

UNIVERSIDAD DE ORIENTE
NÚCLEO DE ANZOÁTEGUI
ESCUELA DE INGENIERÍA Y CIENCIAS APLICADAS
DEPARTAMENTO DE PETRÓLEO



**“ESTUDIO DE FACTIBILIDAD TÉCNICO ECONÓMICA
DEL USO DEL COILED TUBING PARA LA PERFORACIÓN
DE POZOS SOMEROS EN EL CAMPO SANTA ROSA,
DISTRITO ANACO”**

REALIZADO POR:

Katheryne C. Caraballo T.

Graciela de los A. Alen D.

Trabajo de Grado presentado ante la Universidad de Oriente como Requisito
Parcial para optar al Título de:

INGENIERO DE PETRÓLEO

PUERTO LA CRUZ, MARZO DE 2011

UNIVERSIDAD DE ORIENTE
NÚCLEO DE ANZOÁTEGUI
ESCUELA DE INGENIERÍA Y CIENCIAS APLICADAS
DEPARTAMENTO DE PETRÓLEO



**“ESTUDIO DE FACTIBILIDAD TÉCNICO ECONÓMICA
DEL USO DEL COILED TUBING PARA LA PERFORACIÓN
DE POZOS SOMEROS EN EL CAMPO SANTA ROSA,
DISTRITO ANACO”**

ASESOR:

Ing. Jhonles Morales
Asesor Académico

PUERTO LA CRUZ, MARZO DE 2011

UNIVERSIDAD DE ORIENTE
NÚCLEO DE ANZOÁTEGUI
ESCUELA DE INGENIERÍA Y CIENCIAS APLICADAS
DEPARTAMENTO DE PETRÓLEO



**“ESTUDIO DE FACTIBILIDAD TÉCNICO ECONÓMICA
DEL USO DEL COILED TUBING PARA LA PERFORACIÓN
DE POZOS SOMEROS EN EL CAMPO SANTA ROSA,
DISTRITO ANACO”**

El jurado hace constar que asignó a esta Tesis la calificación de:

APROBADO

Ing. Jhonles Morales

Asesor Académico

Ing. María Galindo

Jurado Principal

Ing. Félix Acosta

Jurado Principal

PUERTO LA CRUZ, MARZO DE 2011

RESOLUCIÓN

De acuerdo al Artículo 41 del reglamento de Trabajo de Grado:

“Los Trabajos de Grado son de la exclusiva propiedad de la Universidad de Oriente, y sólo podrán ser utilizados para otros fines con el consentimiento del Consejo de Núcleo respectivo, quién deberá participarlo previamente al Consejo Universitario, para su Autorización”.

DEDICATORIA

A Dios Todopoderoso y a la Virgen del Valle, por cuidarme en todo momento y darme la fortaleza en los momentos difíciles.

A mis padres por darme la vida y por apoyarme en todo momento para lograr esta meta. Los quiero mucho.

A mis hermanos por su valiosa colaboración y por estar siempre pendiente de mí.

A mis sobrinos, seres inocentes con los que he compartido lindos momentos de mi vida. Que este logro les sirva de ejemplo.

Katheryne C. Caraballo T.

A mi PADRE CELESTIAL, por darme la sabiduría, la inteligencia y la capacidad para alcanzar esta meta tan anhelada en mi vida, por ser mi guía, MI AMIGO y mi mejor consejero en los momentos difíciles.

A mis Padres: Milvida Díaz y Andrés Alen, a mis hermanos: Andreina, Alnardo y Armando por su apoyo incondicional en todas las áreas de mi vida y por hacer posible el logro de esta nueva meta. Les AMO MUCHO.

A María Amaya por transmitirme ese ánimo incansable por vivir, por luchar y no desmayar hasta alcanzar la meta.

A mis amigos: Romelia Roldán, Katheryne Caraballo, Elibeth García, Luis Daniel, Víctor Villarroel, Suhelen Díaz y Yezmin Inatti; personas cuyo aprecio ha sido importantísimo y vital en el transcurrir de estos años.

Graciela de los A. Alen D.

AGRADECIMIENTOS

A Dios y a la Virgen por cuidarme en todo momento y por darme fuerzas para seguir adelante en los tiempos difíciles.

A mis padres Arsenia y Pedro por todo el amor, el cariño, la confianza y por su apoyo incondicional. Gracias por hacer de mí la persona que hoy soy.

A mis hermanos Pedro y Francis por estar siempre presente cuando los necesitaba, y en especial a Cheni, por sus consejos, por ayudarme en la realización de este proyecto, por estar siempre pendiente de mí y por su valioso apoyo, te quiero mucho hermanita.

A mis sobrinos, en especial a Fabielys, Yorgelis, Geomar, Raquel, Paola, Sofía, David y Jesús, quienes con sus travesuras han llenado de alegría muchos momentos de mi vida.

A mi abuela Inocente, mi tía Cecilia y al resto de mi familia por contar siempre con sus abrazos, por todas las palabras de aliento para seguir adelante con mis metas y para ampliar mis horizontes.

A luís por acompañarme y apoyarme durante todos estos años de estudio, por tu comprensión y por darme animo en esos momentos difíciles. Eres un ser maravilloso.

A la familia Fermín Salazar, por aceptarme en su casa durante toda mi carrera y en especial a mis hermanitos José y luís por considerarme como una hermana y por todos los momentos agradables que compartimos. Muchísimas gracias.

A mis cuñados David, Zoraya y Humberto por la colaboración que me han brindado para cumplir esta meta.

A la Universidad de Oriente, al Departamento de Petróleo y a los profesores, por todos los conocimientos transmitidos hacia mi persona y por motivarnos cada día a seguir adelante para alcanzar la meta trazada.

A mi asesor académico Ing. Jhonles Morales por la confianza que tuvo en mi compañera y en mí al asignarnos la realización de este proyecto, por su paciencia, por su valiosa colaboración y por el aporte de conocimientos que hicieron posible la ejecución de este proyecto.

A la Ing. Maybis Cova del Departamento VCD de PDVSA Gas Anaco, por brindarnos su colaboración, apoyo e intercambio de ideas durante la realización de la tesis.

A Graciela, mi compañera de tesis, por asumir este reto conmigo y por la comprensión y paciencia durante todo este tiempo.

A mis compañeros de la universidad y amigos con los que compartí momentos inolvidables; por ese tiempo de dedicación a la amistad, a la compañía, al disfrute a conversar y en especial a aquellos que me escuchaban y apoyaban en todo momento.

A todas aquellas personas que de una u otra forma colaboraron conmigo para alcanzar esta meta.

Katheryne C. Caraballo T.

A Dios, por su cuidado y protección en todo momento y sobre todo por darme la fortaleza y la valentía necesaria para superar todos los obstáculos que he encontrado en el camino.

A toda mi familia, por esa fe que han tenido en mí. Especialmente a Tía Eloísa Alen y a mis primos: Asdrúbal y Laura Rivas. Gracias por su apoyo.

A la Universidad de Oriente, por contribuir con mi formación como profesional, por cada momento que viví lleno de triunfos, alegrías y de enseñanzas que dejaron una huella inolvidable en mi vida.

A mi asesor académico, Ing. Jhonles Morales, cuyo apoyo me permitió desarrollar de manera exitosa este proyecto, gracias por la ayuda que me brindaste y por los consejos recibidos.

A todos mis profesores del Departamento de Petróleo, por brindarme numerosos conocimientos y experiencias laborales y personales, que no solo nos enriquecen como profesionales sino que nos hacen ser mejores seres humanos. Muy especialmente al profesor Rafael Barrueta, quien demostró ser amigo y cuyas palabras me alentaron para seguir adelante en un momento muy difícil de mi vida, estaré agradecida por siempre.

A la empresa PDVSA GAS ANACO, por hacer posible el logro de esta meta y brindarme el apoyo necesario para la culminación exitosa de mi Trabajo de Grado.

A todo el personal de la Gerencia de Perforación de VCD, gracias por sus asesorías técnicas, por su tiempo, por su profesionalismo. Agradezco muy especialmente a los Ingenieros: Jhonles Morales y Maibys Cova, ustedes, con sus consejos y conocimientos, contribuyeron de manera indiscutible en la realización de esta meta. Muchísimas Gracias.

A todos mis amigos y muy especialmente a: Romelia Roldán, María Amaya, Katheryne Caraballo, Elibeth García, Luis Daniel, Víctor Villarroel, Suhelen Díaz, Yezmin Inatti; entre otros, Sencillamente no tengo palabras para expresar mi gratitud hacia ustedes, demostraron ser verdaderos amigos, con los cuales compartí momentos muy bonitos. Gracias por ese aprecio tan sincero que desde el primer momento me demostraron. Se les QUIERE profundamente.

Graciela de los A. Alen D.

RESUMEN

La industria petrolera se encuentra en la búsqueda constante de novedosas técnicas que le permitan recuperar la mayor cantidad de hidrocarburos de los yacimientos al menor costo posible. Esta búsqueda ha dado como resultado una nueva alternativa tecnológica denominada perforación con Coiled Tubing. Por tal razón se elaboró este proyecto cuyo propósito fundamental es estudiar la factibilidad técnico económica de la perforación de pozos someros con tubería flexible en el Campo Santa Rosa del Distrito Anaco. En dicha investigación se propuso la construcción de un nuevo pozo, con el fin de establecer su diagrama mecánico de fondo y de superficie y realizar el estimado de tiempo y costos involucrados en la perforación del mismo utilizando tubería flexible, para luego compararlo con los requeridos por un taladro convencional. Al analizar los resultados obtenidos se determinó que la perforación con tubería flexible es posible en este campo ya que las condiciones geológicas son favorables para su aplicación y además se reduce el tiempo de construcción del pozo, debido a que es un equipo integrado fácil de mudar y los viajes se realizan con mayor rapidez y no se hacen conexiones; por consiguiente los costos asociados al pozo también se reducen. Por lo tanto, la perforación de pozos someros en el Campo Santa Rosa con la técnica antes mencionada es una alternativa atractiva desde el punto de vista técnico y económico.

ÍNDICE GENERAL

RESOLUCIÓN.....	IV
DEDICATORIA.....	V
AGRADECIMIENTOS.....	VI
RESUMEN	X
ÍNDICE GENERAL	XI
ÍNDICE DE FIGURAS.....	XV
ÍNDICE DE TABLAS.....	XVII
CAPÍTULO I.....	XVIII
INTRODUCCIÓN	XVIII
1.1 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA.	19
1.2 OBJETIVOS.	21
1.2.1 <i>Objetivo General:</i>	21
1.2.2 <i>Objetivos Específicos:</i>	21
1.3 JUSTIFICACIÓN DE LA INVESTIGACIÓN.	21
CAPÍTULO II	23
MARCO TEÓRICO	23
2.1 ANTECEDENTES.	23
2.2. HISTORIA DE LA TUBERÍA FLEXIBLE.	24
2.3 DESCRIPCIÓN DEL ÁREA EN ESTUDIO.....	26
2.3.1 <i>Cuenca Oriental de Venezuela.</i>	26
2.3.2 <i>Generalidades del Distrito PDVSA Gas Anaco.</i>	27
2.3.3 <i>Área Mayor de Anaco (AMA).</i>	29
2.3.3.1 Estructura.	29
2.3.3.2 Características de las Acumulaciones	30
2.3.3.3 Estratigrafía de la Zona.....	31
2.3.4 <i>Ubicación del Campo Santa Rosa.</i>	36
2.4 PERFORACIÓN DE POZOS.	37
2.4.1 <i>Proceso de Perforación.</i>	37
2.4.1.1 Estimación de la Presión de Poros:.....	38
2.4.1.2 Estimación de la Presión de Fractura:.....	39
2.4.1.3 Diseño de Revestidores:	39

2.4.1.4 Selección de las Profundidades de Asentamiento:.....	40
2.4.1.5 Selección de los Diámetros de los Revestidores:.....	42
2.4.1.6 Determinación de Espesores y Grados de los Revestidores:.....	43
2.4.2 Cargas ejercidas sobre Revestidores y Tubería de Producción.....	45
2.4.2.1 Cargas por presión:.....	46
2.4.2.1.a Condiciones de cargas de presión en revestidores de superficie:.....	46
2.4.2.1.b Condiciones de cargas por presión en revestidores intermedios:.....	46
2.4.2.1.c Condiciones de carga por presión en revestidores de producción:.....	47
2.4.2.2 Cargas Mecánicas:.....	48
2.4.2.3 Cargas Térmicas y efecto de la temperatura:.....	48
2.5 UNIDAD DE TUBERÍA FLEXIBLE (COILED TUBING).	49
2.5.1 Componentes Básicos de la Unidad de Coiled Tubing.....	50
2.5.2 Beneficios de los Servicios con Coiled Tubing.....	60
2.5.2.1 Eficiencia.....	60
2.5.2.2 Soporte.....	60
2.5.2.3 Reduce los Daños Potenciales a la Formación.....	60
2.5.2.4 Funcionamiento.....	61
2.5.2.5 Automatización de la Tubería Continua.....	61
2.5.3 Características de la Tubería Flexible.....	61
2.5.4 Fabricación de la Tubería Flexible.....	62
2.5.5 Materiales de Tubería Flexible.....	62
2.5.6 Límites Operativos de la Tubería Flexible.....	63
2.5.7 Fatiga de la Tubería Flexible y Vida Útil Segura.....	64
2.5.8 Aplicaciones Convencionales del Coiled Tubing.....	65
2.5.8.1 Limpieza.....	65
2.5.8.2 Cañoneo.....	66
2.5.8.2.1. Aplicaciones del Cañoneo con Coiled Tubing:.....	66
2.5.8.2.2. Ventajas Sobre el Sistema Convencional.....	67
2.5.8.3 Estimulación Matricial.....	67
2.5.8.3.1. Ventajas de la Tubería Flexible en Estimulación Matricial.....	68
2.5.8.4 Cementación Forzada.....	68
2.5.8.4.1. Aplicaciones de la Cementación Forzada.....	68
2.5.8.4.2. Ventajas de la Cementación Forzada.....	69
2.5.8.5 Pesca de Herramientas.....	69
2.5.8.6 Desplazamiento con Fluidos.....	70
2.5.8.7 Control de Arena.....	71
2.5.8.8 Perforación.....	72
2.5.9.1 Ventajas del Coiled Tubing.....	73
2.5.9.2 Desventajas del Coiled Tubing.....	74

2.6 COMPONENTES DEL ENSAMBLAJE DE FONDO (BHA) NECESARIOS PARA PERFORAR POZOS CON TUBERÍA FLEXIBLE.....	74
2.7 EQUIPOS DE SUPERFICIE NECESARIOS PARA PERFORAR POZOS CON TUBERÍA FLEXIBLE.	77
2.8 UNIDAD HÍBRIDA DE PERFORACIÓN CON TUBERÍA FLEXIBLE.	78
2.8.1 Descripción de la Unidad Híbrida de Perforación o Unidad de Coiled Tubing Multipropósito.	78
2.8.2 Capacidad del CT Multipropósito.	79
CAPÍTULO III.....	81
MARCO METODOLÓGICO	81
3.1 PROCEDIMIENTO METODOLÓGICO.	81
3.1.1 Selección de los Pozos Someros Candidatos para la Perforación con Tubería Flexible.	81
3.1.2 Señalamiento de la Mejor Trayectoria, Puntos de Asentamiento de los Revestidores y Esfuerzos en la Construcción del Pozo.....	82
3.1.2.1 Trayectoria del Pozo.....	83
3.1.2.2 Profundidades de Asentamiento de los Revestidores.....	84
3.1.2.3 Esfuerzos en la Construcción del Pozo.....	85
3.1.3 Realización de un Esquema Mecánico de Fondo y de Superficie.....	88
3.1.4 Comparación Económica de la Perforación de un Pozo Somero Utilizando Tubería Flexible contra el Taladro Convencional.	88
CAPÍTULO IV	90
DISCUSIÓN DE RESULTADOS.....	90
4.1 SELECCIÓN DE LOS POZOS SOMEROS CANDIDATOS PARA LA PERFORACIÓN CON TUBERÍA FLEXIBLE.	90
4.2 SEÑALAMIENTO DE LA MEJOR TRAYECTORIA, PUNTOS DE ASENTAMIENTO DE LOS REVESTIDORES Y ESFUERZOS EN LA CONSTRUCCIÓN DEL POZO.	94
4.2.1 Trayectoria del Pozo.	94
4.2.2 Profundidades de Asentamiento de los Revestidores.	96
4.2.3 Diámetro de los Revestidores.....	96
4.2.4 Esfuerzos en la Construcción del Pozo.	97
4.3 REALIZACIÓN DEL ESQUEMA MECÁNICO DE FONDO Y DE SUPERFICIE DEL POZO. ...	101
4.3.1 Ensamblaje de Fondo.....	102
4.3.2 Dimensiones de la Locación.....	104
4.3.3 Equipos de Superficie de Tubería Flexible.....	105

4.4 COMPARACIÓN ECONÓMICA DE LA PERFORACIÓN DE UN POZO SOMERO UTILIZANDO TUBERÍA FLEXIBLE CONTRA EL TALADRO CONVENCIONAL.....	110
4.4.1 <i>Estimado de Tiempos para la Construcción del Pozo</i>	110
4.4.2 <i>Estimado de Costos para la Construcción del Pozo</i>	115
CONCLUSIONES	118
RECOMENDACIONES	120
BIBLIOGRAFÍA	121
METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO:	123

ÍNDICE DE FIGURAS

FIG. N° 2.1: UBICACIÓN GEOGRÁFICA DE LA CUENCA ORIENTAL DE VENEZUELA. ^[6]	27
FIG. N° 2.2: DISTRITO PDVSA GAS ANACO. ^[7]	28
FIG. N° 2.3: ÁREAS OPERACIONALES DEL DISTRITO ANACO. ^[7]	29
FIG. N° 2.4: COLUMNA ESTRATIGRÁFICA DEL ÁREA MAYOR DE ANACO. ^[7]	36
FIG. N° 2.5: RELACIÓN ENTRE LA PROFUNDIDAD DE ASENTAMIENTO DEL REVESTIDOR, PRESIÓN DE PORO DE LA FORMACIÓN, GRADIENTE DE PRESIÓN Y GRADIENTE DE FRACTURA. ^[9]	41
FIG. N° 2.6: SECUENCIAS USUALES DE DIÁMETROS DE LOS REVESTIDORES, MECHAS Y HOYOS. ^[9]	43
FIG. N° 2.7: REPRESENTACIÓN GRÁFICA DE ESFUERZOS TRIAXIALES, SEGÚN VON MISES. ^[10]	45
FIG. N° 2.8: UNIDAD DE TUBERÍA FLEXIBLE. ^[13]	50
FIG. N° 2.9: CARRETE DE ALMACENAMIENTO. ^[14]	51
FIG. N° 2.10: CABEZAL INYECTOR. ^[14]	54
FIG. N° 2.11: CABINA DE CONTROL. ^[14]	56
FIG. N° 2.12: UNIDAD DE POTENCIA. ^[14]	57
FIG. N° 2.13: EQUIPOS DE CONTROL DE PRESIÓN. ^[14]	58
FIG. N° 2.14: UNIDAD CT MULTIPROPÓSITO. ^[18]	79
FIG. N° 3.1: VENTANA PRINCIPAL DEL COMPASS.....	84
FIG. N° 3.2: CURVA DE VON MISES.....	88
FIG. N° 4.1: VISTA TRIDIMENSIONAL DEL POZO RG-UDO.	94
FIG. N° 4.2: SECCIÓN VERTICAL DEL POZO RG-UDO.	95
FIG. N° 4.3: VISTA DE PLANTA DEL POZO RG-UDO.	95
FIG. N° 4.4: DIAGRAMA PARA LA SELECCIÓN DEL DIÁMETRO DE HOYOS Y REVESTIDORES DE UN POZO.....	97

FIG. N° 4.5: CURVAS DE DISEÑO PARA LAS DIFERENTES CONDICIONES DE CARGAS CONSIDERADAS PARA EL REVESTIDOR SUPERFICIAL DE 7 5/8 PULGADAS.....	98
FIG. N° 4.6: CURVAS DE DISEÑO PARA LAS DIFERENTES CONDICIONES DE CARGAS CONSIDERADAS PARA EL REVESTIDOR DE PRODUCCIÓN DE 5 1/2 PULGADAS.....	99
FIG. N° 4.7: CURVA DE ESFUERZOS COMBINADOS PARA EL REVESTIDOR SUPERFICIAL DE 7 5/8 PULGADAS.	100
FIG. N° 4.8: CURVA DE ESFUERZOS COMBINADOS PARA EL REVESTIDOR DE PRODUCCIÓN DE 5 1/2 PULGADAS.	101
FIG. N° 4.9: DIAGRAMA MECÁNICO DEL POZO UTILIZANDO TUBERÍA FLEXIBLE.	102
FIG. N° 4.10: ESQUEMA DEL ENSAMBLAJE DE FONDO (BHA).	103
FIG. N° 4.11: DISTRIBUCIÓN DEL EQUIPO DE PERFORACIÓN CON TUBERÍA FLEXIBLE EN EL ÁREA OPERATIVA.....	104

ÍNDICE DE TABLAS

TABLA N° 2.1: ESPECIFICACIONES DEL CARRETO. ^[14]	53
TABLA N° 2.2: DIMENSIONES DE CARRETO. ^[14]	53
TABLA N° 2.3: ESPECIFICACIONES DEL CABEZAL INYECTOR. ^[14]	55
TABLA N° 2.4: DIMENSIONES DEL CABEZAL INYECTOR. ^[14]	56
TABLA N° 3.1: FACTORES DE DISEÑO MÍNIMOS, SEGÚN PDVSA, PARA REVESTIDORES Y TUBERÍA DE PRODUCCIÓN.....	87
TABLA N° 4.1: CARACTERÍSTICAS DE LA BOMBA DE FLUIDO.....	106
TABLA N° 4.2: TIEMPOS DE LA FASE DE MUDANZA PARA EL TALADRO CONVENCIONAL VS COILED TUBING.	111
TABLA N° 4.3: TIEMPOS DE LA FASE SUPERFICIAL PARA EL TALADRO CONVENCIONAL VS COILED TUBING.	112
TABLA N° 4.4: TIEMPOS DE CONSTRUCCIÓN DE LA ZONA PRODUCTORA UTILIZANDO EL TALADRO CONVENCIONAL VS COILED TUBING.	113
TABLA N° 4.5: TIEMPOS ESTIMADOS PARA LA COMPLETACIÓN DEL POZO UTILIZANDO EL TALADRO CONVENCIONAL VS COILED TUBING.	114
TABLA N° 4.6: TIEMPOS TOTALES ESTIMADOS DEL PROCESO COMPLETO DE PERFORACIÓN CON TALADRO CONVENCIONAL VS COILED TUBING	115
TABLA N° 4.7: COSTOS POR FASES DE LA CONSTRUCCIÓN DEL POZO USANDO EL TALADRO CONVENCIONAL.....	116
TABLA N° 4.8: COSTOS POR FASES DE LA CONSTRUCCIÓN DEL POZO USANDO COILED TUBING.	116

CAPÍTULO I

INTRODUCCIÓN

Venezuela es uno de los países con mayores reservas de hidrocarburos en el mundo; gran parte de éstas se encuentran en yacimientos de gas natural o de gas condensado, por ello el alto potencial gasífero. Además existe una creciente demanda de gas en el ámbito nacional y mundial, factores por los cuales en estos últimos años se presta mayor atención a la explotación y procesamiento de los hidrocarburos provenientes de los yacimientos de gas.

La División Oriente de PDVSA es el eje principal de la política de expansión de producción y comercialización de hidrocarburos gaseosos en Venezuela y, el Distrito PDVSA Gas Anaco constituido por dos áreas operativas: Área Mayor de Oficina y Área Mayor de Anaco, la cual a su vez esta conformada por varios campos dentro de los cuales se encuentra el de Santa Rosa, es el ente operacional responsable de la extracción del mayor volumen de gas natural utilizado en el país. Esta empresa al igual que el resto de otras grandes corporaciones petroleras, se enfrenta diariamente al reto de satisfacer el incremento en la demanda de suministro de gas, haciendo énfasis en mejorar las operaciones de perforación que permitan incrementar los niveles de producción al menor costo y riesgo posible, a través de la adopción de nuevas técnicas.

En el Campo Santa Rosa se desea implementar una nueva tecnología para la perforación de pozos a través del uso de tubería flexible (Coiled Tubing), la cual consiste en introducir una tubería continua, con diámetro reducido con respecto a la completación del pozo, para realizar una intervención específica o de servicio, como limpiezas, estimulaciones, fracturamientos hidráulicos o trabajos que acompañan a la terminación del mismo, sin necesidad de extraer la completación existente. Con esta unidad de perforación no convencional se logran perforar pozos en menor tiempo, disminuir los problemas operacionales y riesgos durante

los viajes de tubería. Esta técnica permitirá perforar mayor cantidad de pozos someros que no serían económicamente factibles construir con equipos convencionales, lo que representará un avance operacional en el desarrollo de los servicios asociados con la construcción de los pozos.

Por lo planteado anteriormente se realizará el estudio de factibilidad técnico económica del uso del Colied Tubing en el Campo Santa Rosa del Distrito Anaco, que permitirá optimar el proceso de construcción de pozos y minimizar los costos asociados al mismo. Dicho estudio abarca la selección del pozo candidato a la perforación con Coiled Tubing, señalamiento de la mejor trayectoria, puntos de asentamientos de revestidores y esfuerzos en la construcción de pozos; diseño mecánico de fondo y de superficie del pozo y por último la comparación económica de la perforación de un pozo utilizando tubería flexible contra el taladro convencional.

1.1 Planteamiento del Problema.

En las operaciones de perforación de pozos petroleros a nivel mundial, la ocurrencia de problemas operacionales e imprevistos de todo tipo es algo que se registra como consecuencia de perforar formaciones geológicas aún habiendo tomado en cuenta todas las previsiones del caso. Por ello las compañías de servicio han buscado constantemente el desarrollo de técnicas que corrijan los problemas operacionales siguiendo como patrón la máxima rentabilidad del proceso.

La Cuenca Oriental de Venezuela comprende las zonas petroleras de los estados Anzoátegui, Monagas, Guárico, Sucre y Delta Amacuro, con una extensión de 153.000 Km², es la más extensa y primera en importancia debido a la gran acumulación de hidrocarburos que se encuentran presentes en esta zona. Basándose en sus características sedimentológicas, tectónicas y estratigráficas se

subdivide en tres subcuencas, a saber: Subcuenca de Guárico, Subcuenca de Maturín y Subcuenca de Paria.

En la Subcuenca de Maturín se encuentra ubicada el Área Mayor de Anaco, el cual constituye el principal centro de producción de gas natural de Venezuela. El Campo Santa Rosa forma parte de esta unidad y es el área de interés de este estudio. Dicho campo está ubicado al noroeste del estado Anzoátegui y aproximadamente a 10 km de la ciudad de Anaco, limita con los Campos Guarío y El Roble al suroeste de Anaco y pertenece a la Unidad de Explotación de Yacimientos de Gas Condensado de PDVSA.

Las reservas y producción de importantes cantidades de gas en este campo justifican la búsqueda de nuevas tecnologías que permitan alcanzar la eficiencia operacional durante la construcción de pozos y que disminuyan los problemas que ocurren durante la perforación en el yacimiento, con el fin de obtener el mayor aprovechamiento de los recursos y rentabilidad del proceso de producción.

Esta búsqueda ha dado como resultado un nuevo concepto que puede ser incorporado en las áreas de rehabilitación y perforación de pozos, dicho concepto es el de la perforación con tubería flexible (Coiled Tubing), la cual permite perforar un hoyo de diámetro reducido en un menor tiempo y con menores problemas operacionales. Todo esto conlleva a la reducción de los costos asociados a la construcción del mismo, relacionados con la adquisición, transporte, manejo y viajes en el hoyo con la tubería. Además, se obtiene una reducción considerable de ciertos problemas operacionales de la perforación convencional como lo son: Control de arremetidas, estabilidad de las paredes del hoyo y todos los atribuidos a los períodos de viaje de tubería, optimizando así las operaciones de perforación y la eficacia del proceso.

La elaboración de esta investigación es producto del interés de estudiar la factibilidad técnico económica de la utilización del Coiled Tubing para perforar

pozos someros en el campo antes mencionado, mediante la selección de un esquema mecánico de fondo y de superficie del pozo de acuerdo a las características del campo.

1.2 Objetivos.

1.2.1 Objetivo General:

Estudiar la Factibilidad Técnico Económica del uso del Coiled Tubing para la Perforación de Pozos Someros en el Campo Santa Rosa, Distrito Anaco.

1.2.2 Objetivos Específicos:

Seleccionar los Posibles Pozos Someros Candidatos para la Perforación con Tubería Flexible en base a las Características Geológicas del Campo Santa Rosa.

Señalar la Mejor Trayectoria, Puntos de Asentamiento de Revestidores y Esfuerzos en la Construcción de los Pozos mediante el uso del Software Wellplanning.

Realizar un Esquema Mecánico de Fondo y de Superficie de los Pozos Someros acorde a las Características del Área en Estudio.

Comparar Económicamente la Perforación de un Pozo Somero Utilizando Tubería Flexible contra el Taladro Convencional en el Campo Santa Rosa.

1.3 Justificación de la Investigación.

El Distrito Anaco en los últimos años ha adquirido gran importancia a nivel nacional debido a los altos volúmenes de gas asociado que posee en sus yacimientos, característica que lo conduce a ser un productor confiable de

hidrocarburos. Sin embargo históricamente las perforaciones con equipos convencionales en el área de Santa Rosa han presentado manifestaciones en los pozos, reflejadas en incremento de la presencia de gas durante las actividades de perforación; lo que ha traído como consecuencia una serie de problemas operacionales los cuales han acarreado altos costos, baja productividad de los yacimientos, pérdidas de equipos y herramientas y además altos riesgos al personal involucrado en las operaciones de perforación.

Es por ello, que en la búsqueda de soluciones a dichos problemas se plantea un estudio de factibilidad técnico económica del uso del Coiled Tubing para la perforación de pozos, el cual representará un importante aporte para la industria petrolera como premisa para asegurar la máxima rentabilidad de sus procesos y la realización del trabajo en forma segura y con menores riesgos al personal involucrado en las operaciones.

CAPÍTULO II

MARCO TEÓRICO

2.1 Antecedentes.

Para la ejecución de este proyecto, titulado “Estudio de Factibilidad Técnico Económica del uso del Coiled Tubing para la Perforación de Pozos Someros en el Campo Santa Rosa, Distrito Anaco”, se revisaron diversas fuentes documentales e investigaciones:

González, M. (2002), el objetivo de este trabajo fue evaluar el sistema de limpieza post fractura en los pozos monobore, completados con tubería de 5-1/2 pulgadas de los Campos Santa Bárbara y Pirital, basándose fundamentalmente en la simulación de la limpieza con diferentes fluidos y diferentes diámetros de tubería continua. Concluyendo que la tubería continua es una herramienta de trabajo eficiente para la limpieza de la tubería de producción con gran cantidad de rellenos de arena y bauxita. ^[1]

Muñoz, D. (2006), el desarrollo de esta investigación permitió evaluar las prácticas operacionales desde el punto de vista técnico-económico de la misma. Se analizaron las estadísticas de producción, se cotejaron con los resultados de cada intervención para conocer el éxito o fracaso de las actividades ejecutadas y se concluyó que los tiempos requeridos para la rehabilitación de un pozo con taladro convencional son drásticamente disminuidos (hasta un 400%) con el uso de la tubería continua, lo que conlleva también a una reducción de los costos totales. ^[2]

Oliveros, A. (2007), con este trabajo de investigación se logró demostrar técnica, operacional y económicamente que se pueden aplicar, junto con la unidad de tubería continua, nuevas técnicas de estimulación a los pozos, no solo para eliminar el daño de formación sino también mejorar la distribución de los fluidos de tratamiento en los pozos horizontales. ^[3]

Por otra parte, el desarrollo de la perforación con Coiled Tubing en combinación con la construcción de pozos de diámetro ultra reducido ha ayudado a reenergizar la actividad de la extensión productiva de gas del Campo Niobrara. El objetivo fue desarrollar un portafolio de herramientas y técnicas que permitieran la perforación de pozos de 3 5/8 pulgadas, y más pequeños. El equipo ha operado por un año aproximadamente, perforando pozos de gas poco profundos, ha sido operado por Rosewood Resources Inc. en el Oeste de Kansas y el Este de Colorado. Las operaciones del equipo han mejorado hasta el punto de perforar pozos de 3.100 pies en un solo día. Se han documentado ahorros de los costos del pozo de aproximadamente 30% en comparación con la perforación rotatoria convencional. Además, se han alcanzado promedios muy altos de penetración utilizando al máximo las ventajas de la perforación con Coiled Tubing (un promedio de perforación por pozo de 400 pies por hora aproximadamente). Este promedio de perforación y otros rendimientos del equipo permitieron la perforación de un pozo de 2.850 pies en 19 horas, incluyendo los tiempos de movilización del equipo, perfilaje, preparación de casing y cementación. ^[4]

2.2. Historia de la Tubería Flexible.

Los inicios de la tecnología de tubería flexible (CT, por sus siglas en inglés) se remontan al proyecto PLUTO (Líneas de Conducción debajo del Océano), un plan súper secreto concebido para instalar líneas de conducción a lo largo del Canal de la Mancha durante la Segunda Guerra Mundial. En junio de 1944, los

ingenieros de las Fuerzas Aliadas desplegaron varias líneas de conducción para suministrar combustible a las fuerzas invasoras del Día D.

Los componentes modernos de los cabezales inyectoros del CT pueden encontrarse en un dispositivo desarrollado por Bowen Tools a comienzos de la década de 1960 para el despliegue de antenas de radio en la superficie del océano, desde submarinos sumergidos hasta 183 m [600 pies] de profundidad. Las antenas eran guardadas en un carrete, por debajo del inyector, para facilitar su extensión y recuperación. Estos conceptos básicos ayudaron a diseñar las unidades CT y los sistemas de inyectoros.

La primera de esas unidades, construida por Bowen Tools y la California Oil Company en 1962, incluía un inyector regulado para cargas superficiales de hasta 13.608 kg [30.000 lbm] que corría una sarta continua de tubería de 1,315 pulgadas de diámetro exterior (OD, por sus siglas en inglés).

Entre la década de 1960 y la de 1970, las compañías de fabricación continuaron logrando mejoras en los equipos CT y en los cabezales de inyectoros. Estos cambios permitieron la utilización de tuberías flexibles de mayor diámetro a mayores profundidades de trabajo, mejorando el desempeño y la confiabilidad de la tubería flexible y redujeron la cantidad de fallas del equipo de superficie.

Los últimos años de la década de 1970 y el comienzo de la década de 1980 constituyeron un punto de inflexión para la tubería flexible que hasta ese momento se fresaba o se formaba en secciones de 457 m [1.500 pies]. En 1978, el mejoramiento de la calidad de fabricación y el fresado continuo permitieron la fabricación de tubos de 1 ¼ pulgadas de diámetro exterior. Los primeros años de la década de 1980 fueron testigos de la introducción de la tubería flexible de 1 ½ y 1 ¾ pulgadas de diámetro exterior.

En 1983, Quality Tubing Inc. comenzó a utilizar láminas de acero japonés de 914 m [3.000 pies] para reducir la cantidad de soldaduras requeridas en un 50%. Más adelante en el transcurso de la década de 1980, Quality Tubing introdujo la soldadura inclinada para eliminar las soldaduras a tope.

En 1990, se armó la primera sarta de tubería flexible de 2 pulgadas para la terminación permanente de un pozo. Inmediatamente después de ese evento, los proveedores comenzaron a fabricar tuberías de diámetros exteriores de 2 3/8, 2 5/8, 2 7/8, 3 1/2 y 4 1/2 pulgadas para aplicaciones de servicios de pozos. En la actualidad, las tuberías flexibles se fabrican con acero de alto límite elástico de 90, 100, 110 y 120 klpc, y aleaciones resistentes a la corrosión. La disponibilidad de aceros de mayor resistencia y de diámetro más grandes y la necesidad de reducir los costos fueron factores claves que subyacieron la revolución del CT en la década de los años 90 y que posteriormente dieron cuenta del aumento extraordinario de las operaciones de intervención de pozos concéntricas o bajadas a través de la tubería de producción. ^[5]

2.3 Descripción del Área en Estudio.

2.3.1 Cuenca Oriental de Venezuela.

La Cuenca Oriental de Venezuela es una depresión topográfica y estructural ubicada en la región centro-este del país, con una longitud de 800 Km. de extensión aproximadamente en dirección oeste-este y 200 Km. de ancho de norte a sur, a través de los estados Guárico, Anzoátegui, Monagas y Delta Amacuro, llegando a extenderse hasta la Plataforma Deltana y sur de Trinidad. Está limitada al norte por el Cinturón Móvil de la Serranía del Interior Central y Oriental; al sur por el Río Orinoco, desde la desembocadura del Río Arauca hacia el este hasta Boca Grande, siguiendo de modo aproximado el borde septentrional del Cratón de Guayana; al este de la cuenca continúa por debajo del Golfo de Paria, incluyendo la parte situada al sur de la Cordillera Septentrional de la Isla de Trinidad y se

hunde en el Atlántico al este de la costa del Delta del Orinoco, y al oeste, limita con el levantamiento de El Baúl y su conexión con el Cratón de Guayana, que sigue aproximadamente el curso de los ríos Portuguesa y Pao (Figura 2.1).

La cuenca actual es asimétrica, con el flanco sur inclinado ligeramente hacia el norte, y un flanco norte más tectonizado y con mayores buzamientos, conectados a la zona plegada y fallada que constituye el flanco meridional de las cordilleras que limitan la cuenca hacia el norte. Toda la cuenca se inclina hacia el este, de manera que su parte más profunda se encuentra al noreste, hacia Trinidad, donde se estima que pudieron acumularse unos 40.000 pies de sedimentos. [6]

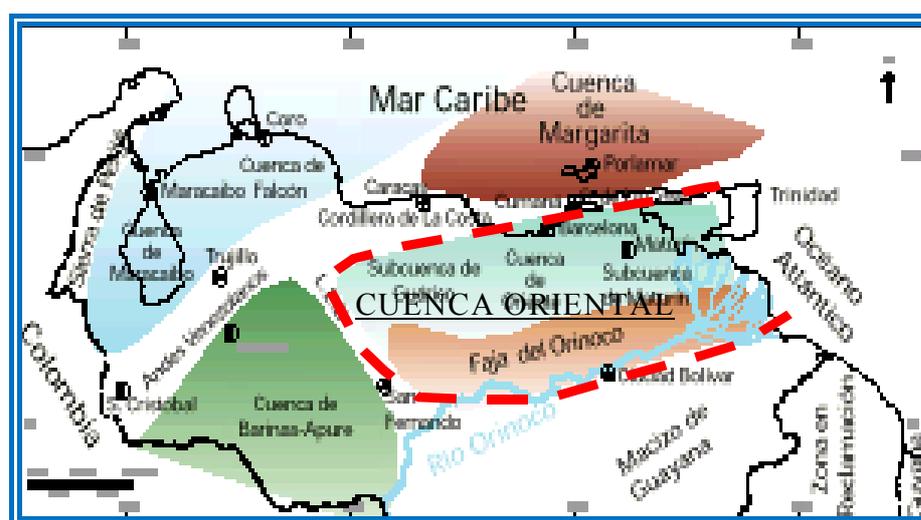


Fig. N° 2.1: Ubicación Geográfica de la Cuenca Oriental de Venezuela. [6]

2.3.2 Generalidades del Distrito PDVSA Gas Anaco.

Ubicado en la región central del estado Anzoátegui, se extiende por 13.400 km², desde el corrimiento frontal de la Serranía del Interior en el Norte hasta el corrimiento de Anaco en el Sur; termina al Este en el sistema de fallas de Urica, y su final occidental se coloca 30 km al Oeste del límite entre los estados Anzoátegui y Guárico, (Figura 2.2).

Se encuentra conformado además por dos extensas áreas de explotación: la unidad de producción Área Mayor Anaco (A.M.A.) con un área de 3.160 km² y formada por los Campos Santa Rosa, Guarío, El Roble, San Joaquín, Santa Ana y El Toco; y la unidad de producción Área Mayor Oficina (A.M.O.) con un área de 10.240 km² conformada por los siguientes campos: Aguasay, La Ceibita, Mata R, Zapatos, Soto Mapiri, entre otros.

La configuración estructural-estratigráfica de la Subcuenca de Maturín da como resultado dos tipos de provincias tectónicas: Una compresiva al Norte, delimitada por el Corrimiento de Anaco en donde están alineados una serie de domos que conforman los campos principales del área mayor de Anaco y una provincia extensiva al Sur-Este del corrimiento, en donde se ubican los campos del Área Mayor de Oficina. [7]

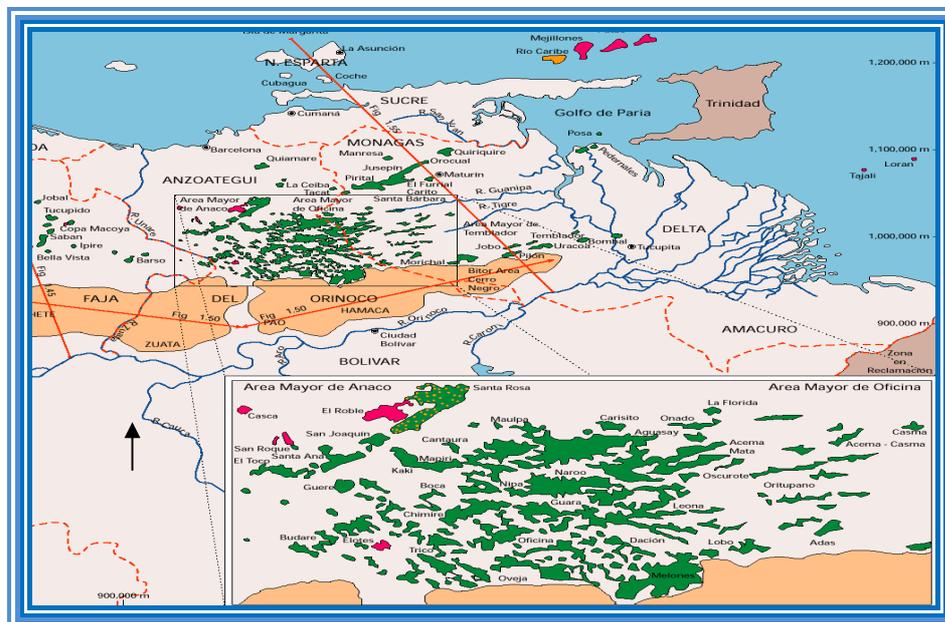


Fig. N° 2.2: Distrito PDVSA Gas Anaco. [7]

2.3.3 Área Mayor de Anaco (AMA).

Se encuentra ubicada en la Cuenca Oriental de Venezuela, Subcuenca de Maturín. Está situada en el bloque levantado al Norte del Corrimiento de Anaco, cuyo rumbo aproximado es de N 50° E a lo largo del cual resalta la presencia de una serie de domos, que son las estructuras donde se localizan las acumulaciones de hidrocarburos de la región y las cuales han dado origen a los campos de Santa Rosa, Guarío, San Joaquín, Santa Ana, El Toco, El Roble y San Roque. Tiene un área de 3.160 Km². (Figura 2.3).^[7]

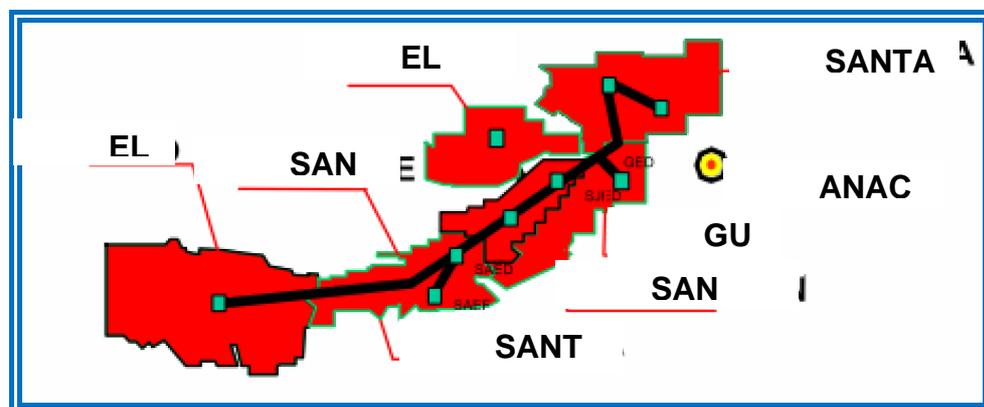


Fig. N° 2.3: Áreas Operacionales del Distrito Anaco.^[7]

La columna estratigráfica del Área Mayor de Anaco se destaca por una secuencia de rocas sedimentarias de gran prosperidad petrolífera, depositada en el intervalo geológico comprendido entre Cretáceo y el Mioceno Superior de Terciario. Estudios interdisciplinarios han identificado en el subsuelo del área las formaciones San Antonio, San Juan, Vidoño, Merecure y Oficina principalmente con remanentes localizados en las formaciones Mesa y Freites. De estas unidades las más prospectivas son las formaciones Oficina, Merecure y San Juan.

2.3.3.1 Estructura.

El corrimiento de Anaco se encuentra en la parte central del Estado Anzoátegui con una longitud de 85 km., desde el Sur del Campo Toco hasta el Este del Campo La Ceiba. Se caracteriza por una línea de corrimiento de rumbo Noreste y buzamiento promedio de 45° al Noreste, en cuyo lado Norte se encuentran cuatro campos de petróleo relacionados estructuralmente con la línea de corrimiento, que enumerados de Suroeste a Noroeste son: Campo El Toco, desarrollados por el domo del mismo nombre, el Campo Santa Ana, que se desarrolla sobre un domo alargado en el cual se distinguen cuatro culminaciones dómicas menores; el Campo San Joaquín con tres culminaciones y un pronunciado declive hacia el Noreste, en el cual se ha desarrollado el Campo Guarío, individualizado por razones administrativas más bien que estructurales; mas al Noreste se emplaza el domo de Santa Rosa, en el cual se localiza el campo del mismo nombre, hacia el Este se observa un fuerte declive hacia la parte más profunda de la cuenca, cuyo eje se extiende entre las estructuras de Santa Rosa y La Ceiba, donde estudios sismográficos indican la presencia del fallamiento transversal extenso aun no definido. El corrimiento sigue, todavía bien individualizado, pocos kilómetros más hasta el Este del domo de La Ceiba, aunque esta estructura no está directamente sobre el plano del corrimiento de Anaco. El levantamiento de Anaco, que comprende las acumulaciones dómicas enumeradas, es un conjunto asimétrico con buzamiento que alcanza 25° - 27° en el flanco Sur en contrastes con solo 2° - 5° en el flanco Norte, particularmente en el Campo El roble donde se llega a observar verdadera terraza tectónica. ^[7]

2.3.3.2 Características de las Acumulaciones.

La composición relativamente uniforme de los crudos en el Área Mayor de Anaco sugiere un origen común, y el fuerte componente parafinoso probablemente se relaciona con una fuente herbácea en un ambiente fluvial a deltaico, el cual es menos marino que la sección productora.

En el alineamiento de Anaco, desde el Campo Santa Rosa al Norte hasta el Toco, se encuentra una serie de hasta ocho acumulaciones dómicas situadas sobre el lado levantado de una falla de corrimiento de dirección Noreste-Suroeste y buzamiento al Noreste. Los desarrollos dómicos delimitan los Campos Petrolíferos de Santa Rosa, Guarío, San Joaquín, Santa Ana y El Toco.

El entrapamiento de hidrocarburos en las arenas de los campos mencionados presenta distintas modalidades: Entrapamiento puramente anticlinal, en el cual el contacto agua-petróleo es paralelo a una curva estructural.

Al norte de San Joaquín se encuentra el Campo El Roble, donde el entrapamiento parece ser una terraza formada dentro del flanco Noreste del levantamiento San Joaquín-Guarío. Al Noreste del Campo Santa Ana se encuentra el Campo San Roque desarrollado sobre el flanco Noreste del domo de Santa Ana. El entrapamiento parece deberse a lenticularidad de arenas y presencia de canales Norte-Sur.^[7]

2.3.3.3 Estratigrafía de la Zona.

Formación Mesa. Del período Pleistoceno. La unidad más joven del Oriente de Venezuela, de origen continental, depositada antes de los últimos movimientos, pues su superficie presenta ligera inclinación y arqueamiento, estando localmente fallada. Se compone principalmente de areniscas gruesas, de algunos conglomerados con guijarros de cuarzo y lentes de arcillas arenáceas. Se considera fluvio-deltaica y palustre. Depositada en un extenso delta que avanza hacia el Este en la misma forma en que avanza hoy el Delta del Orinoco.

Formación Las Piedras. De edad Plioceno. Es el Terciario superior de la Cuenca Oriental de Venezuela, sedimentada en un ciclo sedimentario diferente, señaladamente deltaico muy alto que indicaría el avance del delta hacia el Este. Consiste principalmente de sedimentos finos mal consolidados que incluyen

areniscas y limolitas más o menos carbonosas, lutitas arcillosas y lignitos. Hacia el Norte incluyen una zona basal conglomerática.

Formación Freites. Del Mioceno Medio a Superior. Descansa concordante y transicionalmente sobre la Formación Oficina, se compone esencialmente de lutitas. Pueden distinguirse tres intervalos, según la presencia de areniscas del tope de la base de la formación, en contraste con la parte media.

Formación Oficina. Del Mioceno Inferior y Medio. Concordante sobre Merecure, se compone de lutitas intergranulares. Estratificadas con limolitas, areniscas mal cementadas de granos finos a gruesos, lignitos y capas menores de caliza. Las areniscas suman el 30 % de la formación, pero hacia la región de Anaco aumenta el porcentaje de lutitas, puede observarse que los sedimentos presentan mejores características marinas y aumentan de espesor de Oeste a Este y de Sur a Norte. La formación ha sido subdividida en siete intervalos de uso práctico basados en características de perforación, perfiles eléctricos, paleontología, etc., mal llamados miembros que en orden estratigráfico del más antiguo al más joven se designan con los nombres de: Blanco, Azul, Moreno, Naranja, Verde, Amarillo y Colorado.

Miembro Blanco. *En la parte del área se puede observar que está depositado discordantemente encima del miembro azul, el miembro blanco está compuesto de arenas poco consolidadas, limos y arcillas plásticas. No hay yacimientos y por lo tanto se considera de poco interés económico.*

Miembro Azul. *Está formado por lutitas limosas, color gris oscuro, con areniscas arcillosas micáceas, de granos finos y de color gris claro. En esta secuencia se encuentran fósiles de aguas marinas y salobres.*

Miembro Moreno. En el tope y la parte media del estrato, se encuentra conformado por arcillas de color gris claro y gris verdosa, plástica, soluble,

blanda, limosa, con pequeñas intercalaciones de carbón, escasas intercalaciones de lutitas y areniscas cuarzo-cristalina, de grano fino a medio. La parte basal del estrato, está constituida por una lutita gris verdoso oscuro y gris verdoso claro, laminar, en parte en bloque, moderadamente dura a blanda, limosa, hidratable.

Miembro Naranja. Está caracterizado en el tope por una secuencia monótona de lutitas gris claro y gris oscuro, en bloque, blanda a moderadamente dura, en parte quebradiza, hidratable, ocasionalmente limosa, carbonosa, no calcárea. Luego continúa con lutitas gris oscuro y marrón oscuro, blanda a moderadamente dura, fisible, en parte quebradiza, limosa, microcarbonosa, levemente calcárea, con intercalaciones de limolita y areniscas cuarzo-cristalina, consolidadas, de grano fino a medio y porosidad visual regular. Hacia la base de este miembro los espesores de areniscas y limolita son mayores.

Miembro Verde. Está conformado en la parte superior por lutitas gris claro y gris verdosa, en bloque, moderadamente dura, fisible, hidratable, microcarbonosa, micropirítica, ligeramente calcárea, con delgadas intercalaciones de arenisca y limolita. Hacia la parte media e inferior del miembro, se reconoce lutitas marrón oscuro, en bloque, blanda a moderadamente dura, fisible, ocasionalmente quebradiza, en parte limosa, hidratable y microcarbonosa, con intercalaciones que presentan mayor espesor de limolitas y areniscas de grano fino, con pobre porosidad visual e inclusiones de carbón.

Miembro Amarillo. Predominan las lutitas gris oscuro y gris medio, en bloque, blanda a moderadamente dura, fisible, hidratable, soluble, en parte limosa, microcarbonosa, micropirítica, ligeramente calcárea, con intercalaciones de areniscas de grano fino a muy fino. Hacia la base del estrato existe abundante lutitas gris claro y marrón claro, en bloque, en parte laminar, blanda a moderadamente dura, en parte limosa, microcarbonosa, micropirítica y ligeramente calcárea.

Miembro Colorado. Está conformado por intercalaciones de lutitas y bloques de areniscas. Las lutitas son de color gris oscuro, gris medio, sublaminar, blanda a moderadamente dura, fisible, en parte quebradiza, en parte limosa, microcarbonosa, micropirítica, no calcárea. Las areniscas son blanquecinas, beige, cuarzo-cristalinas, de grano fino a medio, subangular a subredondeado, matriz arcillosa, cemento silíceo, con inclusiones de carbón, abundante cuarzo libre. También muestra lentes de carbón negro, moderadamente duro.

Formación Merecure. Del período Oligoceno. Las arenas del Área Mayor de Oficina, subrayacente y discordante sobre el Cretáceo, consisten principalmente de areniscas macizas, con intercalaciones de lutitas carbonáceas negras, lignitos, arcillas y limolitas; las areniscas forman el 50%. Se va desarrollando un ambiente sedimentario de tipo deltaico, dentro de la cual está el Área Mayor de Anaco, hacia el Norte que constituye el frente del delta.

Formación Vidoño. La Formación Merecure suprayacente discordantemente a la Formación Vidoño de edad Paleoceno, la cual comprende ambientes desde transicional a batial superior, registrándose la máxima inundación marina en el área para este período. La litología predominante comprende un 70% de lutitas y un 30% de areniscas.

Formación San Juan. Su edad corresponde al Cretáceo, con un espesor de 1800 pies. Esta sección presenta areniscas masivas grises bien escogidos. Está constituida por tres arenas principales: San Juan-A, San Juan-B y San Juan-C, las cuales presentan escasas intercalaciones de Lutita, con matriz arcillosa y cemento silíceo.

Grupo Temblador. Corresponde a la Edad Cretácico Tardío. La secuencia estratigráfica corresponde específicamente a las arenas: TEMB-A, TEMB-B,

TEMB-C, TEMB-D y TEMB-E de matriz arcillosa, con granos sub-redondeados a sub-angulares:

TEMB-A: Se caracteriza por el predominio de areniscas blanquecinas y gris claro, de grano medio a fino, friable, mala a regular porosidad visual, cemento silíceo, microcarbonosa, y cuarzo libre.

TEMB-B: Está conformado por areniscas de grano fino a medio, pobremente cementadas que se caracterizan en el tope por ser de color marrón oscuro, beige y gris oscuro, mientras que en la base son arenas cuarzo-cristalinas, beige, con abundante cuarzo libre.

TEMB-C: Está constituido por areniscas de grano fino a medio, en cuyo tope se caracterizan por ser cuarzo-cristalinas, beige, friable, y con abundante cuarzo libre, mientras que en la base son gris oscuro, con escasas intercalaciones de lutitas.

TEMB-D: Constituido por areniscas blanquecinas y beige, cuarzo-cristalinas, de grano medio a fino, friables, micropirítica, en parte galuconítica, con intercalación de lutitas.

TEMB-E: Areniscas gris oscuro, cuarzo-cristalinas, de grano medio a fino, friable, en parte consolidada, abrasiva, con inclusiones de glauconita e intercalaciones de lutitas.

La columna estratigráfica del área se muestra en la Figura 2.4.

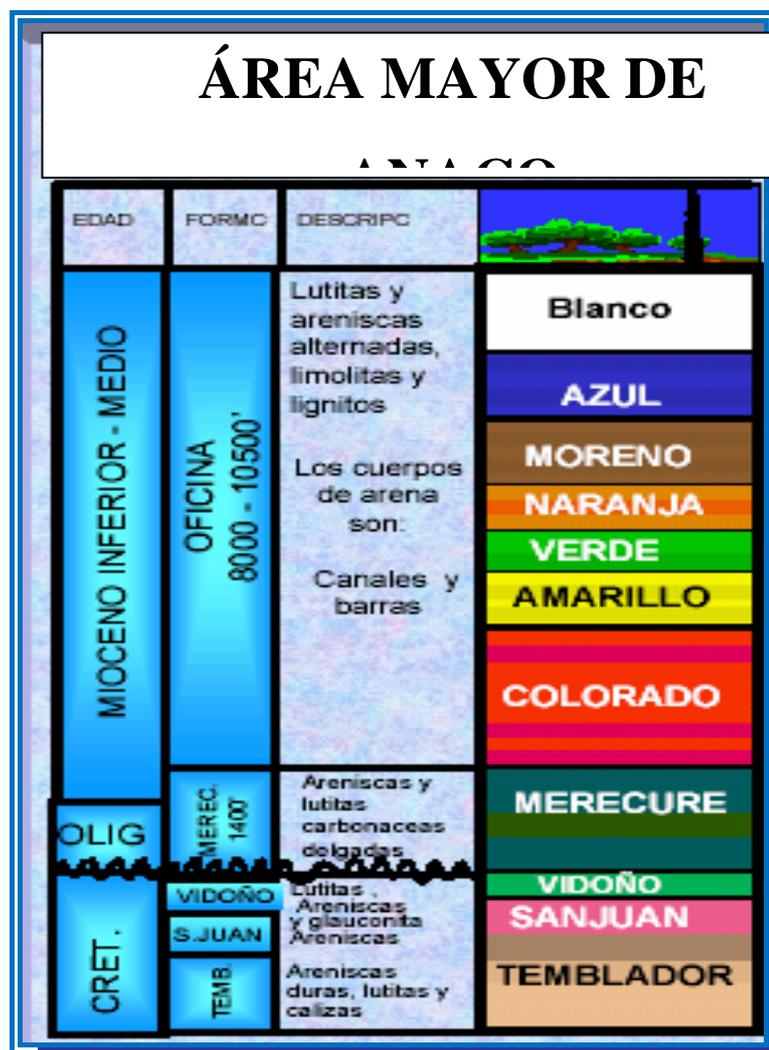


Fig. N° 2.4: Columna Estratigráfica del Área Mayor de Anaco. ^[7]

2.3.4 Ubicación del Campo Santa Rosa.

El Campo Santa Rosa se encuentra ubicado en el Área Mayor de Anaco, en un grupo de campos localizados en un prominente alto estructural alineado en dirección Suroeste – Noreste, a uno 10 Km. al Noreste de la población de Anaco, en el centro del estado Anzoátegui.

Este campo pertenece geológicamente a la Cuenca Oriental de Venezuela, operacionalmente se ubica en el Área Mayor de Anaco, caracterizada por la

presencia de campos alineados y controlados con el evento geológico estructural de mayor significación como es el corrimiento de Anaco. Pertenece a la Unidad de Explotación de Gas / Condensado. ^[7]

2.4 Perforación de Pozos.

La única manera de saber realmente si hay petróleo en el sitio donde la investigación geológica propone que se podría localizar un depósito de hidrocarburos, es mediante la perforación de un pozo. La profundidad de un pozo es variable, dependiendo de la región y de la profundidad a la cual se encuentra la estructura geológica o formación seleccionada con posibilidades de contener hidrocarburos.

La etapa de perforación se inicia acondicionando el terreno mediante la construcción de "planchadas" y los caminos de acceso, puesto que el equipo de perforación moviliza herramientas y vehículos voluminosos y pesados. Los primeros pozos son de carácter exploratorio, éstos se realizan con el fin de localizar las zonas donde se encuentra hidrocarburo, posteriormente vendrán los pozos de desarrollo. Ahora para reducir los costos de transporte los primeros pozos exploratorios de zonas alejadas pueden ser perforados por equipos mucho más pequeños. ^[8]

2.4.1 Proceso de Perforación.

En cuanto a la fase de planificación de la perforación de un pozo, se tiene que tomar en cuenta todos los factores inherentes a su diseño, el tipo y peso del lodo con el que se va a perforar, el grado de los revestidores, formaciones a atravesar, diseño de la lechada y puntos de asentamiento de los revestidores, entre otros.

A continuación se describen las variables a tomar en cuenta a la hora de diseñar un pozo:

2.4.1.1 Estimación de la Presión de Poros:

La medición directa de la presión de poros es muy costosa y generalmente solo se realiza después de haberse perforado el pozo en la zona productora. Es por ello que aún cuando se haya perforado gran cantidad de pozos en un área, usualmente unos pocos poseen datos de este tipo de prueba. En este sentido debe hacerse uso de estimaciones indirectas de la presión de poro para planificar y ejecutar la perforación de un pozo. La mayoría de estos métodos de predicción se basan en el análisis de las tendencias mostradas por los parámetros dependientes de la porosidad como una función de la profundidad.

De acuerdo a la naturaleza de los datos, un método que permite estimar la presión de poro es el Método de Eaton (1972) por medio del uso de registros eléctricos. Dicho método calcula la presión de poro a partir de las siguientes relaciones matemáticas:

$$P_0 = 0,052 * D * [OBG - (OBG - POG_n) * (\Delta t_{normal} / \Delta t_{observado})^3] \quad (Ec. 2.1)$$

$$P_0 = 0,052 * D * [OBG - (OBG - POG_n) * (\Delta t_{normal} / \Delta t_{observado})^{1,2}] \quad (Ec. 2.2)$$

Donde:

P_0 : Presión de poros en lpc.

D: profundidad en pies.

OBG: gradiente de sobrecarga en lpc/pie.

POG_n : gradiente normal de presión de la formación en lpc/pie.

Δt : tiempo de tránsito de las lutitas en μs /pie.

R: resistividad de las lutitas en ohm.

2.4.1.2 Estimación de la Presión de Fractura:

Existen varios métodos para la estimación del gradiente de fractura, los cuales fueron desarrollados, en su mayoría, por compañías de registros o empresas de servicio. Entre estos métodos los más utilizados son: Hubbert & Willis (1957), Matthews & Nelly (1967), Eaton (1969), Anderson (1973) y Zamora (1989).

2.4.1.3 Diseño de Revestidores:

El diseño de sartas de revestidores a usar en un pozo, constituye una de las partes más importantes de los conocimientos básicos que debe tener un ingeniero de perforación, ya que el costo de los revestidores representa aproximadamente el 15 % del costo total de un pozo, de allí la importancia de que dicho diseño sea lo más económico, confiable y seguro posible.

El programa de diseño de revestidores empieza a ser elaborado una vez que se tiene datos importantes como lo son:

La ubicación geográfica del pozo.

Información geológica.

Tipo de perforación (horizontal o no).

Diámetro del revestidor de producción a usar, entre otros.

Para obtener un diseño más económico, se usan sartas combinadas que permiten usar diferentes tipos de tuberías, con distintos pesos por pie, grados de acero y roscas, según se vaya profundizando el pozo. En la práctica, el diseño de revestidores consta de tres etapas básicas:

Determinar los tamaños y las profundidades de asentamiento de las sartas de revestimiento a ser corridas.

Calcular el tipo y magnitud de las condiciones de esfuerzos que serán encontrados.

Seleccionar los pesos y grados de revestidores que soporten los esfuerzos determinados en la segunda etapa. ^[9]

2.4.1.4 Selección de las Profundidades de Asentamiento:

La selección de la correcta profundidad de asentamiento del revestidor es importante y no se debe obviar. Muchos pozos han fallado tanto desde el punto de vista de la ingeniería como en lo económico, debido a que los programas de revestimiento han especificado profundidades de asentamiento demasiado someras o muy profundas. Las profundidades a las cuales se asienta la tubería de revestimiento deben adaptarse a las condiciones geológicas y la función que ésta debe cumplir. En los pozos profundos, generalmente la consideración primordial es controlar la acumulación de presiones anormales en la formación, y evitar que alcancen y afecten zonas someras más débiles. De modo que la planificación de la colocación correcta del revestidor comienza por la identificación de las condiciones geológicas, presiones de la formación y gradientes de fractura.

El método convencional de selección de la profundidad de asentamiento de la tubería de revestimiento comienza por la identificación del gradiente de fractura y el gradiente de presión intersticial. Tal como se muestra en el ejemplo simplificado que se ilustra en la figura 2.5, el proceso se inicia en el fondo, proyectando la densidad del lodo a la profundidad total (presión intersticial más sobrealance) hasta el punto en que intercepta el gradiente de fractura menos un margen de arremetida (segmento a-b). Se “asienta” el revestidor en ese punto, y da inicio al proceso otra vez (segmento c-d).

Siempre que los esfuerzos subterráneos sigan el patrón normal según el cual el esfuerzo y la resistencia a la fractura aumentan a medida que aumenta la profundidad, será muy fácil determinar los puntos de asentamiento del revestidor siempre y cuando se cuente con buena información geológica.

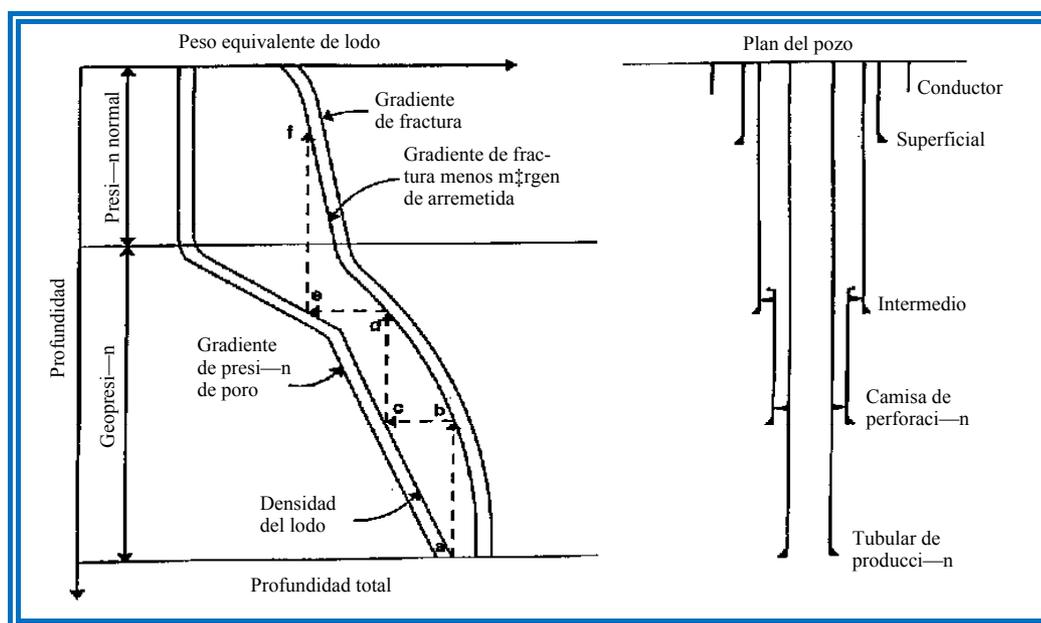


Fig. N° 2.5: Relación entre la profundidad de asentamiento del revestidor, presión de poro de la formación, gradiente de presión y gradiente de fractura. [9]

Cuando se encuentre una presión anormal en la formación, será preciso aumentar la densidad del fluido de perforación para evitar la entrada de fluidos desde alguna formación permeable. Como es necesario mantener la presión del pozo por debajo de la presión que fracturaría la formación más débil y menos consolidada que se encuentra justo por debajo de la zapata precedente, existe una profundidad máxima hasta la cual se puede perforar el pozo sin tener que colocar ni cementar tubería de revestimiento. [9]

2.4.1.5 Selección de los Diámetros de los Revestidores:

La selección del diámetro se hace principalmente en función de que cada revestidor pueda contener al siguiente y que el diámetro de la tubería de producción tenga el tamaño suficiente para conducir el fluido del pozo hasta la superficie. De esta forma se selecciona primero la tubería de producción, esto de acuerdo a las cargas de servicio que deben ser verificadas y que fueron aprobadas por PDVSA.

En la figura 2.6 se muestra diámetros de revestidores y mechas para la elección adecuada de los mismos.

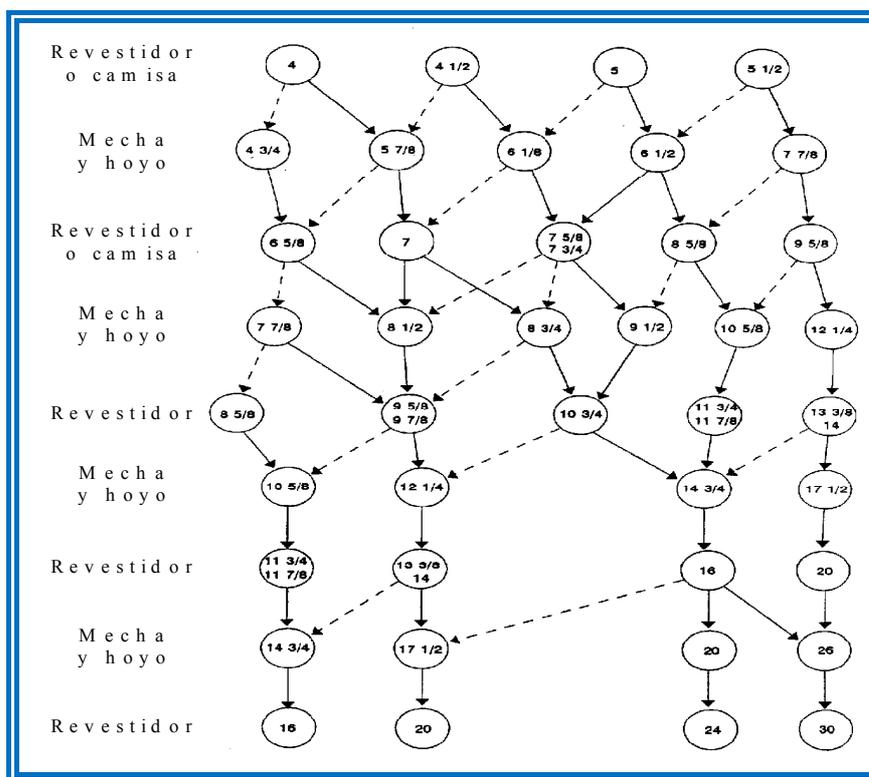


Fig. N° 2.6: Secuencias usuales de diámetros de los revestidores, mechas y hoyos.^[9]

2.4.1.6 Determinación de Espesores y Grados de los Revestidores:

Para seleccionar el espesor y el material de fabricación de un revestidor se requiere conocer las condiciones a las que se supone estará sometido a lo largo de su vida útil. Estas condiciones son muy variadas y pueden ocurrir mientras se perfora el pozo o cuando está en producción; como por ejemplo: Realización de una prueba de presión, arremetida de gas, vacío parcial, vacío total y fuga en la tubería de producción. Cada una de las condiciones mencionadas anteriormente son empleadas para establecer la carga por estallido, colapso y tensión que debe resistir el material de colapso del revestidor.

En las tuberías, las cargas de fuerza axial y presión, generan esfuerzos triaxiales, los cuales pueden estudiarse a través de la teoría de Hencky-Von

Mises, denominada teoría “de la distorsión de la energía de deformación máxima”. Dicha teoría estipula que existe un esfuerzo equivalente a partir del cual los tres esfuerzos principales actuando en un material están en equilibrio. Su representación en coordenadas cilíndricas y aplicadas a una tubería es:

$$\sigma_{VME}^2 = 1/2 \{ (\sigma_A - \sigma_T)^2 + (\sigma_T - \sigma_R)^2 + (\sigma_R - \sigma_A)^2 \} \quad (\text{Ec. 2.3})$$

Donde:

σ_{VME} : Esfuerzo Equivalente de Von Mises (lpc)

σ_A : Esfuerzo Axial (lpc)

σ_T : Esfuerzo Radial (lpc)

σ_R : Esfuerzo Tangencial (lpc)

A fin de aplicar el modelo de Von Mises para determinar la resistencia de los elementos tubulares, se consideró que el esfuerzo equivalente se representa por la cedencia del material. Es decir, el máximo esfuerzo equivalente que pudiera experimentar una tubería sería de magnitud equivalente a la cedencia del material.
[10]

Los resultados de un estudio de esfuerzos triaxiales, a partir de la teoría de Hencky–Von Mises se representa como se muestra en la figura 2.7, en la que toda carga por tensión, estallido, o colapso fuera de la elipse indica que la tubería fallará si dicha condición de carga sucediera. Para analizar cada una de las condiciones de carga (estallido, colapso, tensión y efectos triaxiales) existen dos métodos de diseño: El convencional y el de vida de servicio. En el método convencional, las cargas se estudian por separado sin tomar en cuenta otras condiciones de análisis como la cementación, el pandeo, los cambios de

temperatura, los esfuerzos de flexión, ni las variaciones en el área transversal de la tubería; mientras que en el método de vida de servicio, se considera un caso de carga base (revestidor cementado), al cual se superpone cada uno de los diferentes casos de carga y en los que se verifican las condiciones de análisis ignoradas en el método anterior. Las técnicas convencionales de diseño son sencillas por naturaleza y pueden resolverse fácilmente mediante cálculos a mano. Por el contrario, los cálculos concernientes al método de vida de servicio son bastante complicados, por lo que requieren el uso de un programa de computadora como el *Stress Check*TM. [10]

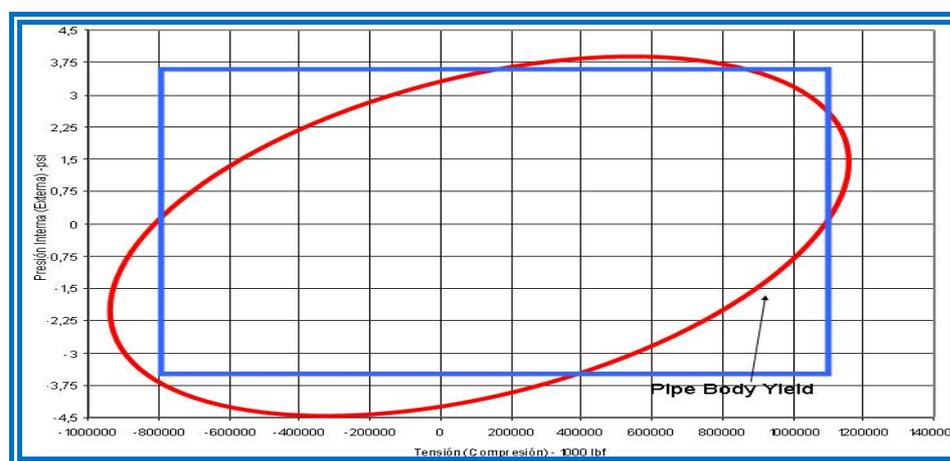


Fig. N° 2.7: Representación gráfica de esfuerzos triaxiales, según Von Mises.

[10]

2.4.2 Cargas ejercidas sobre Revestidores y Tubería de Producción.

Para evaluar el diseño de un revestidor es necesario considerar un conjunto de cargas, las cuales resultan de las operaciones de perforación, corrida del revestidor, operaciones de cementación, producción y trabajos de reparación y reacondicionamientos. Dichas cargas son principalmente: Cargas por presión, cargas mecánicas y cargas térmicas.

2.4.2.1 Cargas por presión:

Estas son producidas por los fluidos dentro del revestidor (estallido), cemento y fluido fuera del revestidor (colapso), presiones impuestas en superficie durante las operaciones de perforación y reparación (tensión) y finalmente las presiones impuestas por la formación durante la perforación y producción. El diseño de las sartas revestimiento es variable de acuerdo al tipo de éstas, entonces, se tendrá que tomar en cuenta las condiciones de perforación para cada una; con el fin de tener criterios de diseño y una buena determinación de esfuerzos. ^[11]

2.4.2.1.a Condiciones de cargas de presión en revestidores de superficie:

Las condiciones de carga en superficie son colapso, estallido y tensión. El diseño por colapso debe suponer una pérdida de circulación severa o carga máxima al colapso durante la corrida del revestidor. Al ocurrir esta situación, se tiene que tomar en cuenta el efecto de la tensión axial, la cual disminuye la resistencia al colapso del revestidor. Para realizar la corrección de esta resistencia al colapso por el efecto de la tensión axial, se recomienda calcularla como el peso suspendido por la presión hidrostática al momento de bajar el revestidor.

La presión interna del revestidor se obtiene suponiendo que todo el fluido de perforación que se encuentra dentro de él, se pierde hacia la formación fracturada y el gas de formación ocupa el lugar de éste. No se toma en cuenta el efecto que ejerce el lodo y el cemento en el exterior del revestidor, ya que no se conoce el estado de la cementación en ese sitio y puede también ocurrir una degradación del lodo con el tiempo; por lo tanto la presión externa que resiste el estallido se supone igual a la presión de formación.

2.4.2.1.b Condiciones de cargas por presión en revestidores intermedios:

Al igual que los revestidores de superficie, los intermedios tienen la función primordial de permitir alcanzar sin problemas la profundidad final del pozo.

Los criterios de diseño descritos para revestidores superficiales se pueden usar para sartas intermedias. Sin embargo, los requerimientos de diseño por estallido estarán basados en que ocurra un reventón superficial o subterráneo durante una arremetida de gas. La cantidad de lodo perdida está limitada por la máxima presión de trabajo de los impedireventones en superficie los estranguladores. Es inútil diseñar un revestidor con una presión de trabajo mayor que el equipo de superficie

Cuando en el revestidor intermedio se va a colgar un liner de producción, el criterio primordial en cuanto a la carga y al estallido, tiene que estar basado en el gradiente de fractura debajo de la camisa, ya que se toma al revestidor intermedio y la tensión adicional colocada en la tubería, durante y después del colgamiento del revestidor.

Al realizar el diseño de revestidores se tiene que tomar en cuenta si el grado y el peso de la tubería son controlados por colapso. Si es así, es recomendable realizar el diseño simultáneo de colapso y tensión. La mayor profundidad a la cual se puede correr un revestidor, depende de su correcta resistencia al colapso y ésta depende a su vez de su resistencia a la tensión axial a esa profundidad.

2.4.2.1.c Condiciones de carga por presión en revestidores de producción:

Para el diseño por colapso se toma en cuenta las condiciones del pozo luego de la perforación y durante la vida del yacimiento (agotamiento). Se considera el revestidor vacío (caso crítico). La densidad del fluido en el revestidor se asume que es la del lodo que existía en el pozo cuando se bajó el revestidor, despreciándose el efecto del cemento en el espacio anular.

Las condiciones de carga para el estallido suponen una presión de cierre inicial en el fondo, igual a la presión de poros de la formación, y se considera que el pozo es productor de gas.

El revestidor de producción debe ser diseñado para soportar cualquier falla en la tubería de producción a cualquier profundidad. Las condiciones de carga para la tensión son las mismas que para los revestidores de superficie e intermedios, en situaciones normales.

Todas las condiciones de carga de diseño antes mencionadas permiten la elaboración de un diseño de revestidor que cumple con normas internacionales; sin embargo existen ciertas limitaciones que pueden restringir el diseño, como por ejemplo: presencia de H_2S y CO_2 en el yacimiento, disponibilidad de tubería, normas de cada filial, números de secciones de los revestidores, longitud de la sarta, entre otros.

2.4.2.2 Cargas Mecánicas:

Están asociadas con el peso del revestidor, cargas ejercidas durante la corrida y cargas ejercidas por las empacaduras durante la producción y reparaciones.

2.4.2.3 Cargas Térmicas y efecto de la temperatura:

El incremento de temperatura que ocurre luego de que el revestidor está ubicado, puede causar expansión térmica de los fluidos ubicados en el anular. Los cambios de temperatura aumentan o disminuyen la tensión en el revestidor como resultado de una contracción o expansión térmica, respectivamente.

El incremento de las cargas axiales causado por el bombeo de fluidos fríos dentro del hoyo durante trabajos de estimulación puede ser una condición axial

crítica para el diseño del revestidor. Adicionalmente, la reducción de la tensión durante la producción debido a la expansión térmica, podría incrementar el pandeo y posiblemente generar compresión en el cabezal.

Los cambios de temperatura no sólo afectan las cargas axiales sino también, la resistencia a las diferentes cargas. En vista de que la cedencia mínima del material es función de la temperatura, altas temperaturas en el hoyo reducirán el estallido, colapso, y cargas axiales y triaxiales. ^[11]

2.5 Unidad de Tubería Flexible (Coiled Tubing).

Las unidades de Coiled Tubing son unidades autónomas de reparación de Workover, fácilmente transportables e hidráulicas, que inyectan y recuperan una tubería flexible y continua dentro de una línea más grande de tubing o casing. Las unidades pueden ser utilizadas en pozos vivos y permiten la continua inyección de fluidos o nitrógeno mientras se continúa moviendo la tubería flexible.

La tecnología de equipo de perforación con tubería flexible no solo permite la perforación variable sino que también permite la perforación en condiciones más cambiantes. Se reducen los riesgos de daño a la formación, ya que se evitan fugas de fluidos, por medio del uso de técnicas de perforación bajo balance. Las sartas de producción pueden instalarse bajo presión, sin matar el pozo, y se reducen los tiempos de desconexión, ya que la tubería flexible no tiene conexiones que enroscar o desenroscar. Esta tecnología permite que se logre la perforación de manera segura y efectiva en pozos verticales, desviados u horizontales. ^[12]

Las características físicas del Coiled Tubing (CT) son las mismas que las de tubería convencional de diámetro similar, con la ventaja de que no es necesario hacer conexiones tramo por tramo para bajarla o retirarla del pozo, ya que se le desenrolla o enrolla en un carrete accionado mecánicamente como si fuera una

manguera, permitiendo así un mejor y más rápido almacenamiento y transporte. Por ser una tubería rígida flexible puede ser introducida en el pozo con mucha más facilidad desde la superficie, esta característica la hace atractiva para ser utilizada en los pozos muy desviados y horizontales. ^[13]

La tubería CT puede tener una longitud de 9.450 m (31.000 pies) o superior, según el tamaño del carrete o el diámetro del tubo, que oscila entre 1 y 4 ½ pulgadas. Una unidad motriz hidráulica, es controlada desde la consola instalada en una cabina de control central en superficie, la cual acciona el cabezal del inyector en el fondo para desplegar y recuperar la tubería CT. El gran carrete de almacenamiento también aplica peso sobre la tubería (Figura 2.8).



Fig. N° 2.8: Unidad de Tubería Flexible. ^[13]

2.5.1 Componentes Básicos de la Unidad de Coiled Tubing.

Esta posee cinco componentes básicos; que sin alguno de ellos no se podrían llevar a cabo las operaciones relacionadas con perforación, cementación, reparación, reacondicionamiento de pozos, así pues son necesarios:

Carrete de Almacenamiento: Sirve para guardar y transportar íntegramente la tubería CT. Esta parte de la Tubería Flexible es donde se encuentra la tubería enrollada en un tambor, suspendida sobre un eje que está montado en una base (Figura 2.9). El rollo es movido por un motor hidráulico en dos direcciones a través de un sistema de cadenas y piñones, adicionalmente tiene un freno que previene el movimiento del rollo cuando el sistema es neutralizado o cuando disminuye la presión hidráulica. ^[14]

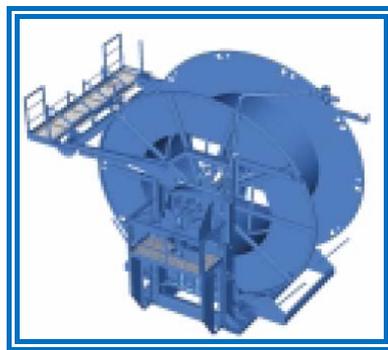


Fig. N° 2.9: Carrete de almacenamiento. ^[14]

Componentes Primarios:

- Tambor
- Sistema de accionamiento del carrete.
- Sistema de Levelwind.
- Junta Rotativa (Swivel) y Manifold.
- Sistema de Lubricación.
- Medición de Profundidad.

Funciones:

- Almacenamiento y protección de la Tubería Flexible (Tambor del Carrete).
- Mantener la tensión adecuada entre el carrete y el cabezal inyector (Sistema de accionamiento del Carrete).
- Bobinado eficiente de la Tubería Flexible en el Carrete (Sistema del Levelwind).
- Circulación de los fluidos con el tambor en rotación (Unión Rotativa).
- Aplicación de capa de protección o inhibidor en la Tubería Flexible (Sistema de Lubricación).
- Medición de profundidad (Sistema de Medición Montado en Carrete).

[14]

Especificaciones:

Existen varios modelos de carrete cuyas especificaciones se detallan en las tablas 2.1 y 2.2.

Tabla N° 2.1: Especificaciones del Carreto. ^[14]

Modelo					
Tambor (pulg)	1015	2015	3015	3020	4122
Diámetro Centro.	60	76	84	84	96
Diámetro Carreto.	100	119	135	148	168
Ancho (Lbs).	60	79	70	70	8
Diámetro Swivel.	1.5	1.5	1.5	1.5	2.0

Fuente: elaboración propia

Tabla N° 2.2: Dimensiones de Carreto. ^[14]

Carreto (pulg).					
Largo.	118	148	164	177	194
Ancho	88	98	98	98	112
Alto.	102	122	138	151	171
Peso Vacío (Lbs).	7	11.3	12.74	16	20.8
Peso Máximo (Lbm).	50	50	68	75	115

Fuente: elaboración propia

Cabezal Inyector: Proporciona el esfuerzo de tracción para recuperar la tubería. Este equipo es el encargado de introducir y extraer la tubería del pozo soportando todo el peso de la tubería durante la operación. Opera mediante el principio de fricción entre las superficies de unas cadenas y la tubería. El sistema que aprisiona la tubería es aplicado por un sistema de gatos hidráulicos que van en forma perpendicular a la tubería y además tiene dos motores hidráulicos que giran las cadenas para meter y sacar la tubería (Figura 2.10). ^[14]

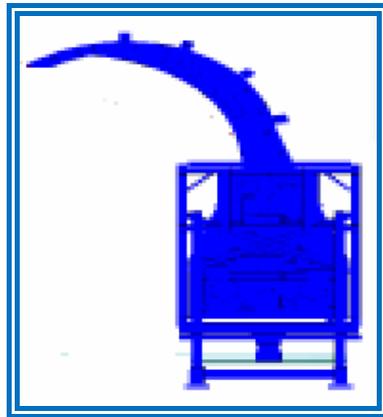


Fig. N° 2.10: Cabezal Inyector. ^[14]

Componentes Primarios:

- Sistema Hidráulico de accionamiento/freno.
- Cadenas de Acciones y Tensiones.
- Cuello de Ganso.
- Sensor de Indicador de Peso.
- Sensor de Profundidad.
- Montaje del Stripper (aislador de presión).

Funciones:

- Introducir y recuperar la Tubería Flexible (Sistema de Cadena y Accionamiento).

- Mantener la Tubería Flexible estática (Sistema de Cadena y Frenado).
- Guiar la Tubería Flexible al Carreto (Cuello de Ganso).
- Medición de la Tensión/Compresión (Indicador de Peso).
- Medición de la profundidad y la velocidad (Sensor de Profundidad).
- Soporte para la barrera primaria de presión (Stripper).

Especificaciones:

Existen tres modelos de Cabezal Inyector que pueden ser usadas en una unidad de Coiled Tubing (Tubería Continua), sus especificaciones se muestran a continuación en las tablas 2.3 y 2.4.

Tabla N° 2.3: Especificaciones del Cabezal Inyector. ^[14]

	Modelo		
	HR 420	HR 440	HR 480
Capacidades			
Diámetro Min. Tubería.	1”	1-1/4”	1-1/2”
Diámetro Máx. Tubería.	1-1/2”	2-3/8”	3-1/2”
Fuerza Tensión Máx.			
Lazo abierto (Lbf).	20.000	40.000	80.000
Lazo Cerrado (Lbf).	20.000	60.000	100.00
Fuerza Snubbing Máx.(Lbf)	10.000	20.000	40.000
Velocidad Máx.(Fpm)	200	240	150

Fuente: elaboración propia

Tabla N° 2.4: Dimensiones del Cabezal Inyector. ^[14]

Dimensiones			
Largo (pulg).	53	55	64
Alto (pulg).	34	52	64
Ancho (pulg).	65	80	109
Peso (pulg).	3.400	7.800	12.650

Fuente: elaboración propia

Cabina de Control: Cabina en superficie desde donde se operan los equipos y se monitorea la operación que se esté llevando a cabo (Figura 2.11). ^[14]



Fig. N° 2.11: Cabina de Control. ^[14]

Componentes Principales:

- Sistema de Instrumentación y Control (CTU).
- Equipo de Monitores y Grabación.

Funciones

- Instrumentos Primarios y Controles:

- Indicadores de peso y presiones de circulación y cabezal de pozo.
- Instrumentos Secundarios y Controles:
- Indicador de profundidad y velocidad, caja tensiones-presiones y sistema de presión con Stripper en el cabezal del pozo.
- Instrumentos de Soporte y Controles:
- Manejo de sistema de presiones, sistema de presión BOP y sistema adicional de seguridad.

Unidad de Potencia: Se encarga de generar la potencia necesaria para la operación de los otros componentes (Figura 2.12).^[14]

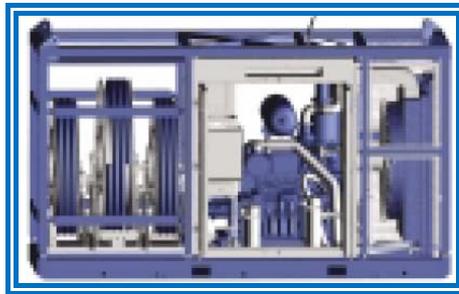


Fig. N° 2.12: Unidad de Potencia.^[14]

Componentes Principales:

- Motor.
- Bombas Hidráulicas.

- Sistema de Control Hidráulico.
- Acumulador Onboard.

Funciones:

- Provee el poder hidráulico por la Unidad de Coiled Tubing.
- Control y limitación de los Sistemas Hidráulicos.
- Acumulador hidráulico de soporte para el equipo secundario de control de pozos.
- Control y monitoreo de todos los sistemas operativos a partir de sólo una estación de control.

Equipos de Control de Presión: Se encarga de controlar los cambios de presión originados por el flujo de fluidos dentro del pozo. Es operado hidráulicamente desde la cabina de control y manualmente desde el preventor (Figura 2.13).^[14]



Fig. N° 2.13: Equipos de Control de Presión.^[14]

Los equipos para control de presión utilizados en aplicaciones rutinarias con Tubería Flexible incluyen:

Stripper: Es un dispositivo de control primario de presión. Generalmente montado de forma permanente en el cabezal inyector.

Funciones:

- Mantener la barrera primaria contra la presión del pozo y sus fluidos.
- Fijar y alinear el cabezal inyector a los controles de presión y los equipos del cabezal del pozo.
- Soportar la Tubería Flexible entre la cadena del cabezal inyector y el sello de stripper.

BOP (Blow Out Preventers) ó Válvula Impide Reventones: Son equipos de control secundario de presión y permiten cerrar el pozo y controlar un cabeceo o arremetida antes que ocurra un reventón. La configuración cuádruple es la más común, está conformada por cuatro preventores de seguridad para el pozo, estos son: Arietes ciegos, arietes de corte, arietes de cuña y arietes de tubería.

Funciones:

- Proveer la barrera secundaria contra la presión del pozo y sus fluidos (arietes de tubería y de cortes).
- Asegurar y/o soportar la tubería flexible contra el peso o la fuerza de Snubbing (arietes de cuña).

- Cortar la tubería flexible bajo condiciones de operación (arietes de corte).
- Proveer acceso al pozo por fluidos (matar el pozo) y medición de presión.
- Soportar el peso y las fuerzas derivadas de los equipos de la tubería flexible a la presión del pozo.

2.5.2 Beneficios de los Servicios con Coiled Tubing.

2.5.2.1 Eficiencia.

Los servicios de Coiled Tubing pueden ayudar a salvar tiempo y dinero, porque, no es necesario matar el pozo (se puede controlar el pozo). Cabe destacar que el tiempo de viaje es reducido significativamente lo que se traduce en una disminución de la inversión. Además, los equipos de reacondicionamiento requeridos no son costosos y es de gran importancia considerar el factor económico, a la hora de determinar el procedimiento operacional que se llevará a cabo en un pozo.

2.5.2.2 Soporte.

Las unidades de Coiled Tubing son utilizadas en todo el mundo. Toda la información obtenida es archivada en bases de datos y se automatiza por computadoras para facilitar la adquisición de información en distintas operaciones en el campo. Este proceso genera experticia a la hora de atacar cualquier problema que se presente en un pozo.

2.5.2.3 Reduce los Daños Potenciales a la Formación.

Las aplicaciones con Coiled Tubing son generalmente ejecutadas sobre pozos vivos. Este procedimiento reduce daños potenciales a la formación, porque no utiliza fluido de control de la presión hidrostática que contrapone la presión del yacimiento durante las operaciones de reacondicionamiento.

2.5.2.4 Funcionamiento.

Para el análisis de arrastres de impurezas que se puedan encontrar en un pozo, se utilizan una gran variedad de programas, los cuales ayudan a optimizar la eficiencia del Coiled Tubing y a obtener resultados en menos tiempo de lo estimado para cualquier pozo problema.

2.5.2.5 Automatización de la Tubería Continua.

Las operaciones de Coiled Tubing, utilizan un avanzado sistema de adquisición de datos que monitorean y archivan todos los datos indicadores de la ejecución de las operaciones. Estos resultados están directamente relacionados con la calidad y control del trabajo realizado por el equipo. Por lo tanto al tener amarrada toda la información, se reduce el tiempo de las operaciones y por ende ayuda a generar ganancias. ^[14]

2.5.3 Características de la Tubería Flexible.

- Ductibilidad debido a que permite ser doblada (flexible).
- Resistente a los efectos de la corrosión por CO₂, H₂S y la abrasión de la arena.
- Resiste las presiones diferenciales de ruptura y colapso.

- Resistencia a las fuerzas aplicadas bajo las condiciones de operación, tensión y compresión. ^[14]

2.5.4 Fabricación de la Tubería Flexible.

Estos incluyen:

- Minimización del Número de Soldaduras entre Tubos.
- Específicamente Soldaduras a Tope.
- Espesor de Pared:
- Tuberías de Paredes Cónicas/Paralelas.
- Adaptada para Penetración Horizontal.
- Restricciones de Diámetro.
- Peso:
- Restricciones de Manipulación y Logística. ^[14]

2.5.5 Materiales de Tubería Flexible.

Casi toda la Tubería Flexible es fabricada en acero al carbono de baja aleación A606 Tipo 4, modificado.

Las consideraciones para la búsqueda de materiales alternativos incluyen:

- Vida de Trabajo ampliada o resistencia a la fatiga (\$/trabajo).

- Mayor relación (Resistencia/Peso).
- Resistencia a la Corrosión.
- Los materiales alternativos en investigación incluyen:
- Aceros templados y revenidos, en aleaciones de cromo-molibdeno.
- Titanio.
- Materiales Compuestos. ^[14]

2.5.6 Límites Operativos de la Tubería Flexible.

Los límites operativos de la Tubería Flexible restringen:

Presión:

Presiones diferenciales de ruptura y colapso.

Fuerzas Aplicadas:

Fuerzas de tensión y compresión aplicadas durante la operación.

Geometría:

Límites de diámetro y ovalidad de la Tubería.

Vida Útil Segura:

Limites de vida debido a la fatiga.

Compensación para fluidos corrosivos.

Daños Mecánicos y Defectos:

Por Evaluación. ^[14]

2.5.7 Fatiga de la Tubería Flexible y Vida Útil Segura.

La fatiga es el factor principal para determinar la vida útil segura de una Tubería Flexible:

- Es consecuencia de los ciclos de doblado aplicado al correr y recobrar la Tubería.
- Es un fenómeno acumulativo que no puede ser medido, por lo que debe predecirse.
- Se hace seguimiento a la fatiga por razones de:

Seguridad (integridad de la tubería está bajo riesgo).

Economía (El desecho prematuro es costoso).

- Acciones de Predicción de la Vida de la Tubería Flexible:

Pruebas de fatiga comprensivas.

Bases de datos de la Tubería Flexible.

Modelos matemáticos de predicción de vida de la Tubería.

Sistemas de manejo de Tubería. ^[14]

2.5.8 Aplicaciones Convencionales del Coiled Tubing.

2.5.8.1 Limpieza.

Las limpiezas realizadas con Coiled Tubing son similares a las realizadas con la tubería de perforación. El relleno es igualmente removido circulando el fluido a través de la tubería, atravesando así los orificios del jet.

La velocidad en el anular debe ser suficiente para levantar los ripios hasta la superficie. El flujo turbulento es utilizado para aflojar el relleno que se encuentra debajo y alrededor del orificio. La turbulencia es una función directa de la velocidad del fluido y puede ser controlada seleccionando el tipo de fluido y los orificios.

Los orificios de limpieza son diseñados de forma tal que el fluido tome el patrón de flujo más efectivo incrementando la turbulencia por las paredes de la tubería y en las perforaciones.

Una inefectiva e incompleta limpieza de un pozo conlleva a una producción menor y a un próximo trabajo de rehabilitación antes de lo esperado.

La selección del fluido de limpieza es de gran importancia en el diseño del trabajo. Tanto los fluidos compresibles como los incompresibles son usados en estas operaciones. Para la selección del fluido de limpieza se deben considerar diversos factores, entre los que se encuentran: geometría del hoyo, características de los sólidos, presión de fondo, velocidad de flujo requerida, límites de la presión de fricción, costo de los fluidos y disposición de los mismos.

Los fluidos incompresibles son comúnmente utilizados para operaciones de limpieza (ya que sean Newtonianos o no Newtonianos). Dentro de los fluidos Newtonianos se encuentran: Agua, salmuera, glicerina, aceites ligeros, ácidos y mezclas de biopolímeros.

Los fluidos no Newtonianos utilizados para operaciones de limpieza son: lodo de perforación, geles viscosos y geles complejos. Aunque el flujo turbulento con los fluidos no Newtonianos puede ocurrir dentro de la Tubería Continua, raramente ocurre en el anular.

El diseño de limpieza con fluidos compresibles es más complicada que con fluidos incompresibles. Nitrógeno y espumas pueden ser usados en zonas de baja presión de formación, en donde los fluidos compresibles no realizan un buen levantamiento de sólidos. ^[14]

2.5.8.2 Cañoneo.

El uso de Coiled Tubing en operaciones de cañoneo ha coincidido con el incremento de la perforación horizontal. El cañoneo con Coiled Tubing es costoso, pero el sistema tiene una amplia selección de cañones, este sistema requiere el uso de cañones más pequeños, de cualquier manera, el ahorro de tiempo y dinero compensan las desventajas. ^[14]

2.5.8.2.1. Aplicaciones del Cañoneo con Coiled Tubing:

Cañoneo Bajo Balance: Cañonear bajo estas condiciones permite incrementar el flujo desde la formación, el cual limpia el cañoneo y reduce el daño al pozo.

Cañoneo en Pozos Horizontales: Con Coiled Tubing se pueden cañonear partes de pozos horizontales que con otros métodos sería difícil o imposible.

Uso de Coiled Tubing como Sarta de Producción: El Coiled Tubing que transporta los cañones puede ser utilizado como tubería de producción después de la completación del pozo. ^[14]

2.5.8.2.2. Ventajas Sobre el Sistema Convencional.

- Permite fluir el pozo inmediatamente.
- Perforaciones limpias.
- Sello de Stripper (aislador de presión) sin grasa.
- Funciona en pozos horizontales o inclinados.
- Funciona en patas de perro.
- Permite el bombeo a través de la Tubería Flexible.
- Cañoneo de Pozos con alto caudal.
- Cañoneo de Pozos con alto grado de desbalance. ^[14]

2.5.8.3 Estimulación Matricial.

Es el proceso de restaurar la permeabilidad natural en la formación inmediata al pozo, mediante la inyección de fluidos de tratamiento a una presión menor a la presión de fractura de la formación. ^[14]

2.5.8.3.1. Ventajas de la Tubería Flexible en Estimulación Matricial.

Las ventajas al realizar la estimulación matricial con Tubería Flexible en comparación con el sistema convencional son:

- Tratamientos con pozos vivos.
- Las operaciones se realizan como parte de un tratamiento integral.
- Protección de los tubulares de la completación.
- Posicionamiento preciso de los fluidos.
- Tratamientos selectivos u opciones diversas. ^[14]

2.5.8.4 Cementación Forzada.

Proceso de forzar cemento líquido, en perforaciones, agujeros y fugas en el casing y/o liner para obtener un sello hidráulico. ^[14]

2.5.8.4.1. Aplicaciones de la Cementación Forzada.

Los tratamientos de cementación forzada, están comúnmente diseñados para eliminar:

- Caminos preferenciales de agua o gas.
- Entrada de agua o gas de inyección.

- Conificación de gas o agua.
- Aislamiento de perforaciones no deseadas.
- Zonas de pérdidas.

2.5.8.4.2. Ventajas de la Cementación Forzada.

- Intervención a través del Tubing.
- Operaciones integradas.
- Posicionamiento preciso del cemento.
- Punto de inyección “móvil”.
- Contaminación reducida en tratamientos de pequeño volumen.
- Ahorros en tiempo, producto y costos.

2.5.8.5 Pesca de Herramientas.

La razón principal para el lento crecimiento de las operaciones de pesca con Coiled Tubing fue que anteriormente, los sistemas usaron herramientas diseñadas para guaya fina, lo cual conllevó al descuido de las ventajas ofrecidas por la Tubería Flexible.

El Coiled Tubing puede ser usado para operaciones de pesca en pozos verticales someros, profundos y en pozos horizontales. La Unidad de Coiled

Tubing elimina la necesidad de utilizar taladros de reacondicionamiento o snubbing. ^[14]

Entre los beneficios ofrecidos por la Tubería Flexible, se encuentran:

- La capacidad de circular diferentes fluidos de limpieza, incluyendo el nitrógeno y ácidos a altas presiones para limpiar o disolver arena, lodo y otros residuos del tope del pescado.
- La capacidad de generar grandes fuerzas axiales en pozos verticales o con gran desviación para sacar del pozo un pescado demasiado pesado para guaya fina.
- La habilidad de ejecutar ambas cosas: circular y operaciones de pesca.
- La habilidad de pesca bajo presión en pozos vivos, eliminando la necesidad de matar el pozo y ayudando a prevenir daños en la formación.

2.5.8.6 Desplazamiento con Fluidos.

Los métodos de desplazamiento de fluidos para estabilizar el flujo en el pozo incluyen muchas aplicaciones con nitrógeno. El Coiled Tubing, es utilizado en conjunto con el nitrógeno para proveer beneficios especiales. ^[14]

Los siguientes procedimientos son frecuentemente utilizados debido a que proveen eficiencia y economía:

- Levantamiento de gas e inyección para iniciar la producción del pozo.

- Uso de fluidos espumosos para proporcionar propiedades de transporte necesarias para la limpieza de arenas con geometrías complejas.
- Commingling con fluidos de estimulación para energizar el flujo de retorno y maximizar el recobro de fluido.
- Uso de fluidos espumosos para la estimulación y control de reología.
- Inyección de gas para mantener bajo balance la presión del yacimiento.
- Uso de fluidos nitrificados para reducir la presión hidrostática durante la circulación y operaciones de perforación.

2.5.8.7 Control de Arena.

Coiled Tubing ofrece ventajas significativas. A través de su uso, se reducen los costos de control de arena.^[14]

Algunas de las razones para considerar el uso de Coiled Tubing para el control de arena son las siguientes:

- Existencia de reservas que no justifican el uso de empaques con grava (por su alto costo).
- Localizaciones lejanas hacen que las operaciones con Coiled Tubing sean más económicas que los taladros de reacondicionamiento.
- Pozos con altas presiones hacen que sea necesario “matarlos” con fluidos muy pesados, los cuales son muy costosos.

2.5.8.8 Perforación.

La perforación con Coiled Tubing ha ido incrementando como una alternativa viable en muchas operaciones. Las aplicaciones incluyen pozos exploratorios y horizontales, a partir de pozos verticales existentes. ^[14]

Para desarrollar la perforación con Coiled Tubing, se utiliza una pieza de Tubería Continua, usualmente se emplea un motor de desplazamiento positivo para llegar al objetivo. Mediante bombas ubicadas en la superficie se transmite el poder hidráulico para el funcionamiento de la mecha. Existen diversas ventajas para realizar perforaciones con Coiled Tubing, entre las que se encuentran:

Economía. No es necesario el uso de taladros de perforación, ahorrando tiempo y dinero.

Menor Daño a la Formación. La perforación se realiza bajo balance, ayudando a prevenir el daño.

Reducción del Tiempo de Perforación. Los tiempos de viaje son más cortos debido a que se elimina la necesidad de conectar tuberías.

Coiled Tubing Puede ser Usado como Tubería de Completación. La misma tubería utilizada para perforar, puede ser utilizada para la completación del pozo.

Equipo Compacto. Las operaciones de perforación con Coiled Tubing requieren menos del 10% del equipo requerido para movilizar o mudar un taladro convencional.

Aplicaciones en hoyos estrechos. En trabajos de hoyos estrechos, el equipo de Coiled Tubing utiliza menos volumen de fluidos y produce menos cantidad de ripsos contribuyendo a la reducción de problemas de disposición de efluentes.

Esta tecnología presenta muchas ventajas frente a la perforación convencional pero sus limitaciones deben ser consideradas como desventajas.

2.5.9.1 Ventajas del Coiled Tubing.

Operativas:

- Trabajos sin necesidad de controlar el pozo.
- Versatilidad para una amplia gama de trabajos.
- Permanente desarrollo de nuevas tecnologías.
- Posibilidad de realización de soluciones globales.

Económicas:

- Rapidez operativa y de movilización.
- Bajo costo de locación.

Medio Ambiente y Seguridad:

- Bajo impacto sobre el terreno.
- Posibilidad de comando a distancia. (Seguridad personal)

- Disminución en la cantidad de desechos. ^[15]

2.5.9.2 Desventajas del Coiled Tubing.

- No permite perforar hoyos de mayor dimensión.
 - Menor longitud de tubería de perforación.
 - Bajo PSM (Peso Sobre la Mecha).
- No tiene habilidad de rotar:
 - Requiere motor.
 - Hay deslizamiento de tubería.
 - Existe un largo y pesado carrete.
 - Corta vida útil de la tubería de perforación. ^[15]

2.6 Componentes del Ensamblaje de Fondo (BHA) necesarios para Perforar Pozos con Tubería Flexible.

El ensamblaje de fondo es el conjunto de herramientas que están conectadas a la tubería flexible y que permiten la realización de intervención o servicios a pozos o el control de los mismos si ocurriese algún inconveniente durante el proceso. A continuación se describirán en forma detallada cada una de las herramientas que conforman el BHA:

Conector de Tubería Flexible (Coiled Tubing Conector): Es una herramienta que va en el extremo final de la tubería flexible y proporciona medios para unir el BHA al extremo final del Coiled Tubing en operaciones que envuelven el uso de motores de fondo y ensamblajes de pesca. Una variedad completa de tamaños está disponible desde 1 pulgada hasta 3 ½ pulgadas y diseños según su aplicación.

Válvulas Dobles de Contrapresión (Dual-Flapper Check Valve): Es una herramienta tipo cartucho que es enroscada debajo del conector de tubería flexible. El diseño de la válvula incluye cartuchos de alta presión que prohíben que los fluidos del pozo retornen por la tubería flexible. Ambas válvulas check operan en serie para asegurar un sello positivo en todas las condiciones del fondo del pozo. Es de tipo flapper (paletas) y permite lanzar balines.

Desconector Hidráulico (Hydraulic Disconnect): Esta herramienta va unida a la válvula de contrapresión y es usada para proveer medios de separar las herramientas que se encuentran en el extremo del Coiled Tubing; además los medios de volver a conectar en el fondo las herramientas y permitir la recuperación del pozo. Luego de la separación, se expone un perfil interno de pesca para la recuperación de la herramienta dejada en el fondo.

Válvula de Circulación (Dual Circulation Sub): Esta herramienta se utiliza para proveer flexibilidad en operaciones donde la comunicación con el espacio anular puede ser requerida. También puede ser utilizada para aislar las herramientas que se encuentran por debajo de ella (by pass) mientras se mantiene la circulación. Con lanzar un simple balón los puertos se abren a través de los cuales el fluido puede ser bombeado con seguridad a través del espacio anular. En caudales bajos el flujo se dirige a través de la herramienta y en caudales más altos el flujo se dirige al espacio anular.

Centralizador (Rigid Centralizer): Se utilizan para centrar la herramienta del Coiled Tubing en el hoyo especialmente en perforación de pozos verticales, o en la tubería de producción o el revestidor de producción en operaciones de pesca de herramientas. Debido a que la tubería flexible tiene un doblado residual ésta forzará la herramienta a pegarse contra la pared del hoyo durante la perforación o a la tubería de producción en operaciones de pesca haciéndolas más difíciles. Los centralizadores están disponibles para la mayoría de los tamaños de tubería flexible y de los tamaños de revestidores o de tuberías de producción.

Barra de Peso (Drill Collars): Es una pieza de paredes muy gruesas, pesado generalmente de acero, que va conectado entre el motor de fondo y el desconector hidráulico para suministrar un efecto de péndulo al BHA y proveer peso a la mecha, sin la necesidad de comprimir la sarta de perforación.

Motor de Fondo (Downhole Motor): Es una herramienta de fondo que convierte la energía hidráulica transmitida por el fluido de perforación, creada por el flujo y la presión, en energía mecánica entregada a la mecha.

Éste se encarga de proveerle torque a la mecha para que perfore y consiste de dos secciones:

- Sección de Transmisión: Consiste de un eje flexible de una sola pieza.
- Sección de Energía: Consiste de un rotor de acero inoxidable y un estator.

Mecha de Perforación (Bit): Es la herramienta indispensable en la perforación, en su forma más elemental es una pieza de acero en cuyo extremo superior se encuentra una rosca de espiga y en el inferior se hallan elementos de corte o perforación. Existe un gran número de mechas que varían de tamaño, forma y composición. En realidad no existe restricción para el uso de cualquiera

de éstas en la aplicación de la técnica Coiled Tubing Drilling, es decir se puede usar cualquier tipo de mecha que se adapte a los requerimientos de la perforación y/o ajuste al plan de mechas ideado para el proyecto. ^[16]

2.7 Equipos de Superficie necesarios para Perforar Pozos con Tubería Flexible.

Separador de Tres Fases: Es un equipo que separa las tres fases de fluidos (Líquido, gas y sólidos) que puedan retornar del pozo.

Múltiple de Estrangulación: Es un estrangulador que provee medios para controlar la tasa de retorno de fluidos y la presión en el cabezal del pozo. La tasa de retorno incluirá el fluido de perforación y la producción del yacimiento.

Tanques de Suministro y Retorno: Son tanques de 500 barriles de capacidad los cuales se utilizan para llevar hacia el pozo cualquier fluido a utilizar en el mismo o para almacenar temporalmente los fluidos que retornen del pozo, que luego son trasladados hacia la zona de disposición final.

Quemador: Es un elemento de combustión cuya función es quemar el gas que pueda producirse durante la operación de perforación, es situado entre 150 y 300 pies del hoyo.

Equipos de Control de sólidos: Son los equipos llamados trampas de arena los cuales separan la arena o cualquier sólido que retorne del pozo.

Unidad de Bombeo: Es un equipo conformado por dos bombas triples, reciprocantes llamadas bombas de desplazamiento positivo, que permiten inyectar fluido con presión al pozo para mantener controlado al mismo. ^[17]

2.8 Unidad Híbrida de Perforación con Tubería Flexible.

Recientemente, dos tipos de sistemas híbridos han sido construidos con el propósito de que sea capaz de manejar ambas tuberías de perforación convencional y tubería flexible, para utilizar las ventajas de ambas técnicas de perforación. Uno de los sistemas construido tiene un mástil como una estructura para correr tubería de rosca, como una parte de la subestructura del equipo de perforación con tubería flexible. El otro sistema híbrido ha sido construido utilizando un gato de snubbing para correr tubería de perforación convencional, incorporado a la subestructura del equipo de perforación con tubería flexible. ^[18]

2.8.1 Descripción de la Unidad Híbrida de Perforación o Unidad de Coiled Tubing Multipropósito.

El equipo está compuesto por: Cabeza inyectora o inyector, carrete, unidad de potencia, cabina y panel de control, equipo de control de pozo, empaque lubricador, los cuales fueron descritos anteriormente. Adicionalmente posee un mástil, una mesa rotaria y un bloque viajero; lo que la convierte en una unidad híbrida por componentes del taladro convencional.

Esta unidad es capaz de realizar las siguientes operaciones:

- Perforación, rehabilitación y completación bajo balance.
- Cementación.
- Completación.
- Trabajos de estimulación (Frac-Pack).

- Corrida de cañones transportados a través de tubería y/o Coiled Tubing.
- Corrida de registros en pozos de alto ángulo, horizontales y multilaterales.

Todas las operaciones que pueden realizarse en forma convencional pero integrada en un solo equipo versátil, disminuyendo los tiempos de operación (Figura 2.14).

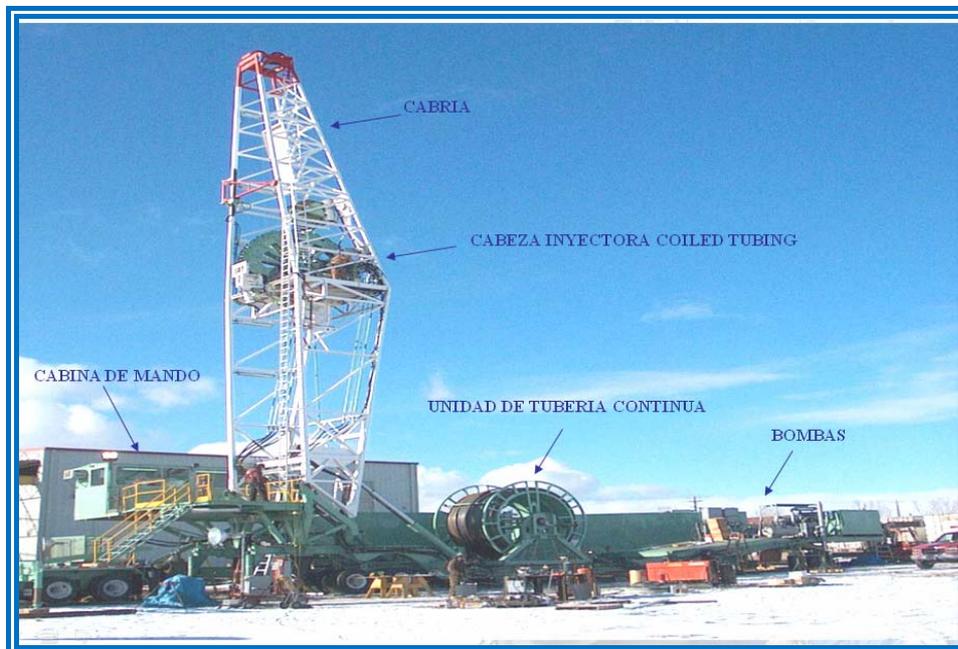


Fig. N° 2.14: Unidad CT Multipropósito. [18]

2.8.2 Capacidad del CT Multipropósito.

- Equipo portátil de CT Multipropósito, con mástil para manejo de tuberías de hasta 100Klbs y cabeza inyectora de 100Klbs.

- Sistema de manejo de fluidos de perforación compacto y portátil, con degasificador, zaranda, tanques de viaje, sistema de mezclado, con capacidad desde 230 bls.
- Sistema de control de pozo hasta 5.000 lpc.
- Sistema de manejo de CT desde 2-3/8" hasta 3-1/2", y líneas de tratamientos de hasta 10k psi.
- Sistema de perforación direccional a tiempo real (LWD).

CAPÍTULO III

MARCO METODOLÓGICO

La metodología del proyecto, incluye el tipo o tipos de investigación, las técnicas y procedimientos que serán realizados para llevar a cabo la indagación. Es el “cómo” se realizará el estudio para responder al problema planteado. ^[19]

3.1 Procedimiento metodológico.

La metodología que se siguió para desarrollar este proyecto se describe a continuación:

3.1.1 Selección de los Pozos Someros Candidatos para la Perforación con Tubería Flexible.

Para realizar la selección de los pozos fue necesario inicialmente conocer las características geológicas y estratigráficas de la zona a perforar con el propósito de determinar si las condiciones litológicas son apropiadas para aplicar la técnica de la perforación con tubería flexible.

En dicho estudio se tomaron en consideración los miembros operacionales Blanco, Azul y Moreno de la Formación Oficina, debido a que los pozos someros del Campo Santa Rosa tienen como finalidad drenar arenas de gas del Miembro Moreno.

Seguidamente se procedió a conocer el número de pozos existentes en el Campo Santa Rosa con el propósito de determinar cuales de ellos son someros, ya que este proyecto se realizó en base a este tipo de pozos.

Una vez conocida esta información se revisaron los reportes de operaciones de cada uno de los pozos someros para saber el tipo de pozo, tamaño de los revestidores y profundidades de asentamiento, al igual que los problemas operacionales presentados durante la perforación y completación de los mismos con el propósito de realizar la selección de los pozos con las mejores condiciones para aplicar la perforación con Coiled Tubing.

3.1.2 Señalamiento de la Mejor Trayectoria, Puntos de Asentamiento de los Revestidores y Esfuerzos en la Construcción del Pozo.

Luego de la selección del pozo para aplicar la técnica Coiled Tubing Drilling (CTD), fue necesario determinar algunos aspectos indispensables para evaluar el diseño de las tuberías que se utilizaron para realizar la perforación del mismo. Estos aspectos involucran: Trayectoria del pozo, estimación de los puntos de asentamiento de los revestidores, estudio de los esfuerzos a los cuales estará sometida la tubería, casos de carga, factores de diseño, entre otros; teniendo en cuenta los parámetros estandarizados por la empresa PDVSA.

Para evaluar el diseño de la tubería se utilizaron algunos módulos del software wellplanning los cuales se describen a continuación.

COMPASS: Permite realizar el diseño de la trayectoria del pozo basándose en los métodos convencionales de cálculo como: curvatura mínima, radio de curvatura, ángulo promedio y tangente balanceada. El programa establece una trayectoria primaria, la cual es posible condicionar y modificar para la optimización del diseño.

STRESS CHECK: Permite analizar mediante gráficas los esfuerzos a los que estará sometida la tubería, verificando si el diseño está dentro de los límites de seguridad, a través de la envolvente elipsoidal de Von Mises.

3.1.2.1 Trayectoria del Pozo.

Teniendo en cuenta la geología de la zona, los pozos presentan cierta inclinación; por lo tanto, se hizo uso del programa “COMPASS”, el cual es una herramienta de planeación de trayectoria; para determinar la vista de planta, sección vertical y vista tridimensional del pozo.

Para hallar la trayectoria, se introdujo en el COMPASS (Figura 3.1) los siguientes datos:

- Nombre del pozo.
- Coordenadas de superficie y de fondo del pozo.
- Elevación del terreno.
- Profundidad vertical verdadera.
- Inclinación.
- Azimut.

Una vez cargados estos datos en el software se obtuvo la trayectoria del pozo.

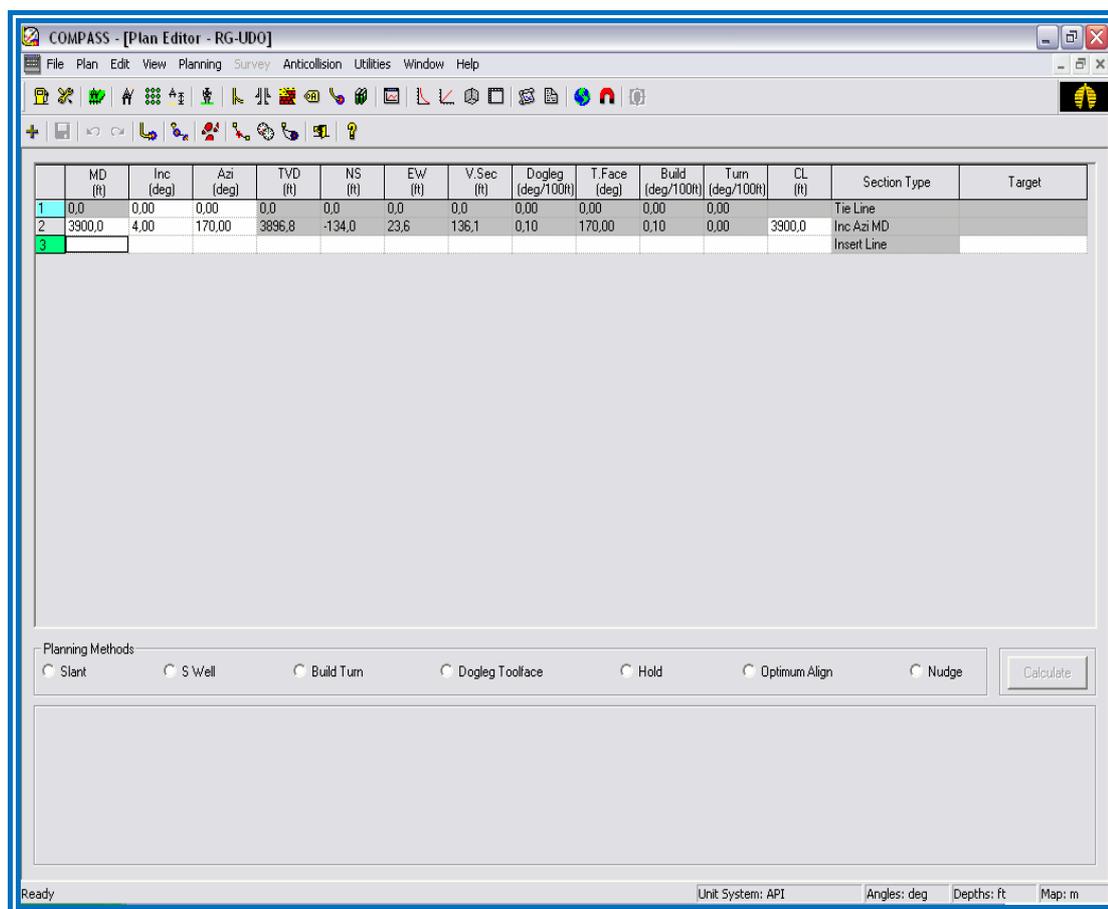


Fig. N° 3.1: Ventana Principal del COMPASS.

3.1.2.2 Profundidades de Asentamiento de los Revestidores.

Las profundidades a las cuales se asienta la tubería de revestimiento deben adaptarse a las condiciones geológicas y a la función que ésta debe cumplir. De modo que la planificación de la colocación correcta del revestidor comienza por la identificación de las condiciones geológicas, presiones de la formación y gradientes de fractura.

En este caso la perforación se realizó en una zona ya explotada cuyas tendencias geológicas se conocen, inclusive la presión intersticial y los gradientes de fractura, por lo tanto resultó menos engorroso seleccionar la profundidad

óptima a la cual se asentaron los revestidores. La estrategia que se utilizó para determinar el lugar de asentamiento de los revestidores consistió en seleccionar la sarta más profunda primero, y luego ir pasando sucesivamente de la tubería de fondo a la de superficie.

Debido a que el propósito de este proyecto fue realizar la perforación de un pozo que permitiera alcanzar el Miembro Moreno de la Formación Oficina, específicamente la arena MO-I, se procedió a evaluar los puntos de asentamientos de los revestidores de los pozos vecinos y de esta manera se seleccionaron las profundidades a las cuales se asentaron dichas tuberías de revestimiento.

3.1.2.3 Esfuerzos en la Construcción del Pozo.

Luego de conocer los puntos de asentamiento y diámetros de los revestidores a utilizar, se procedió a evaluar las cargas a las que estará sometida la tubería durante su vida de servicio (colapso, estallido, axial y triaxial); con el fin de verificar si su peso, grado y tipo de conexión son los indicados para realizar la perforación del pozo; empleando para ello la herramienta “Stress Check” desarrollada por Landmark Graphics Corporation, la cual es de fácil uso en ingeniería para analizar y diseñar revestidores.

Para realizar el análisis de las cargas a las cuales será sometida la tubería de revestimiento, se introdujo en el programa Stress Check la siguiente información:

General (Nombre del pozo, elevación de la mesa rotaria, profundidad total).

Presión de Poro.

Presión de Fractura.

Esquema de Revestidores (Diámetro externo del revestidor, nombre, tipo, diámetro del hoyo, profundidad medida del colgador, profundidad medida de la zapata y tope de cemento, densidad del lodo en la zapata).

Datos de Producción (Densidad del fluido, profundidad total, gravedad del gas).

Parámetros de Diseño (Factores de diseño de estallido y tensión axial en la tubería y en el acople, colapso y opciones de análisis).

Paso de Herramientas (Diámetro externo y longitud de la herramienta).

Cargas de Estallido (Cargas de perforación, cargas de producción, perfil externo y temperatura a la profundidad medida).

Cargas de Colapso (Cargas de perforación, cargas de producción, perfil externo y temperatura).

Cargas Axiales (Velocidad de corrida del revestidor en pies/segundos, fuerza de tensionamiento, carga estática pre-cementación).

Una vez cargada esta información y tomando en cuenta las condiciones de carga establecidas por PDVSA para cada revestidor, se evaluaron diferentes escenarios de estallido, colapso y cargas axiales. En la tabla 3.1, se presentan los valores tabulados de factores de diseño según PDVSA, para revestidores y tubería de producción.

Tabla N° 3.1: Factores de Diseño mínimos, según PDVSA, para revestidores y tubería de producción.

	Colapso	Cedencia Interna	Tensión	Compresión	VME
Conductor	1,0	--	--	--	--
Superficie	1,0	1,1	1,6	1,3	1,25
Protección	1,0	1,1	1,6	1,3	1,25
Producción	1,1	1,1	1,6	1,3	1,25
Tubería de Producción	1,1	1,1	1,6	1,3	1,25

Posteriormente y de acuerdo a los diferentes casos de carga evaluados para cada revestidor se elaboraron las curvas de diseño por estallido, colapso y axial.

Luego se procedió a evaluar los esfuerzos de forma triaxial, a partir de la teoría de Hencky – Von Mises, mediante el uso del programa “*Stress Check*” del cual se obtiene una elipse como la que se muestra en la figura 3.2, en la que toda carga por tensión, estallido, o colapso debe encontrarse dentro de la misma, de lo contrario la tubería fallará si dicha condición de carga sucediera.

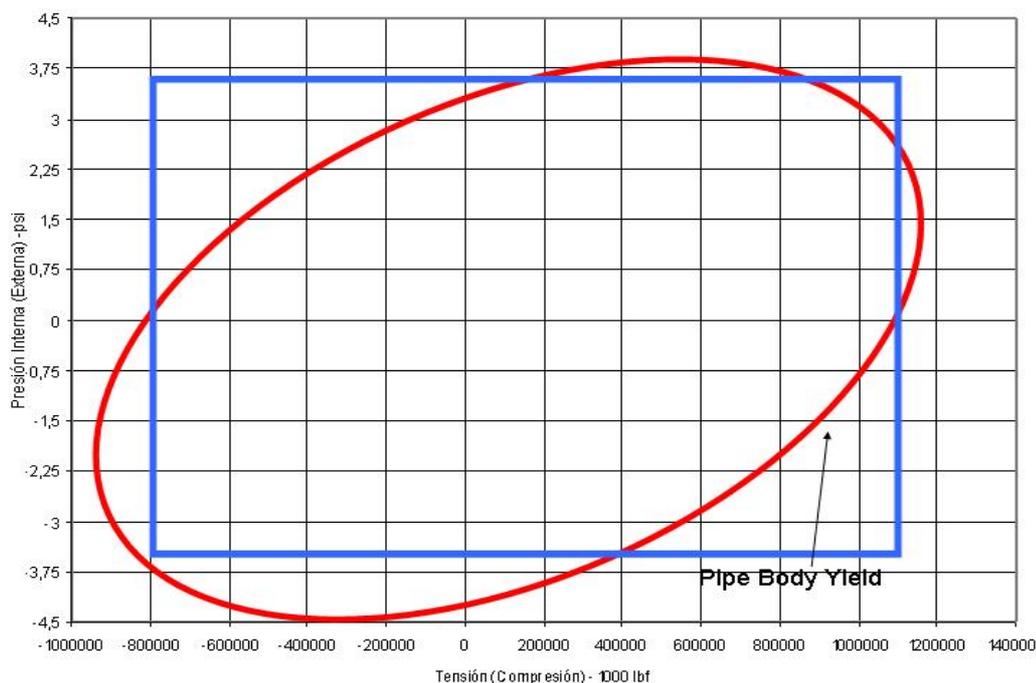


Fig. N° 3.2: Curva de Von Mises.

3.1.3 Realización de un Esquema Mecánico de Fondo y de Superficie.

Esta etapa consistió en hacer una revisión de todos los equipos de subsuelo y superficie que serán adaptados a la tubería flexible para la realización de la perforación del pozo. Se estableció el ensamblaje de fondo (BHA) a emplear tomando en consideración el caudal óptimo de bombeo para garantizar una buena limpieza del hoyo. También se determinaron las características de la unidad de Coiled Tubing tales como: Diámetro y tipo de material de la tubería, especificaciones del carrete, la cabeza inyectora, el preventor de reventones (BOP), y los demás equipos de superficie indispensable para llevar a cabo la perforación con tubería continua.

3.1.4 Comparación Económica de la Perforación de un Pozo Somero Utilizando Tubería Flexible contra el Taladro Convencional.

Para hacer la comparación económica se realizó un estimado de tiempos de las actividades de perforación, tales como mudanza, perforación y revestimiento del hoyo en cada una de las fases y la completación del mismo, utilizando la información suministrada por la empresa de servicios. Luego se hizo la comparación de estos tiempos operacionales para la construcción del pozo con los arrojados utilizando unidades de perforación convencional, con la finalidad de conocer el tiempo ahorrado empleando esta nueva tecnología.

Igualmente se estimaron los costos asociados al proceso de perforación del pozo implementando Tubería Flexible y los que demandaría un taladro convencional; esto con el objetivo de determinar si económicamente era factible la aplicación de esta técnica.

CAPÍTULO IV

DISCUSIÓN DE RESULTADOS

4.1 Selección de los Pozos Someros Candidatos para la Perforación con Tubería Flexible.

Para la realización de este objetivo fue fundamental conocer las características geológicas de la zona en estudio las cuales se describen a continuación:

La estratigrafía general de los Campos de Anaco está constituida por sedimentos que van desde el basamento precámbrico hasta el Cuaternario (Formación Hato Viejo, Formación Carrizal, el Grupo Temblador, Formación San Juan, Formación Vidoño, Formación Caratas, Formación Merecure, Formación Oficina, Formación Freites, Formación Las Piedras, y la Formación Mesa. De estas unidades las más prospectivas son las Formaciones Oficina, Merecure y San Juan.

La Formación Oficina se reconoce en los Estados Anzoátegui y Monagas, en el subsuelo de todo el flanco Sur de la Cuenca Oriental de Venezuela. Aflora en la superficie en los domos de los Campos de Santa Ana y San Joaquín. Las arenas de la Formación Oficina constituyen los principales yacimientos de los extensos campos petrolíferos en la región de Anaco-Oficina-Temblador.

Esta formación consiste de “alternancias de lutitas grises, gris oscuro y gris marrón, interlaminadas e interestratificadas con areniscas y limolitas de colores claros y grano fino a grueso. Componentes menores, pero importantes de la unidad son las capas delgadas de lignitos y lutitas ligníticas, arcillas verde y gris claro con esférulas de siderita, areniscas sidreítico-glauconíticas y calizas

delgadas con estructuras de cono-en-cono. El material carbono es común y en algunos pozos pueden encontrarse hasta 40 ó 50 capas de lignito generalmente de pocos centímetros de espesor, pero que en algunos lugares alcanza hasta 60 cm. y son de considerable valor en las correlaciones.

Dicha formación aumenta su espesor de sur a norte, presentando más de 2.000 metros en Anaco; esta sedimentación se desarrolló en “un inmenso complejo fluvio-deltaico, donde son comunes las arenas lenticulares y de rellenos de canales de ríos”

La Formación Oficina se divide en siete intervalos (llamados miembros) bajo los nombres: Colorado, Amarillo, Verde, Naranja, Moreno, Azul y blanco; en orden estratigráfico del más antiguo al más joven. Esta división está basada en características de perforación, perfiles eléctricos, paleontología, entre otros.

En cada uno de los miembros las principales arenas se designan con sufijos de letras mayúsculas A,B,C, etc.; comenzando con la letra A en la arena superior de cada miembro.

Para la realización de este proyecto se tomarán en cuenta únicamente los miembros operacionales Moreno, Azul y Blanco, los cuales serán atravesados durante la perforación. A continuación se describen las características litológicas de dichos miembros.

Miembro Moreno: Litológicamente consiste de lutitas fósiles gris oscuro, incluye también algunas delgadas capas de areniscas calcáreas, lignitos y arcillas verdosas.

Miembro Azul: Consiste predominantemente de lutitas grises oscuras, intercaladas con areniscas micáceas de grano fino y lutitas fósiles. Además, incluye delgadas capas de calizas y lignitos.

Miembro Blanco: Consiste principalmente de lutitas gris a gris oscuro, carbonáceas y lutitas ligníticas, intercalaciones de areniscas, lutitas y arcillas verdes.

Por lo anteriormente descrito, se puede decir que la perforación con tubería flexible es aplicable en este campo, por estar constituido en sus estratos más someros por rocas sedimentarias blandas, lo que facilita la penetración de la misma, requiriendo menos peso sobre la mecha para perforar, esto favorece a la tubería flexible pues está limitada por el peso aplicable a la sarta, por los efectos de pandeo y el motor de fondo.

Una vez verificada la aplicabilidad de esta técnica en el Campo Santa Rosa de acuerdo a sus características geológicas, se procedió a indagar sobre la cantidad de pozos pertenecientes a este campo y se conoció que existen hasta la actualidad 289 pozos perforados con taladros convencionales desde el RG-01 hasta el RG-289, de los cuales 7 son someros y debido a que este estudio se enfoca en la perforación de pozos someros se tomarán en cuenta únicamente estos 7. De estos pozos someros, 3 han sido perforados horizontalmente (RG-278, RG-282 y RG-284), y los 4 restante de forma vertical (RG-261, RG-264, RG-267 y RG-268).

Después de conocer esta información se realizó la selección revisando los reportes de operaciones y las carpetas de cada uno de los pozos en estudio, mediante los cuales se obtuvieron datos como el tipo de pozo, diámetros de los revestidores empleados y puntos de asentamientos de los mismos; al igual que las profundidades alcanzadas por cada uno, las arenas objetivos de la perforación, el tipo y método de completación y los problemas operacionales presentados en cada fase de perforación.

En base a la información de las carpetas de pozos la perforación de los horizontales resulta más costosa que la de los verticales y la producción de ambos pozos es casi igual. Debido a lo anterior se descartaron los horizontales y se tomaron en cuenta sólo los perforados verticalmente para llevar a cabo este proyecto.

Los 4 pozos verticales estudiados presentaron problemas relativamente parecidos, pero el RG-264 fue el que presentó el mayor número de eventos operacionales entre los cuales predomina el pico de gas con corte de lodo y la pérdida de circulación y debido a que con la técnica de perforación con coiled tubing se tiene un rápido control de estos problemas se decidió escoger este pozo como referencia para aplicar esta tecnología ya que se quiere aprovechar al máximo sus ventajas para disminuir los costos y tiempos de operación para que el proyecto resulte factible desde el punto de vista económico y técnico.

Sin embargo el pozo RG-264 al igual que los demás pozos someros del Campo Santa Rosa ya han alcanzado la arena MOI de la formación oficina la cual es el objeto de interés para la producción de gas de este campo, y además de acuerdo a su diseño mecánico poseen revestidores de diámetros grandes (9 5/8 y 13 3/8”), los cuales no podrían ser manejados con el equipo de coiled tubing, por lo tanto se propuso crear un nuevo pozo cuyo hoyo sea más reducido para ser perforado con CT.

El pozo propuesto fue denominado RG-UDO y se ubicó cerca del RG-264, debido a que este último nos sirvió como guía para realizar la construcción del nuevo pozo por ser el que presentó el mayor número de problemas operacionales.

4.2 Señalamiento de la Mejor Trayectoria, Puntos de Asentamiento de los Revestidores y Esfuerzos en la Construcción del Pozo.

4.2.1 Trayectoria del Pozo.

A partir de la información de Survey del pozo RG-264, se estimó la trayectoria a seguir durante la perforación del RG-UDO. Considerando datos de profundidad final, máxima inclinación, azimut a la profundidad final y la ubicación del mismo, se estimaron los valores de azimut e inclinación para el pozo propuesto.

Una vez estimada la profundidad que se desea alcanzar y los valores de inclinación final y azimut se generó la trayectoria para el pozo RG-UDO por medio del programa COMPASS. En las figuras 4.1, 4.2 y 4.3 se pueden observar la vista tridimensional, sección vertical y vista de planta de dicho pozo.

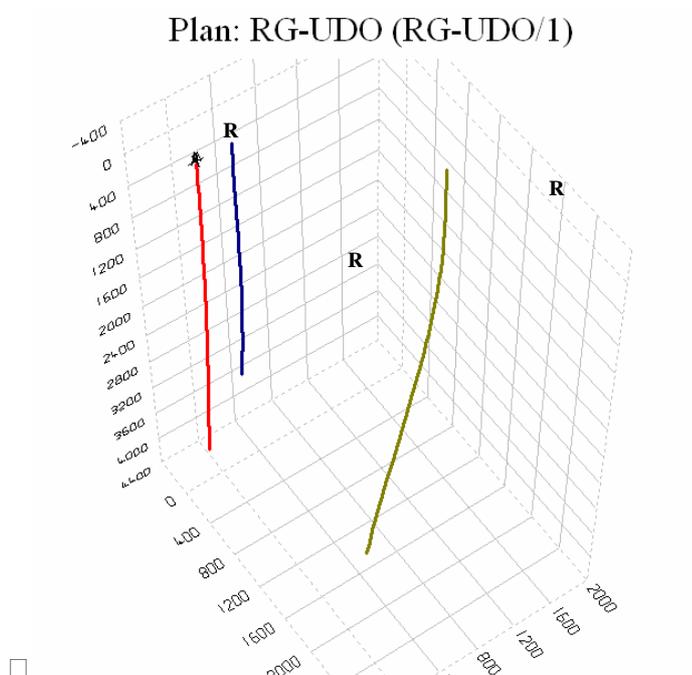


Fig. N° 4.1: Vista Tridimensional del Pozo RG-UDO.

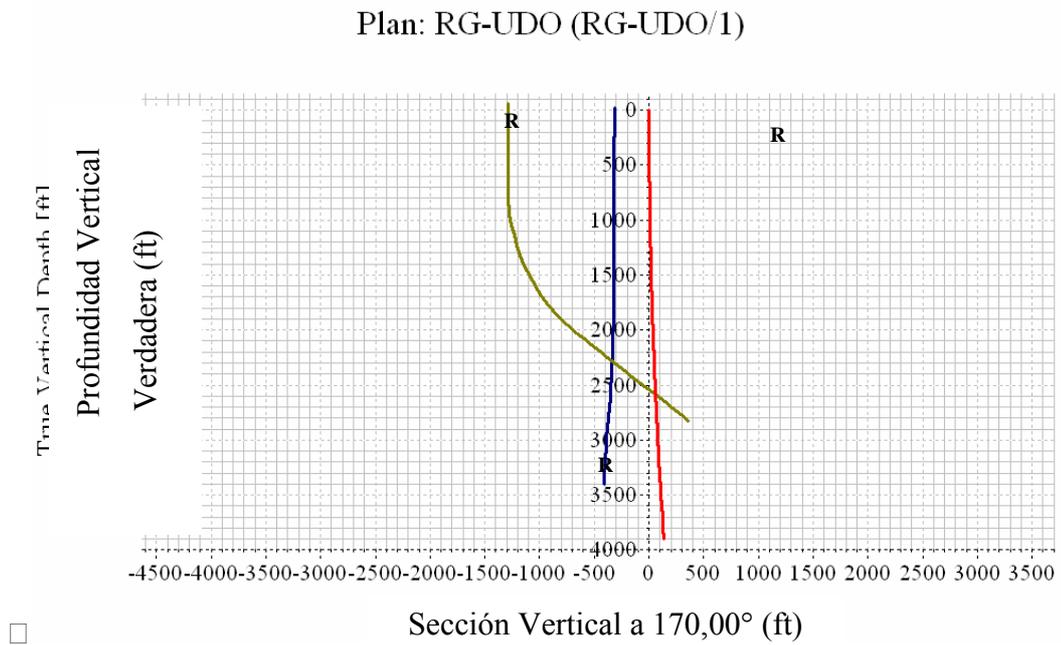


Fig. N° 4.2: Sección Vertical del Pozo RG-UDO.

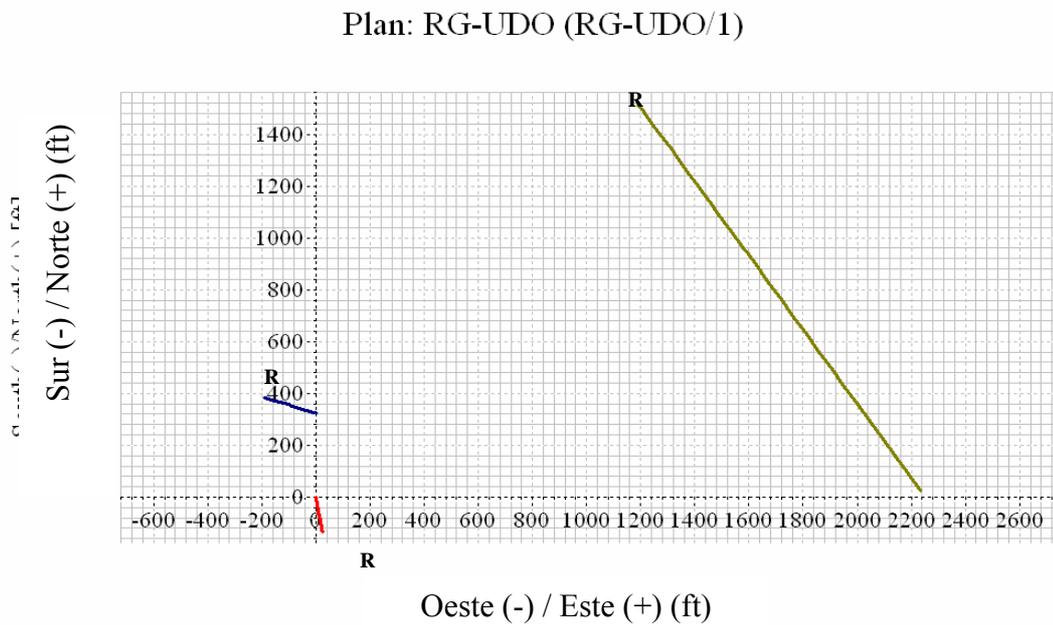


Fig. N° 4.3: Vista de Planta del Pozo RG-UDO.

En base a las figuras mostradas previamente se puede decir que el pozo RG-UDO presenta una trayectoria vertical con una mínima inclinación de 4° la cual ocurre por tendencia natural, y alcanza una profundidad final de 3.900 pies.

4.2.2 Profundidades de Asentamiento de los Revestidores.

La planificación de la correcta ubicación de los revestidores empieza por la identificación de los aspectos geológicos, presiones de la formación y gradientes de fractura. Sin embargo este proyecto se llevó a cabo en un campo ya explotado cuyas condiciones geológicas se conocen por lo que resultó más sencillo seleccionar las profundidades a las cuales se asentaron dichos revestidores. En base a la experiencia operacional del campo en estudio y a las profundidades a las cuales se encuentran los revestidores de los pozos vecinos se establecieron los puntos de asentamiento de los revestidores del pozo RG-UDO. Las profundidades de asentamiento de los revestidores determinadas son las siguientes: Conductor a 77 pies, Revestidor superficial a 700 pies y revestidor de producción a 3.900 pies.

4.2.3 Diámetro de los Revestidores.

Debido a que la zona a perforar es poco consolidada se propuso utilizar una rejilla de 3 1/2 pulgadas; en base a esto se estableció el diámetro del revestidor de producción es cual fue de 5 1/2 pulgadas. Una vez conocido el diámetro de este revestidor se determinaron los diámetros del revestidor de superficie y del conductor los cuales son 7 5/8 pulgadas y 9 5/8 pulgadas respectivamente. La selección del tamaño de estos últimos revestidores se realizó de acuerdo a la tabla de secuencias usuales de diámetros de los revestidores, mechas y hoyos (Figura 4.4).

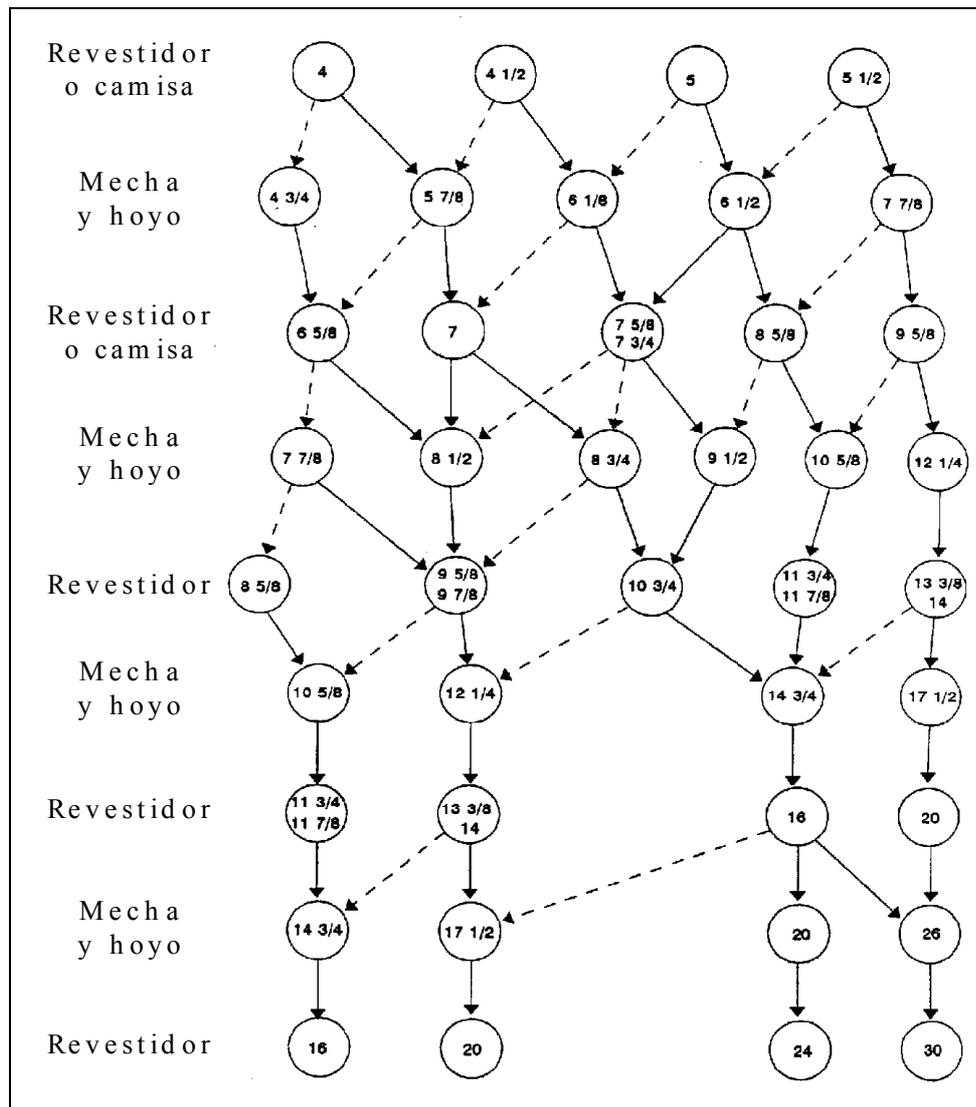


Fig. N° 4.4: Diagrama para la Selección del Diámetro de Hoyos y Revestidores de un Pozo.

4.2.4 Esfuerzos en la Construcción del Pozo.

Para determinar si la tubería de revestimiento soporta las cargas axiales, de colapso y estallido a las cuales va a estar sometida se empleó el programa Stress Check.

Las curvas de diseño (Figura 4.5 y 4.6) elaboradas por el programa arrojan los valores de presión en función de profundidad, obtenidos a partir de las diferentes condiciones de cargas evaluadas en los escenarios de estallido, colapso y cargas axiales.

La curva formada representa una integración o empalme de las curvas que se generarían para cada carga analizada; de igual forma se aprecia en dichos gráficos, una línea vertical denominada línea de carga, la cual representa el máximo valor de presión de colapso, estallido o tensión capaz de ser soportados por cada tubería de revestimiento.

Así mismo, en dichas gráficas se puede apreciar que la curva de diseño se mantiene a la izquierda de la línea constante y además no se genera ninguna intersección entre ellas, por tal motivo el diseño de los revestidores se considera seguro y por lo tanto, no presentarán fallas bajo condiciones de operación en las cuales se presentan cargas similares a las analizadas en el diseño.

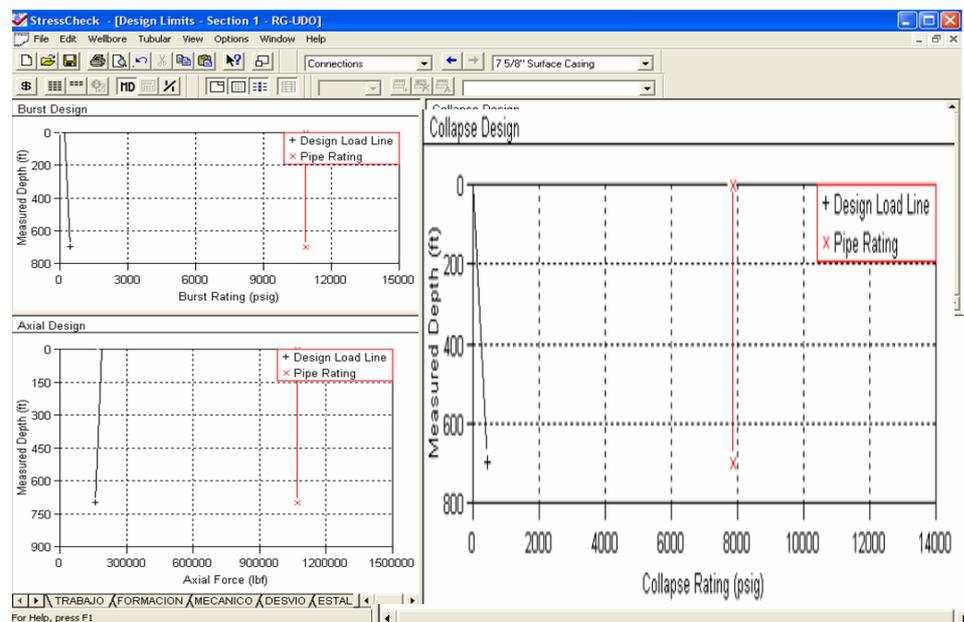


Fig. N° 4.5: Curvas de Diseño para las diferentes condiciones de cargas consideradas para el Revestidor Superficial de 7 5/8 pulgadas.

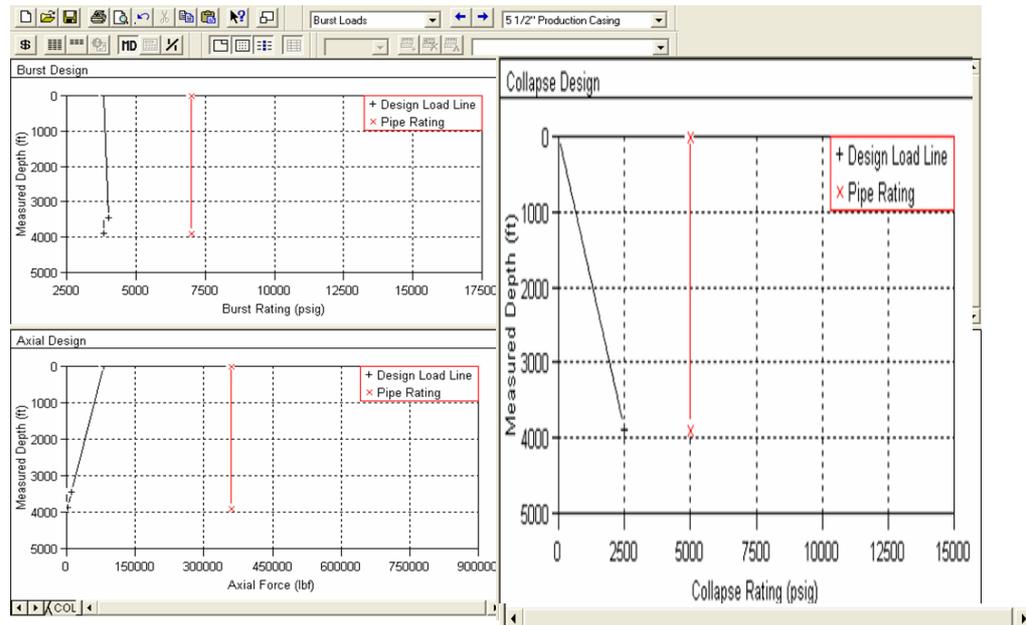


Fig. N° 4.6: Curvas de diseño para las diferentes condiciones de cargas consideradas para el revestidor de producción de 5 1/2 pulgadas.

Las curvas generadas para el análisis triaxial (Figura 4.7 y 4.8), simbolizan los límites de resistencia de la tubería ante la acción combinada de esfuerzos. Dichas figuras representan de forma simultánea, tanto la resistencia del material delimitada por el contorno de la elipse; como la trayectoria de las cargas de presión en función de las cargas axiales, lo cual permite determinar cualitativamente las condiciones de trabajo de la tubería, es decir, toda condición de carga fuera del contorno de la elipse, proporcionará una condición de falla en la tubería. Estos resultados aseguran la integridad mecánica del pozo, debido a la consideración de manera anticipada, de todas las cargas que pueden encontrarse durante la vida del pozo lo que hace posible, que la envolvente operacional diseñada no sea excedida a nivel de campo.

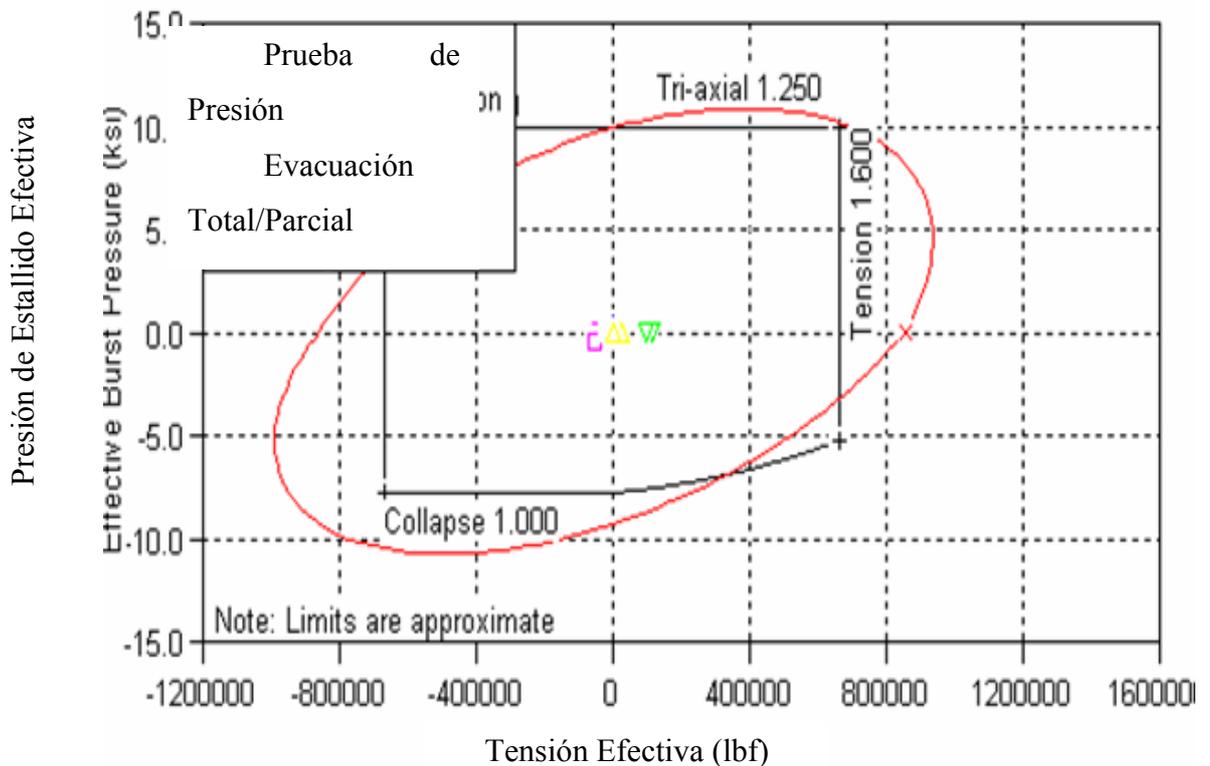


Fig. N° 4.7: Curva de Esfuerzos Combinados para el Revestidor Superficial de 7 5/8 pulgadas.

Como se puede apreciar en la figura 4.7, para el revestidor superficial de 7 5/8 pulgadas de diámetro externo, los valores de cargas que soportará el mismo durante las operaciones, se encuentran dentro de la curva de esfuerzos combinados, lo que quiere decir que cumple con las especificaciones de diseño exigidas por PDVSA. De acuerdo a lo anterior, las características del revestidor a utilizar en esta fase son las siguientes: Libraje o peso 33.70 lbm/ft (libras por pie), grado P-110 y conexión BTC, P-110 (Ver apéndice C).

Por otra parte, los resultados arrojados por el programa Stress Check para el revestidor de producción de 5 1/2 pulgadas (Figura 4.8), indican que los esfuerzos triaxiales a los cuales estará sometida la tubería están dentro del factor de

seguridad establecido, lo que permitió determinar las características del revestidor de producción; las cuales son: Peso de 15.50 lbm/ft (libras por pie), grado N-80 y conexión BTC, P-110 (Ver apéndice C).

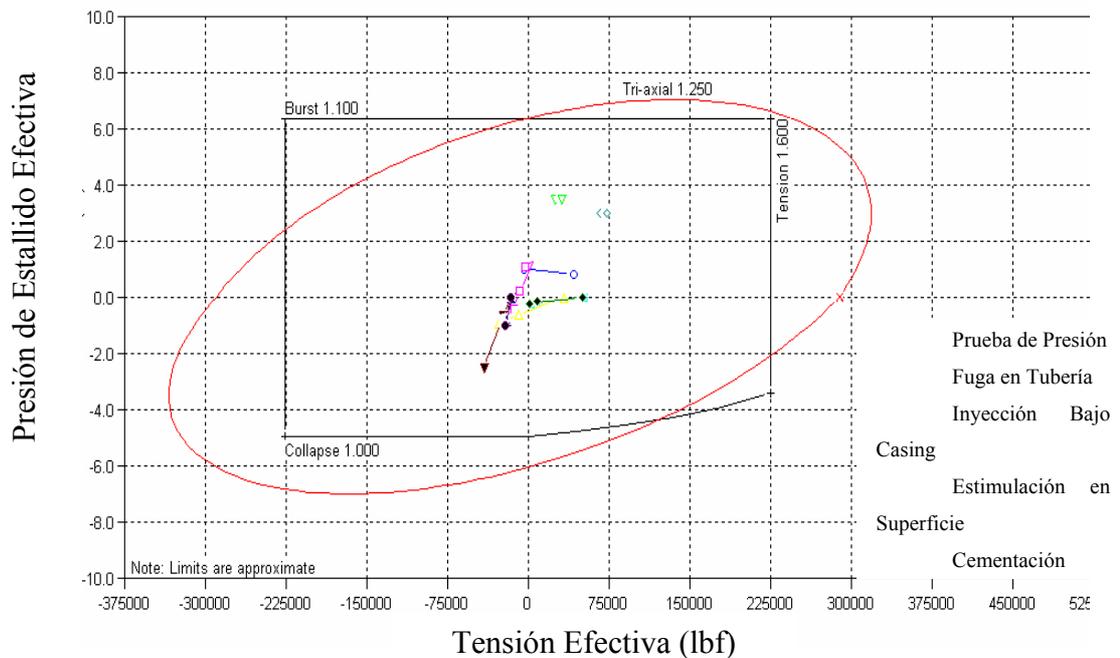


Fig. N° 4.8: Curva de Esfuerzos Combinados para el Revestidor de Producción de 5 1/2 pulgadas.

4.3 Realización del Esquema Mecánico de Fondo y de Superficie del Pozo.

Una vez finalizada la fase de selección de los revestidores y realizada la evaluación de las cargas a las cuales estará sometida dicha tubería durante su vida de servicio, se procedió a realizar el diseño mecánico del pozo, el cual se puede apreciar en la figura 4.9.

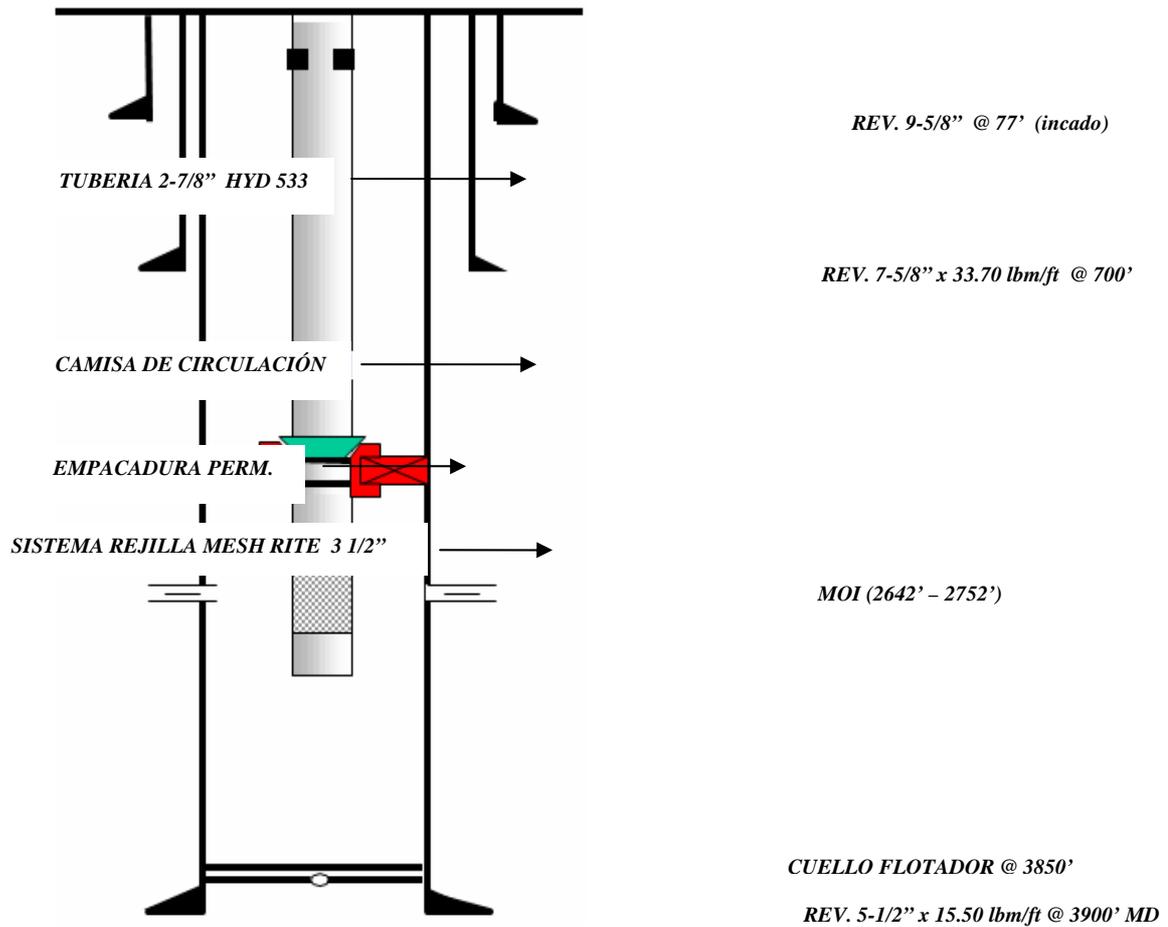


Fig. N° 4.9: Diagrama Mecánico del Pozo Utilizando Tubería Flexible.

4.3.1 Ensamblaje de Fondo.

El ensamblaje de fondo (Figura 4.10) que se propuso se describe a continuación.

- Mecha PDC de 6 1/2 pulgadas.
- Motor de fondo de 6 1/2 pulgadas.

- Barra de peso de 5 pulgadas de OD: La función de esta herramienta será proveer rigidez al ensamblaje de perforación para lograr hacer un hoyo totalmente vertical.
- Estabilizadores o centralizadores de la herramienta.
- Desconector Hidráulico: Libera el ensamblaje de fondo de la tubería flexible en caso de que sea necesario.
- Conector CT: Conecta la tubería flexible al ensamblaje de fondo. Se recomienda utilizar el conector con mayor resistencia a la tensión, para las aplicaciones con tubería flexible.

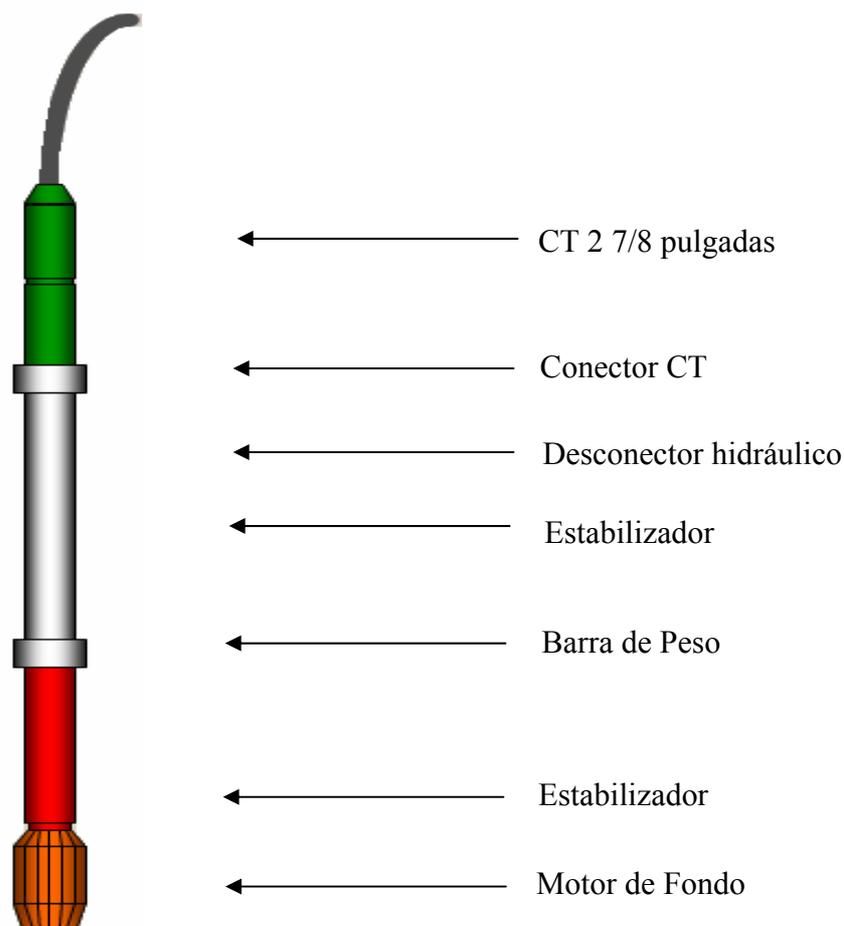


Fig. N° 4.10: Esquema del Ensamblaje de Fondo (BHA).

4.3.2 Dimensiones de la Locación.

Las dimensiones de la locación propuesta para perforar con tubería continua (Figura 4.11) se muestran a continuación:

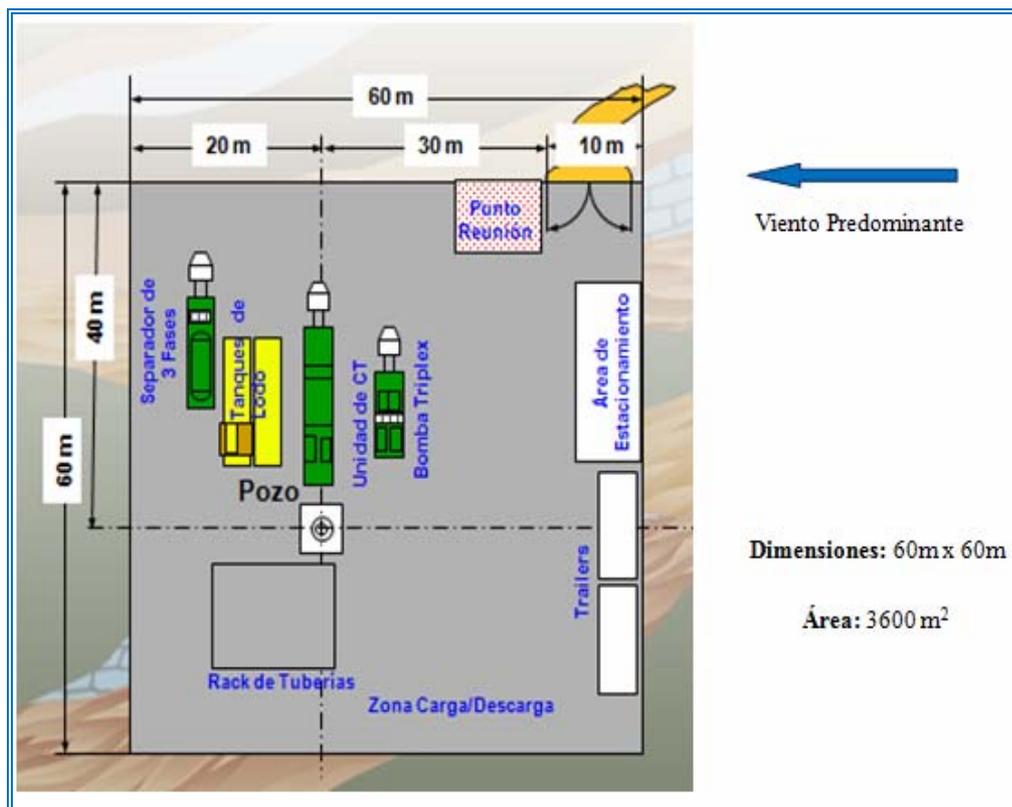


Fig. N° 4.11: Distribución del Equipo de Perforación con Tubería Flexible en el Área Operativa.

Al comparar las dimensiones propuestas de la locación utilizando tubería flexible, con la locación típica de la unidad de perforación convencional (Apéndice D), se observa una disminución del área operativa de aproximadamente 11.400 metros cuadrados, lo cual representa un 76% de ahorro del área, esto es debido a que se requiere menor cantidad de equipos y el tamaño de los mismos son menores.

4.3.3 Equipos de Superficie de Tubería Flexible.

Para realizar este estudio se utilizó la unidad multipropósito. Ésta es una unidad híbrida, posee sub-estructura que permite manejar tubería de perforación convencional y tubería flexible. A continuación se describen sus componentes principales.

- Unidad de Tubería Flexible.

Esta unidad es integrada, fácil de transportar. Tiene aproximadamente 10 pies de ancho (3.048 metros) y 13 pies y 6 pulgadas de altura (4.1 metros). Contiene un mástil o cabria, carrito, lubricador y la cabeza inyectora o inyector.

El mástil es de 62 pies de altura (18,89 metros), puede manejar tubería de revestimiento de hasta 39 pies de longitud cada uno. El inyector se encuentra a 37 pies del cabezal, es capaz de realizar viajes de tubería en un tiempo total de 60 segundos. Posee una capacidad de 100.000 lbf (libras-fuerza), la máxima capacidad de tensión es de 80.000 lbf, con un inyector de 60.000 lbf para correr revestidores de 7 5/8 pulgadas de diámetro externo máximo.

La tubería flexible de 2 7/8 pulgadas de diámetro externo, con la que se propone perforar, tiene las siguientes características: Peso de 5,395 lbs/pie (libras por pie), presión de colapso 7.560 lpc (libras por pulgadas cuadradas).

La vida útil y fatiga de la tubería son factores muy importantes, que deben ser determinados mediante un estudio de los ciclos y las condiciones de operación de la tubería. Una vez que las operaciones se han iniciado, se debe revisar y verificar la vida actual y el uso de la tubería con la predicción.

Esto es debido al desconocimiento de las variables y condiciones asociadas a las operaciones de perforación. Las consecuencias de exceder los límites de vida y fatiga de la tubería pueden ocasionar una falla o inconveniente en el que se requiera cambiar la tubería.

- Bomba de Fluido de Perforación.

La bomba tiene un motor Caterpillar, con un performance máximo de 1.000 caballos de fuerza (HP) y 140 Stroke por minuto (SPM). Las características de la misma se muestran en la tabla 4.1

Tabla N° 4.1: Características de la Bomba de Fluido.

Diámetro del Pistón (Pulg.)	6 ½	6	5 ½	5	4 ½
Presión (Lpc)	2.050	2.400	2.860	3.460	4.272
Volumen (GPM)	544	460	390	323	259

El diámetro del pistón a utilizar en este caso será de 6 ½ pulgadas para satisfacer el galonaje requerido para perforar la zona de interés a mayor tasa de penetración y mantener una limpieza eficiente del hoyo al alcanzar mayor velocidad anular.

- Tanque Mezclador de Lodo.

Este equipo es necesario para mezclar y recircular el lodo que será bombeado al pozo, y así mantener los valores de reología necesarios durante el trabajo. Las especificaciones son las siguientes:

- Motor diesel que suministra energía a la unidad.

- Tanque de lodo de 150 Bls de capacidad.
- Mezcladores a chorro de 2 pulgadas.
- Dos bombas centrífugas 8 pulgadas x 12 pulgadas.
- Tres agitadores de paletas.
- Separador Trifásico.

Debido a que el pozo a perforar es de gas, el retorno de fluidos puede contener gases, por consiguiente por seguridad y para evitar riesgos con dichos gases en superficie es necesario un separador trifásico para extraer el gas del retorno y luego quemarlo. Las especificaciones técnicas se nombran a continuación:

- Diámetro: 42 pulgadas x 12 pies.
- Certificado para trabajar con H₂S.
- Presión máxima de trabajo: 1.440 lpc.
- Capacidad de manejo: 60 MMPCD y 20.000 Bls/día.
- Tanques de suministro y retorno.

Es necesario tener almacenado un volumen de contingencia de lodo además de almacenar el fluido de retorno y de esta manera mantener un control sobre los volúmenes de retorno lo cual es primordial en este tipo de operación, por ello es de suma importancia los tanques de suministro y retorno. Las especificaciones son:

- Capacidad: 500 Bls.

- Material: Acero al carbono.

- Quemador.

Para quemar o eliminar el gas que se separe del fluido de retorno, y que no represente un riesgo en superficie, es necesario un quemador (flare) al que se conecta una línea directa desde la descarga del separador trifásico hasta el mismo. Las especificaciones son:

- Capacidad: 10 MMPCD.

- Múltiple de Estrangulación.

Este equipo es vital en este tipo de operación, debido a que sirve para controlar la presión de retorno y realizar tomas de muestra de fluido, el cual está compuesto por:

- 4 válvulas de 2 pulgadas x 1 pulgada.

- 1 válvula de 2 pulgadas x 2 pulgadas.

- 2 tes de flujo.

- 2 válvulas de aguja (Shockes).

- 2 toma muestras.

- Equipo de Control de Sólidos.

Está compuesto por una zaranda vibratoria y se utilizará para separar los ripsios del fluido de perforación y así de esta manera reciclarlo y poder utilizarlo nuevamente en la operación. Este equipo se debe conectar directamente a la línea de descarga de fluido líquido del separador trifásico y ésta a su vez al tanque de lodo. Las especificaciones son:

- Capacidad de manejo: 14 Bls/min.

- Equipo de Izamiento.

Conformado por una grúa, la cual permitirá izar los diferentes componentes de la unidad para vestir y desvestir los equipos en el pozo y además para manejar la tubería de revestimiento a ser instalada en el pozo. Las especificaciones son:

- Capacidad de izamiento: 220 Klbs (100 toneladas).

- Levantamiento: 120 pies.

- Cabina de Operaciones.

Utiliza una computadora, con software desarrollado para el equipo. Realiza el monitoreo del peso de la sarta, profundidad, velocidad, presión de circulación, presión en la boca del pozo y nivel de tanque. Existe la posibilidad de transmisión de datos desde la cabina de control para seguimiento en tiempo real de las operaciones.

- Trailer Usina o Generador.

Se encuentra en un tráiler de generador eléctrico. El generador es de corriente alterna, 344 Kilovatios, 413 Ampere. Salida de 110 voltios y 460 voltios.

La fuerza motriz la proporciona un motor de 415 HP. El tráiler funciona como acumulador V.I.R y cuarto para generador; así como también sirve de taller de trabajo para reparaciones de campo y mantenimiento preventivo.

4.4 Comparación Económica de la Perforación de un Pozo Somero Utilizando Tubería Flexible contra el Taladro Convencional.

El desarrollo de esta etapa consistió en comparar los tiempos y costos generados al realizar la perforación de un pozo utilizando taladro convencional y la unidad de Coiled Tubing; esto con el propósito de determinar si resultaba económicamente rentable la aplicación de esta última técnica en el Campo Santa Rosa, Distrito Anaco. Para realizar el cotejo se tomaron en cuenta las operaciones que influyen directamente en los tiempos y costos de perforación, entre éstas se tienen: la fase de mudanza, perforación del hoyo intermedio, perforación del hoyo productor y la etapa de completación, conformando en sí todas estas operaciones la construcción del pozo. Es importante hacer la salvedad que los tiempos estimados de la perforación fueron obtenidos de las experiencias en forma general que ha tenido el campo nombrado anteriormente.

4.4.1 Estimado de Tiempos para la Construcción del Pozo.

En este punto se procedió a estimar y comparar los tiempos requeridos para la perforación con la unidad de Coiled Tubing y con el Taladro Convencional en las distintas fases de la construcción del pozo. Tomando en cuenta que dichos tiempos han sido suministrados por PDVSA y por la empresa de servicio de acuerdo a las experiencias obtenidas en el Campo.

La mudanza de los equipos hasta la locación de trabajo, es la primera fase en el proceso de perforación. En esta primera etapa se obtuvieron los siguientes resultados:

Tabla N° 4.2: Tiempos de la Fase de Mudanza para el Taladro Convencional Vs Coiled Tubing.

Fase	Taladro Convencional (T.C) [Días]	Coiled Tubing (C.T) [Días]
Mudar	10,00	1,0
Diferencia	9	
Porcentaje de Ahorro (%)	90	

Al realizar el cotejo entre el tiempo en días que se requiere para trasladar un taladro convencional Vs el equipo de Coiled Tubing (Tabla 4.2), claramente se observa un ahorro significativo de tiempo al utilizar tubería flexible respecto al taladro convencional. Este ahorro es de aproximadamente un 90% de tiempo, lo cual se debe a que el equipo de Coiled Tubing es un equipo integrado y se transporta como unidad compacta en trailers, además de que posee menores dimensiones respecto al taladro convencional y por lo tanto pueden ser vestidos con mayor rapidez.

En la tabla 4.3 se pueden observar los resultados estimados para la perforación del hoyo superficial, que comprende desde superficie hasta los 700 pies.

Tabla N° 4.3: Tiempos de la Fase Superficial para el Taladro Convencional Vs Coiled Tubing.

Fase	Taladro Convencional (T.C) [Días]	Coiled Tubing (C.T) [Días]
Perforar H. Superficial	6,00	2,5
Diferencia	3,5	
Porcentaje de Ahorro (%)	60	

De acuerdo a los resultados obtenidos para llevar a cabo esta fase de perforación se puede decir que existe un significativo ahorro de tiempo con la utilización de la técnica del Coiled Tubing; lo cual se traduce en un 60% de ahorro en días. Por consiguiente este equipo sigue siendo de menor envergadura, hecho por el cual sigue teniendo la gran cualidad de que se puede armar y desarmar en un tiempo menor al requerido por un taladro convencional.

Los tiempos estimados para la realización del hoyo de la zona productora, que comprende desde los 700 pies hasta los 3900 pies se muestran en la tabla 4.4.

Tabla N° 4.4: Tiempos de Construcción de la Zona Productora Utilizando el Taladro Convencional Vs Coiled Tubing.

Fase	Taladro Convencional (T.C) [Días]	Coiled Tubing (C.T) [Días]
Perforar H. Productor	14,00	3,5
Diferencia	10,5	
Porcentaje de Ahorro (%)	75	

Como se puede observar en la tabla mostrada anteriormente existe una marcada disminución del tiempo al utilizar Tubería Flexible como unidad de perforación, esto debido a que no se hacen conexiones de tubulares, por lo cual se efectúan viajes de tubería mucho más rápidos. Obteniendo así una perforación continua e ininterrumpida y una alta tasa de penetración. Por otra parte según los cálculos se genera un 75% de ahorro en días respecto al uso del taladro convencional.

En la tabla 4.5 se muestran los tiempos estimados de la etapa de Completación del pozo.

Tabla N° 4.5: Tiempos Estimados para la Completación del Pozo Utilizando el Taladro Convencional Vs Coiled Tubing.

Fase	Taladro Convencional (T.C) [Días]	Coiled Tubing (C.T) [Días]
Completar	7,00	1,5
Diferencia	5,5	
Porcentaje de Ahorro (%)	78	

En la tabla anterior se observa claramente que ocurre una reducción del tiempo de aproximadamente un 78% respecto al taladro convencional, por lo tanto se sigue evidenciando que el equipo de Coiled Tubing puede realizar las operaciones de perforación con mayor rapidez.

A continuación en la tabla 4.6 se presenta el resumen general de los tiempos totales estimados para el proceso completo de perforación.

Tabla N° 4.6: Tiempos Totales Estimados del Proceso Completo de Perforación con Taladro Convencional Vs Coiled Tubing

Fase	Taladro Convencional (T.C) [Días]	Coiled Tubing (C.T) [Días]	Diferencia [Días]
Mudar	10,00	1,0	9,0
Perorar H. Superficial	6,00	2,5	3,5
Perrforar H. Productor	14,0	3,5	10,5
Completación	7,00	1,5	5,5
Total	37	8,5	28,5

Comparando los tiempos totales estimados de ambas técnicas se observa que utilizando la técnica de Tubería Flexible en todo el proceso de perforación se obtiene un ahorro significativo del 77% del tiempo, respecto al uso del Taladro Convencional; es decir se ahorran 28.5 días. De acuerdo a lo anteriormente mencionado el pozo se pone a producir mucho antes empleando la unidad de Coiled Tubing, reduciendo así los costos asociados. Teóricamente se pueden construir cuatro pozos con tubería flexible en el tiempo empleado por un taladro convencional para hacer uno.

4.4.2 Estimado de Costos para la Construcción del Pozo.

Con la finalidad de conocer la factibilidad económica de la perforación con tubería flexible, se realizó un estimado de costos basados en los tiempos obtenidos en la parte anterior (Tablas 4.7 y 4.8). Es importante destacar que todos los cálculos de los costos se hicieron a una tasa de cambio del dólar de 4.3 BSf/Dólar.

Tabla N° 4.7: Costos por Fases de la Construcción del Pozo usando el Taladro Convencional.

Fase	MBsf	MUS\$	MBsf Equivalentes
Mudanza	695,44	77,64	1.029,29
Perforar H. Superficial	824,50	215,36	1.750,55
Perforar H. Productor	2.620,75	516,37	4.841,16
Completar	279,00	350,00	1.784,00
Total	4.419,69	1.159,37	9.404,99

Tabla N° 4.8: Costos por Fases de la Construcción del Pozo usando Coiled Tubing.

Fase	MBsf	MUS\$	MBsf Equivalentes
Mudanza	442,96	40,65	617,75
Perforar H. Superficial	624,62	190,58	1.444,13
Perforar H. Productor	1.669,27	419,81	3.474,46
Completar	200,72	312,50	1.544,47
Total	2.937,57	963,55	7.080,81

Al comparar el costo total de construcción del pozo para cada unidad de perforación (Tablas 4.7 y 4.8), se pudo constatar que utilizando la técnica del Coiled Tubing se construye el pozo a un menor costo respecto al uso del Taladro Convencional, debido a que se perfora a mayor tasa de penetración y el tiempo de viaje de tuberías y acondicionamiento del hoyo disminuye considerablemente,

realizándolo de manera segura ya que existe menor riesgo de suavear el pozo (disminuir la columna hidrostática), pues el bombeo de fluidos a través de la tubería es continuo; de igual manera se tiene mayor control del pozo en caso de ocurrir un influjo. Además, se requiere menor cantidad de personal y el equipo de control de sólidos está incorporado al costo de alquiler del equipo. También es importante destacar que se produce un ahorro de 2.324,18 millones de bolívares fuertes equivalentes para la inversión total de la realización del pozo; dicho dinero podría ser utilizado en otra actividad complementaria a las operaciones de perforación, o bien podría ser usado en algún otro proyecto de perforación. Por otra parte se puede decir que de acuerdo a los costos mostrados anteriormente la perforación con una unidad de Coiled Tubing resultaría económicamente factible en comparación con los arrojados por un Taladro Convencional.

CONCLUSIONES

1. Las condiciones geológicas del Campo Santa Rosa son favorables para la aplicación de la técnica de perforación con tubería flexible.
2. La trayectoria del pozo RG-UDO es vertical con una pequeña inclinación de 4°.
3. Los revestidores usados en la construcción del pozo cumplen con los límites de diseño establecidos por PDVSA.
4. El esquema mecánico establecido para el pozo utilizando tubería flexible comprende un revestidor de superficie de 7 5/8 pulgadas y un revestidor de producción de 5 1/2 pulgadas de diámetro externo.
5. Los equipos de superficie necesarios para perforar con Coiled Tubing poseen menores dimensiones que las de un taladro convencional, lo que reduce el impacto ambiental.
6. El personal necesario para aplicar la técnica de perforación con Coiled Tubing es menor que el requerido en un taladro convencional.
7. Al perforar el pozo con la tecnología de tubería flexible se obtiene una considerable disminución de tiempo de aproximadamente 28,5 días en comparación con el taladro convencional.
8. Con la unidad de Coiled Tubing se obtiene un ahorro del 25 % de los costos necesarios para la construcción del pozo en comparación con un taladro convencional.

9. El proyecto de perforación con Coiled Tubing resultó técnica y económicamente factible en el Campo Santa Rosa.

RECOMENDACIONES

1. Realizar un estudio económico del uso del Coiled Tubing para perforar pozos someros de tipo horizontal en el campo en estudio.
2. Evaluar la posibilidad de realizar perforaciones bajo balance con la tubería flexible como método para minimizar el daño a la formación.
3. Proyectar el estudio de factibilidad técnico económica de la tecnología de tubería continua a otros campos del Área Mayor de Anaco.
4. Instruir al personal implicado en la perforación de pozos sobre el manejo de la unidad de Coiled Tubing y los beneficios que proporciona la misma.
5. Efectuar seguimiento más detallado de los pozos construidos con tubería flexible a nivel nacional y mundial.
6. Ajustar la curva de aprendizaje para la optimización del proceso de construcción de pozos con esta técnica, mediante la disposición de un grupo de 5 a 10 pozos como mínimo.

BIBLIOGRAFÍA

1. González M., **“Evaluación de la Limpieza Post-Fractura en Pozos Monobore de los Campos Santa Bárbara y Pirital mediante el Uso de Tubería Continua”**, Universidad de Oriente, Monagas, Venezuela. (2002).
2. Muñoz D., **“Evaluación de Pozos Rehabilitados con Tuberías Continua, Utilizando Diferentes Tecnologías de Ensamblajes de Fondo (BHA), en el Campo Onado”**, Universidad de Oriente, Monagas, Venezuela. (2006).
3. Oliveros A., **“Factibilidad de Nuevas Técnicas para el Mejoramiento en la Distribución de los Sistemas de Tratamiento en Estimulaciones a Pozos Horizontales, mediante Tuberías Continuas”**, Universidad de Oriente, Monagas, Venezuela. (2007).
4. Perry K., **“El concepto de perforación Coiled Tubing microhole (pozos de diámetro ultra reducido) aplicado a yacimientos gasíferos maduros en Kansas, colorado”**, Revista Oficial de la asociación internacional de perforación, 88-90. (2007).
5. www.slb.com/media/services/resources/.../spanish04/.../p40_61.pdf
6. <http://blogpetrolero.blogspot.com/2009/06/cuenca-oriental-de-venezuela-parte-i.html>
7. Franco J., **“Evaluación de la Efectividad de Recañoneo de Arenas en el Área Mayor de Anaco (AMA)”**, Universidad de Oriente, Anzoátegui, Venezuela. (2009).

8. <http://www.monografias.com/trabajos11/pope/pope.shtml>
9. CIED, “**Diseño de Revestidores**”. Marzo (1997).
10. PDVSA. “**Manual para el Diseño de Tuberías**”. (2000).
11. Economides, M., Watters, L., Dunn – Norman, S., “**Petroleum Well Construction**”, Wiley & Sons, USA, (1998).
12. http://www.foremost.ca/esp_oil_ctr.php
13. <http://industria-petrolera.blogspot.com/2009/06/nueva-tecnologia-coiled-tubing.html>
14. AVAPET, “**Manual de Coiled Tubing**”. (2001).
15. <http://www.oilproduction.net/files/coiledtubing-sanantonio.pdf>
16. Petrotech Inc., “**Petrotech Product Catalog Fall**”, Houston, Texas. (1998)
17. Dowell Schlumberger, S.A., “**Job Ejecution Training Manual**”. Houston, Texas. (2001).
18. Servicios y Suministros Oriente (SSO), “**Perforación de Pozos Someros con CT Multipropósito**”. (2002).
19. Arias F., “**El proyecto de Investigacion**”, 3^{era} Edición, Editorial Episteme, Caracas, Venezuela. (1999).

**METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y
ASCENSO:**

TÍTULO	Estudio de factibilidad técnico económica del uso del Coiled Tubing para la perforación de pozos someros en el Campo Santa Rosa, Distrito Anaco
SUBTÍTULO	

AUTOR (ES):

APELLIDOS Y NOMBRES	CÓDIGO CULAC / E MAIL
Katheryne C. Caraballo T.	CVLAC: 17.780.234 E MAIL: katycaraballo@hotmail.com
Graciela de los A. Alen D.	CVLAC: 16.253.564 E MAIL: oxny25@hotmail.com
	CVLAC: E MAIL:
	CVLAC: E MAIL:

PALABRAS O FRASES CLAVES:

PDVSA

Anaco

Coiled Tubing

Campo Santa Rosa

Taladro

Perforación de pozos someros

**METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y
ASCENSO:**

ÁREA	SUBÁREA
Ingeniería y Ciencias Aplicadas	Ingeniería de Petróleo

RESUMEN (ABSTRACT):

La industria petrolera busca constantemente técnicas que permitan recuperar la mayor cantidad de hidrocarburos en yacimientos al menor costo, dando como resultado una nueva alternativa tecnológica denominada perforación con Coiled Tubing. El propósito fundamental de este proyecto es estudiar la factibilidad técnico económica de la perforación de pozos someros con tubería flexible en el Campo Santa Rosa del Distrito Anaco. Se propuso la construcción de un nuevo pozo, con el fin de establecer su diagrama mecánico de fondo y de superficie y realizar el estimado de tiempo y costos involucrados en la perforación del mismo utilizando tubería flexible, para luego compararlo con los requeridos por un taladro convencional. Al analizar los resultados se determinó que la perforación con tubería flexible es posible en este campo ya que las condiciones geológicas son favorables para su aplicación y además se reduce el tiempo de construcción del pozo, por ser un equipo integrado fácil de mudar, los viajes se realizan con mayor rapidez, no se hacen conexiones; también los costos asociados al pozo se reducen. La perforación de pozos someros en el Campo Santa Rosa con la técnica mencionada es una alternativa atractiva desde el punto de vista técnico y económico.

**METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y
ASCENSO:**

CONTRIBUIDORES:

APELLIDOS Y NOMBRES	ROL / CÓDIGO CVLAC / E_MAIL				
	ROL	CA	AS	TU X	JU
Morales, Jhonles	CVLAC:	9.726.435			
	E_MAIL	jjmorales@pdvsa.com			
	E_MAIL				
	E_MAIL				
Acosta, Félix	ROL	CA	AS	TU	JU X
	CVLAC:				
	E_MAIL				
	E_MAIL				
Galindo, María	ROL	CA	AS	TU	JU X
	CVLAC:				
	E_MAIL				
	E_MAIL				
	ROL	CA	AS	TU	JU
	CVLAC:				
	E_MAIL				
	E_MAIL				

FECHA DE DISCUSIÓN Y APROBACIÓN:

2011	03	04
AÑO	MES	DÍA

LENGUAJE. SPA

**METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y
ASCENSO:**

ARCHIVO (S):

NOMBRE DE ARCHIVO	TIPO MIME
TESIS. Estudio de Factibilidad	Application/msword

CARACTERES EN LOS NOMBRES DE LOS ARCHIVOS: A B C D
E F G H I J K L M N O P Q R S T U V W X Y Z. a b c d e f g h i j k l m n o p q r
s t u v w x y z. 0 1 2 3 4 5 6 7 8 9.

ALCANCE

ESPACIAL: _____ (OPCIONAL)

TEMPORAL: _____ (OPCIONAL)

TÍTULO O GRADO ASOCIADO CON EL TRABAJO:

Ingeniero de Petróleo _____

NIVEL ASOCIADO CON EL TRABAJO:

Pre - Grado _____

ÁREA DE ESTUDIO:

Departamento de Ingeniería de Petróleo _____

INSTITUCIÓN:

Universidad de Oriente Núcleo Anzoátegui _____

**METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y
ASCENSO:**

DERECHOS

De acuerdo con el artículo 41 del reglamento de Trabajo de Grado de la Universidad de Oriente: “LOS TRABAJOS DE GRADO SON DE EXCLUSIVA PROPIEDAD DE LA UNIVERSIDAD DE ORIENTE, Y SOLO PODRÁN SER UTILIZADOS PARA OTROS FINES CON EL CONSENTIMIENTO DEL CONSEJO DE NÚCLEO RESPECTIVO, QUIEN DEBERÁ PARTICIPARLO PREVIAMENTE AL CONSEJO UNIVERSITARIO, PARA SU AUTORIZACIÓN”

Caraballo T. Katheryne C.

AUTOR

Alen D. Graciela D.

AUTOR

Morales, Jhonles

TUTOR

Acosta, Félix

JURADO

Galindo, María

JURADO

POR LA SUBCOMISIÓN DE TESIS