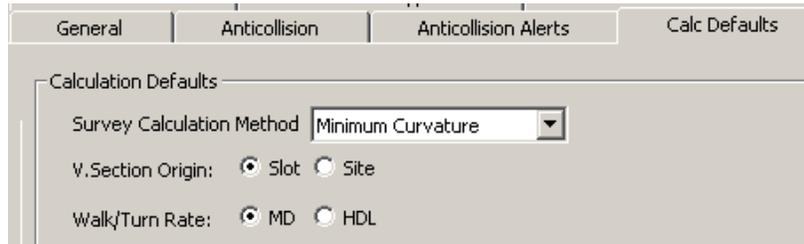
Figura 52 Configuración de Anticollisión



Fuente: Desarrollo del caso práctico.
 Elaborado por: Camilo Cárdenas

En la pestaña de cálculos por defecto, "Calc Defaults", es posible seleccionar la forma en que se calcula la trayectoria. Por defecto se emplea el método de curvatura mínima.

Figura 53 Método de cálculo de trayectoria

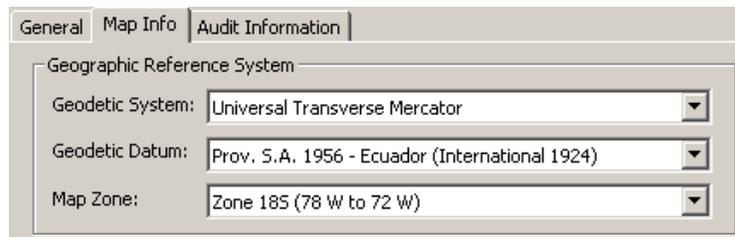


Fuente: Desarrollo del caso práctico.

Elaborado por: Camilo Cárdenas

El siguiente paso es seleccionar las opciones de geo-referencia. Ecuador usar el sistema UTM, con el Datum Provisional 1956, Zona 18S para el lugar del pozo en estudio.

Figura 54 Información del mapa



Fuente: Desarrollo del caso práctico.

Elaborado por: Camilo Cárdenas

Continuamos con la plataforma y sus coordenadas de superficie. Es muy importante ingresar el valor de referencia del azimut con el norte verdadero para que la convergencia al momento de aplicar anticollisión.

Figura 55 Coordenadas de la plataforma

Fuente: Desarrollo del caso práctico.
 Elaborado por: Camilo Cárdenas

Se procede a crear el pozo TRUENO 5 HORIZONTAL (T-5H). El dato importante es la elevación sobre el nivel de mar para el terreno y la mesa rotatoria del taladro. Las coordenadas de superficie las puede heredar de la plataforma ó puede usar el valor ingresado.

Figura 56 Propiedades del pozo

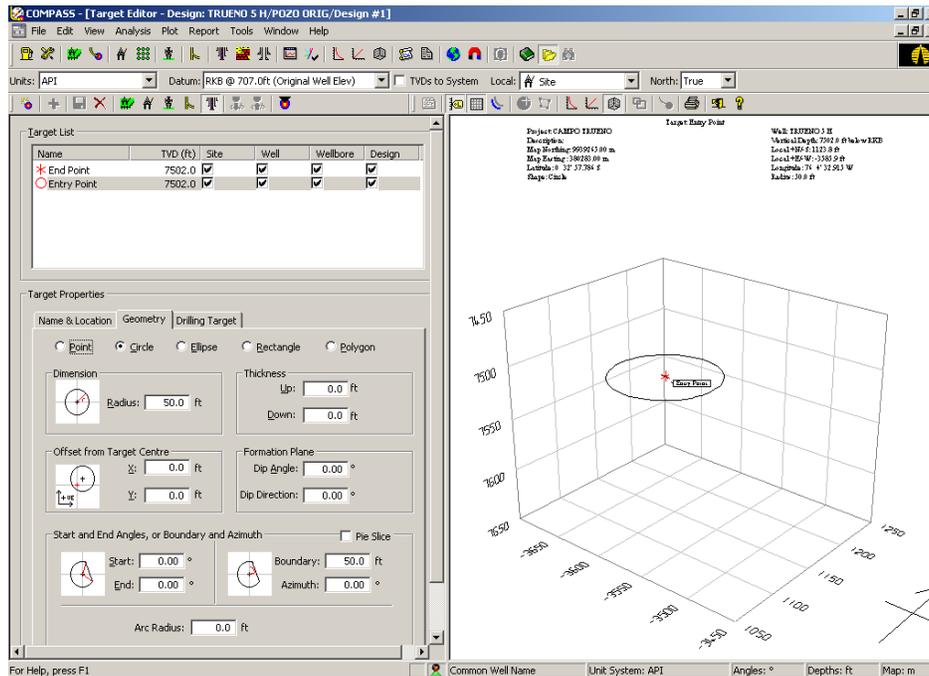
	Datum	Default	Elevation (ft)	Contractor	Rig	Rig Name	Date
1	RKB	<input checked="" type="checkbox"/>	707.0			Original W	2 / 7
2							

Fuente: Desarrollo del caso práctico.
 Elaborado por: Camilo Cárdenas

Al finalizar, el programa solicita crear un nuevo wellbore, el mismo que puede ser usado para indicar si es una ventana de otro pozo (sidetrack) y definir el tipo de pozo. Una vez ingresado los datos generales, es necesario crear los objetivos requeridos

para la perforación. Por ser un pozo horizontal, se toman dos puntos para el pozo tanto para el inicio de la sección horizontal como su fin.

Figura 57 Creación de coordenadas de fondo



Fuente: Desarrollo del caso práctico.

Elaborado por: Camilo Cárdenas

Es necesario ingresar las formaciones a partir de la prognosis del pozo en COMPASS.

Figura 58 Ingreso de prognosis

	MD (ft)	TVD WH (ft)	TVD Sys (ft)	TVD Path (ft)	Name	Lithology	Dip (°)	Dir
1		1889.0	1182.0		Chalcana Superior	(none)	0.00	
2		2772.0	2065.0		Chalcana Inferior	(none)	0.00	
3		3947.0	3240.0		Orteguaza	(none)	0.00	
4		4839.0	4132.0		Tiyuyacu	(none)	0.00	
5		6082.0	5375.0		Tena	(none)	0.00	
6		6482.0	5775.0		Napo	(none)	0.00	
7		6512.0	5805.0		M1 Superior	(none)	0.00	
8		6559.0	5852.0		M1 Principal	(none)	0.00	
9		6604.0	5897.0		Base M1	(none)	0.00	
10		6651.0	5944.0		Napo Shale	(none)	0.00	
11		6847.0	6140.0		Caliza M1	(none)	0.00	
12		6997.0	6290.0		Caliza M2	(none)	0.00	
13		7204.0	6497.0		Arena U Superior	(none)	0.00	
14		7381.0	6674.0		Arena U Inferior	(none)	0.00	

Fuente: Desarrollo del caso práctico.

Elaborado por: Camilo Cárdenas

Para diseñar la trayectoria del pozo, desde el editor se inicia el proceso de ingreso de la trayectoria. Cada 100' se ingresa la nueva estación del survey, puesto que la longitud representa cada parada de drillpipe empleada. Según el pozo deseado, es posible emplear ciertos métodos como mantener o construir ángulo. En este parte nos aseguramos que la trayectoria encuentre los objetivos planteados al inicio seleccionándolos al momento de planear el siguiente punto.

Figura 59 Planificación de trayectoria

Planning Methods

Slant
 S Well
 Build Turn
 Dogleg Toolface
 Hold
 Optimum Align
 Nudge

Hold to:

CL: 0.0 MD: 0.0
 TVD: 0.0
 Vertical Section: 0.0

Target for Hold to TVD or Vertical Section:

No Target (Freehand)

Fuente: Desarrollo del caso práctico.

Elaborado por: Camilo Cárdenas

Al ingresar la trayectoria, el asistente para ingreso de puntos de revestidor se habilita. Estos datos deben ser ingresados para considerarlos en la perforación de las secciones inferiores del pozo.

Figura 60 Puntos de revestidores en COMPASS

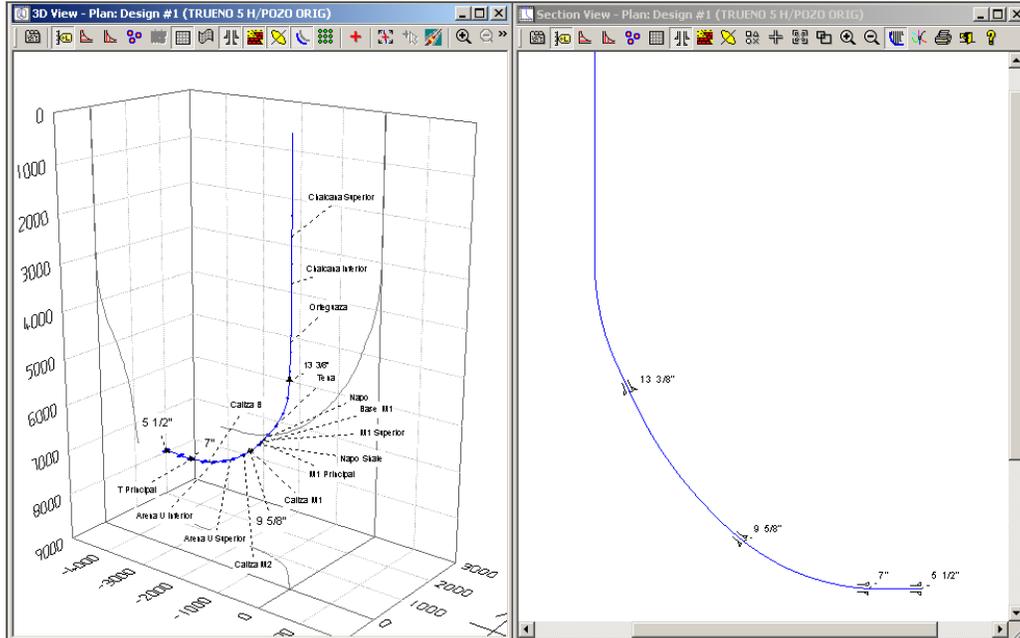
Design Casing Editor - TRUENO 5 H/POZO ORIG/Design #1						
	MD (ft)	TVD (ft)	Name	Casing Size (in)	Hole Size (in)	String Type
1	4984.0	4865.0	13 3/8"	13.375	16.000	Casing String
2	7554.4	6865.3	9 5/8"	9.625	12.250	Casing String
3	9410.9	7500.0	7"	7.000	8.500	Casing String
4	10131.3	7502.0	5 1/2"	5.500	6.125	Casing String
5						

Fuente: Desarrollo del caso práctico.

Elaborado por: Camilo Cárdenas

Al finalizar el proceso, es posible resumir el pozo mediante gráficas indicando la trayectoria, puntos del revestidor, elipses de incertidumbre y topes de las formaciones que se alcanzaron.

Figura 61 Visualización del pozo planificado

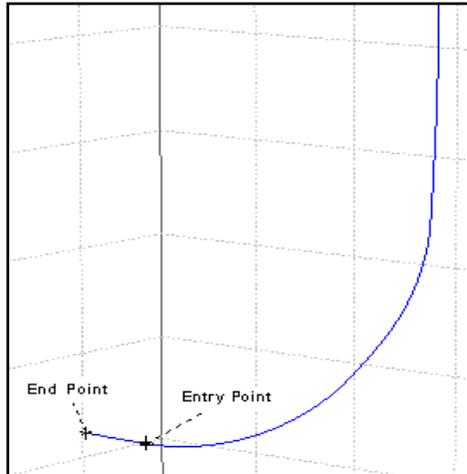


Fuente: Desarrollo del caso práctico.

Elaborado por: Camilo Cárdenas

Para revisar que la trayectoria del pozo alcance los objetivos planteados, se debe mostrar tanto en la gráfica y asegurar su uso al momento de diseñar la trayectoria.

Figura 62 Trayectoria planeada y objetivos

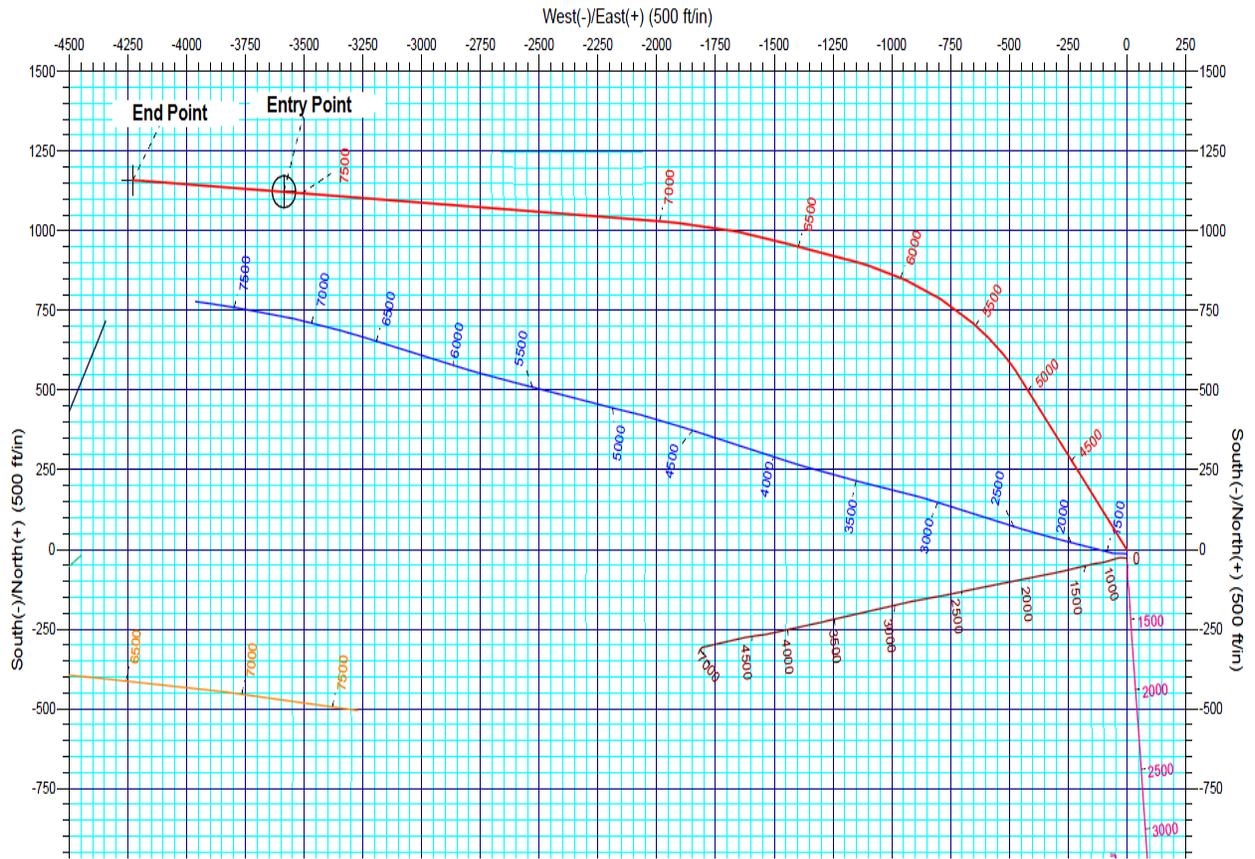


Fuente: Desarrollo del caso práctico.

Elaborado por: Camilo Cárdenas

El paso final es revisar la colisión con pozos vecinos según los parámetros de anti-colisión ingresados. Después de seleccionar los pozos vecinos y confirmar que no hay alarmas presentes, la forma más rápida de visualizar los pozos es mediante un diagrama de araña. En este podemos tener una vista de planta de todos los pozos vecinos. Como se muestra en la siguiente figura, el pozo planeado en rojo alcanza los dos objetivos sin colisionar con sus vecinos.

Figura 63 Esquema de anticollisión



Fuente: Desarrollo del caso práctico.

Elaborado por: Camilo Cárdenas

CAPÍTULO VI

CASINGSEAT

6.1. Objetivo de la aplicación

Es una aplicación gráfica para determinar con precisión la profundidad de asentamiento de los revestidores y sus posibles combinaciones. El uso de la aplicación en las fases tempranas del proceso de diseño puede llevar a ahorros significativos en el costo de tubulares. La tecnología de CasingSeat usa las combinaciones válidas entre revestidor y tamaño de hueco. Además la aplicación brinda caracterización de los límites del subsuelo basándose en la litología y también emplea las limitantes operativas asociadas con estabilidad del pozo, sobre balance mínimo y pegas diferenciales. En la aplicación es posible emplear metodologías para solucionar la profundidad de asentamiento sea de abajo hacia arriba o de arriba hacia abajo según las profundidades mínimas de asentamiento y las profundidades máximas permitidas.

Beneficios

Productividad y Eficiencia

CasingSeat se integra con las demás aplicaciones de perforación y completación en el ambiente de trabajo de EDM (Engineers Data Model). Esta integración reduce el tiempo en ingreso de datos, errores y tiempo de entrenamiento. Los diseños finales pueden ser analizados en detalle por otras aplicaciones de Landmark.

Soluciones exhaustivas para mejores decisiones

La aplicación presenta todos los esquemas de revestidor permitidos para la evaluación y selección del usuario.

Clasificación de soluciones

Clasifica el esquema del pozo según el método, arriba hacia abajo/abajo hacia arriba, basándose en el costo relativo del volumen total perforado y peso estimado del revestidor. Los ingenieros de perforación pueden seleccionar el diseño con costo efectivo según la clasificación presentada.

6.2. Diseño preliminar

El programa ofrece al ingeniero de perforación una selección óptima del diámetro externo de revestidores y sus profundidades de asentamiento según las propiedades geológicas y de litología además de varias condiciones de operación.

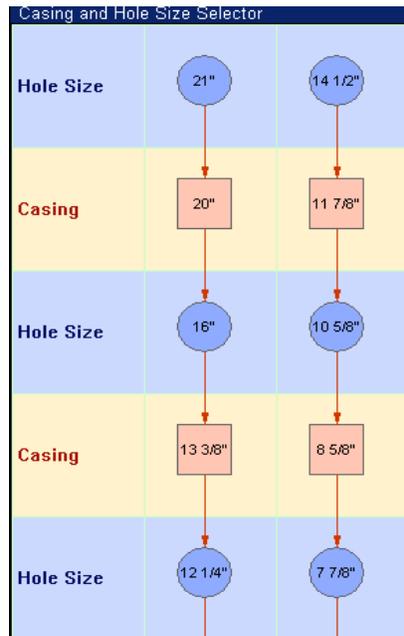
- El diseño puede ser empleado como datos de ingreso para un diseño detallado (todavía no puede ordenar revestidores).
- El máximo ahorro puede ser obtenido en esta etapa.
- Diseños estándares pueden ser retados.

Con CasingSeat se asegura la integridad mecánica del pozo, proporcionando una base de diseño que considere todas las cargas anticipadas que pueden encontrarse durante la vida útil del pozo y que cumplan con los factores de diseño mínimos exigidos. Igualmente se evalúa la geometría del pozo optimizando la ubicación de los puntos de asentamiento de las zapatas de las diferentes fases de perforación, proporcionando rutinas rigurosas para el cálculo basado en los gradientes de presión de poro, gradiente de fractura de la formación y restricciones definidas por el diseñador para obtener un diseño Seguro, Económico y Factible.

La selección básica para el asentamiento del revestidor es mediante la presión de poro y el gradiente de presión. Para control de pozo, el peso de lodo debe exceder la presión de poro pero ser menor al gradiente de fractura. La profundidad donde el peso del lodo no satisface el criterio, es la profundidad de asentamiento del revestidor.

La selección del diámetro se hace principalmente en función de que cada revestidor pueda contener al siguiente. El último, es decir, la tubería de producción debe tener suficiente diámetro para conducir el fluido del pozo hasta la superficie. Así pues, se escoge primero la tubería de producción y luego, sucesivamente los demás revestidores. En CasingSeat se muestra un árbol de decisiones para facilitar el ingreso de datos de forma fácil.

Figura 64 Selector de hueco y revestidor

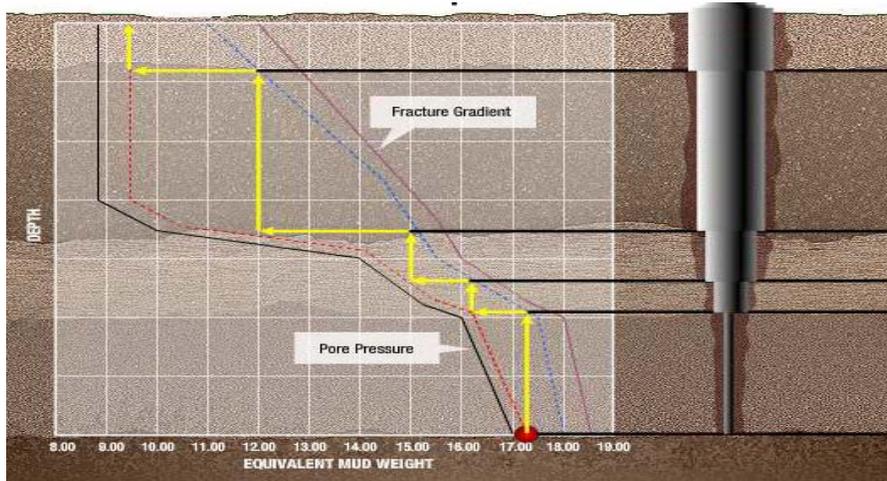


Fuente: Manual de CasingSeat.

Elaborado por: Camilo Cárdenas

El programa realiza dos tipos de análisis: de arriba hacia abajo ó de abajo hacia arriba. Al seleccionar de abajo hacia arriba, el programa coloca la primera zapata en la profundidad máxima del pozo y selecciona el siguiente punto generando una línea vertical hasta encontrar el límite de pegas diferenciales, previo al gradiente de fractura, siendo este el siguiente punto. El proceso continua prologando una línea horizontal hacia la izquierda hasta encontrar el límite de arremetida sobre la presión de poro. El proceso se reinicia hasta llegar a la superficie.

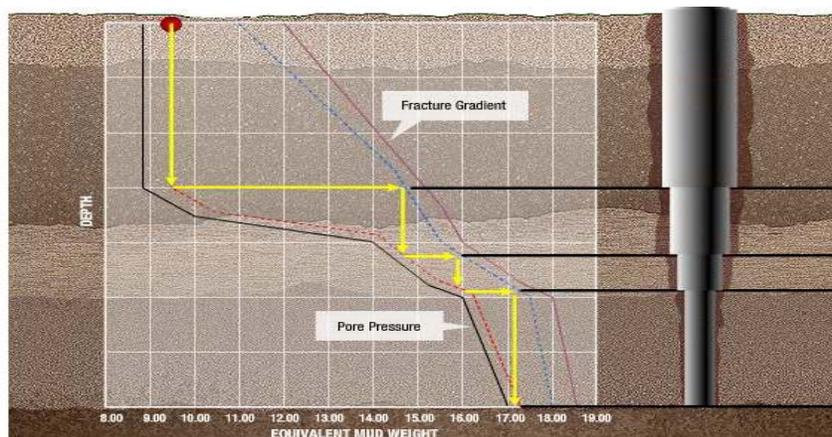
Figura 65 Cálculo Abajo hacia arriba



Fuente: Manual de CasingSeat.
Elaborado por: Camilo Cárdenas

Al usar el modo de arriba hacia abajo, el análisis inicia en la superficie hasta encontrar el límite de arremetida que está por encima de la presión de poro y se prolonga horizontalmente hasta encontrar el gradiente de fractura a la derecha. El proceso finaliza una vez se llegue a la profundidad total del pozo.

Figura 66 Cálculo arriba hacia abajo



Fuente: Manual de CasingSeat.
Elaborado por: Camilo Cárdenas

6.3. Datos de Ingreso Requeridos

De forma resumida se requiere.

- Cantidad de revestidores (secciones).
- Diámetros del revestidor.
- Tamaños del hueco a perforar.
- Profundidades del zapato y del colgador.
- Topes de cemento y programa de lodos.
- Presión de poro y gradiente de fractura.
- Costo relativo del acero y costo relativo de perforar el pozo.

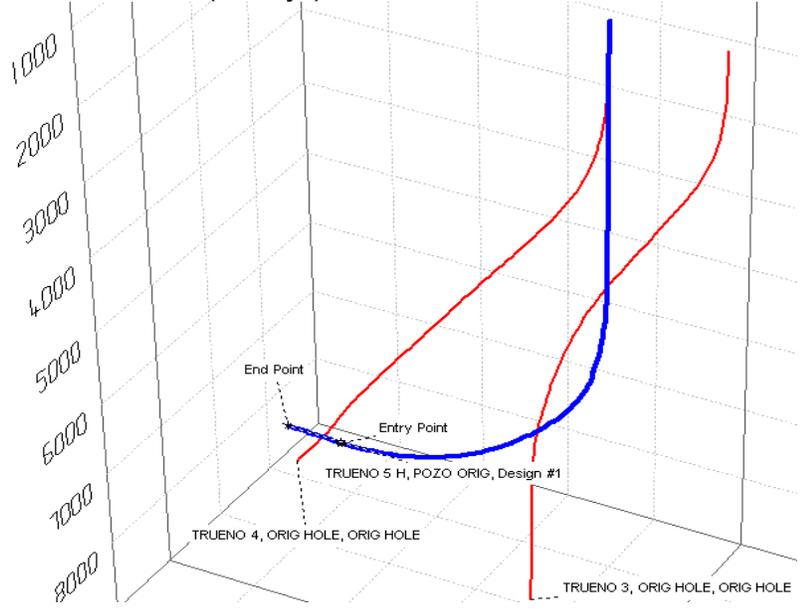
En esta etapa se define el diámetro mínimo del revestidor, los mismos que son dictados por los requerimientos operativos del pozo como:

- Configuración requerida del pozo.
- Descripción del reservorio.
- Diseño de la completación.
- Tamaño de la tubería de completación.
- Mínimo revestidor o liner para la producción.

Similarmente, la profundidad mínima de asentamiento de la zapata es definida por:

- Aislar formaciones superiores inestables.
- Aislar hidrocarburos superiores.
- Aislar zonas de pérdida de circulación y reservorios de agua fresca.
- Prevenir fallas de las formaciones por presiones circulantes inducidas en operaciones de perforación y operaciones de control de pozo.

Tabla 9 Dato de entrada para CasingSeat

<p>Trayectoria de pozo</p>	<p>Dato de salida de COMPASS. Solamente se indicará el dibujo en 3D del pozo TRUENO 5H (en azul) junto con los pozos vecinos (en rojo).</p> 																																																																																																																								
<p>Tamaño de los huecos</p>	<p>4 Secciones:</p> <ul style="list-style-type: none"> • 16", 12 ¼", 9 5/8", 7", 5 ½" 																																																																																																																								
<p>Limitantes</p>	<p>Primer revestidor en 1500' (TVD). Último revestidor 5 ½"</p>																																																																																																																								
<p>Límite para pegas diferenciales</p>	<table border="1"> <thead> <tr> <th colspan="6">Lithology</th> </tr> <tr> <th></th> <th>Layer Top TVD (ft)</th> <th>Layer Name</th> <th>Competent Layer</th> <th>Overbalance Margin (ppg)</th> <th>Diff. Sticking Limit (psi)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr><td>1</td><td>26.4</td><td>Ground</td><td>No</td><td>0.45</td><td>790.00</td></tr> <tr><td>2</td><td>1889.0</td><td>Chalcana Superior</td><td>No</td><td>0.50</td><td>920.00</td></tr> <tr><td>3</td><td>2772.0</td><td>Chalcana Inferior</td><td>No</td><td>0.50</td><td>1510.00</td></tr> <tr><td>4</td><td>3947.0</td><td>Orteguaza</td><td>No</td><td>0.50</td><td>1950.00</td></tr> <tr><td>5</td><td>4839.0</td><td>Tiyuyacu</td><td>Yes</td><td>0.50</td><td>3100.00</td></tr> <tr><td>6</td><td>6082.0</td><td>Tena</td><td>No</td><td>0.50</td><td>3900.00</td></tr> <tr><td>7</td><td>6482.0</td><td>Napo</td><td>No</td><td>0.50</td><td>3950.00</td></tr> <tr><td>8</td><td>6512.0</td><td>M1 Superior</td><td>Yes</td><td>0.50</td><td>3950.00</td></tr> <tr><td>9</td><td>6559.0</td><td>M1 Principal</td><td>No</td><td>1.00</td><td>3300.00</td></tr> <tr><td>10</td><td>6604.0</td><td>Base M1</td><td>No</td><td>1.00</td><td>3500.00</td></tr> <tr><td>11</td><td>6651.0</td><td>Napo Shale</td><td>No</td><td>1.00</td><td>3500.00</td></tr> <tr><td>12</td><td>6847.0</td><td>Caliza M1</td><td>Yes</td><td>1.00</td><td>3550.00</td></tr> <tr><td>13</td><td>6997.0</td><td>Caliza M2</td><td>No</td><td>1.10</td><td>3550.00</td></tr> <tr><td>14</td><td>7204.0</td><td>Arena U Superior</td><td>No</td><td>1.10</td><td>4100.00</td></tr> <tr><td>15</td><td>7381.0</td><td>Arena U Inferior</td><td>No</td><td>1.10</td><td>4100.00</td></tr> <tr><td>16</td><td>7426.0</td><td>Caliza B</td><td>No</td><td>1.10</td><td>4100.00</td></tr> <tr><td>17</td><td>7448.0</td><td>T Superior</td><td>Yes</td><td>1.10</td><td>4100.00</td></tr> <tr><td>18</td><td>7498.0</td><td>T Principal</td><td>Yes</td><td>1.10</td><td>4100.00</td></tr> </tbody> </table>	Lithology							Layer Top TVD (ft)	Layer Name	Competent Layer	Overbalance Margin (ppg)	Diff. Sticking Limit (psi)	1	26.4	Ground	No	0.45	790.00	2	1889.0	Chalcana Superior	No	0.50	920.00	3	2772.0	Chalcana Inferior	No	0.50	1510.00	4	3947.0	Orteguaza	No	0.50	1950.00	5	4839.0	Tiyuyacu	Yes	0.50	3100.00	6	6082.0	Tena	No	0.50	3900.00	7	6482.0	Napo	No	0.50	3950.00	8	6512.0	M1 Superior	Yes	0.50	3950.00	9	6559.0	M1 Principal	No	1.00	3300.00	10	6604.0	Base M1	No	1.00	3500.00	11	6651.0	Napo Shale	No	1.00	3500.00	12	6847.0	Caliza M1	Yes	1.00	3550.00	13	6997.0	Caliza M2	No	1.10	3550.00	14	7204.0	Arena U Superior	No	1.10	4100.00	15	7381.0	Arena U Inferior	No	1.10	4100.00	16	7426.0	Caliza B	No	1.10	4100.00	17	7448.0	T Superior	Yes	1.10	4100.00	18	7498.0	T Principal	Yes	1.10	4100.00
Lithology																																																																																																																									
	Layer Top TVD (ft)	Layer Name	Competent Layer	Overbalance Margin (ppg)	Diff. Sticking Limit (psi)																																																																																																																				
1	26.4	Ground	No	0.45	790.00																																																																																																																				
2	1889.0	Chalcana Superior	No	0.50	920.00																																																																																																																				
3	2772.0	Chalcana Inferior	No	0.50	1510.00																																																																																																																				
4	3947.0	Orteguaza	No	0.50	1950.00																																																																																																																				
5	4839.0	Tiyuyacu	Yes	0.50	3100.00																																																																																																																				
6	6082.0	Tena	No	0.50	3900.00																																																																																																																				
7	6482.0	Napo	No	0.50	3950.00																																																																																																																				
8	6512.0	M1 Superior	Yes	0.50	3950.00																																																																																																																				
9	6559.0	M1 Principal	No	1.00	3300.00																																																																																																																				
10	6604.0	Base M1	No	1.00	3500.00																																																																																																																				
11	6651.0	Napo Shale	No	1.00	3500.00																																																																																																																				
12	6847.0	Caliza M1	Yes	1.00	3550.00																																																																																																																				
13	6997.0	Caliza M2	No	1.10	3550.00																																																																																																																				
14	7204.0	Arena U Superior	No	1.10	4100.00																																																																																																																				
15	7381.0	Arena U Inferior	No	1.10	4100.00																																																																																																																				
16	7426.0	Caliza B	No	1.10	4100.00																																																																																																																				
17	7448.0	T Superior	Yes	1.10	4100.00																																																																																																																				
18	7498.0	T Principal	Yes	1.10	4100.00																																																																																																																				
<p>Presión de poro</p>	<p>Consta de 315 puntos de la profundidad vertical en pies con el respectivo valor de presión. A continuación se presenta una muestra de los datos.</p>																																																																																																																								

	Pore Pressure			
	Vertical Depth (ft)	Pore Pressure/EMW		
		(psi)	(ppg)	
2	49.0	5.39	2.12	
3	74.0	16.20	4.21	
4	99.0	27.01	5.25	
5	124.0	37.82	5.87	
6	149.0	48.62	6.28	
7	174.0	59.43	6.57	
8	199.0	70.24	6.79	
9	224.0	81.05	6.96	
10	249.0	91.85	7.10	
11	274.0	102.66	7.21	
12	299.0	113.47	7.31	
13	324.0	124.28	7.38	
14	349.0	135.08	7.45	
15	374.0	145.89	7.51	
16	399.0	156.70	7.56	
17	424.0	167.51	7.60	
18	449.0	178.31	7.64	
19	474.0	189.12	7.68	
20	499.0	199.93	7.71	
21	524.0	210.74	7.74	
22	549.0	221.54	7.77	
23	574.0	232.35	7.79	
24	599.0	243.16	7.81	
25	624.0	253.97	7.83	
26	649.0	264.77	7.85	
27	674.0	275.58	7.87	
28	699.0	286.39	7.89	
29	724.0	297.20	7.90	
30	749.0	308.00	7.92	
31	774.0	318.81	7.93	

Gradiente de fractura	Consta de 248 puntos de la profundidad vertical en pies con el respectivo valor de presión. A continuación se presenta una muestra de los datos.
-----------------------	--

	Fracture Gradient			
	Vertical Depth (ft)	Fracture Pressure/EMW		
		(psi)	(ppg)	
1	26.4	11.14	8.12	
2	1724.0	806.03	9.00	
3	1749.0	908.57	10.00	
4	1774.0	1213.51	13.17	
5	1799.0	1225.31	13.11	
6	1824.0	1305.35	13.78	
7	1849.0	1305.95	13.60	
8	1874.0	1367.69	14.05	
9	1899.0	1333.36	13.52	
10	1924.0	1360.87	13.62	
11	1949.0	1441.62	14.24	
12	1974.0	1360.34	13.27	
13	1999.0	1424.88	13.72	
14	2024.0	1481.05	14.09	
15	2049.0	1458.10	13.70	
16	2074.0	1466.92	13.62	
17	2099.0	1524.61	13.98	
18	2124.0	1521.77	13.79	
19	2149.0	1528.54	13.69	
20	2174.0	1571.99	13.92	
21	2199.0	1564.59	13.70	
22	2224.0	1601.79	13.86	
23	2249.0	1590.13	13.61	
24	2274.0	1662.56	14.07	
25	2299.0	1617.70	13.55	
26	2324.0	1679.10	13.91	
27	2349.0	1698.94	13.92	
28	2374.0	1670.12	13.54	
29	2399.0	1761.33	14.13	
30	2424.0	1736.50	13.79	
31	2449.0	1832.81	14.41	

Costo relativo del acero	700 \$/ton del acero K-55
Costo relativo de pozo a perforar	200.00 \$/ft ³

Fuente: Desarrollo del caso práctico.

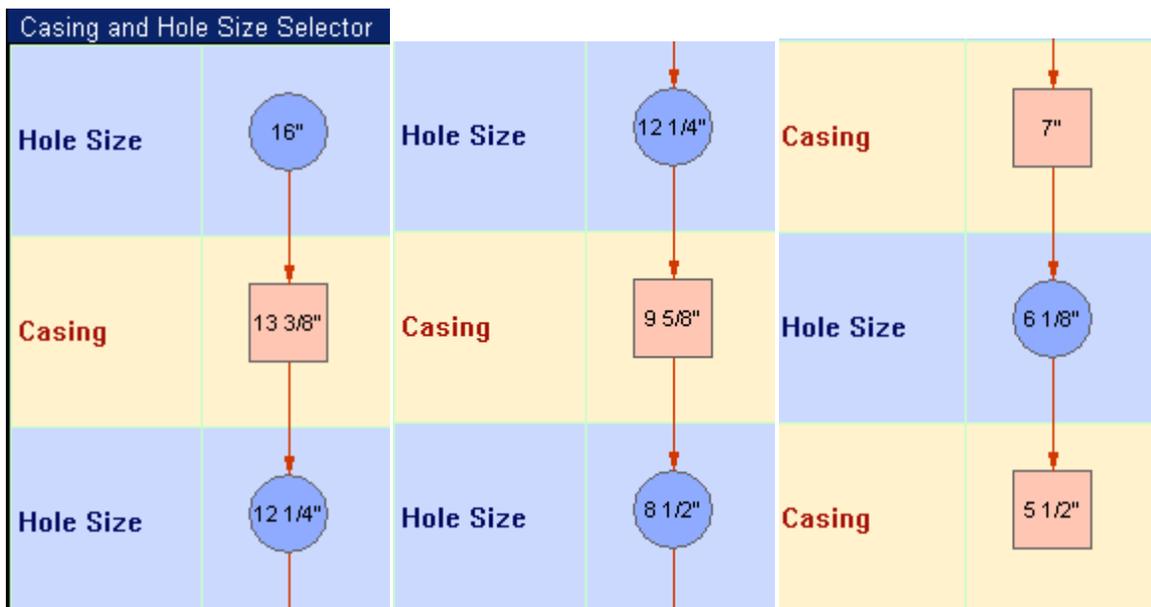
Elaborado por: Camilo Cárdenas

6.4. Caso Práctico

El proceso de diseño continúa para el pozo TRUENO 5 HORIZONTAL (T-5H) con el diseño preliminar de revestidores desde CasingSeat. No es necesario ingresar la información del pozo, como nombre y la trayectoria creada en COMPASS, porque al ser un ambiente integrado los datos anteriormente creados en COMPASS se encuentran disponibles y listos para ser empleados en CasingSeat.

Se procede a ingresar los diámetros de hueco y revestidores. Para esto se emplea la funcionalidad de CasingSeat para ingresar revestidores desde un árbol de decisión gráfico.

Figura 67 Opciones de hueco y revestidor



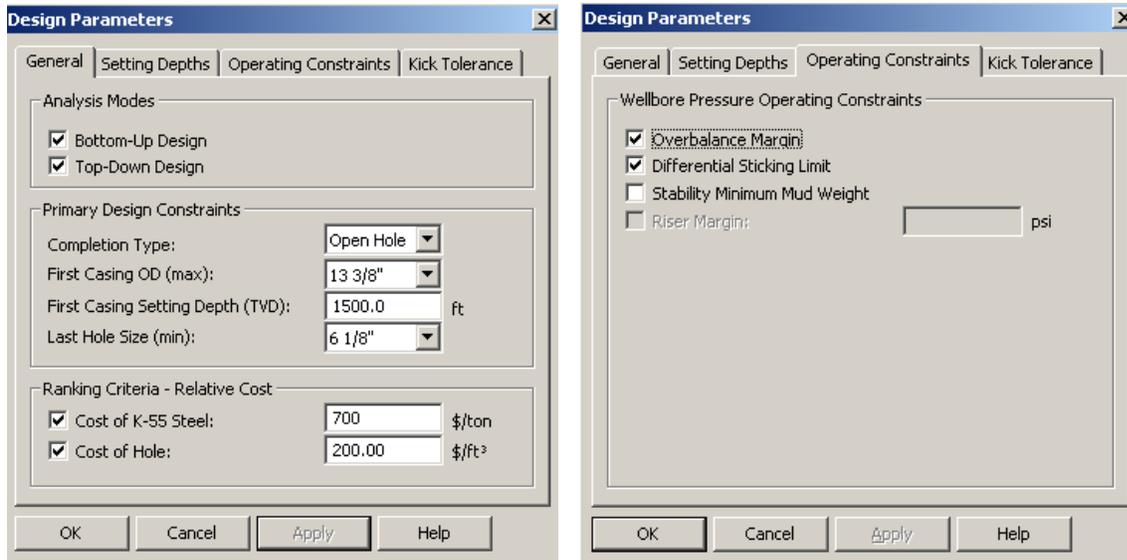
Fuente: Desarrollo del caso práctico.

Elaborado por: Camilo Cárdenas

CasingSeat requiere de la configuración de los parámetros de diseño siendo: el modo de análisis (arriba hacia abajo ó abajo hacia arriba), limitantes principales (como tipo de

completación, primer tamaño del revestidor, último tamaño del pozo) y la forma de calificación (sea por costo del acero ó por costo del pozo).

Figura 68 Parámetros de diseño



Fuente: Desarrollo del caso práctico.

Elaborado por: Camilo Cárdenas

El siguiente dato requerido es la presión de poro y el gradiente de fractura. Estos son cargados en CasingSeat según la profundidad en TVD y la presión en ese punto. Estos serán los límites que usará el programa para obtener las profundidades de asentamiento del revestidor. Finalmente, la prognosis ingresada en COMPASS debe ser actualizada de tal manera que se indique si dicha formación es competente para la cementación, indicar el margen de sobrebalance y el límite a considerar para evitar pegas diferenciales.

Figura 69 Prognosis y límites del diseño

Lithology							
	Layer Top TVD (ft)	Layer Name	Layer Type	Competent Layer	Overbalance Margin (ppg)	Diff. Sticking Limit (psi)	
1	26.4	Ground		No	0.45	890.00	
2	1889.0	Chalcana Superior		No	0.50	1400.00	
3	2772.0	Chalcana Inferior		No	0.50	2151.00	
4	3947.0	Orteguaza		No	0.50	2750.00	
5	4839.0	Tiyuyacu		Yes	0.50	4500.00	
6	6082.0	Tena		No	0.50	4900.00	
7	6482.0	Napo		No	0.50	4950.00	
8	6512.0	M1 Superior		Yes	0.50	4950.00	
9	6559.0	M1 Principal		No	1.00	4300.00	
10	6604.0	Base M1		No	1.00	4500.00	
11	6651.0	Napo Shale		No	1.00	4500.00	
12	6847.0	Caliza M1		Yes	1.00	4550.00	
13	6997.0	Caliza M2		No	1.10	4550.00	
14	7204.0	Arena U Superior		No	1.10	5200.00	
15	7381.0	Arena U Inferior		No	1.10	5200.00	
16	7426.0	Caliza B		No	1.10	5200.00	
17	7448.0	T Superior		Yes	1.10	5200.00	
18	7498.0	T Principal		Yes	1.10	5200.00	
19							

Fuente: Desarrollo del caso práctico.

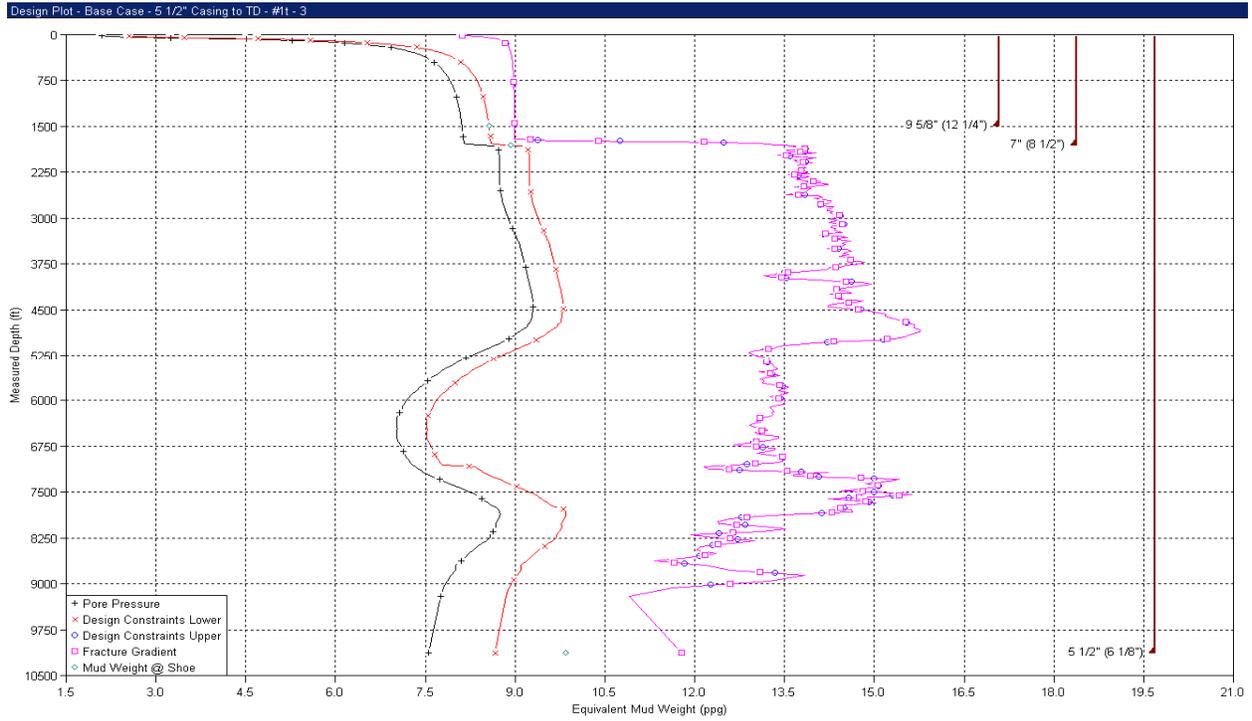
Elaborado por: Camilo Cárdenas

Para indicar el resultado final, CasingSeat requiere de los parámetros de cálculo, los mismos que se detallan a continuación y presentan:

- Límites inferiores y superiores para la presión de poro.
- Límites inferiores y superiores para el gradiente de fractura.
- Cambios con la profundidad en una formación (entre la prognosis y la profundidad donde fue encontrada).

El diseño preliminar es indicado por CasingSeat en el diagrama de presión de poro, gradiente de fractura y profundidades medidas de asentamiento de los revestidores. En el siguiente diagrama se visualiza el diseño preliminar del pozo TRUENO 5 HORIZONTAL (T-5H) con la presión de poro en azul, el límite del diseño inferior en rojo y el gradiente de fractura en rosado. En la parte derecha se indican la profundidad de asentamiento de los revestidores. Igualmente el resultado final puede ser visualizado en un esquema mecánico o en una tabla resumiendo las profundidades calculadas.

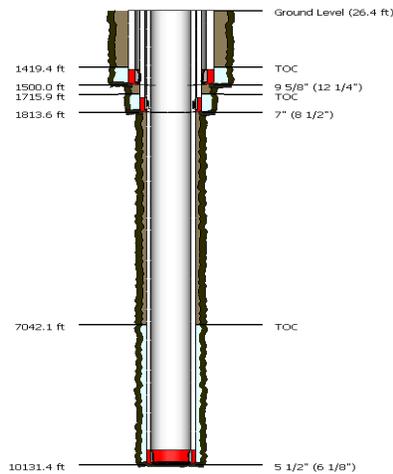
Figura 70 Resultado final con tres secciones



Fuente: Desarrollo del caso práctico.

Elaborado por: Camilo Cárdenas

Figura 71 Esquema mecánico y tabla de resumen



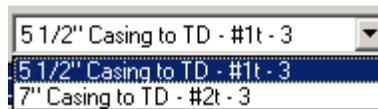
Casing Scheme - Base Case - 5 1/2" Casing to TD - #11 - 3	OD (in)	Hole Size (in)	Measured Depths (ft)			Mud at Shoe (ppg)	Reason
			Hanger	Shoe	TOC		
1	9 5/8"	12.250	26.4	1500.0	1419.4	8.57	User Defined Seat
2	7"	8.500	26.4	1813.6	1715.9	8.93	Weak Formation
3	5 1/2"	6.125	26.4	10131.4	7042.1	9.86	Casing To Target
4		Cell Is Read-Only					

Fuente: Desarrollo del caso práctico.

Elaborado por: Camilo Cárdenas

El resultado final depende de los parámetros de diseño ingresados, particularmente de los límites inferiores y superiores. El programa califica y brinda varias soluciones al usuario final sobre la configuración de revestidores a ser empleadas para el pozo. En este caso el programa nos brindó dos opciones, llegando con revestidor de 5 ½” hasta la profundidad total ó con revestidor de 7” hasta la profundidad total, las tres usando tres secciones de revestidores. Pero el programa nos indica que la opción más económica es la 5 ½” por costo del acero y de perforación del hueco, siendo esta la mejor en la práctica por tratarse de un pozo horizontal cuya completación constará del éxito en geo-navegación e instalación de mallas y empacaduras hinchables para la parte horizontal.

Figura 72 Soluciones de la primera corrida



Fuente: Desarrollo del caso práctico.

Elaborado por: Camilo Cárdenas

Para ejemplificar lo anteriormente mencionado, alteramos los parámetros para los límites inferiores del diseño, colocando 0.5 ppg por debajo del gradiente de fractura. El programa ahora nos muestra 1 sola solución usando cuatro secciones de revestidores.

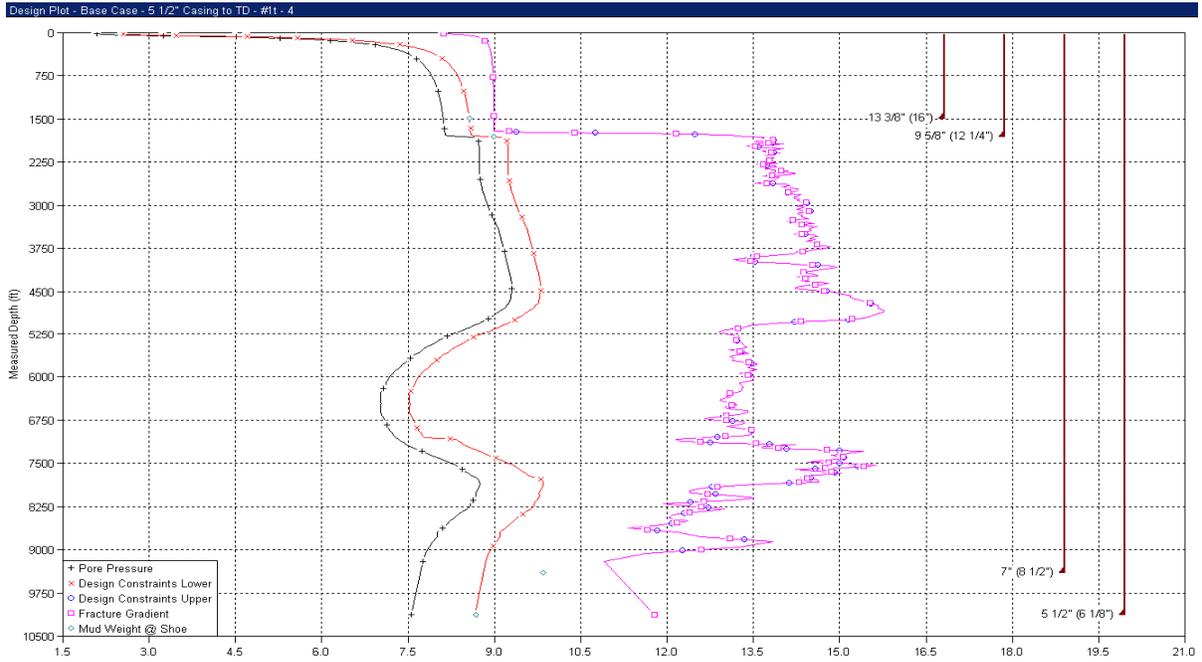
Figura 73 Soluciones de la primera corrida



Fuente: Desarrollo del caso práctico.

Elaborado por: Camilo Cárdenas

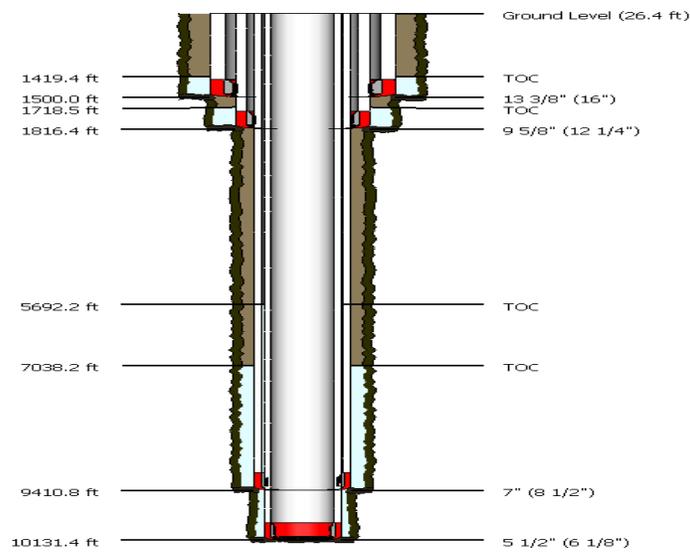
Figura 74 Solución de la segunda corrida con cuatro secciones



Fuente: Desarrollo del caso práctico.

Elaborado por: Camilo Cárdenas

Figura 75 Esquema mecánico del diseño preliminar



Fuente: Desarrollo del caso práctico.

Elaborado por: Camilo Cárdenas

CAPÍTULO VII

STRESSCHECK

7.1. Objetivo de la aplicación

En esta solución es posible generar automáticamente el diseño de revestidor más económico basándose en las cargas definidas por el usuario. Mediante el uso de herramientas gráficas, el software permite la evaluación sistemática de los límites de desgaste del revestidor, costo mínimo, diseño triaxial y esfuerzos operativos para estallido, colapso e instalación axial al igual que otras cargas que sufrirá el revestidor en su vida productiva.

Este programa fue desarrollado en cooperación con varias compañías de exploración y producción como uno de los sistemas de nueva generación para diseño de ingeniería. Se basa en principios de diseño que son ampliamente aceptados y usados en la industria. Con Stresscheck es posible ejecutar métodos sofisticados de diseño de forma rutinaria para generara soluciones de costo mínimo y de alta integridad en el revestidor con en poco tiempo y esfuerzo. El programa puede ser empleado para diseñar revestidores que cumplan o excedan todos los criterios relevantes desde la superficie hasta la profundidad total. De esta manera es posible ahorrar costos significativos en los costos totales de los revestidores al brindar fórmulas automáticas para valores reales de estallido, colapso y cargas axiales en vez de utilizar el caso tradicional de la máxima carga al igual que optimiza la longitud y las secciones de los revestidores. En algunos casos, cerca del 40% puede ser ahorrado en comparación a los diseños de sartas desarrollados por métodos convencionales. Además con la característica de “Cargas Personalizadas”, en Stresscheck es posible usar una hoja de cálculo para especificar, en detalle, los perfiles de presión interna, externa y de temperatura cuando se requieren cálculos de varias cargas.

Beneficios

Productividad y eficiencia elevada

La integración con otras aplicaciones de perforación reduce el tiempo en ingreso de datos, errores y entrenamiento.

El diseño de menor costo

Stresscheck permite reducir el costo de revestidor y tubería de completación en su diseño basándose en inventarios estándar o definidos por el usuario, costos específicos, limitantes definidas por el usuario en normas API o el diseño triaxial, y longitud mínima del tubular.

Soluciones rápidas y precisas

Mediante esta es posible obtener soluciones a cargas, esfuerzos y el pandeo de tubulares para pozos verticales y direccionales.

Generación automática de cargas

En el software es posible generar cargas estándares o definidas por el usuario para perforación y producción sea en corridas, instalación o en servicios al pozo.

Calificación y factores de diseño

Implementación de compresión axial para conexiones junto con el factor de diseño. El factor de diseño para la compresión axial en el cuerpo de la tubería es separada de la tensión axial. La vista de resultados distingue entre el factor de seguridad de la tensión y compresión axial para la conexión y el cuerpo de la tubería.

Pruebas de conexión

El usuario puede importar o ingresar datos de pruebas de la conexión (pares de carga y presión) en un formato predefinido para dos tipos diferentes de conexiones. El esfuerzo triaxial de la conexión definida por el usuario puede ser desplegada en el dibujo de diseño límite. Esta nueva tecnología es el resultado de las recomendaciones de la ISO 13679 para propósitos de pruebas involucrando conexiones de revestidor y tubulares.

7.2. Principios de Funcionamiento

El software Stresscheck es un aplicativo único, gráfico e interactivo que permite diseñar los revestidores con rapidez y precisión según casos de cargas y factores de diseño

especificados en formularios de datos. Los casos de cargas son los perfiles de presión o cargas axiales usados para modelar un evento de perforación o de producción. Mediante Stresscheck es posible definir casos estándares que tienen un amplio uso en la industria. Los factores de diseño serán los factores de seguridad mínimos a cualquier profundidad. Factores de diseño de estallido, colapso, axial y triaxial pueden ser especificados globalmente para todas las tuberías o mediante un caso de carga en particular.

7.2.1. Casos de Cargas

En Stresscheck es posible cargar casos de estallido, colapso y cargas axiales para desarrollar las cargas como una función de la profundidad, siendo la base para trabajar en el respectivo diseño.

A cada profundidad para una sarta en particular o tipo de carga, por ejemplo estallido, el caso cargado que desarrolle el factor más grande y es ajustado (como para la reducción en resistencia al colapso para la tensión van a dominar localmente el diseño correspondiente con respecto a ese tipo de carga. Como resultado, diferentes casos pueden dominar el diseño a diferentes profundidades. Igualmente porque Stresscheck permite cargar casos independientes, el diseño a una profundidad particular puede ser dominado por un caso que hasta la aplicación del factor correspondiente no representa la carga máxima local.

Las cargas nativas (sin un factor o ajuste) para casos de estallido y colapso son caracterizadas en los diferentes diagramas de presión, disponibles en los menús de diagramas de estallido y colapso. En el caso del colapso, un ajuste adicional es realizado en desarrollar las cargas actuales visualizadas en el diagrama para contar con el aumento en presión efectiva de colapso debido a la presión interna, como se describe en boletín API 5C3.

Una vez con el caso seleccionado, el factor de carga y las líneas de carga son modificadas para crear las cargas definitivas para el diseño según las opciones seleccionadas en el programa.

- La carga es aumentada para considerar la disminución en el límite elástico debido a la temperatura. Este ajuste solamente es realizado cuando se selecciona la caja de gradiente de temperatura (Temperature Deration). En los diagramas de diseño el ajuste es realizado a la carga en vez de tubular seleccionado con la mente de preservar una línea vertical en el dibujo. Esto se logra al aumentar la carga local con el factor mientras se mantiene el rendimiento del tubular constante
- La carga de colapso es aumentada para considerar el aumento en la resistencia de colapso debido a la tensión, como se describe en el boletín API 5C3.

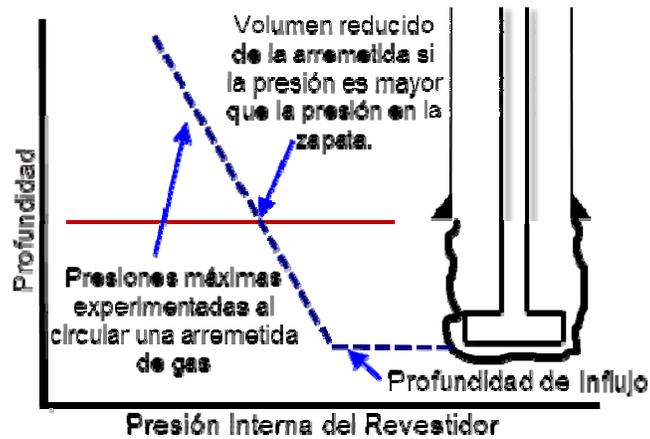
7.2.1.1. Cargas de Perforación

Gas Limitado/Arremetida de Petróleo

El caso de cargas de perforación crea un perfil de presión interno que simula la máxima presión impuesta sobre la sarta mientras se circula una arremetida de gas a la superficie. Este criterio de una “arremetida limita” es menos conservador que el caso de desplazamiento completo a gas. Solamente se aplica al diseño por estallido.

Durante la simulación de una arremetida, una presión de fondo constante es mantenida mientras el influjo de gas se expande, debido a la presión en declinación, a medida que es circulada por el anular y hacia afuera del pozo.

Figura 76 Caso de Arremetida



Fuente: Manual de Stresscheck.

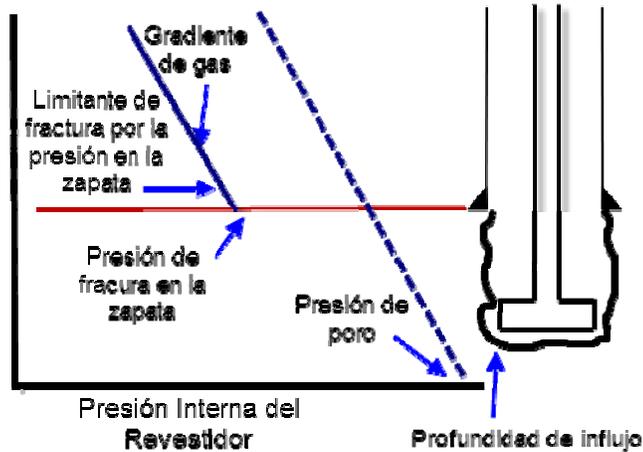
Elaborado por: Camilo Cárdenas

El perfil de presión interna se determina según la especificación del volumen de una arremetida y su intensidad en la profundidad de la arremetida, donde la intensidad de la arremetida es la diferencia entre el peso del lodo equivalente para el intervalo y la densidad del lodo en el hueco abierto desde donde evoluciona la arremetida de gas. Normalmente está limitada por la presión de fractura en la zapata sobre la profundidad total. Si no se desea limitar la presión interna a la presión de fractura en la zapata, deseleccionar la caja de limitar al gradiente de fractura (Limit to Frac at Shoe) en la ventana de parámetros de diseño.

Desplazamiento Completo/Evacuación de Gas

El caso de cargas de perforación crea un perfil de presión interno que simula la máxima presión impuesta sobre la sarta mientras se circula una arremetida de gas a la superficie.

Figura 77 Caso de desplazamiento



Fuente: Manual de Stresscheck.

Elaborado por: Camilo Cárdenas

Por defecto, la columna de gas se extiende desde la zapata hacia la boca de pozo, especificando la profundidad de la interface gas/lodo. Este caso representa una condición de cierre seguida por una arremetida grande. Comúnmente es usado como el peor escenario para el estallido del revestidor de superficie y el intermedio. Es conocido como la máxima presión de superficie anticipada (MASP).

Pérdidas de Retorno con Agua

Este caso modela la condición parcial o total de pérdida de control de pozo, seguida de una arremetida del pozo y la pérdida de circulación en la zapata, agua es desplazada por el anular intentando evitar empeorar el nivel hidrostático y en la condición de fracturar en la zapata al mantener el nivel de fluido más alto posible en el anular. Solamente aplica al diseño de estallido.

Figura 78 Caso de pérdidas del retorno



Fuente: Manual de Stresscheck.

Elaborado por: Camilo Cárdenas

El perfil de presión interna es determinado por la presión de fractura en la zapata y el nivel de agua en el anular.

Prueba de Presión

Genera un perfil de presión interno con la densidad del lodo, presión aplicada en la cabeza y una opción para especificar la profundidad del tapón para la sarta actual. Si una profundidad alternativa es especificada, la presión aplicada solamente es observada sobre esa profundidad.

Figura 79 Caso de pruebas de presión



Fuente: Manual de Stresscheck.

Elaborado por: Camilo Cárdenas

7.2.1.2. Cargas de Producción

Fuga de Tubería

Aplica solo al diseño de estallido y modela una presión en superficie aplicada al tope del anular de producción como consecuencia de una fuga en la tubería cerca al cabezal. El perfil de presión interna se basa en la gravedad del fluido del reservorio o el gradiente y los datos de presión de reservorio (esto es, la presión de poro en la profundidad de los disparos especificada en el cuadro de datos de producción).

Sobre la empacadura de producción, cuya profundidad es especificada en el cuadro de dialogo de datos de producción, el perfil de presión interna se basa en la presión de superficie igual a la presión de reservorio menos la presión hidrostática del fluido producido (desde la profundidad del cabezal a los disparos) aplicados a la densidad del fluido en el nivel de la empacadura. Desde la empacadura de producción hacia abajo, el perfil de presión corresponde a aquel que va a desarrollar un desplazamiento completo de esta sección al fluido producido (esto es presión de reservorio menos la presión hidrostática del fluido producido desde la empacadura hacia los disparos). Desde la profundidad de los disparos hacia la profundidad total, el perfil de presión interna se basa en presión de reservorio aplicada a densidad del fluido.

Fuga de Estimulación en Superficie

El caso solo aplica al diseño de estallido y modela una presión de inyección aplicada al tope de producción en el anular como consecuencia de una fuga en la tubería cerca al cabezal durante la inyección.

El perfil de presión interna se basa en el gradiente del fluido producido y la presión de inyección. Sobre la empacadura de producción, cuya profundidad es ingresa en el cuadro de diálogo de datos de producción, el perfil de presión interna se basa en la presión de inyección del cabezal especificada en la pestaña de Edición (Bust Loads > Edit). Por debajo de la empacadura, el perfil de presión interna corresponde a aquel

desarrollado por la presión de inyección y el desplazamiento del fluido de inyección desde la cabeza hasta la zapata.

Inyección por el Revestidor

Esta carga modela el perfil de presión interno resultante de una operación de inyección por el revestidor. Las pérdidas de presión por fricción son ignoradas. Solamente aplica al diseño de estallido.

7.2.1.3. Cargas de Colapso

Evacuación Parcial o Completa al Aire

Este caso de perforación debe ser considerado al perforar con aire o espuma. También debe ser considerado para secciones de conductores y superficiales donde se encuentra gas somero. Este caso va a representar a todo el lodo siendo desplazado fuera del pozo, por el desviador antes del puenteo de la formación.

Pérdidas de Retorno

Se modela la evacuación del revestidor debido a una pérdida de circulación y aplica solamente al diseño de colapso.

El perfil de presión interno corresponde a una caída del lodo que puede ocurrir debido a la perforación por debajo de la zapata. Esta pérdida del lodo es calculada al asumir la columna hidrostática del lodo en el hueco se equilibra con una presión de poro específica cierta profundidad. La profundidad por defecto corresponde a la profundidad con una presión de poro resultante en el menor peso de lodo equivalente (EMW) en la sección del hueco abierto. Para prospectos donde hay incertidumbre sobre el perfil de presión de poro, agua de mar ó el gradiente normal de presión es empleado para calcular la caída del lodo.

Cementación

El perfil externo de presión para este caso de perforación es auto-descriptivo, modelando la diferencial de presión debido a las densidades altas de las lechadas (tail y lead) en la parte externa del revestidor, desde el tope del cemento hacia la zapata, inmediatamente después que el cemento es desplazado. No es afectado por las selecciones del perfil de presión externo realizadas en la pestaña de selección (Collapse Loads > Select).

Si un fluido de desplazamiento es empleado con una densidad menor que el valor actual en la sarta hasta la zapata en la configuración inicial, por ejemplo agua de mar, la carga adicional de colapso es considerada tanto arriba y abajo del tope de cemento.

7.2.1.4. Cargas de Producción

Evacuación Total a Presión Atmosférica

Modela la salida total del revestidor debido a una pérdida total de fluido de completación hacia la formación, operaciones de gas lift o una zona de producción con presión baja. Solamente aplica al diseño de colapso.

El perfil de presión interno corresponde a una columna de aire donde el perfil de densidad es calculado con un factor de compresibilidad dependiente a la temperatura o a la presión. A pesar de la similitud de este caso con la evacuación total/parcial en perforación para colapso, este considera los peores efectos de la temperatura debido a la producción.

Arriba y debajo de la empacadura

Este caso de producción combina una serie de perfiles de presión interna arriba y debajo de la empacadura que pueden ocurrir durante varias operaciones. Solamente aplica al diseño de colapso.

Sobre la empacadura durante la producción, se asume que el revestidor nunca estará en contacto con las presiones por debajo de la empacadura porque el anular de producción nunca está comunicado con los disparos. En este caso, el perfil interno de presión consiste en el gradiente hidrostático debido a la densidad del fluido sobre la empacadura.

Sin embargo durante las operaciones de completación y reacondicionamiento, donde el fluido de completación está expuesto a una zona depletada, una caída del nivel puede ocurrir debido al equilibrio entre la presión de las zonas depletadas con la presión de la columna. Este segundo escenario es modelado al especificar una presión reducida en las perforaciones y permitiendo una caída del fluido por encima de la empacadura.

Este caso de carga usa el peor escenario de presiones de colapso para los casos de evacuación parcial sobre la empacadura y evacuación total por debajo, representando una alternativa menos severa a una evacuación completa.

7.2.1.5. Cargas Axiales

Bajando al Pozo (Cargas de Shock)

Este perfil de cargas axiales no representa una distribución de cargas en la tubería en un momento particular. En vez, es construido al calcular la tensión máxima vista en cada punto de la sarta de revestidores mientras se baja al pozo.

La máxima tensión experimentada por una junta de revestidor es normalmente la tensión cuando se saca de las cuñas inmediatamente tras realizar una conexión. La carga máxima inducida por la tortuosidad del pozo puede causar la máxima tensión en profundidades donde la curvatura del pozo fue definida por la trayectoria. Los siguientes factores son considerados:

- La flotabilidad del revestidor, basados en el lodo en la zapata especificados por el valor en la hoja de “Wellbore>Casing and Tubing Scheme”.

- La inclinación del pozo si una trayectoria valida fue definida en el editor “Wellbore>Wellpath Editor”
- Cualquier carga de doblamiento debido a la tortuosidad del pozo, las patas de perro, definidas en el editor “Wellbore>Wellpath Editor” o en “Wellbore> Dogleg Severity Overrides”. Estas cargas son superimpuestas en la distribución de cargas axiales como un efecto local.

Fuerza de Sobretensión

Al seleccionar este caso y especificar una sobretensión se genera un perfil axial que refleja esta fuerza incremental sobre el valor del indicador de peso al bajar el revestidor en el pozo.

Como el perfil para bajar al pozo, esta carga no representa una distribución de cargas en la tubería en un momento particular mientras se baja a tubería (esto es la fuerza de sobretensión no es aplicada cuando el revestidor está en el fondo). En vez, el caso es considerado en cada etapa de su corrida en el pozo (esto es en el rango de la superficie hasta la profundidad de asentamiento).

El perfil de cargas es construido al usar la máxima fuerza visualizada en cada punto de la tubería durante toda la operación.

Si la fuerza de sobretensión no es especificada, este caso es idéntico al caso de bajar al pozo pero sin cargas de choque. Los siguientes factores son considerados:

- La fuerza de sobretensión es aplicada en la superficie, asumiendo el punto de atasco al fondo de la sarta.
- La flotabilidad del revestidor, basados en el valor del lodo en la zapata especificado para la sarta actual en “Wellbore>Casing and Tubign Scheme”.
- La inclinación del pozo si una trayectoria válida es definida en “Wellbore>Wellpath Editor”.

- Cualquier carga relacional por la tortuosidad del pozo como sucede en el caso de bajar al pozo.

Si un factor de diseño alternativo es definido en “Tubular > Axial Loads> Options”, este factor de diseño también es usado como un criterio para determinar la sobretensión permitida como una función de la profundidad presentada en la tabla de máxima sobretensión permitida.

Flotabilidad en Lodo (Carga estática pre-cemento)

Este caso genera la distribución axial con flotabilidad con el revestidor a la profundidad actual de la zapata según se especifica en la hoja del revestidor, justo antes de realizar una cementación. La fuerza de sobretensión es aplicada con la zapata a la profundidad actual de asentamiento.

Flotabilidad en Lechada de Cementación (Carga estática post-cemento)

Mediante el caso considerados el revestidor con la zapata ubicada en la profundidad ingresada en el esquema de pozo pero inmediatamente después de realizar la cementación.

Cargas por Reacondicionamientos

Los modelos de cargas de servicio representan cargas axiales causadas por cargas de estallido y colapso (seleccionadas en “Tubular > Burst Loads” y en “Tubular > Collapse Loads”) que ocurren cuando la sarta está cementada.

7.2.1.6. Perfiles de Presión Externa

Lodo y Agua de Mezcla Para Cemento

Este perfil de presión externa se basa en la densidad del lodo (usando el valor de “Wellbore > Casing and Tubing Scheme”) del colgador hasta el TOC, y la densidad del agua de mezcla (usando el valor ingresado en la pestaña “Tubular> Initial Conditions> Cementing and Landing”) para el cemento desde el TOC hasta el zapato.

Pobre Cemento Inactivo

Se basa en los datos de zonas permeables (Wellbore> Pore Pressure), densidad del lodo (Wellbore> Casing and Tubing Scheme), tope del cemento y la densidad del agua de mezcla con el cemento (de la pestaña de Tubular> Initial Conditions> Cementing and Landing). Para usar este perfil asumiendo que el trabajo de cementación fue bueno, no seleccione la caja de opción de cemento pobre “Poor Cement” en “Tubular> Burst Loads > Edit” ó en “Tubular> Collapse Loads> Edit”. Las zonas permeables consideradas en las formulas de perfil de presión externa son aquellas entre la zapata de la sarta actual y las demás. Si no se ingresaron datos de zonas permeables, este perfil de presión es idéntico al perfil de lodo y agua de mezcla para cemento.

Pobre Cemento Activo – Zona de Presión Alta

Basado en los datos de zonas permeables, densidad del lodo, tope del cemento y densidad del agua de mezcla para cemento. Para usar este perfil asumiendo que el trabajo de cementación fue pobre, seleccionar la caja de “Poor Cement” en “Tubular> Burst Loads> Edit”. Este perfil es usado cuando las zonas permeables tienen una presión más alta que las demás formaciones. Las zonas permeables consideradas en las formulas de perfil externo de presión son aquellas entre la zapata de la sarta actual y las demás secciones de revestidores.

Tope del Cemento Adentro de la Zapata

Basado en el perfil de la presión de poro, densidad del lodo, tope del cemento y la densidad de la mezcla de agua con cemento. Para usar este modelo, el tope del cemento debe estar adentro de la sarta anterior y solamente está disponible como un criterio de estallido para las sargas de revestidor (no para colgadores).

El perfil de mínima presión de poro de la formación siempre usa un perfil de presión que refleja el peso equivalente del lodo al mínimo gradiente de la presión en la sección del hueco abierto.

Tope del Cemento en el Hueco Abierto (con y sin caída del nivel del lodo)

Basado en el perfil de la presión de poro, densidad del lodo, tope del cemento y la densidad de la mezcla de agua con cemento. Para usar este modelo, el tope del cemento debe estar dentro del hueco abierto. Para permitir que el nivel del lodo caiga, asegúrese que la opción permitir la caída de lodo esté seleccionada (Allow Mud Drop). Este perfil solamente está disponible como un criterio de estallido para los revestidores (no colgadores). La opción está disponible en “Tubular> Burst Loads> Edit” y solo están disponibles si el tope del cemento está por debajo de la zapata.

Lechada de Lodo y Cemento

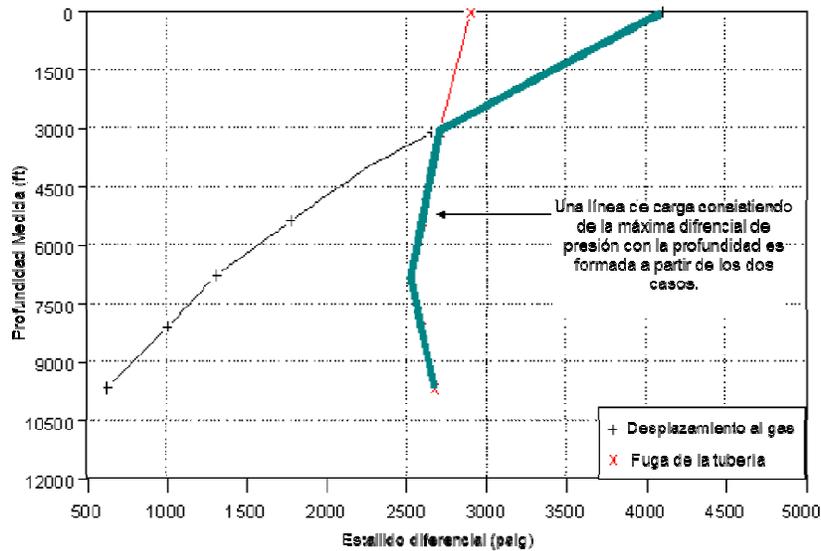
Se basa en el perfil de presión externo según la densidad del lodo desde el colgador hasta el tope del cemento y la densidad de la lechada del desde el tope del cemento hasta la zapata.

Es idéntico al perfil de presión externa usada para el caso de cargas de la cementación, pero puede ser usado cualquier otro caso de cargas. Este es el perfil de presión externa más conservador y tiene la mayor aplicación a operaciones asociadas con trabajos de cementación al interior de un revestidor.

7.2.1.7. Líneas de Carga

Una línea de carga máxima de la presión diferencial de estallido y colapso es generada. Una línea de estallido se muestra a continuación. La misma es formada por dos casos de carga usando el criterio de estallido.

Figura 80 Líneas de carga



Fuente: Manual de Stresscheck.

Elaborado por: Camilo Cárdenas

Generación Automática de Cargas

El software de Stresscheck calcula los perfiles de presión interna según los datos ingresados. Una presión externa común es seleccionada y calculada, lo cual brinda al software un conjunto de presiones diferenciales.

Para cada carga:

$$\text{Presión Interna} - \text{Presión Externa} = \text{Presión Diferencia}$$

En el diagrama anterior, dos cargas de estallido fueron seleccionadas y las presiones diferenciales calculadas. La sección superior del revestidor es conducida por el desplazamiento a gas la parte inferior por la carga de fuga en la tubería.

Una línea de carga es compilada de la máxima presión diferencial a cualquier profundidad. En este escenario, la línea de carga está compuesta de los dos casos.

7.2.2. Factores de Diseño

Para realizar una comparación gráfica directa entre la línea de carga y la línea del rendimiento de la tubería, el factor de diseño debe ser considerado.

$$\text{Factor de Diseño} = \text{Factor de seguridad mínimo}$$

Donde:

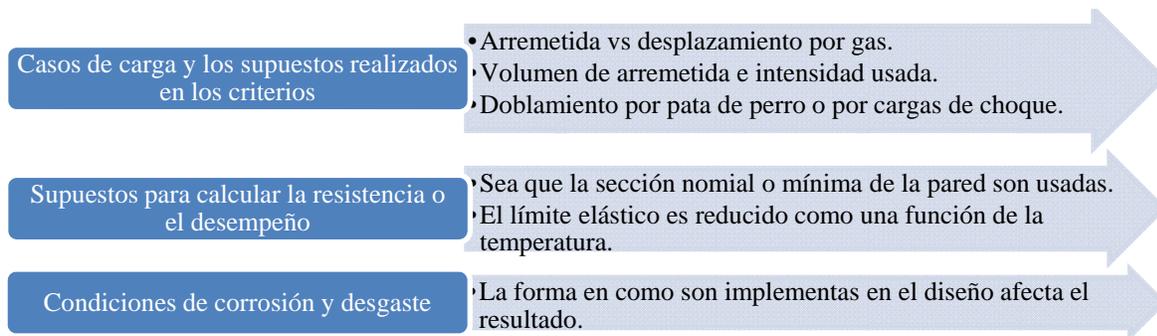
DF = Factor de diseño (el mínimo factor de seguridad)

SF = Factor de seguridad absoluto.

7.2.2.1. Selección de Factores

La selección de los factores de diseño son intrínsecamente vinculados con los métodos de diseño. A mayor incertidumbre de cargas, mayor el factor (por ejemplo, pozos exploratorios tienen un factor más alto que los pozos de desarrollo). Los tres aspectos más importantes del método de diseño que van a tener un efecto directo en el valor del factor de diseño son:

Figura 81 Consideraciones para el factor de diseño

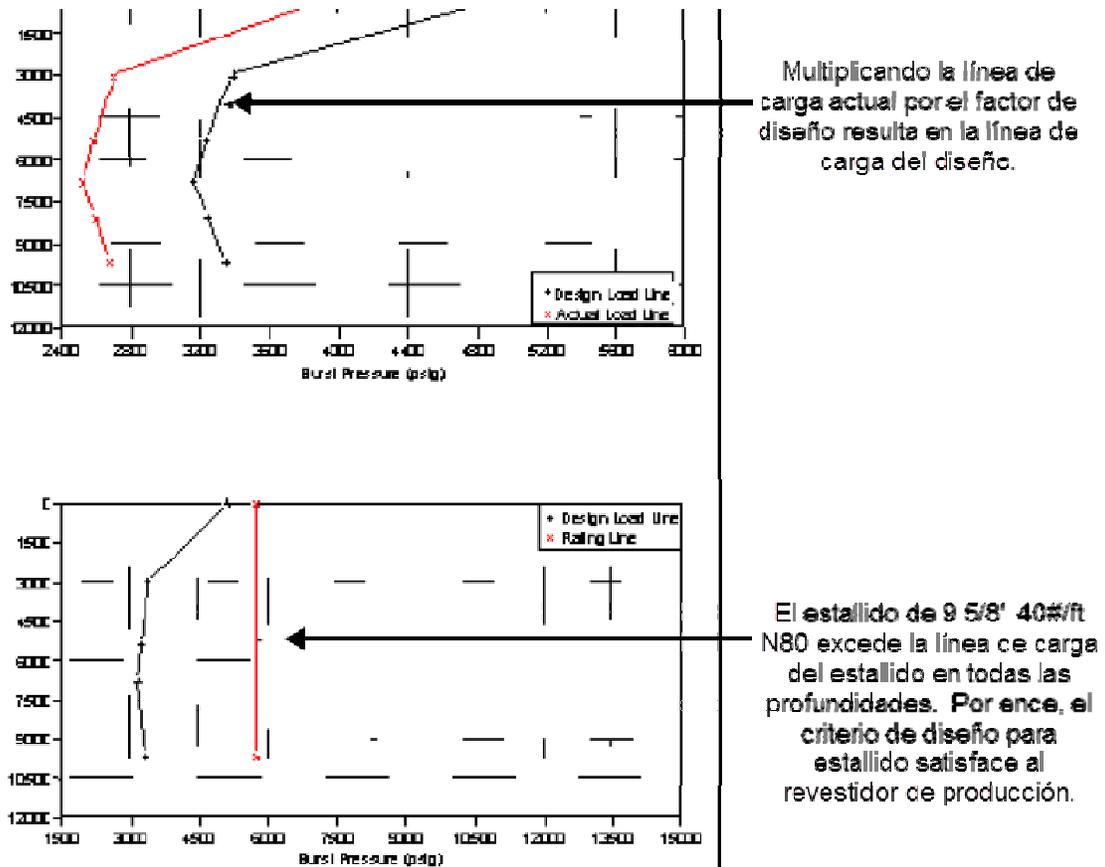


Fuente: Manual de Stresscheck.

Elaborado por: Camilo Cárdenas

7.2.2.2. Diseño Gráfico

Figura 82 Líneas de carga



Fuente: Manual de Stresscheck.
Elaborado por: Camilo Cárdenas

7.2.2.3. Correcciones de Líneas de Carga

Normalmente se reduce el desempeño del revestidor por el factor de diseño:

$$\text{Carga Máxima Permitida} = \text{Rendimiento diseñado de la tubería} / \text{Factor de Diseño}$$

Similarmente, es posible aumentar la carga, siendo la forma en que Stresscheck lo maneja:

$$\text{Mínimo rendimiento diseñado} = \text{Carga de diseño} \times \text{Factor de diseño}$$

Aparte del factor de diseño, dos otros efectos que afectan pueden ser considerados gráficamente:

- La reducción en la fuerza de colapso debido a la tensión (efecto biaxial). La línea de carga es aumentada como una función de la profundidad por la tasa del colapso uniaxial debido a la fuerza reducida.
- La reducción en el límite elástico del material debido a la temperatura. Como el efecto de la tensión en colapso, la línea de carga es aumentada por la tasa del rendimiento estándar a la tasa reducida.

7.2.3. Perfil de Temperatura

En Stresscheck se emplea un perfil de temperatura linear de 0.03% por grado Fahrenheit, al mismo que se aplica un factor de corrección para el punto de cedencia.

Tabla 10 Perfil de Temperatura en Stresscheck

Temperatura		Factor de Corrección para el Punto de Cedencia
Fahrenheit	Celsius	
68	20	1.00
122	50	0.983
212	100	0.956
302	150	0.929
392	200	0.902

Fuente: Manual de Stresscheck.

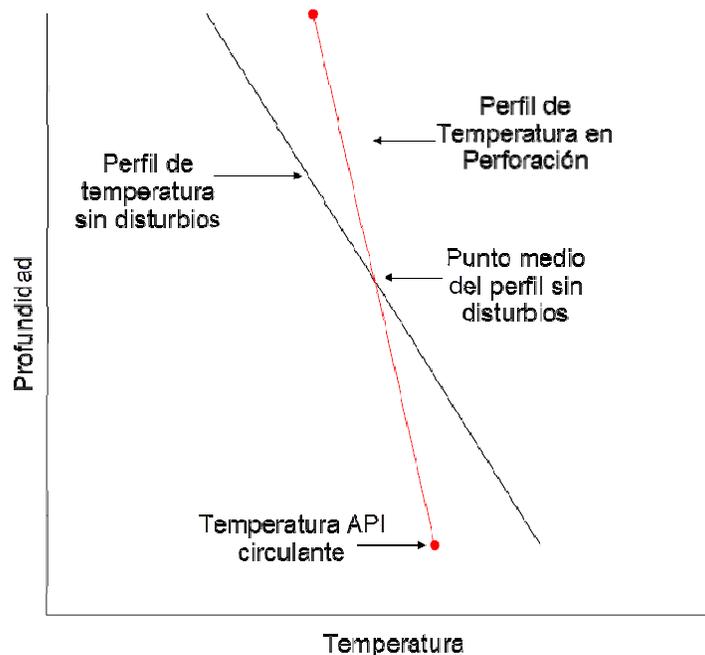
Elaborado por: Camilo Cárdenas

Las temperaturas durante la perforación, completación, producción y las operaciones de reacondicionamiento pueden variar considerablemente de la tabla anterior. El software Stresscheck usa el peor caso por defecto.

7.2.4. Temperaturas de Perforación

Para los casos de existir cargas de perforación como arremetidas de gas ó pérdidas de circulación con bajas en el nivel del lodo, el perfil usando para corregir las cargas se basa en la temperatura API de circulación y una línea recta es dibujada por la mitad del valor ingresado por él usuario para el perfil de temperatura:

Figura 83 Temperaturas de perforación



Fuente: Manual de Stresscheck.

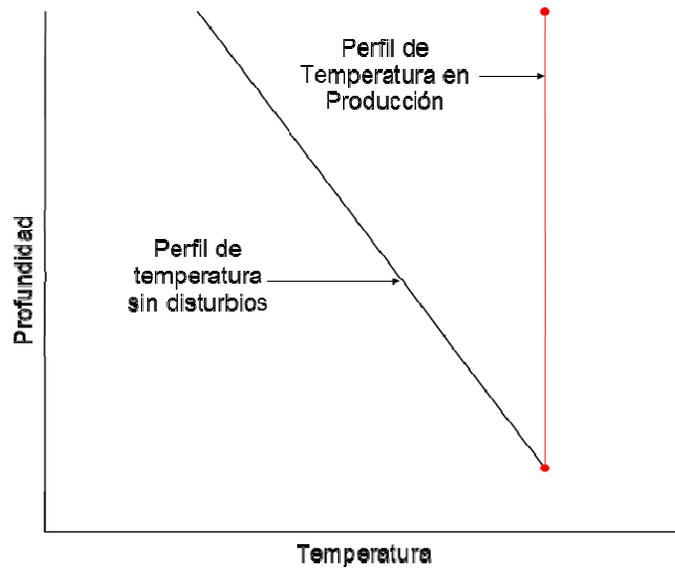
Elaborado por: Camilo Cárdenas

El cálculo de la temperatura API por lo general es muy conservador.

7.2.4.1. Temperaturas de Producción

Para los casos con cargas de producción como fugas en la tubería, el perfil usado para corregir el diseño de cargas se basa en la temperatura máxima sin disturbios del reservorio a la profundidad del cañoneo hasta la superficie.

Figura 84 Temperaturas de producción



Fuente: Manual de Stresscheck.

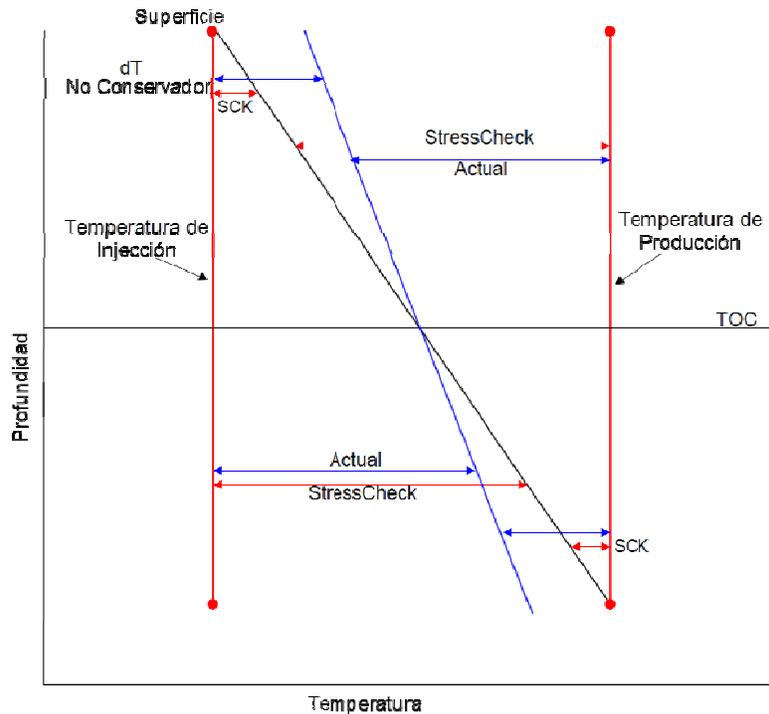
Elaborado por: Camilo Cárdenas

Este perfil es muy conservador y depende en el fluido del reservorio, la tasa de flujo y el tiempo después de la producción inicial.

7.2.4.2. Condiciones Iniciales

La temperatura usada en Stresscheck no necesariamente lleva a un diseño más conservador. Los datos son empleados para definir casos de cargas, determinar el estado inicial del revestidor y dictar el diseño y la lógica del análisis.

Figura 85 Condiciones iniciales de temperatura



Fuente: Manual de Stresscheck.
Elaborado por: Camilo Cárdenas

Las condiciones iniciales son definidas por cada sarta, es decir, condiciones iniciales diferentes se pueden definir por cada sarta en la hoja del esquema del revestidor.

7.2.4.3. Conexiones en Stresscheck

El programa siempre reporta el mínimo factor de seguridad basándose en el cuerpo del revestidor o la conexión. Si la conexión es el limitante en el diseño, entonces el criterio de la API cuando la conexión falla es presentado. Esto no indica que la conexión está fallando en cumplir con el criterio de falla, más bien que es la parte limitante del tubular. Consideremos el siguiente cuadro como ejemplo:

Tabla 11 Factores de seguridad según el tipo de conexión

Revestidor de producción	Estallido	Colapso	Axial	Triaxial
9 5/8", 47.00, N-80 STC	1.47	2.61	1.45S	1.48
9 5/8", 53.50, N-80 LTC	1.77	1.68	2.13S	1.61
9 5/8", 58.40, P-110 BTC	2.18F	1.28	5.03	1.8

Donde F es "Fuga" y S "Saltar hacia afuera".

Fuente: Manual de Stresscheck.

Elaborado por: Camilo Cárdenas

7.3. Datos de Ingreso Requeridos

El software de Stresscheck fue creado para proveer una herramienta poderosa de diseño para revestidores de pozo. Pero antes de iniciar con su uso se requieren las propiedades de la formación y establecer un diseño preliminar.

Diseño preliminar

El diseño preliminar consiste de lo siguiente:

- Plan direccional del pozo.
- Profundidades de asentamiento de zapatas y cantidad de secciones para los revestidores.
- Diámetros de los huecos y los revestidores.
- Programa de lodos.
- Topes de cemento.

Mediante el uso de COMPASS y CasingSeat es posible generar un diseño preliminar. Los datos para una región o campo usados repetidamente pueden ser almacenados en un catálogo. Toda la información ingresada en el programa se realiza mediante el menú de "Wellbore" o de "Tubular".

Es de vital importancia tener los criterios de diseño a ser empleados así como los escenarios de cargas a las cuales el revestidor debe ser sometido.

7.3.1. Datos de la Formación

- Presión de poro: presión de fluido contenida en los espacios porosos de la formación alrededor del pozo. La presión de poro en Stresscheck es usada para calcular las cargas externas en el revestidor y la presión interna para casos de perforación y producción.
- Gradiente de fractura: presión donde la formación alrededor del pozo se fractura. Esta presión por lo general está acompañada de una pérdida de fluidos del pozo hacia la formación por la fractura. Los valores de presión de fractura especificados en Stresscheck son usados para calcular cargas internas en el revestidor.
- Gradiente geotérmico: la temperatura natural de la formación alguna distancia del pozo. Todas las operaciones locales de perforación y producción en un pozo perturban la temperatura de formación.
- Profundidad de zonas de sal, si es aplicable.

7.3.2. Datos del Pozo y Completación

- Datos costa afuera, cuando sea aplicable para un pozo en alta mar.
- Trayectoria del pozo.
- Fluido de completación o de lecho marino.

7.3.3. Criterios de Diseño

- Casos de cargas.
- Factores de diseño.
- Perfil de presión externa.
- Diámetros mínimos.

7.3.4. Temas de Inventario

- Grados y libraje disponible.
- Grados especiales (de alto colapso y materiales).
- Propiedades de conexiones especiales.

Tabla 12 Datos de ingreso para Stresscheck

Diseño preliminar	Se presenta el esquema mecánico del diseño preliminar con cuatro secciones de revestidores.						
	Casing and Tubing Scheme						
		OD (in)	Name	Type	Hole Size (in)	Measured Depths (ft)	
						Hanger Shoe TOC Mud at Shoe (ppg)	
	1	13 3/8"	Conductor	Casing	16.000	26.4 4900.0 26.4 8.57	
2	9 5/8"	Surface	Casing	12.250	26.4 7500.0 4700.0 8.99		
3	7"	Production	Liner	8.500	7400.0 9410.8 7400.0 9.86		
4	5 1/2"	Production	Liner	6.125	9310.0 10131.4 9310.0 8.68		
5							
Gradiente geotérmico	Temperatura del ambiente: 80.0 °F Gradiente: 0.4 °F/100'						
Factores de diseño	Revestidores		13 3/8" Superficial	13 3/8" Superficial	9 5/8" Producción	7" Producción	5" (preperf) Producción
	Profundidad (pies)		0' – 1500'	1500'-4984'	0' – 7554'	7554' – 9410'	9410'–10131'
	Factor de Diseño (Presión de estallido)		1,1	1,1	1,1	1,1	1,1
	Mínimo Factor de seguridad (presión de estallido)		2.01	2.88	1.75	10.21	+100
	Factor de diseño (Presión de Colapso)		1,0	1,0	1,0	1,0	1,1
	Mínimo Factor de seguridad (presión de Colapso)		1.39	1.14	1.75	1.63	1.79
	Factor de diseño (Tensión)		1,3	1,3	1,3	1,3	1,3
	Mínimo Factor de seguridad (Tensión)		1.86	2.86	2.19	4.25	(4.94)
	Factor de diseño (Triaxial)		1,1	1,1	1,1	1,1	1,3
	Mínimo Factor de seguridad (Triaxial)		1.71	2.02	1.92	2.58	2.31
Casos de cargas	Datos de Producción <ul style="list-style-type: none"> • Fluido de completación: 8.6 ppg • Profundidad de empacadura: 6000.0' • Profundidad de disparos: 9500.0' 						

Drilling Load:	Lost Returns with Water
Fracture at Shoe (MD= 9410.8 ft):	4422.61 psi
Fracture Margin of Error:	1.00 ppg
Mud/Water Interface, MD:	9410.8 ft
Mud Weight:	8.68 ppg
Assigned External Pressure:	Fluid Gradients (w/ Pore Pressure)
Drilling Load:	Pressure Test
Test Pressure:	800.00 psi
Mud Weight:	9.86 ppg
Assigned External Pressure:	Fluid Gradients (w/ Pore Pressure)
Production Load:	Tubing Leak
Packer Fluid Density:	8.60 ppg
Packer Depth, MD:	6000.0 ft
Perforation Depth, MD:	9500.0 ft
Gas Gravity:	0.70
Reservoir Pressure:	2947.91 psi
Assigned External Pressure:	Fluid Gradients (w/ Pore Pressure)
Production Load:	Injection Down Casing
Injection Pressure:	500.00 psi
Injection Density:	8.33 ppg
Assigned External Pressure:	Fluid Gradients (w/ Pore Pressure)
Drilling Load:	Drill Ahead (Burst)
Hanger Depth, MD:	7400.0 ft
TOC, MD:	7400.0 ft
Shoe Depth, MD:	9410.8 ft
MW next hole section:	8.68 ppg
ECD:	0.30 ppg
Assigned External Pressure:	Fluid Gradients (w/ Pore Pressure)
External Pressure:	Fluid Gradients (w/ Pore Pressure)
TOC, MD:	7400.0 ft
Prior Shoe, MD:	7500.0 ft
Mud Weight Above TOC:	9.86 ppg
Fluid Gradient Below TOC:	8.33 ppg
Pore Pressure In Open Hole:	No
<u>COLLAPSE LOADS DATA (7" Production Liner)</u>	
Drilling Load:	Cementing
Mud Weight at Shoe:	9.86 ppg
TOC, MD:	7400.0 ft
Lead Slurry Density:	15.80 ppg
Tail Slurry Density:	17.40 ppg
Tail Slurry Length:	150.0 ft
Displacement Fluid Density:	12.50 ppg
Float Collar Depth, MD:	9410.8 ft
Assigned External Pressure:	Fluid Gradients (w/ Pore Pressure)
Drilling Load:	Drill Ahead (Collapse)
Hanger Depth, MD:	7400.0 ft
TOC, MD:	7400.0 ft
Shoe Depth, MD:	9410.8 ft
MW next hole section:	8.68 ppg
ECD:	0.30 ppg
Assigned External Pressure:	Fluid Gradients (w/ Pore Pressure)
External Pressure:	Fluid Gradients (w/ Pore Pressure)
TOC, MD:	7400.0 ft
Prior Shoe, MD:	7500.0 ft
Fluid Gradient Above TOC:	9.86 ppg
Fluid Gradient Below TOC:	9.86 ppg
Pore Pressure In Open Hole Below TOC:	No

Fuente: Desarrollo de caso práctico.

Elaborado por: Camilo Cárdenas

7.4. Caso Práctico

Una vez realizado el diseño preliminar en CasingSeat de pozo TRUENO 5 HORIZONTAL (T-5H), el mismo pozo es diseñado en detalle en Stresscheck. El primer paso es configurar de forma adecuada el pozo asemejándose a las herramientas a ser empleadas. Por ejemplo, se aclara que secciones de revestidor serán instaladas con colgadores de liners por sus ventajas operativas en ahorro de tiempo y dinero. Debido a la forma de la completación planificada para el pozo horizontal, se necesario volver a cambiar el tipo de sección de 7", convirtiéndose en producción.

Tabla 13 Revisión de revestidores en Stresscheck

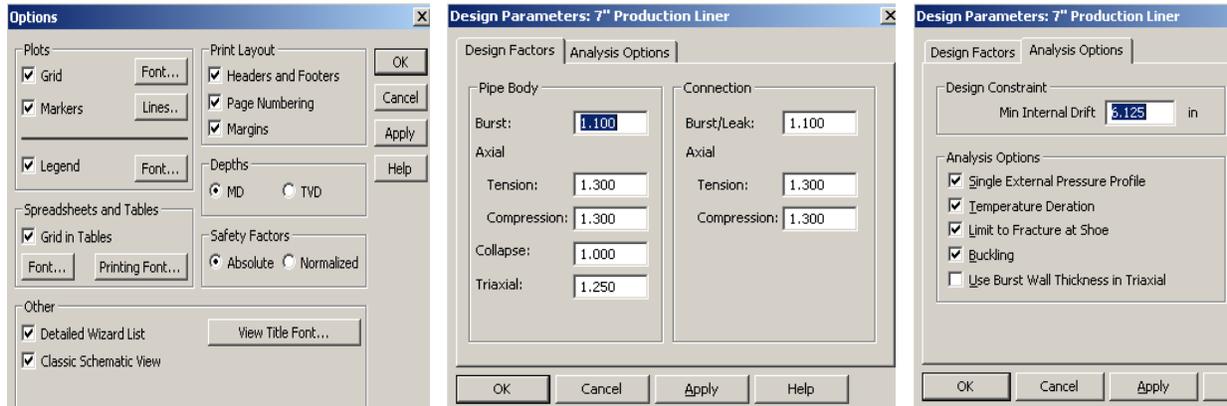
Casing and Tubing Scheme									
	OD (in)	Name	Type	Hole Size (in)	Measured Depths (ft)			Mud at Shoe (ppg)	
					Hanger	Shoe	TOC		
1	13 3/8"	Conductor	Casing	16.000	26.4	4900.0	26.4	8.57	
2	9 5/8"	Surface	Casing	12.250	26.4	7500.0	4700.0	8.99	
3	7"	Production	Liner	8.500	7400.0	9410.8	7400.0	9.86	
4	5 1/2"	Production	Liner	6.125	9310.0	10131.4	9310.0	8.68	

Fuente: Desarrollo de caso práctico.

Elaborado por: Camilo Cárdenas

Se procede a revisar la configuración de los factores de seguridad antes de continuar con el uso del programa. Estos deben estar definidos como absolutos. El procedimiento de diseño es realizado por cada sección del revestidor, seleccionando el colgador de 7" y 5 1/2" por ser los más cercanos y de interés. Igualmente, es necesario definir por cada sección del revestidor las opciones de análisis.

Figura 86 Opciones de factores de seguridad para Stresscheck

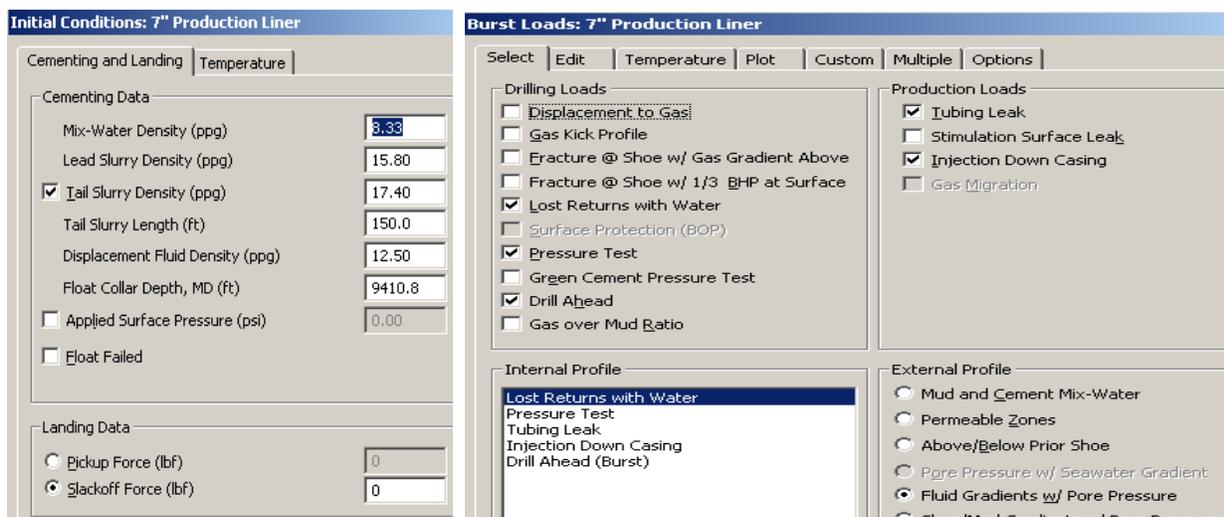


Fuente: Desarrollo de caso práctico.

Elaborado por: Camilo Cárdenas

El programa también requiere la configuración de las condiciones iniciales para el trabajo de cementación (especificar densidades de las lechadas, agua de mezcla y densidad del fluido para desplazamiento). Tras eso, se procede a configurar las cargas de estallido tomando en cuenta los trabajos de perforación que debe soportar hasta alcanzar la última sección.

Figura 87 Selección de casos de carga

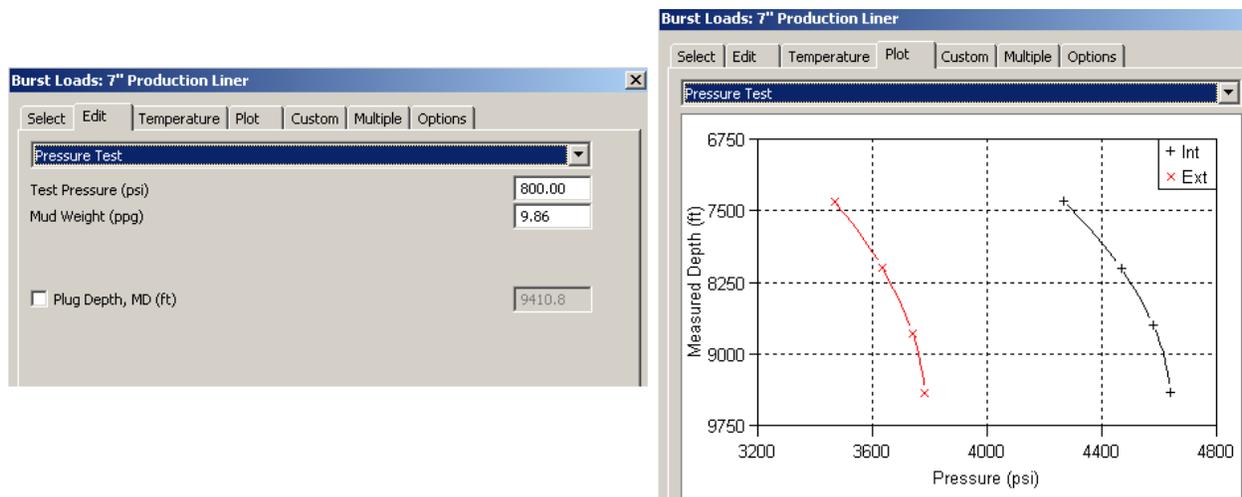


Fuente: Desarrollo de caso práctico.

Elaborado por: Camilo Cárdenas

Cada uno de los casos cargados tiene parámetros, los mismos que pueden ser definidos en la pestaña de Edición. Por ejemplo, es normal realizar pruebas de presión con una empaadura recuperable del sello del colgador de liner usado para el revestidor de 7" después del trabajo de cementación. Esta presión interna genera cargas sobre el revestidor según el valor en superficie ingresado. Dicho valor puede ser revisado en la pestaña de edición al igual que el gráfico (entre el valor impuesto por el caso de carga contra el que soporta la tubería).

Figura 88 Revisión de parámetros por casos de carga



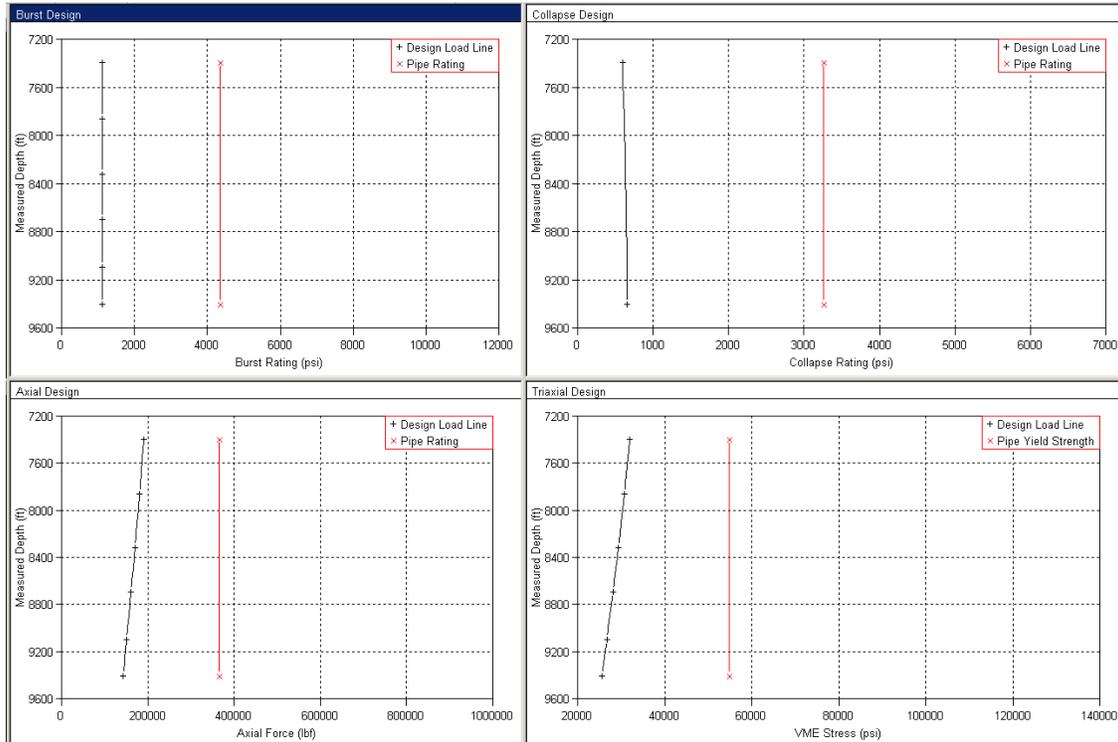
Fuente: Desarrollo de caso práctico.

Elaborado por: Camilo Cárdenas

Una vez que los casos de carga han sido seleccionados, es posible ver su resultado de en una serie de gráficos. En los gráficos también es posible continuar diseñando los revestidores, de la siguiente manera:

- La línea en rojo inicial representa al revestidor más fuerte de los catálogos, mientras que la línea en negra nos indica el valor del caso diseñado.

Figura 89 Casos de cargas

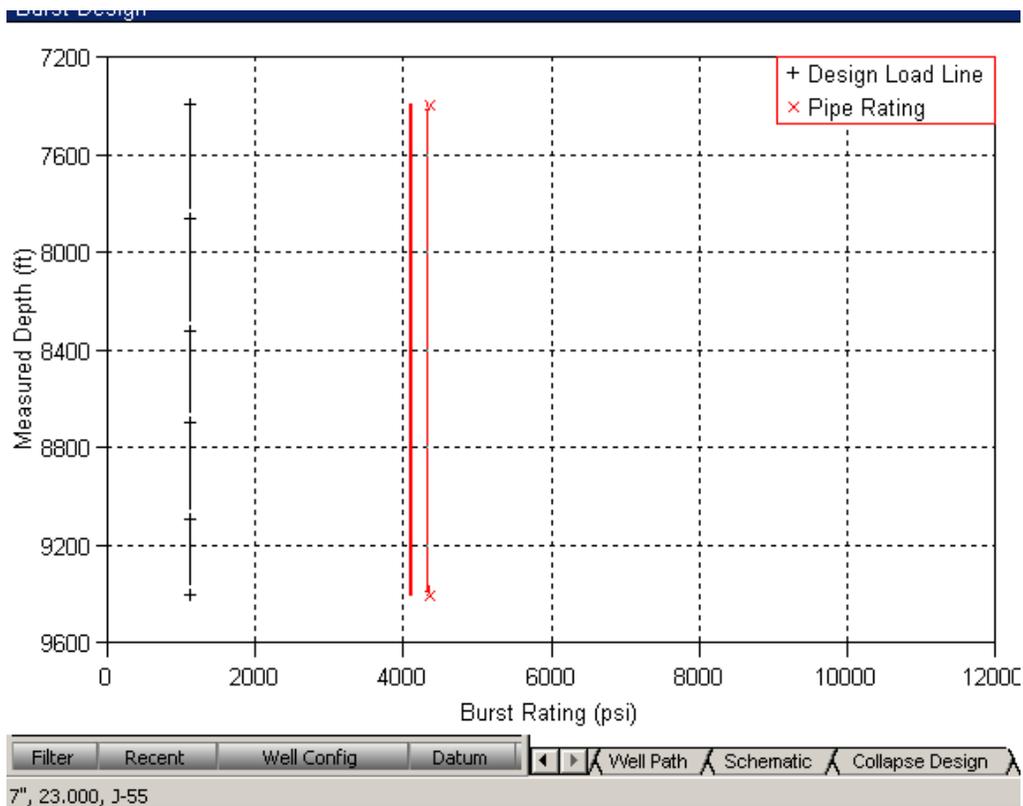


Fuente: Desarrollo de caso práctico.

Elaborado por: Camilo Cárdenas

- Hay como mover la línea roja hacia la izquierda para seleccionar otro revestidor no tan fuerte pero que igualmente soporta el caso. En la parte inferior, Stresscheck nos indica el tipo de tubería seleccionada.

Figura 90 Diseño gráfico de revestidores

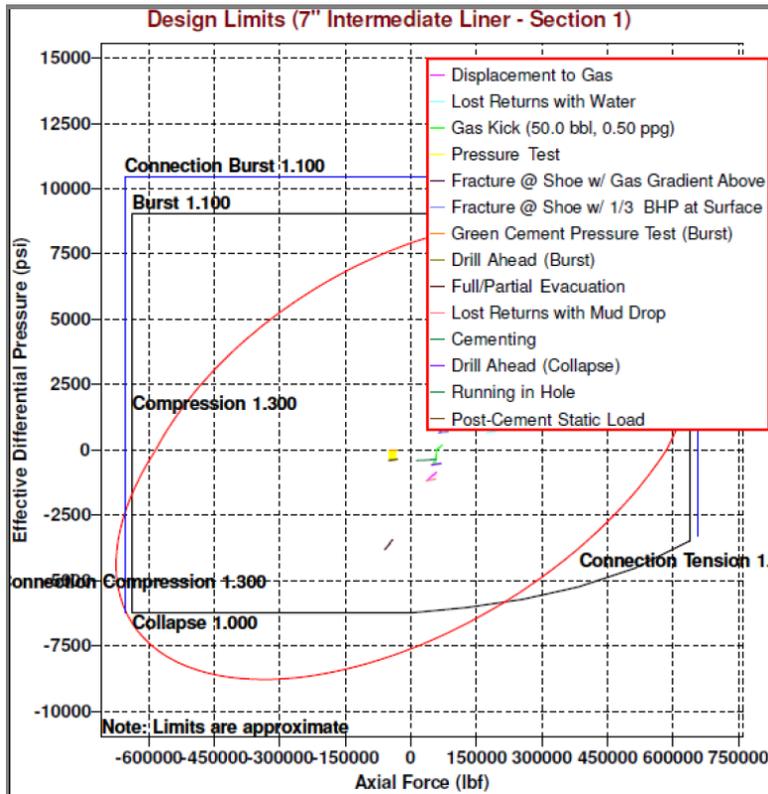


Fuente: Desarrollo de caso práctico.

Elaborado por: Camilo Cárdenas

Finalmente, se debe revisar el diseño triaxial de cada revestidor con el diagrama de Von-Mises. Las cargas no deben estar en los cuadrantes donde se pueden presentar errores.

Figura 91 Diseño triaxial sin errores



Fuente: Desarrollo de caso práctico.

Elaborado por: Camilo Cárdenas

Como parte del presente trabajo, se incluye en el ANEXO A todos los resultados del pozo TRUENO 5 HORIZONTAL (T-5H) indicando la configuración final a continuación.

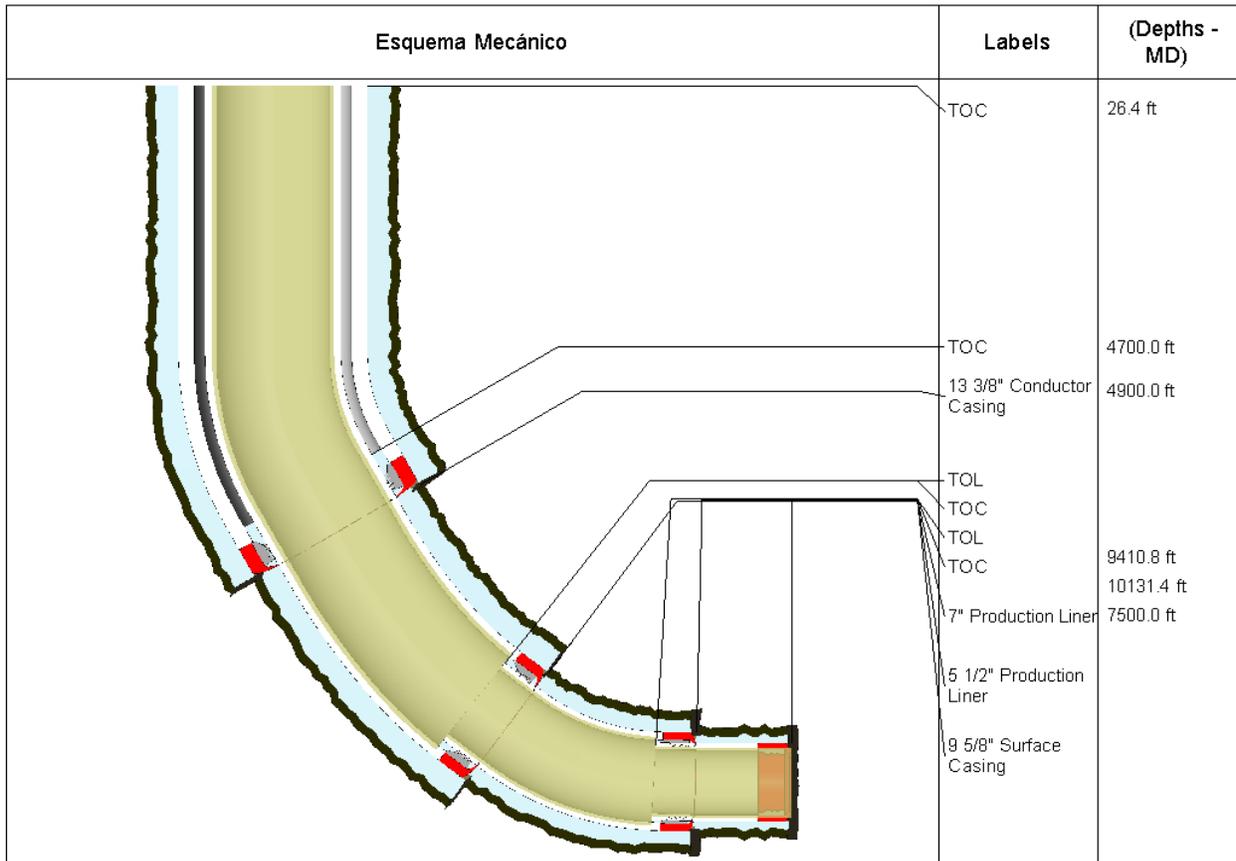
Figura 92 Diseño final para el pozo TRUENO HORIZONTAL 5T

Revestidores	13 3/8" Superficial	13 3/8" Superficial	9 5/8" Producción	7" Producción	5" (preperf) Producción
Profundidad (pies)	0' – 1500'	1500'- 4984'	0' – 7554'	7554' – 9410'	9410'–10131'
Factor de Diseño (Presión de estallido)	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1
Mínimo Factor de seguridad (presión de estallido)	2.01	2.88	1.75	10.21	+100
Factor de diseño (Presión de Colapso)	1,0	1,0	1.0	1.0	1,1
Mínimo Factor de seguridad (presión de Colapso)	1.39	1.14	1.75	1.63	1.79
Factor de diseño (Tensión)	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3
Mínimo Factor de seguridad (Tensión)	1.86	2.86	2.19	4.25	(4.94)
Factor de diseño (Triaxial)	1,1	1,1	1,1	1,1	1,3
Mínimo Factor de seguridad (Triaxial)	1.71	2.02	1.92	2.58	2.31

Fuente: Desarrollo de caso práctico.

Elaborado por: Camilo Cárdenas

Figura 93 Esquema mecánico final



Fuente: Desarrollo de caso práctico.

Elaborado por: Camilo Cárdenas

CAPÍTULO VIII

SUITE DE APLICACIONES INTEGRADAS

8.1. Flujos de Trabajo

El manejo de los yacimientos ha sido definido por una serie de autores. Básicamente, una buena práctica de manejo de yacimientos se basa en la utilización de los recursos disponibles (es decir, humanos, tecnológicos y financieros) para maximizar las ganancias/índice de rentabilidad del mismo mediante la optimización de la recuperación y reduciendo al mínimo las inversiones de capital y gastos operativos. El manejo de los yacimientos implica hacer ciertas elecciones. O bien dejar que suceda, o hacer que suceda. Podemos dejar al azar para generar algún beneficio de su operatividad, sin ninguna planificación en curso, o podemos mejorar la recuperación y aumentar las ganancias de la misma reserva a través de buenas prácticas de gestión.

Aunque la sinergia, que es la unión de varias fuerzas con una meta en común, proporcionada por la interacción entre la geología y la ingeniería de petróleo ha tenido bastante éxito, la gestión de la misma en general ha sido fallida al no valorar las otras disciplinas (por ejemplo, la geofísica, las operaciones de producción, perforación, y las diferentes funciones de ingeniería). El objetivo primordial de administrar un yacimiento es la optimización económica de recuperación de petróleo y gas, el cual puede ser obtenido siguiendo los siguientes pasos:

- Identificar y definir todos los yacimientos individuales en un campo en particular y sus propiedades físicas.
- Deducir el pasado y predecir el futuro desempeño del yacimiento.
- Minimizar la perforación de pozos innecesarios.
- Definir y modificar (si es necesario) los sistemas del pozo y de superficie.
- Considerar todos los factores económicos pertinentes y legales.

Por lo tanto, el propósito básico de administrar yacimientos es el control de las operaciones para obtener la máxima recuperación económica posible usando la información y conocimiento disponible.

Dado que el objetivo es maximizar las ganancias, dejando de lado o restando importancia a cualquiera de los puntos anteriores podríamos comprometer nuestro objetivo. Por ejemplo, podríamos hacer un pozo en base a estudios de los fluidos y su interacción con la roca (es decir, ingeniería del yacimiento), pero si el pozo y/o diseño del sistema de la superficie no se considera, entonces la recuperación de gas y petróleo no será óptima. Mucha gente puede citar ejemplos de errores cometidos en nuestro negocio donde se estudió a fondo los diversos aspectos del yacimiento pero se tomaron decisiones donde el resultado fue muchos pozos perforados, aplicación incorrecta de la tecnología de terminación de pozos, instalaciones inadecuadas de superficie y así sucesivamente.

El enfoque del manejo de yacimientos sugiere hincapié en la interacción entre las diversas funciones y su interacción con la administración, la economía y grupos legales. El modelo de gestión de los yacimientos involucra funciones interdisciplinarias ha dado resultados útiles para muchos proyectos. La siguiente sección de preguntas y respuestas proporciona filosofías de manejo de yacimientos.

1. ¿Cuándo se debe empezar a manejar un yacimiento?

El momento ideal para empezar a gestionar un yacimiento es cuando se lo descubre. Sin embargo, nunca es demasiado temprano para comenzar este programa, porque la iniciación temprana de un programa de gestión de yacimiento coordinado no sólo proporciona un mejor seguimiento y evaluación, sino también reducción de costos a largo plazo.

Por ejemplo, algunas pruebas iniciales de presión (DST) podrían ayudar a decidir el lugar de la tubería. Un registro adicional o una hora adicional en un DST puede proporcionar una mejor información de la que se puede obtener de un análisis más básico y costoso. A veces es posible hacer algunas pruebas

iniciales que puedan indicar el tamaño de un yacimiento. Si es de tamaño limitado, la perforación de pozos innecesarios se puede prevenir.

Muy a menudo el manejo de los yacimientos no se ha iniciado con suficiente antelación, y el depósito de agua, pozos y sistemas de aguas superficiales son ignorados durante mucho tiempo. Muchas veces tenemos en cuenta cuando se realiza una recuperación terciaria. Sin embargo, es fundamental y un requisito previo para que una operación de recuperación terciaria resulte económicamente exitosa tener un programa ya existente de una buena administración de yacimientos.

2. ¿Qué, cómo y cuándo reunir los datos?

Para responder a esta pregunta, tenemos que seguir un enfoque integrado de recopilación de datos que involucre todas las funciones desde el principio. Antes de reunir la información, debemos hacer las siguientes preguntas:

- ¿Es esta información necesaria, y qué vamos a hacer con estos datos? ¿Qué decisiones se tomarán sobre la base de los resultados de la recolección de datos?
- ¿Cuáles son los beneficios de estos datos, y cómo elaborar un plan para obtener los datos necesarios con el mínimo costo?

El equipo de yacimientos debe preparar un coordinador para demostrar la necesidad de la exigencia de datos, junto con sus costos y beneficios. Los miembros del equipo deben convencer a la gerencia que la obtención de estos datos es necesaria para evaluar. Además, el equipo deberá participar en la toma de decisiones operativas.

8.2. Ambiente Colaborativo

Manejar los yacimientos con éxito requiere un esfuerzo de sinergia y de equipo. Administrar un yacimiento no es sinónimo de ingeniería de yacimientos y/o la geología del yacimiento. El éxito requiere un esfuerzo de un equipo multidisciplinario, e

integrado. Los miembros del equipo deben trabajar juntos para asegurar el desarrollo y ejecución del plan de manejo. Al cruzar los límites tradicionales y la integración de sus funciones, los recursos corporativos son más utilizados para lograr el objetivo común.

Todas las decisiones de desarrollo y operación deben ser realizadas por el equipo que administra la reserva, que reconoce la dependencia de todo el sistema sobre la naturaleza y el comportamiento del reservorio. No es necesario, que todas las decisiones sean tomadas por un ingeniero de yacimientos, de hecho, un miembro del equipo que se toma en cuenta a todo el sistema, y no sólo el aspecto de la reserva, será un tomador de decisiones más eficaz. Esto ayudará enormemente si la persona tiene un conocimiento previo de ingeniería de yacimientos, geología, ingeniería de producción y de perforación, terminación de pozos y las instalaciones de superficie. No muchas personas en una organización tienen conocimiento en todas las áreas. Sin embargo, muchas personas desarrollan la intuición para todo el sistema y saben cuándo pedir asesoramiento técnico en relación con los diversos elementos del sistema.

El esfuerzo del equipo en la gestión de un depósito no puede exagerarse. Ahora es aún más necesario que nunca porque la tendencia actual de la industria petrolera no es de las de expansión. La mayoría de las empresas están llevando a cabo sus actividades de producción con un equipo mucho más pequeño que existía hace sólo cinco años.

Además, con el advenimiento de la tecnología y la naturaleza compleja de los distintos subsistemas, es difícil para cualquier persona convertirse en un experto en todas las áreas. Por ello, es evidente que la reducción del talento y las tecnologías cada vez más complejas deben compensarse con un aumento en la calidad, productividad y el énfasis en el esfuerzo de equipo.

Un enfoque de equipo para manejo de los yacimientos se puede intensificar por lo siguiente:

- Facilitar la comunicación entre diferentes disciplinas de la ingeniería, la geología y el personal de operaciones: (a) Reuniones periódicas, (b) Cooperación interdisciplinaria en la enseñanza de cada uno de los objetivos funcionales, y (c) Fomento de la confianza y el respeto mutuo. Además, cada miembro del equipo debe aprender a ser un buen maestro.
- Hasta cierto punto, el ingeniero debe desarrollar el conocimiento del geólogo de las características de la roca y el medio ambiente sedimentario, y un geólogo debe cultivar el conocimiento en la terminación de pozos y otras tareas de ingeniería, en relación con el proyecto en cuestión.
- Cada miembro debe subordinar sus ambiciones y egos hacia los objetivos del equipo de gerencia de yacimientos.
- Cada miembro del equipo debe mantener un alto nivel de competencia técnica.
- Los miembros del equipo deben trabajar en conjunto como un "equipo de baloncesto" y no como un "equipo de relevos". Los ingenieros de yacimientos no deben esperar a que los geólogos completen su trabajo y luego iniciar el trabajo de ingeniería de yacimientos. Por el contrario, debe darse una interacción constante entre los grupos funcionales. Por ejemplo, es mejor saber antes si los mapas isópacos y de producción acumulada petróleo/gas no coincidan en lugar de finalizar todos los mapas isópacos y luego descubrir que los mapas de producción acumulada dan otra interpretación del reservorio. El uso de una propuesta estable para la gestión del reservorio junto con los últimos avances tecnológicos permitirá a las empresas sacar mayor recuperación económica durante la vida útil del reservorio. Se puede prolongar la vida económica del yacimiento.

En resumen, la sinergia del enfoque de equipo puede producir un "conjunto mayor que la suma de sus partes". Hoy en día, resulta común para los estudios de grandes reservorios estar integrado por el trabajo en equipo. Sin embargo, la creación de un equipo no garantiza una integración que lleve al éxito. Habilidades de equipo, autoridad de equipo, compatibilidad del equipo con la estructura de gestión de la línea, y la

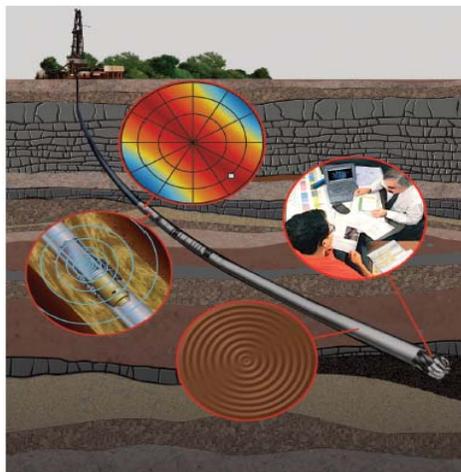
comprensión global del proceso de gestión de los depósitos por todos los miembros del equipo son esenciales para el éxito del proyecto. Además, la mayoría de los equipos de gerencia del reservorio se los forman en momentos clave de inversión. Lo que hace falta son los esfuerzos multidisciplinarios de gestión de yacimientos para todos los reservorios de importancia.

8.3. Operaciones a Tiempo Real

Un acercamiento sistemático para soluciones de construcción de pozos petroleros significa la maximización de utilidades y producción al tener contacto con el área del reservorio al momento de alcanzar la arena objetivo.

Una construcción de un pozo puede significar incrementos reales en la producción que puede pasar de 1500 bbl/día planificados a relaciones del doble en 3300 bbl/día reales y ahorros en tiempo de perforación de 6.5 horas.

Figura 94 Operaciones a Tiempo Real



Fuente: Grace Robert, "Horizontal and Directional Drilling", Petroskills, Tulsa Oklahoma.

Elaborado por: Camilo Cárdenas

La anterior figura muestra un conjunto de herramientas, software, TI y un grupo multidisciplinario de gente permiten toma de decisiones en tiempo real para mejorar la

eficiencia de producción.

Este objetivo se logra montando una operación en tiempo real que consiste en tener un centro de visualización localizado generalmente en la oficina central del operador en el que un grupo multidisciplinario de personas conformadas por: geólogos, perforadores, TI, geofísicos y gente de campo controlan las operaciones en tiempo real; juntos analizan, correlacionan, optimizan y procesan datos para tomar las mejores decisiones en el mismo instante en el que se construye y completa el pozo.

Para la optimización del pozo, ingenieros de perforación son asignados para hacer el monitoreo de la perforación 24 horas al día para asegurar un trabajo libre de incidentes. Los especialistas se encargan de analizar y dar solución para tener las mejores tasas de perforación, mejorar la eficiencia operacional y minimizar el impacto de eventos que no estén planeados. Los datos de superficie y de dentro del pozo disponible en tiempo real son los que permiten lograr todas estas mejoras operacionales ya que permiten establecer las condiciones exactas en cualquier punto del proceso de perforación.

El grupo de ingenieros expertos que orientan la perforación junto con un servicio de modelamiento son los encargados de ir ajustando un plan preliminar de perforación, mismo que es ajustado continuamente con la información que viene en tiempo real de los sensores electrónicos en sitio y que es ingresado al modelo de perforación. De esta forma el modelo se corre para predecir cómo se visualizara y que respuesta se tendrá por adelantado.

Un grupo de analistas es asignado para que constantemente evalúen y correlacionen en tiempo real toda la información adquirida y se pueda mantener al pozo en el camino correcto que asegure que la meta pre-establecida se lograra. La clave está en mantenerse en la zona de interés, un sensor capaz de tomar muestras axiales en varias direcciones y en diferentes profundidades y con gran penetración en la formación junto con el análisis en tiempo real permiten tener una evaluación petrofísica

y una navegación estratigráfica en un solo paquete. Con lo que se logra disminuir las incertidumbres geológicas, mejorar los tiempos de perforación, apuntando a la mejor zona del reservorio.

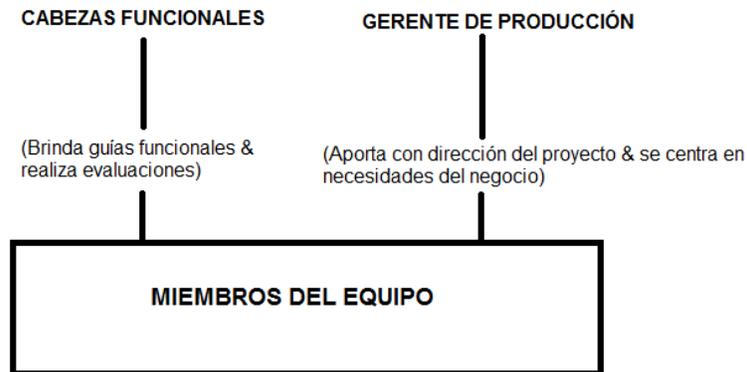
El control de navegación de la punta del taladro es esencial para controlar la punta de la broca y evaluar la formación por donde está pasando. El sensor generalmente ubicado a un metro de la broca del taladro comunica en tiempo real mediciones de inclinación mientras perfora permitiendo tomar decisiones rápidas para corregir cualquier parámetro de perforación de ser necesario.

En resumen el centro de procesamiento creado en las oficinas centrales debe crear un ambiente propicio para la comunicación de todos los grupos multidisciplinarios que trabajan en oficina y en la torre de perforación en campo. La información en tiempo real recibida permite a los expertos analistas a tomar las mejores decisiones para mantener la perforación enrutada en el camino definido haciendo las correcciones necesarias al modelo geológico para que finalmente se pueda y ubicar en la mejor zona del pozo donde se maximice la extracción de crudo.

8.4. Roles y Responsabilidad

Como se expuso anteriormente, gestionar yacimientos requiere el esfuerzo de un equipo multidisciplinario. La pregunta importante es quién debe establecer metas y tomar decisiones de manejo de yacimientos? Debería el gerente de producción tomar las decisiones, o, el equipo?

Figura 95 Miembros del equipo

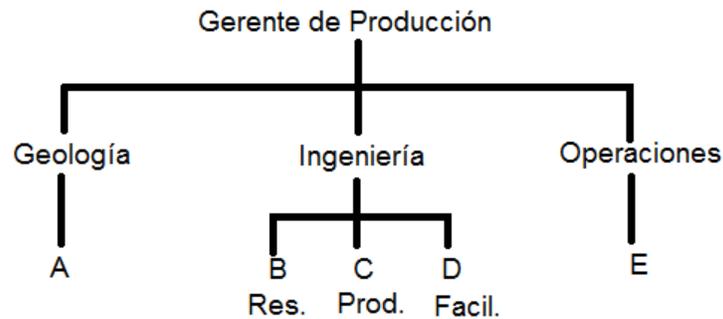


Fuente: Satter Abdus, Thakur Ganesh, "Integrated Petroleum Reservoir Management", PennWell Books, Tulsa Oklahoma, 1994.

Elaborado por: Camilo Cárdenas

Figura 96 Sistema convencional

SISTEMA CONVENCIONAL



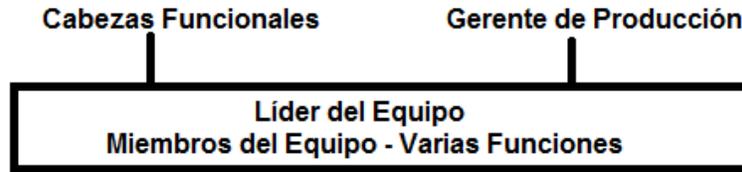
A + B + C + D + E trabajan en un reservorio bajo sus supervisores

Fuente: Satter Abdus, Thakur Ganesh, "Integrated Petroleum Reservoir Management", PennWell Books, Tulsa Oklahoma, 1994.

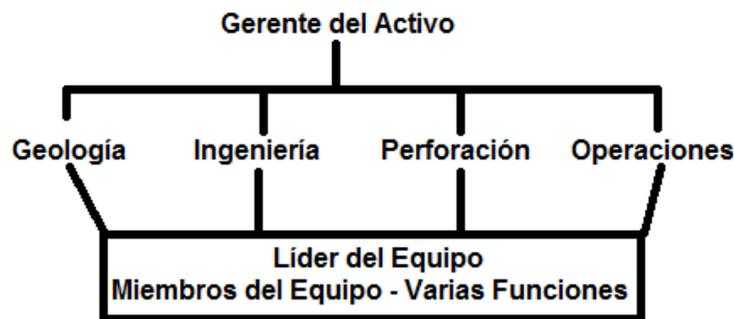
Elaborado por: Camilo Cárdenas

Figura 97 Nuevo sistema colaborativo

NUEVO SISTEMA MULTIDISCIPLINARIO



Equipo auto-administrado en un reservorio en particular.



Fuente: Satter Abdus, Thakur Ganesh, "Integrated Petroleum Reservoir Management", PennWell Books, Tulsa Oklahoma, 1994.

Elaborado por: Camilo Cárdenas

(Vea las Figuras 95, 96 y 97 para varios tipos de organización). Figura 95 muestra los miembros del equipo bajo jefes funcionales y un gerente de producción, donde los jefes funcionales proporcionan orientación funcional y realizan las evaluaciones mientras que el gerente de producción proporciona la dirección del proyecto y se centra en las necesidades del negocio. Las figuras 96 y 97 hacen un contraste del viejo sistema con el nuevo. En el sistema antiguo (convencional), varios miembros del equipo (es decir, el geólogo, ingenieros de reserva/producción e instalaciones, el personal de operaciones, y otros) trabajan en el reservorio bajo sus propios jefes / jefes funcionales, mientras que, en el nuevo / multidisciplinario trabajo en equipo, los miembros del equipo de las diversas funciones trabajan en un yacimiento dado bajo un jefe de equipo y, a veces funcionan como un equipo auto gestionado.

Uno de los modelos del trabajo en equipo es el siguiente:

- La gerencia funcional nombra a los miembros del equipo para trabajar en un equipo de trabajo con tareas específicas en mente.
- El equipo reporta al gerente de producción para este proyecto. Además, el equipo selecciona un jefe de equipo, cuya responsabilidad es coordinar todas las actividades y mantener informado al gerente de producción.
- Los miembros del equipo compuesto por representantes de geología y geofísica, varias funciones de ingeniería, operaciones de campo, perforación, finanzas, y así sucesivamente.
- Los miembros del Equipo preparan un plan de explotación y definen sus metas y objetivos mediante la participación de todos los grupos funcionales. El plan se presenta al gerente de producción, y después de recibir los comentarios del director, se hacen los cambios necesarios. A continuación, el plan está publicado y todos los miembros siguen el plan.
- Los jefes funcionales evalúan el desempeño de los miembros del equipo con el aporte del líder del equipo y el gerente de producción. La evaluación de rendimiento, además de diversas dimensiones del desempeño, incluye al trabajo en equipo como un requisito de trabajo.
- Los equipos son premiados en efectivo una vez que han culminado de forma eficaz sus tareas. Estos premios proporcionan una motivación extra para los miembros del equipo para hacerlo bien.

CAPÍTULO IX

CONCLUSIONES

1. Al usar un ambiente colaborativo, donde la información se comparte de una forma rápida y segura mediante el software, tanto ingenieros, geocientistas y contratistas pueden compartir y visualizar la información como un equipo. De esta forma es posible evaluar alternativas y colaborar al momento de diseñar las mejores soluciones. Este enfoque al final mejora las ganancias del reservorio.
2. Mediante COMPASS, CasingSeat y Stresscheck es posible planificar, ejecutar y evitar problemas operativos. Al tener estos programas integrados en una sola base de datos, es posible compartir los resultados de una aplicación para que sean el dato de ingreso de otra sin tener que ingresarlos manualmente, minimizando el tiempo en ingreso de datos. Los resultados se vuelven más rápidos en ser compartidos en toda la organización.
3. La planificación de la trayectoria del pozo es esencial en ambientes simples y complejos. COMPASS es una parte integral de la planificación colaborativa en ambientes multidisciplinarios. Cada miembro del equipo puede brindar su retroalimentación de forma inmediata para alcanzar los objetivos del subsuelo. Así COMPASS permite:
 - Reducir el tiempo para el ciclo de planificación de pozo.
 - Planes de pozo precisos que reduzcan el riesgos durante la operación.
4. CasingSeat y Stresscheck brinda una solución integrada y precisa para determinar las profundidades de asentamiento precisas para las zapatas del revestidor. Se obtiene de forma automática el diseño del revestidor eficiente para las cargas definidas. Con estos programas es posible determinar soluciones para cargas, esfuerzos y pandeos para pozos verticales y direccionales tanto para el cuerpo de la tubería como para las conexiones. La suite de CasingSeat y Stresscheck facilita:

- Especificar técnicamente los revestidores a ser empleados en el pozo.
 - Realizar varios escenarios para determinar la mejor opción.
 - Análisis detallado de cargas para los revestidores según datos propios del pozo y su locación.
5. El diseño del pozo TRUENO HORIZONTAL 5T se realizó con éxito alcanzando la trayectoria deseada para el pozo y alcanzando las coordenadas de los objetivos planteados. Igualmente al diseñar los revestidores a ser empleados, fue posible determinar las profundidades de asentamiento de las zapatas asegurando que el revestidor soporte las cargas de los diversos escenarios a los cuales serán expuestos durante la vida del pozo.

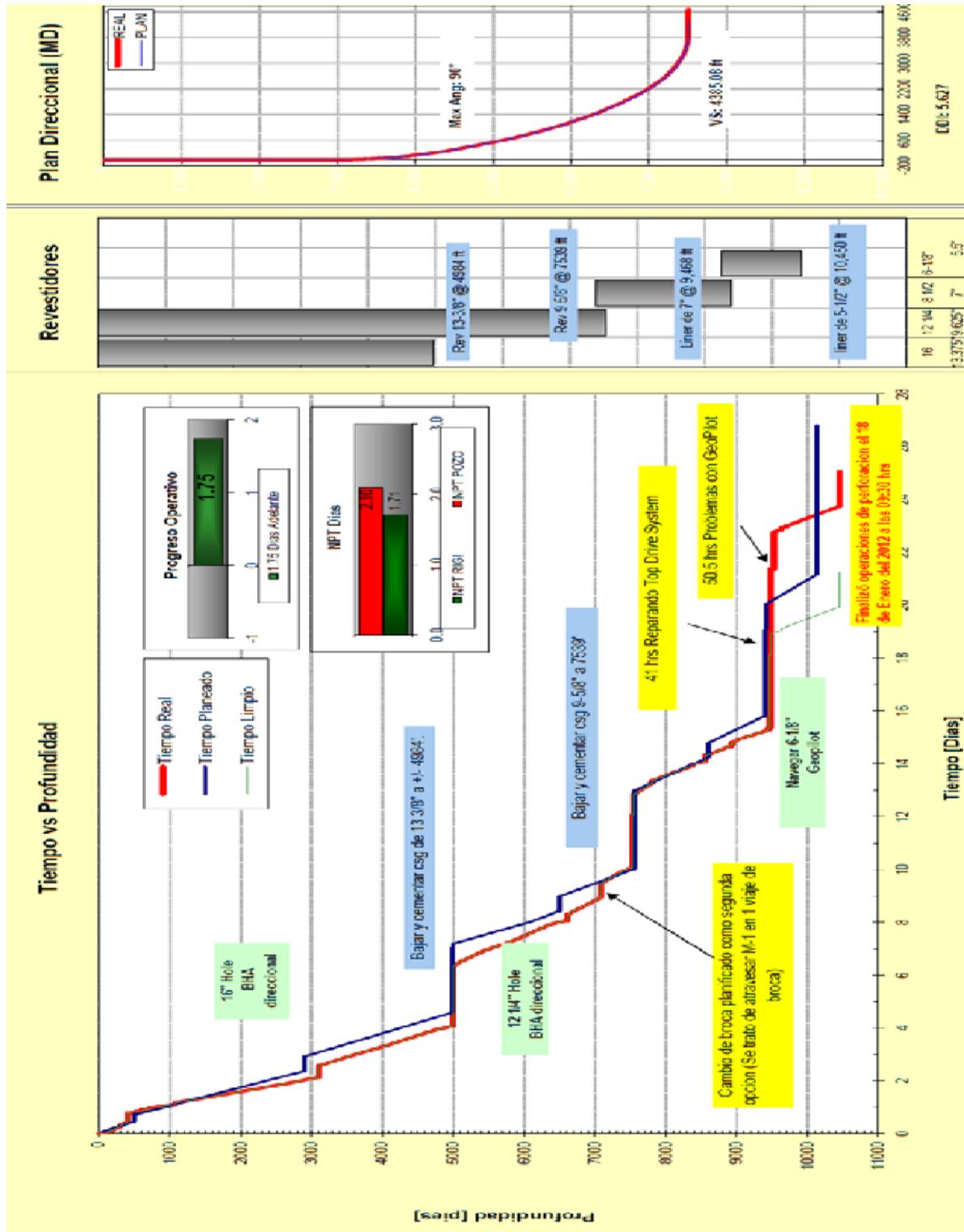
RECOMENDACIONES

Mediante el uso de herramientas gráficas, tanto CasingSeat y Stresscheck permiten evaluar los límites de desgaste del revestidor. De esta manera es posible reducir el costo del diseño para tubulares basándose en inventarios estándar o definidos por el usuario, costo específico, limitantes definidas por el usuario en dominios válidos API. Se recomienda revisar los parámetros de diseño empleados en campañas de perforación para encontrar opciones de mejora para futuros pozos.

Maximizar los beneficios del software con cambios organizacionales para tener un equipo de trabajo colaborativo. Administrar un yacimiento no es sinónimo de ingeniería de yacimientos y/o la geología del yacimiento. El éxito requiere un esfuerzo de un equipo multidisciplinario, e integrado. Los miembros del equipo deben trabajar juntos para asegurar el desarrollo y ejecución del plan. Al cruzar los límites tradicionales y la integración de sus funciones, los recursos corporativos son más utilizados para lograr el objetivo común.

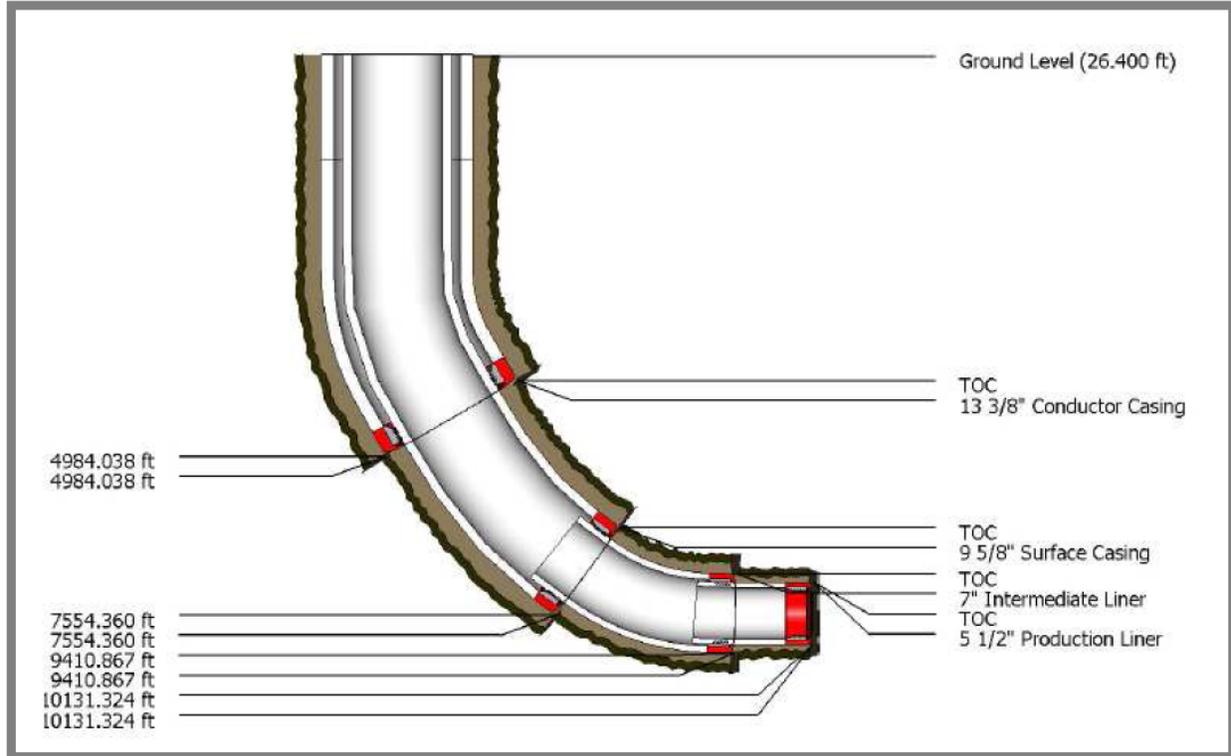
ANEXO A

Curvas de tiempo versus profundidad.



ANEXO B

A continuación se presenta todo el detalle del resultado de planificación para el pozo TRUENO 5T. Los resultados del revestidor de 7" no se muestran en esta parte porque son usados para el caso práctico del capítulo 6.

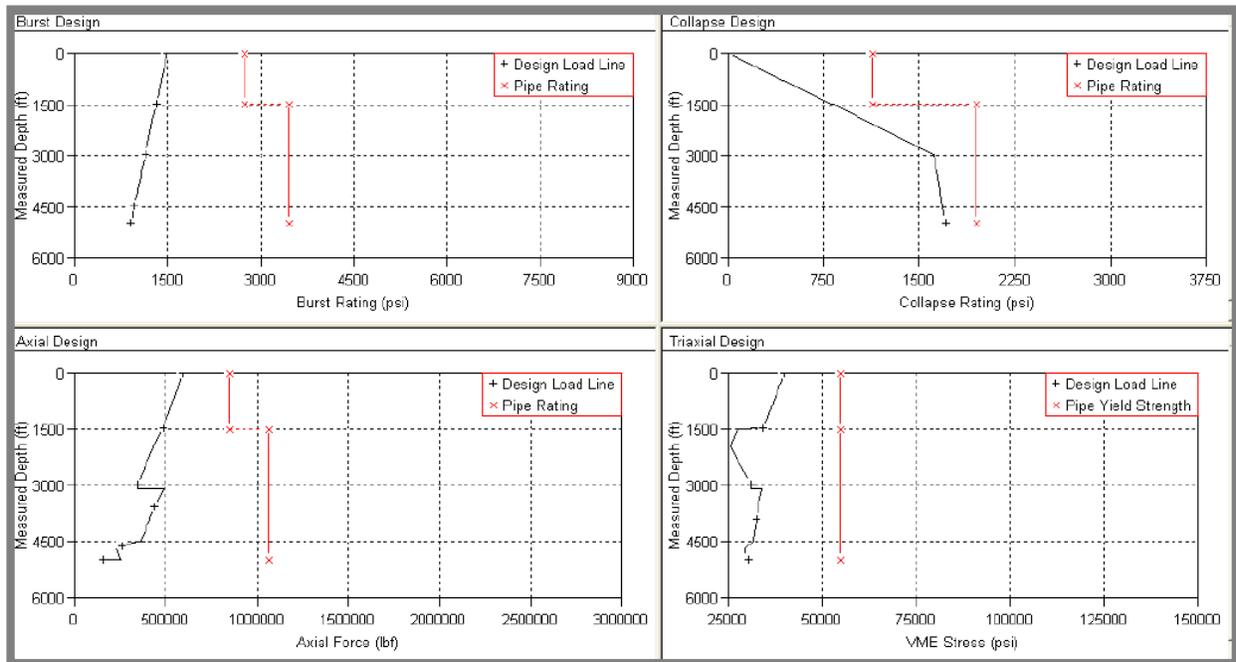


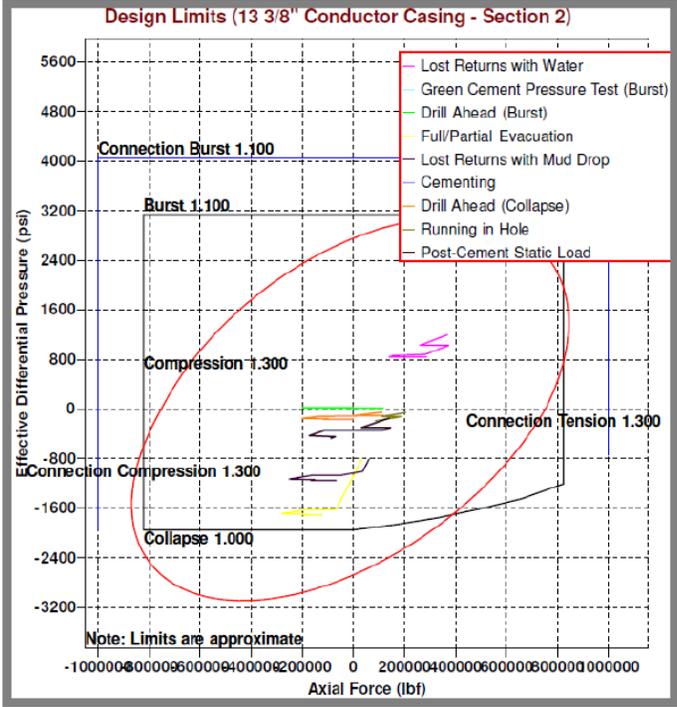
Factores de diseño empleados.

Revestidores	13 3/8" Superficial	13 3/8" Superficial	9 5/8" Producción	7" Producción	5" (preperf) Producción
Profundidad (pies)	0' – 1500'	1500' - 4984'	0' – 7554'	7554' – 9410'	9410'–10131'
Factor de Diseño (Presión de estallido)	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1
Mínimo Factor de seguridad (presión de estallido)	2.01	2.88	1.75	10.21	+100
Factor de diseño (Presión de Colapso)	1,0	1,0	1,0	1,0	1,1
Mínimo Factor de seguridad (presión de Colapso)	1.39	1.14	1.75	1.63	1.79
Factor de diseño (Tensión)	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3
Mínimo Factor de seguridad (Tensión)	1.86	2.86	2.19	4.25	(4.94)
Factor de diseño (Triaxial)	1,1	1,1	1,1	1,1	1,3
Mínimo Factor de seguridad (Triaxial)	1.71	2.02	1.92	2.58	2.31

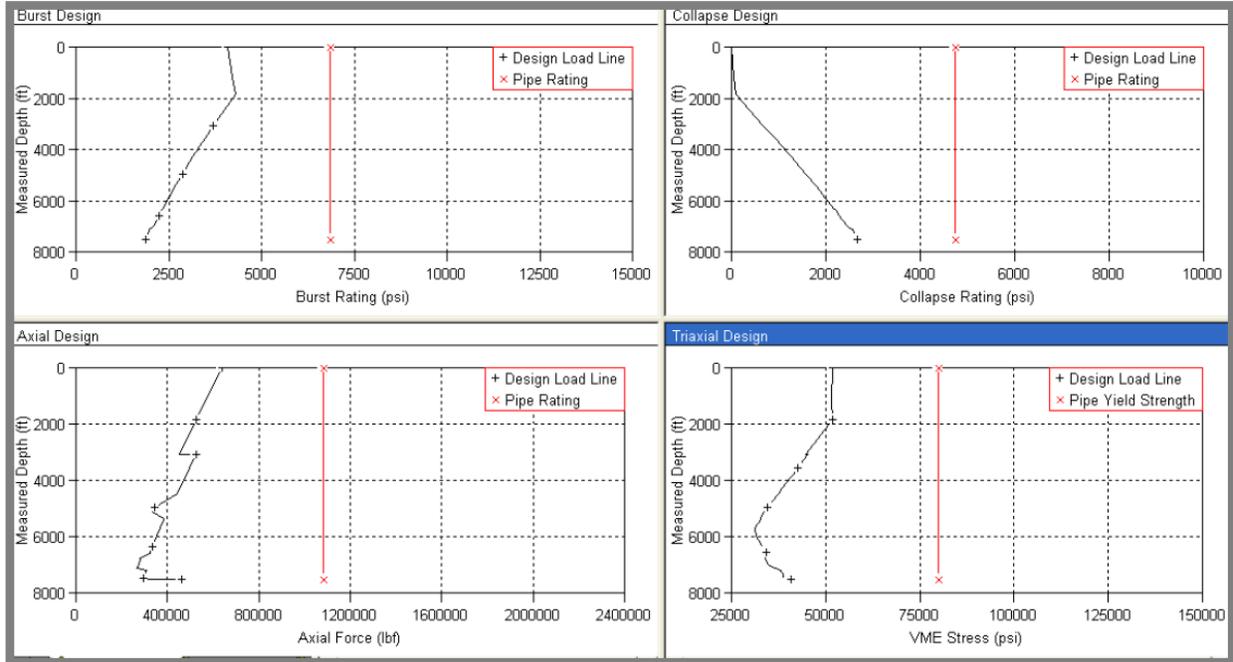
String	OD/Weight/Grade	Connection	MU Interval (ft)	Unit Dia. (in)	Minimum Safety Factor (Abs)				Design Cost (\$)
					Burst	Collapse	Axial	Triaxial	
Conductor Casing	13 3/8", 54.500 ppf, K-55	BTC, K-55	0.000-1500.000	12.459	2.01	1.39	1.86	1.71	38,679
	13 3/8", 68.000 ppf, K-55	BTC, K-55	1500.000-4984.	12.259	2.88	1.14	2.86	2.02	106,320
Total = 144,999									
Surface Casing	9 5/8", 47.000 ppf, N-80	BTC, N-80	0.000-7554.360	8.625 A	1.75	1.75	2.19	1.92	188,679
Total = 188,679									
Intermediate Liner	7", 26.000 ppf, P-110	BTC, P-110	7354.360-9410.	6.151	10.21	1.63	4.25	2.58	34,741
Total = 34,741									
Production Liner	5 1/2", 17.000 ppf, N-80	BTC, N-80	9210.870-10113	4.767	+ 100	1.79	(4.94)	2.31	9,032
Total = 9,032									
Total = 377,451									
A Alternate Drift									
() Compression									

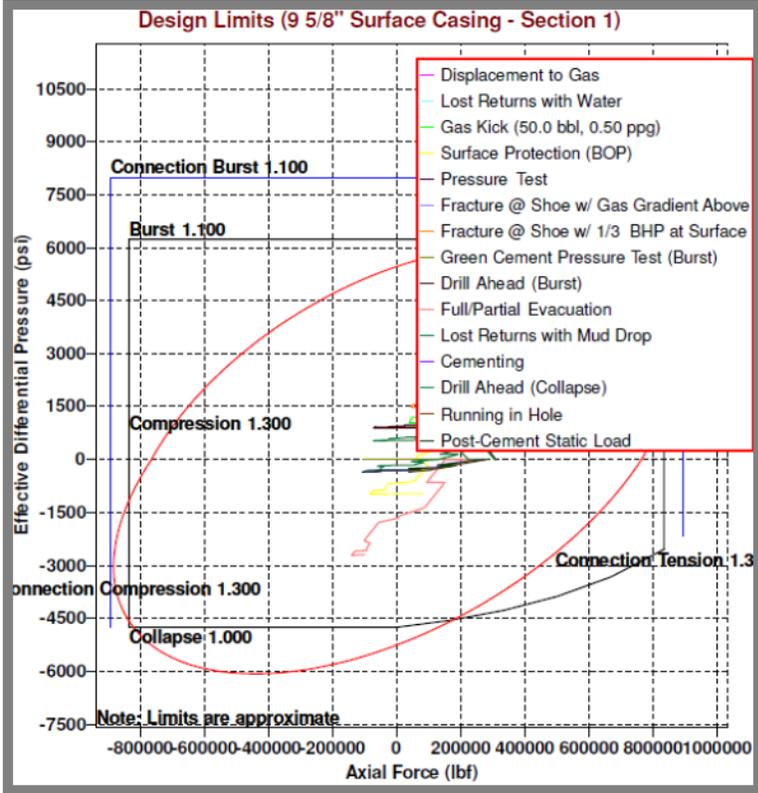
CASING DE 13-3/8"



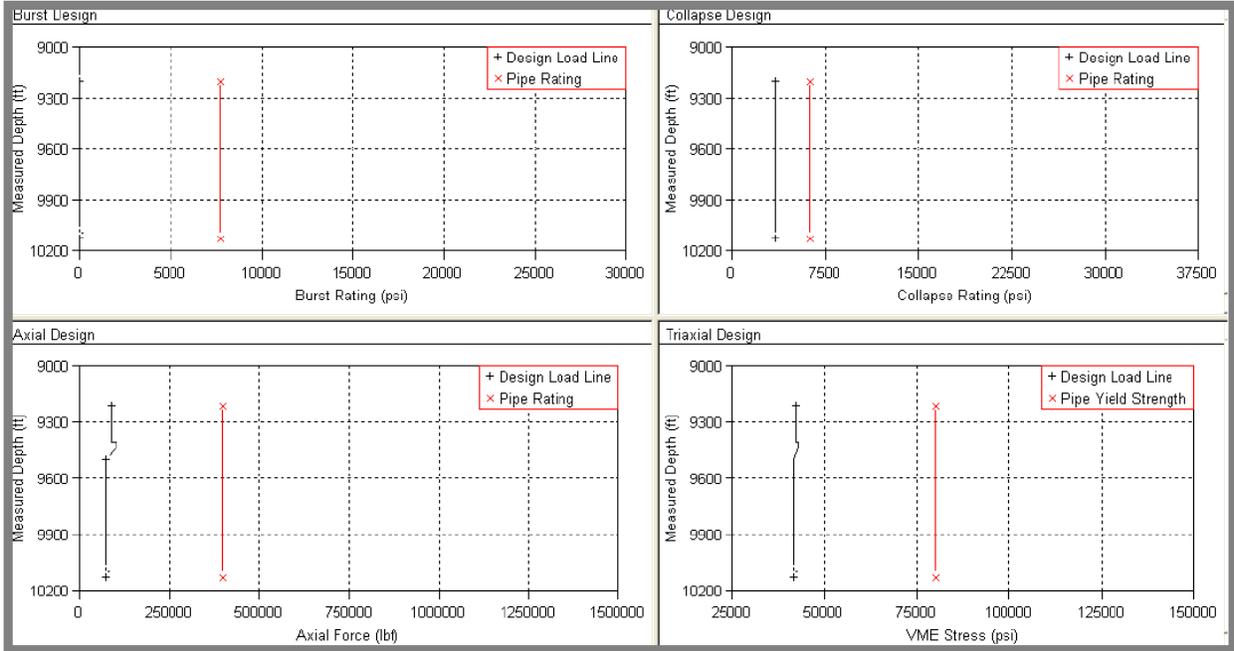


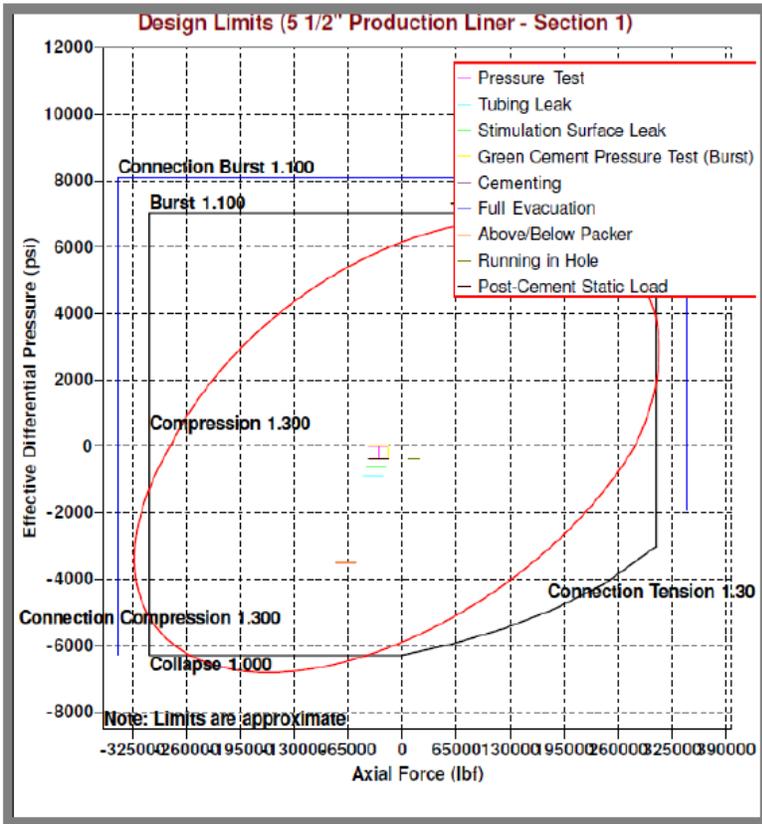
CASING 9-5/8"





CASING 5-1/2"





BIBLIOGRAFÍA

1. Bellarby Jonathan , “Well Completion Design”, Elsevier, Oxford, The Netherlands, 2009.
2. Baker Ron, “A Primer of Oilwell Drilling: A Basic Text of Oil and Gas Drilling”, Univ of Texas at Austin Petroleum, 2000.
3. Devereux Steve, “Practical Well Planning and Drilling Manual”, PennWell Corporation, Tulsa Oklahoma, 1998.
4. Escobar Macualo Freddy Humberto, “Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos”, Editora Guadalupe Ltda, Huila Colombia
5. Hyne Norman, “Nontechnical Guide to Petroleum Geology, Exploration, Drilling and Production (2nd Edition)”, Pennwell Corp, 2 Edición, Tulsa Oklahoma, 2001.
6. J.J. Azar, Robello Samuel, “Drilling Engineering”, PennWell Corporation, Tulsa Oklahoma, 2007.
7. Carden Richard, “Drilling Practices”, Petroskills, Tulsa Oklahoma, 2008
8. Grace Robert, “Horizontal and Directional Drilling”, Petroskills, Tulsa Oklahoma, 2007
9. Erickson Richard, “Development Geology”, Training program for Petroamazonas, Tulsa Oklahoma, 2010.
10. Satter Abdus, Thakur Ganesh, "Integrated Petroleum Reservoir Management", PennWell Books, Tulsa Oklahoma, 1994.
11. Manuales Oficiales de las Aplicaciones de Landmark-Halliburton:
 - COMPASS
 - CasingSeat
 - Stresscheck

GLOSARIO DE TÉRMINOS

AFE: Authorization For Expenditure	Autorización para gastos de perforación.
API 5A	Especificación del Instituto Americano del Petróleo para corrosión en tubulares.
API 5C3	Boletín para fórmulas y cálculos para revestidores, tubería de perforación y completación.
API 5CT	Especificación del Instituto Americano del Petróleo que cubre los tubulares con y sin solda para la industria de petróleo y gas.
API RP 76	Norma del Instituto Americano del Petróleo para asistir a operadores, contratistas y subcontratistas en un programa de seguridad.
API: American Petroleum Institute	Instituto Americano del Petróleo.
BHA: Bottom hole assembly	Ensamblaje de fondo.
BOP: Blow out preventer	Preventor de arremetidas del pozo.
BTC: Buttress thread casing	Revestidor de rosca Buttress.
BUR o BR: Build up rate	Tasa de construcción del ángulo del pozo.
DST: Drillstem test	Prueba para medición de presión y fluidos.
EDM: Engineer's Data Model	Modelo de datos usado por los aplicativos de Landmark para perforación.
EDT: Engineer's Desktop	Aplicativos para diseño de pozo de Landmark para perforación.
EMW: Equivalent mud weight	Peso de lodo equivalente.
GR: Gamma ray	Registros de rayos gama.
HWDP: Heavyweight drillpipe	Tipo de tubería de perforación con paredes más gruesas que la convencional.
Kelly down	Se refiere al proceso cuando todo el kelly está abajo y la perforación no puede continuar hasta realizar

	una nueva conexión.
LTC: Long thread casing	Revestidor de rosca larga.
LWD: Logging while drilling	Registrar mientras se perfora, evaluación de propiedades físicas durante la perforación.
MASP: Maximum allowable surface pressure	Máxima presión permitida en superficie.
MWD: Measuring while drilling	Medición mientras se perfora, se evalúan las propiedades de trayectoria del pozo.
PDC: Polycrystalline Diamond Cutter	Broca poli cristalinas de diamantes compactos.
RPM: Revolutions per minute	Revoluciones por minuto.
Scout ticket	Reporte rápido del pozo desde su perforación y completación con ubicación del pozo, profundidad total, registros, producción y topes formacionales.
SP: Spontaneous potential	Registros de potencial espontáneo.
STC: Short thread casing	Revestidor de rosca corta.
TCP: Tubing Conveyed Perforations	Cañoneos transmitidos por tubería
TMD: Total measured depth	Profundidad total medida.
TOD: Turn off depth	Profundidad donde cambia el azimut del pozo.
TVD: True Vertical Depth	Profundidad vertical verdadera.
VSP: Vertical Seismic Profile	Perfil de sísmica vertical.
WOB: Weight on Bit	Peso sobre la broca.
WOC: Wait on Cement	Esperar al fragüe del cemento.