

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



**“ANÁLISIS DE LA FACTIBILIDAD TÉCNICO-ECONÓMICA
DEL USO DEL COILED TUBING PARA LA PERFORACIÓN
DE POZOS SOMEROS EN EL CAMPO SAN JOAQUÍN
DISTRITO GAS ANACO”**

**REALIZADO POR:
YORBELIS NAYALÍ RIVAS CASTRO**

**Trabajo Especial 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 ANZOÁTEGUI
ESCUELA DE INGENIERÍA Y CIENCIAS APLICADAS
DEPARTAMENTO DE PETRÓLEO



**“ANÁLISIS DE LA FACTIBILIDAD TÉCNICO-ECONÓMICA
DEL USO DEL COILED TUBING PARA LA PERFORACIÓN
DE POZOS SOMEROS EN EL CAMPO SAN JOAQUÍN
DISTRITO GAS ANACO”**

REALIZADO POR:

YORBELIS NAYALÍ RIVAS CASTRO

TUTOR:

ING. JHONLES MORALES

Tutor Académico

Puerto la Cruz, marzo de 2011

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



**“ANÁLISIS DE LA FACTIBILIDAD TÉCNICO-ECONÓMICA
DEL USO DEL COILED TUBING PARA LA PERFORACIÓN
DE POZOS SOMEROS EN EL CAMPO SAN JOAQUÍN
DISTRITO GAS ANACO”**

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



ING. JHONLES MORALES
Tutor Académico

ING. ROBERTO SALAS
Jurado Principal

ING. RAFAEL CUBILLÁN
Jurado Principal

Puerto la Cruz, de marzo de 2011.

RESOLUCIÓN

De acuerdo con el **artículo 44** del Reglamento de Trabajo de Grado:

“Los Trabajos de Grados son de la exclusiva propiedad de la **Universidad de Oriente** y solo podrán ser utilizados a otros fines con el consentimiento del Consejo de Núcleo respectivo, quien le participará al Consejo Universitario”.

DEDICATORIA

A **Dios** padre todopoderoso dedico este trabajo que se logró con tanto esfuerzo y sacrificio, puesto a que sin su manto protector no lo hubiese podido lograr. Se lo dedico por darme las fuerzas necesarias para levantarme tras cada caída que tuve a través de este largo pero gratificante camino.

Especialmente este trabajo está dedicado al pilar y columna de mi vida, a la persona más especial para mí, mi Madre **Nelly Castro** pues sin ella y sin sus oraciones esta meta jamás se hubiese logrado. Gracias a sus palabras de aliento y de apoyo pude lograr culminar esta etapa a pesar de la distancia del seno de mi hogar.

También quiero dedicarle este triunfo a mi único y adorado hermano **Yonathan** a quien al igual que mi madre es parte fundamental de mi vida y fue ejemplo a seguir para enseñarme que a pesar de la distancia y de los obstáculos que se llegaron a presentar en el recorrido de esta anhelada meta todo en esta vida se puede lograr con un poco de esfuerzo y sacrificio.

Ambos son mi complemento y estoy segura de que sin ellos, estas palabras jamás hubiesen quedado plasmadas y sé que el orgullo de ustedes es más grande que el mío propio. Por eso insisto en que este triunfo es para ustedes dos. Los Amo!

AGRADECIMIENTOS

Agradezco a **Dios**, primero por ponerme en esta ciudad y darme la oportunidad de emprender una nueva etapa de mi vida y segundo por haberme dado la fortaleza y motivación necesaria para alcanzarla, por darme su mano y levantarme cada vez que tropezaba con los obstáculos que se nos presentan a lo largo del camino de cualquier meta emprendida.

Pero principalmente agradezco al todopoderoso por darme la mayor y más importante motivación de mi vida como lo es mi adorada Madre, gracias a mi mami **Nelly** culminé mi carrera, gracias a las oraciones con que empieza el día a día en mi nombre iluminó el sendero por el que caminaba diariamente. Sin su apoyo, sus palabras de ánimo y su sacrificio, no hubiese podido alcanzar esta meta tan anhelada por ambas. Gracias mami por los valores que sembraste en mí; por enseñarme a ser perseverante y humilde, gracias por enseñarme a luchar y a no flaquear ante los momentos difíciles, tú has sido mi mayor escuela de aprendizaje, gracias por haberme dado la dicha de tener la mejor madre de todas, para mi eres la más valiosa. TE AMO!

A mi querido Hermano **Yonathan**, a quien le agradezco infinitamente sus palabras de apoyo y firmeza para ayudarme a seguir adelante, demostrándome con su ejemplo de perseverancia que todo lo bueno requiere sacrificio y esfuerzo; gracias hermano por tu confianza brindada.

También mis palabras de agradecimiento son para la familia **García Parra**, sin ustedes a mi lado brindándome el calor de un hogar esta meta hubiese sido imposible de lograr, a mi papá adoptivo **Lesmen García** agradezco haberme abierto las puertas de su casa y hacerme sentir parte de su familia, además de los consejos y cariño brindado, su apoyo fue incondicional y no tendré palabras ni gestos que puedan compensar todo lo que he recibido de su parte; a mi madrecita

adorada **Carolina Parra** a quien quiero con todo el corazón y quien de igual forma me abrió las puertas de su hogar, brindándome confianza, cariño, apoyo y aprendizajes necesarios para emprender el día a día, sin ustedes en mi camino, nunca hubiese llegado a esta ciudad, mi agradecimiento para con ustedes es infinito al igual que mi cariño y respeto.

A mi Hermano, Compadre y Amigo **Lesmen García** a quien adoro, agradezco muchísimas cosas, la primera el soportarme por más de quince años, y doy gracias a dios por habernos permitido compartir la niñez, la adolescencia y esta etapa de la vida que sin la compañía mutua hubiese sido mucho más difícil para los dos, agradezco el haberme traído a su casa siendo para ese tiempo una extraña para su familia y el haberme hecho un miembro más de ella. Gracias por brindarme tu amistad incondicional, por la confianza depositada en mí y por ser ese amigo con el cual siempre se puede contar. Fueron muchas cosas vividas a lo largo de nuestras carreras, experiencias que nos ayudaron a formarnos y a madurar, y me siento complacida por haberlas vivido a tu lado, dimos golpes juntos, lloramos muchas veces juntos, volvimos a nacer luego de ese incidente del robo, pero también reímos, rumbeamos y disfrutamos cuanto pudimos, por todas esas cosas te agradezco, te quiero muchísimo!

A toda mi **Familia** agradezco su apoyo y su cariño; a mis Tías les doy gracias por sus bendiciones y sus palabras de aliento para seguir adelante. A mis Primos por el cariño y la amistad brindada.

A mis amigos del Alma: **Elizabeth, Alessandra, Inés, Yenith, José Jesús, Dieguito, Allinson**, agradezco el haberme recibido cada temporada de vacaciones y desestresarme con sus rumbas y el haber estado pendiente de mi a lo largo de toda mi carrera, gracias muchachos, ustedes hacen parte de mi vida.

A mis amigos y compañeros de clases y ahora colegas, **Mayerling, Guillermo, Yolvict, Angelys, Marybeth, Michelle**, quienes desde el inicio me

dieron su amistad y con quienes compartí muchísimas anécdotas, gracias por todos esos buenos momentos y por darme su ayuda cuando lo necesité.

A mi amiga **Zorimag** gracias por el hecho de haberme permitido compartir junto a ti gran parte de mi carrera, gracias por la amistad, por el cariño y la confianza.

A mi otro grupo de amigos de estudios y de rumbas, **Jessica, Raúl, Diego O., Nathalie, Yomalis, Virginia, Nina, Jonathan, Mariham, Luis Beltrán, Daniel, Yenni, Crisvi, Greisbel, Carolina, Alejandro, Juancito, Kitty, Ghazy**, gracias a todos por esos buenos momentos que vivimos en los pasillos, en las aulas, en la playa, en la disco, en fin, gracias por haber formado parte de mi historia universitaria.

Muy especialmente quiero agradecer a mi Profesor y Tutor Académico, el Ingeniero **Jhonles Morales** por haberme dado la oportunidad de culminar mi meta, por su valioso tiempo, por su inigualable paciencia. De verdad, mil gracias Profesor!

De igual forma quiero agradecer a la Ingeniero **Maiby Cova**, por atenderme y ayudarme en este proyecto, gracias por el tiempo que con tanta disponibilidad me brindó.

Pero sobre todo agradezco a la **UNIVERSIDAD DE ORIENTE**, por haberme dado la oportunidad de crecer y formarme profesionalmente en la mejor casa de estudios, por haberme otorgado el honor de compartir aulas con excelencias de profesores, quienes dieron lo mejor de sus conocimientos para nutrirnos de nuevas enseñanzas. Gracias a esos profesores que marcaron pauta en mi crecimiento profesional, como es el caso de la Profesora **Eustolia Torres, Janet Coa, Gregorio Bruzual, José Rodríguez (Moncho), Roberto Salas, Luis**

Castro, Félix Acosta, Lisandro Vilorio, y a todos aquellos quienes completan la gama de profesores del Departamento de Petróleo.

En fin agradezco de corazón a todas las personas que pudieron aportarme algo de sí, para que lograra mi meta de ser Ingeniero de Petróleo.

CONTENIDO

RESOLUCIÓN	IV
DEDICATORIA	V
AGRADECIMIENTOS	VI
CONTENIDO	X
LISTA DE FIGURAS	XV
LISTA DE TABLAS	XVII
LISTA DE GRÁFICOS	XVIII
RESUMEN.....	XIX
CAPÍTULO I. INTRODUCCIÓN	20
1.1 Planteamiento del Problema.	20
1.2 OBJETIVOS DE LA INVESTIGACIÓN.....	21
1.2.1 OBJETIVO GENERAL.....	21
1.2.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS.....	22
CAPÍTULO II. UBICACIÓN GEOGRÁFICA Y GEOLOGÍA DEL ÁREA.....	23
2.1 Cuenca Oriental de Venezuela	23
2.2 Ubicación Geográfica del Distrito Gas Anaco.....	25
2.2.1 Ubicación del Área Mayor de Anaco (A.M.A).....	26
2.2.1.1 Ubicación Geológica.....	27
2.2.1.2 Estructura Regional.....	28
2.2.1.3 Estratigrafía del Área.....	29
2.2.2 Características del Campo San Joaquín.....	33
CAPÍTULO III. MARCO TEÓRICO	36
3.1 Yacimiento	36
3.2 Perforación de Pozos	36
3.2.1 Tipos de Perforación.....	37
3.2.1.1 Perforación Vertical (0-10) °.....	37
3.2.1.2 Perforación Direccional	38
3.2.1.2.1 Clasificación de los Pozos Direccionales.....	38
3.2.1.2.2 Perforación Horizontal.....	39

3.2.1.2.3 Pozos Horizontales (90)°.....	39
3.2.1.2.4 Factores para Realizar una Perforación Horizontal.....	39
3.2.1.2.5 Aplicaciones de la Perforación Horizontal.....	40
3.2.1.3 Ventajas que Ofrece la Perforación de los Pozos Horizontales.....	45
3.2.1.4 Desventajas que Ofrece la Perforación de los Pozos Horizontales.....	46
3.3 Unidad de Tubería Continua (Coiled Tubing).....	46
3.3.1 Reseña Historica del Coiled Tubing.....	47
3.3.2 Fabricación de la Tubería Continua.....	49
3.3.3 Lo Innovador del Coiled Tubing.....	52
3.3.4 Características del Coiled Tubing.....	52
3.3.5 Ventajas del Coiled Tubing.....	53
3.3.5.1 Operativas.....	53
3.3.5.2 Económicas.....	53
3.3.5.3 Medio Ambiente y Seguridad.....	53
3.3.5.4 Otros Beneficios.....	54
3.3.6 Perforación con Coiled Tubing.....	55
3.3.7 Ventajas Potenciales de la Perforación Con Coiled Tubing.....	55
3.3.8 Limitaciones de la Perforación con Coiled Tubing.....	56
3.3.9 Componentes del Coiled Tubing.....	57
3.3.10 Cañoneo mediante Coiled Tubing.....	58
3.3.11 Tecnologías de Perforación con Coiled Tubing y sus Aplicaciones.....	59
3.3.12 Problemas Generales mientras se Perfora con Coiled Tubing.....	60
3.3.13 Descripción de la Tecnología.....	60
3.3.13.1 Tubería Continua.....	61
3.3.13.1.1 Características de la Tubería Continua.....	61
3.3.13.1.2 Propiedades Físicas.....	62
3.3.13.2 Cabezal Inyector.....	63
3.3.13.2.1 Componentes Primarios.....	63
3.3.13.2.2 La Guía de la Tubería o Cuello de Ganso.....	64
3.3.13.2.3 El Conductor del Inyector.....	65
3.3.13.2.4 Prensa Estopa (Stripper/Packer).....	66

3.3.13.3 Carrete de Tubería Continua	66
3.3.13.3.1 Componentes Primarios.....	66
3.3.13.4 Unidad de Potencia Hidráulica (Power-Pack).....	68
3.3.13.5 Válvulas Impide Reventones (B.O.P's)	69
3.3.13.6 Ensamblaje de Fondo	70
3.3.13.6.1 Ensamblaje de Fondo para Pozos Direccionados con MWD, utilizando Telemetría por Fluido.....	71
3.3.13.6.2 Ensamblaje de Fondo para Pozos Direccionados con MWD, utilizando Telemetría por Cable.....	71
3.3.13.7 PANEL DE CONTROL.....	71
3.3.14 Diseño de la Tubería Revestimiento (TR).....	72
3.3.15 Determinación de la Profundidad de Asentamiento de Revestidores..	73
3.3.16 Cargas Soportadas por las Tuberías de Revestimiento (TR).....	76
3.3.16.1 Revestidor De Superficie	77
3.3.16.2 Revestidor De Producción	78
3.3.17 Herramientas Usadas para Direccionar la Sarta	78
3.3.17.1 Herramientas Deflectoras.....	79
3.3.17.2 Herramientas de Medición:.....	82
3.3.17.3 Herramientas Auxiliares:	83
3.3.18 Sistemas Usados para el Corte de la Ventana.....	85
3.3.18.1 Sistema de Window Master	85
3.3.18.1.1 Características y Beneficios	85
3.3.18.2 Sistema Hydro Master.....	86
3.3.18.3 Sistema De Desviación De Un Solo Viaje (Trackmaster)	87
3.3.19 DEFINICIONES BÁSICAS:.....	87
CAPÍTULO IV. METODOLOGÍA APLICADA	89
4.1 Tipo de Investigación.	89
4.2 Diseño de la Investigación.	90
4.3 Recursos	91
4.3.1 Recursos Humanos	91
4.3.2 Recursos Materiales Y Bibliográficos	91

4.3.3 Recursos Tecnológicos	92
4.4 Técnicas E Instrumentos	92
4.4.1 Revisión Bibliográfica:	92
4.4.2 Entrevistas:	92
4.4.3 Técnica de Observación Indirecta:	92
4.4.4 Internet:	93
4.4.5 Carpeta de Pozos:	93
4.5 Descripción de las Herramientas	94
4.5.1 DIMS™ FOR WINDOWS® (DFW™).	94
4.5.2 COMPASS™	95
4.5.3 STRESSCHECK™	100
4.5.4 Software SEE (Sistemas de Evaluaciones Económicas)	101
4.6 Procedimiento Metodológico	102
4.6.1 Revisión Bibliográfica	102
4.6.2 Identificación De Los Problemas Operacionales En La Construcción De Los Pozos Someros Perforados Convencionalmente En El Campo San Joaquín Distrito Gas Anaco.	102
4.6.3 Análisis Del Diseño De Construcción Del Nuevo Pozo Somero Que Se Perforará En El Campo San Joaquín Distrito Gas Anaco.....	103
4.6.4 Realización del Diseño de Construcción Para el Nuevo Pozo Somero del Campo San Joaquín Distrito Gas Anaco.	105
4.6.5 Comparar el Diseño de Perforación Convencional con el Diseño de Perforación Usando la Tubería Flexible (Coiled Tubing) en los Pozos Someros del Campo San Joaquín Distrito Gas Anaco.....	113
4.6.6 Analizar la Rentabilidad del Uso del Coiled Tubing a Través del Software SEE para la Perforación de los Pozos Someros en el Campo San Joaquín Distrito Gas Anaco.	114
4.5.7 Conclusiones y Recomendaciones.....	115
CAPÍTULO V. DISCUSIÓN Y ANÁLISIS DE RESULTADOS	CXVII

5.1 Identificación de los Problemas Operacionales en la Construcción de los Pozos Someros Perforados Convencionalmente en el Campo San Joaquín Distrito Gas Anaco.	CXVII
5.2 Análisis del Diseño de Construcción del Nuevo Pozo Somero que se Perforará en el Campo San Joaquín Distrito Gas Anaco.....	CXXIV
5.2.1 Ventajas Actuales:	CXXXII
5.2.2 Ventajas Potenciales:	CXXXIII
5.2.3 Limitaciones de la Perforación con Coiled Tubing:	CXXXIII
5.3 Realización del Diseño de Construcción para el Nuevo Pozo Somero del Campo San Joaquín Distrito Gas Anaco.	CXXXVI
5.3.1 Determinación de la Trayectoria del Nuevo Pozo JM-103 usando COMPASS™	CXXXVII
5.3.2 Diseño de Revestidores del Nuevo Pozo JM-103 usando STRESSCHECK™	CXXXVIII
5.4 Comparar el Diseño de Perforación Convencional con el Diseño de Perforación Usando la Tubería Flexible (Coiled Tubing) en los Pozos Someros del Campo San Joaquín Distrito Gas Anaco.	CXLII
5.5 Analizar la Rentabilidad del Uso del Coiled Tubing a través del Software See para la Perforación de los Pozos Someros en el Campo San Joaquín Distrito Gas Anaco.....	CXLVIII
CONCLUSIONES	CLIII
RECOMENDACIONES	CLIV
BIBLIOGRAFÍA	CLV
METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO.....	CLVII

LISTA DE FIGURAS

Figura N° 2.1 Ubicación Geográfica de las Cuencas Petrolíferas de Venezuela. ^[1]	23
Figura N° 2.2 Ubicación Geográfica del Distrito Gas Anaco. ^[1]	26
Figura N° 2.3 Campos del Área Mayor de Anaco. ^[2]	27
Figura N° 2.4 Columna Estratigráfica del Área Mayor de Anaco. ^[2]	32
Figura N° 2.5 Mapa Estructural del Campo San Joaquín. ^[2]	34
Figura N° 3.1 Representación de un Pozo Vertical ^[4]	38
Figura N° 3.2 Perforación Horizontal. ^[5]	39
Figura N° 3.3 Perforación de Áreas Inaccesibles. ^[5]	40
Figura N° 3.4 Perforación de Áreas Inaccesibles. ^[5]	41
Figura N° 3.5 Perforación en Sidetrack. ^[5]	41
Figura N° 3.6 Perforación Múltiple a partir de una sola Estructura. ^[5]	42
Figura N° 3.7 Perforación Múltiple a partir de un mismo Pozo. ^[5]	42
Figura N° 3.8 Perforación Multilateral. ^[5]	43
Figura N° 3.9 Perforación de Reentrada. ^[5]	44
Figura N° 3.10 Perforación de Yacimientos Naturalmente Fracturados. ^[5]	44
Figura N° 3.11 Perforación de Yacimientos de Espesor Delgado. ^[5]	45
Figura N° 3.12 Unidad de Transporte para el Carrete de Almacenamiento, usado para Enrollar y Desenrollar la Tubería Coiled Tubing. ^[6]	53
Figura N° 3.13. Tubería Coiled Tubing usada Costa Afuera. ^[7]	55
Figura N° 3.14. Diagrama que muestra Diferentes Componentes de la Tubería CT, tales como la Unidad Motriz Hidráulica, la Turbina y la Caja Direccional. ^[7]	57
Figura N° 3.15. Rollo de Tubería Continua. ^[6]	62
Figura N° 3.15 Cabezal inyector de la Tubería Continua. ^[6]	64
Figura N° 3.16 Guía de la Tubería o Cuello Ganso. ^[6]	65
Figura N° 3.17 Carrete de Tubería Continua. ^[7]	67
Figura N° 3.18 Unidad de Potencia Hidráulica. ^[7]	68
Figura N° 3.19 Válvulas Impide Reventones para Coiled Tubing. ^[7]	70

Figura N° 3.20 Panel de Control de la Unidad Tubería Continua. ^[9]	72
Figura N° 3.21 Distribución de Tubería de Revestimiento. ^[10]	73
Figura N° 3.22 Diagramas esquemáticos de presión vs. Profundidad y “gradiente de presión” vs. Profundidad. ^[10]	74
Figura N° 3.22. Relación entre la profundidad de asentamiento del revestidor, poros de la formación, gradiente de presión y gradiente de fractura. ^[10]	75
Figura N° 3.24 Ruptura del pin para liberar al moledor. ^[12]	86
Figura N° 4.1 Página Principal de COMPASS TM	96
Figura N° 4.2. Agenda del Software COMPASS TM	96
Figura N° 4.3 Estructura de Datos del COMPASS TM	97
Figura N° 4.4 Parámetros usados en la Trayectoria de un Pozo en forma “J” y otro en forma de “S” con COMPASS TM	98
Figura N° 4.6 Diagrama de Flujo del Análisis de Diseño de Perforación con Coiled Tubing.	105
Figura N° 4.7 Mapa Estructural de los Pozos en Estudio, Campo San Joaquín.	107
Figura N° 4.8 Ventana del Plan de la Trayectoria del nuevo Pozo JM-103.	108
Figura N° 4.9 Asentamiento de Revestidores.	109
Figura N° 4.10. Representación de las Cargas Triaxiales.	111
Figura N° 4.11. Revestidores Del Diseño del nuevo Pozo JM-103.	111
Figura N° 4.12 Diagrama de Flujo para el Diseño de Perforación del nuevo Pozo JM-103, Perforado con Tubería Continua.....	112
Figura N° 4.13. Ventana de Entrada de Información de Análisis Nodal.	115
Figura N° 5.1. Arena NAE1.	CXXV
Figura N° 5.2. Diagrama de Completación Final del Pozo JM 259.....	CXXVI
Figura N° 5.3 Mapa del Yacimiento JM-38.....	CXXXIV
Figura N° 5.4 Diagrama Actual del Pozo JM-103 en abandono.....	CXXXV
Figura N° 5.5 Diagrama Mecánico del nuevo Pozo JM-103 perforado con Coiled Tubing.	CXLII

LISTA DE TABLAS

Tabla N° 2.1. Datos Generales de los Yacimientos del Campo San Joaquín. ^[2] ...35	35
Tabla N° 2.2 Reservas de Gas del Campo San Joaquín (Diciembre de 1998). ^[2]	35
Tabla N° 3.1. Composición Química de la Tubería Flexible.....	63
Tabla N° 3.2 Especificaciones de Revestidores.....	76
Tabla N° 4.1 Profundidad de Asentamiento para los Revestidores del nuevo Diseño.....	109
Tabla N° 5.1 Resumen de los Problemas Operacionales ocurridos durante la Perforación de los Pozos Someros del Campo San Joaquín.....	CXIX
Tabla N° 5.2 Datos Obtenidos del Cálculo de Estimados de Tiempos.....	CXLIII
Tabla N° 5.3 Personal requerido en la Operación para Perforación Convencional.....	CXLVII
Tabla N° 5.4 Personal requerido en la Operación para Perforación con Coiled Tubing.....	CXLVII
Tabla N° 5.5. Datos Obtenidos del Cálculo Estimado de Costos.....	CXLVIII
Tabla N° 5.6. Costos para Hoyos Intermedios y de Producción para ambas Tecnologías.....	CXLIX
Tabla N° 5.7 Resultados Obtenidos De La Evaluación Económica.....	CLI

LISTA DE GRÁFICOS

Gráfico N° 5.1. Problemas Operacionales Ocurridos en los Pozos Someros del Campo San Joaquin.....	CXX
Gráfico N° 5.2. Problemas Operacionales Ocurridos en Pozos Horizontales.....	CXXI
Gráfico N° 5.3. Problemas Operacionales Ocurridos en Pozos Verticales.....	CXXII
Gráfico N° 5.4. Problemas Operacionales Ocurridos Por Hoyos Perforados en Pozos Verticales.....	CXXII
Gráfico N° 5.5. Problemas Operacionales Ocurridos Por Hoyos Perforados en Pozos Horizontales.....	CXXIII
Gráfico N° 5.6 Trayectoria del Pozo JM-103.....	CXXXVII
Gráfico N° 5.7 Representación de Estallido y Colapso para Liner Intermedio 7”.....	CXXXIX
Gráfico N° 5.8 Representación de Fuerza Axial y Tensión Efectiva para Liner Intermedio 7”.....	CXXXIX
Gráfico N° 5.9 Representación de Estallido y Colapso para Liner Producción 3 ^{1/2} ”.....	CXL
Gráfico N° 5.10 Representación de Fuerza Axial y Tensión Efectiva para Liner Producción 3 ^{1/2} ”.....	CXLI
Gráfico N° 5.11 Comparación de Tiempos en días para la Tecnología Convencional y para Coiled Tubing.....	CXLV
Gráfico N° 5.12. Comparación de Costos usando Ambas Tecnologías de Perforación.....	CL

RESUMEN

En Venezuela la industria petrolera implementó la técnica de perforar pozos horizontales a mediados del año 1989 en el sur del estado Monagas, esto con el fin de investigar en el marco del proyecto piloto sobre los parámetros y procesos óptimos para la inyección de vapor en esta y otras áreas del país como la faja, que puedan ser desarrolladas mediante esta técnica. En el Distrito Social Anaco se han construido pozos horizontales y verticales, los primeros para asegurar el abastecimiento de hidrocarburos porque los mismos pueden producir de 6 a 8 veces más que los mismos verticales, en el campo Santa Rosa esto ha diferido totalmente de la teoría, por ello la realización de este trabajo consistió en evaluar la factibilidad técnica y económica de construir pozos horizontales o fracturar los verticales ya existentes, las simulaciones se realizaron utilizando el simulador de flujo multifásico PIPESIM 2003, este mismo permitió la reproducción de las condiciones iniciales de los pozos estudiados, como también la variación de algunos parámetros que permitieron ver como se afectaba la tasa de producción para cada uno de estos pozos y así obtener una respuesta a dicho problema que ha estado afectando a los mismos, y proponer la mejor técnica de construcción y producción de pozos para este campo.

CAPÍTULO I.

INTRODUCCIÓN

1.1 Planteamiento del Problema.

La Industria Petrolera Venezolana desarrolla sus operaciones de exploración y producción a través de dos grandes áreas: División Occidente y División Oriente; el Distrito Gas Anaco pertenece a la segunda división, formando parte de la Cuenca Oriental de Venezuela, en la cual existe en mayor relevancia, la presencia de una serie de domos, donde éstos determinan grandes estructuras de entrapamiento de hidrocarburos de la región, con un área aproximada de 13.400 km². Esta área a su vez se encuentra comprendida por dos superintendencias de producción como son: Área Mayor de Anaco (A.M.A) y Área Mayor Oficina (A.M.O). En el Área Mayor de Anaco (A.M.A) se encuentra uno de los campos gasíferos más importantes de Venezuela: Campo San Joaquín. La secuencia sedimentaria del subsuelo de esta área está representada por las Formaciones Oficina, Merecure, Vidoño, San Juan y Temblador.

En estas divisiones de PDVSA existen diversas gerencias que se encuentran comprometidas a cumplir con los objetivos planteados en cada uno de los procesos a su cargo, la cual tiene la misión de perforar pozos petrolíferos en las unidades de explotación de yacimientos cuyos potenciales de producción han sido comprobados con tecnologías de exploración. Se quiere establecer un proyecto de perforación de pozos someros en el Campo San Joaquín, que comprenden profundidades entre 3.500 y 5000 pies, por lo que se requieren de unidades conocidas como taladros de perforación, los cuales ejecutan los trabajos planificados; dichos taladros han realizado labores de campo por un largo período de operación continua, lo que ha representado con el tiempo situaciones de riesgo debido a su antigüedad. Estos factores inciden directamente en los costos de mantenimiento y operación, contribuyendo a generar una situación problemática.

A través del diagnóstico y de las observaciones, se comprende que en esta situación es necesaria la aplicación de algún proceso de optimización de las unidades actuales que incluya la planificación de los servicios de pozos dirigido a satisfacer las necesidades de la corporación.

Para seguir en esta línea de liderazgo mundial, la gerencia de perforación está constantemente en la aplicación de nuevas estrategias, tecnologías y productos, todo en función de cumplir absolutamente con su misión para la optimización y mejoramiento de las operaciones, lo cual conlleva a una disminución de costos y un ascenso de la rentabilidad del proceso. Es por ello que se plantea el uso de la Tubería Flexible (C.T., siglas en inglés) en los pozos someros del Campo San Joaquín, para implementar la vanguardia y optimizar la eficiencia, flexibilidad y performance, pero considerando que el factor más importante es el económico, debido a que con el uso de esta técnica, el tiempo de operación se reduciría en un alto porcentaje, ya que en la aplicación de la perforación con Coiled Tubing, se evita estibar tramo por tramo cada tubería 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 estas razones se quiere estudiar la perforación de los pozos someros en el Campo San Joaquín, con dicha unidad y así determinar cuán rentable resulta la aplicación de la misma.

1.2 OBJETIVOS DE LA INVESTIGACIÓN.

1.2.1 OBJETIVO GENERAL.

Analizar la Factibilidad Técnico-Económica del uso del “Coiled Tubing” para la Perforación de Pozos Someros en el Campo San Joaquín Distrito Gas Anaco.

1.2.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS.

Para llevar a cabo el proyecto de investigación es necesario plantear los siguientes objetivos específicos:

1. Identificar los Problemas Operacionales en la Construcción de los Pozos Someros Perforados Convencionalmente en el Campo San Joaquín Distrito Gas Anaco.
2. Análisis del Diseño de Construcción del nuevo Pozo Somero que se Perforará en el Campo San Joaquín Distrito Gas Anaco.
3. Realizar un Diseño de Construcción para el nuevo Pozo Somero del Campo San Joaquín Distrito Gas Anaco.
4. Comparar el Diseño de Perforación Convencional con el Diseño de Perforación usando la Tubería Flexible (Coiled Tubing) en los Pozos Someros del Campo San Joaquín Distrito Gas Anaco.
5. Analizar la Rentabilidad del uso del Coiled Tubing a través del Software SEE para la Perforación de los Pozos Someros en el Campo San Joaquín Distrito Gas Anaco.

CAPÍTULO II.

UBICACIÓN GEOGRÁFICA Y GEOLOGÍA DEL ÁREA

2.1 Cuenca Oriental de Venezuela

La Cuenca Oriental de Venezuela se encuentra ubicada en la zona Centro-Este de Venezuela, formando una depresión topográfica y estructural. Abarca los estados Guárico, Anzoátegui, Monagas y Delta Amacuro, con una extensión menor en el estado Sucre (Figura 2.1). Se profundiza sobre la Plataforma Deltana y el Sur de Trinidad. En Venezuela, la cuenca se caracteriza por presentar extensas llanuras que abarcan alrededor de 165.000 km.² de superficie, con una longitud de 800 km. en sentido Oeste-Este y un ancho promedio de 200 km. en dirección Norte-Sur, aproximadamente. Representa la segunda cuenca petrolífera más importante del país.



Figura N° 2.1 Ubicación Geográfica de las Cuenas Petrolíferas de Venezuela. ^[1]

Estructuralmente y estratigráficamente es una cuenca compleja, que contiene la acumulación de hidrocarburos más grande del mundo. El desarrollo de esta principal fuente de hidrocarburos se debe a la amplia deposición de ricos

sedimentos durante el Cretácico, a los múltiples espesores de reservorios de areniscas y a la amplia deformación estructural.

Está compuesta de dos Subcuencas, que son la Subcuenca de Guárico y la Subcuenca de Maturín, separadas por el Arco de Úrica. Las rocas madres del petróleo son mayormente de edad Cretácico Medio pero los principales yacimientos por migración de hidrocarburos por distancias entre 150 a 325 Km. se concentró en areniscas de edad Oligoceno, en trampas que en gran parte son cierres contra fallas normales o inversas, aunque algunas otras trampas menores son de carácter estratigráfico, de cierres contra fallas transcurrentes y de anticlinales asociados a sobrecorrimientos.

La Subcuenca de Guárico comprende los Campos del estado Guárico y parte del Norte de Anzoátegui. El flanco Norte de la Subcuenca se encuentra asociado al frente de deformación donde se ubica el sistema de fallas de Guárico, el cual sobrecarga rocas Cretácicas y Terciarias, produciendo un marco tectónico complejo. Hacia el Sur, la estructura es más sencilla, con evidencia de depresiones estructurales en las que se conservaron rocas Jurásicas y Paleozoicas, y con un acuñaamiento de las secuencias Cretácicas y Terciarias en la misma dirección. Las principales trampas son combinadas de tipo estructural y estratigráfico, en los campos alejados del frente de corrimientos.

La Subcuenca de Maturín constituye la principal unidad petrolífera de la Cuenca Oriental de Venezuela. Podría afirmarse que la deformación estructural y los acuñaamientos de las unidades estratigráficas hacia el Sur definen dos dominios operacionales: el primero al Norte del corrimiento de Pirital y el segundo al Sur.

[1]

Está limitada al Norte con la línea que demarca el piedemonte de la Serranía del Interior Central y Oriental (cinturón móvil, plegado y fallado), los cinturones ígneo-metamórficos de la Cordillera de La Costa/Villa de Cura y de Araya/Paria y

la Falla de El Pilar que al separar del Caribe; al Sur por el río Orinoco, desde la desembocadura del río Arauca hasta Boca Grande, siguiendo aproximadamente el borde septentrional de Cratón de Guayana, al este 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 ecuatorial al Oeste de la costa del delta del Orinoco; y hacia al Oeste con el levantamiento o Arco de El Baúl y su conexión estructural con el Cratón, el cual sigue aproximadamente el curso de los ríos Portuguesa y Pao. A partir de las características sedimentológicas, tectónicas y estratigráficas de la Cuenca Oriental de Venezuela se subdivide en dos subcuencas:

- Subcuenca de Guárico (al Oeste), y
- Subcuenca de Maturín (al Este).

Las dos Subcuencas, localizadas al Noreste de Venezuela, están separadas por unos anticlinales en superficie, y en el subsuelo por el sistema de fallas de Anaco y sus estructuras inversas asociadas.

El desarrollo de la cuenca es relativamente sencillo, debido a que desde el paleozoico ha estado apoyada sobre el borde estable del Escudo de Guayana, siendo los suaves movimientos orogénicos de este los que producen transgresiones y regresiones extensas, lo cual provocó una columna estratigráfica que consta casi exclusivamente de areniscas y lutitas, con edades que van desde el Cámbrico Inferior al Pleistoceno.

2.2 Ubicación Geográfica del Distrito Gas Anaco.

Petróleos de Venezuela S.A. (PDVSA), cuenta con Distrito Operacionales para realizar actividades de exploración, perforación, explotación-producción, refinación y transporte de este recurso en varias regiones del territorio nacional, debido a que Venezuela es uno de los países que cuenta con mayores reservas de hidrocarburos en el mundo (gas asociado, no asociado y petróleo). Uno de estos

Distritos Operacionales lo representa el *Distrito Gas Anaco*, representada por PDVSA GAS; ubicado en la parte central del estado Anzoátegui. Esto es considerado “Centro Gasífero” en el ámbito nacional por contener reservas probadas de gas superiores a los 15.600 MMMPC.

El Distrito Producción Gas Anaco (D.G.A), se encuentra geográficamente ubicado en la parte central del estado Anzoátegui, dentro de la Cuenca Oriental de Venezuela, específicamente en la Subcuenca de Maturín, con un área aproximada de 13400 Km². Posee yacimientos petrolíferos productores de hidrocarburos livianos y condensados, así como también grandes cantidades de gas natural. El distrito se encuentra conformado por dos grandes áreas operacionales, el Área Mayor de Oficina (AMO), integrada por los campos Soto-Mapiri, la Ceibita, Zapatos, Mata R y Aguasay, y el Área Mayor de Anaco (AMA), integrada por los campos Santa Rosa, Guarío, San Joaquín, Santa Ana, El Toco y El Roble. (Figura 2.2).^[1]



Figura N° 2.2 Ubicación Geográfica del Distrito Gas Anaco.^[1]

2.2.1 Ubicación del Área Mayor de Anaco (A.M.A).

El Área Mayor de Anaco se ubica en el área geográfica de los municipios Freites y Aguasay, a 70 km de la ciudad de Anaco y 50 km de la ciudad de

Cantaura, en dirección sudeste, con una extensión superficial aproximada de 14500 Km². Los campos San Joaquín, Guarío y Santa Rosa, los cuales pertenecen al Área Mayor de Anaco, geográficamente se encuentran a 10 km al Noroeste de la ciudad de Anaco al este de Venezuela. En la figura que se muestra a continuación se pueden visualizar: La ubicación geográfica del Distrito Gas Anaco dentro del contexto nacional y los campos que conforman el Área Mayor de Anaco. ^[2]

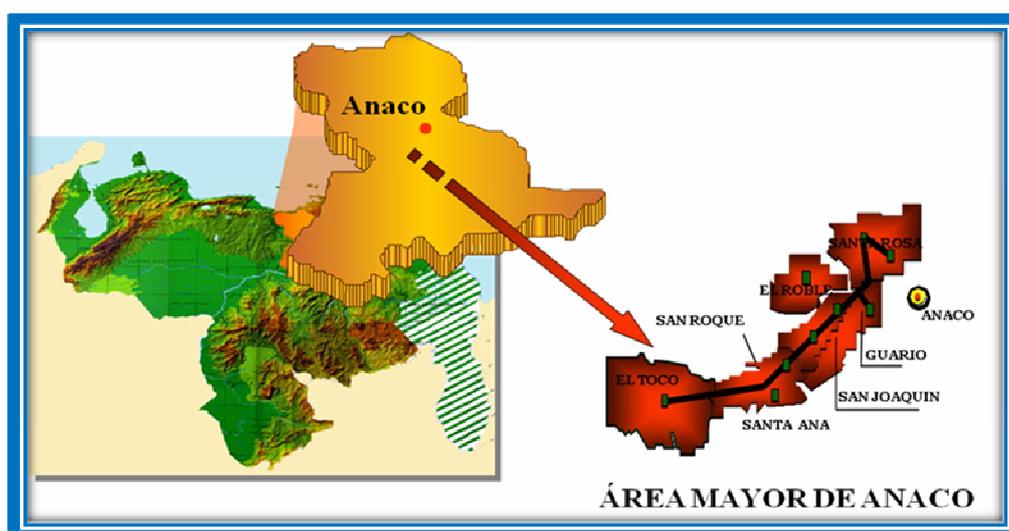


Figura N° 2.3 Campos del Área Mayor de Anaco. ^[2]

2.2.1.1 Ubicación Geológica.

El Área Mayor de Anaco, está localizada en la Cuenca Oriental de Venezuela, Subcuenca de Maturín, situada en el bloque levantado al norte del corrimiento de Anaco, cuyo rumbo aproximado es de N50oE, a lo largo de la cual resalta 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, Güere, El Roble y San Roque, Aragua, Anaco y Rincón Largo. La historia estructural de esta área encierra tensión, compresión, levantamiento, plegamiento y erosión. ^[2]

2.2.1.2 Estructura Regional.

La estructura del Área Mayor de Anaco se considera influenciada por la tectónica Cordillerana del Norte de Venezuela Oriental, cuyo origen se atribuye a la colisión de la Placa del Caribe con la Placa del Continente Suramericano. Como resultado de esa tectónica se forma un cuadro estructural complejo conformado por varios elementos:

- ✓ El corrimiento de Anaco.
- ✓ Una serie de pliegues, anticlinales y domos.
- ✓ Un sistema de fallas normales y, excepcionalmente, inversas.
- ✓ Algunas fallas transcurrentes.

El corrimiento de Anaco es una falla de tipo inverso, de gran magnitud, que corta en forma oblicua el rumbo general del flanco Sur de la Cuenca Oriental de Venezuela; marca el límite Noroeste del Área Mayor de Oficina y es un rasgo estructural mayor de la Cuenca Oriental. Se extiende por 85 km. en dirección N 40° E desde el Campo El Toco en el Sur hasta el Este del Campo La Ceiba en el Norte, con un buzamiento del plano de falla promedio de 45° al Noroeste, que decrece notablemente a profundidad y puede llegar a confundirse con los planos de buzamiento. ^[2]

El desplazamiento de esta falla tiene un máximo de 7.000' en el Campo Santa Rosa y disminuye hasta 700' en Santa Ana; cerca del Campo El Toco tiende a desaparecer. Constituye el límite Sur de la acumulación de hidrocarburos del Área Mayor de Anaco. ^[2]

Los campos petrolíferos del Área Mayor de Anaco están ubicados en el bloque Norte, como un conjunto de hasta ocho culminaciones anticlinales en

forma de domos alargados con su eje paralelo al corrimiento. De Sur a Norte los campos son: El Toco, sobre un domo del mismo nombre, Santa Ana, en un domo alargado con tres culminaciones menores, San Joaquín, con tres elevaciones bien diferenciadas, Santa Rosa, un anticlinal fallado. [2]

2.2.1.3 Estratigrafía del Área.

En la secuencia sedimentaria correspondiente al subsuelo del Área Mayor de Anaco, se observa que los primeros estratos corresponden a los miembros Blanco, Azul, Moreno, Naranja, Verde, Amarillo y Colorado de la Formación Oficina, seguida por la formación Merecure, Vidoño, San Juan y Temblador, la edad y características litológicas de cada una de estas formaciones se muestran en la Figura 2.4 y se describen a continuación:

• **FORMACIÓN OFICINA**

Geológicamente, el Área Mayor de Anaco presenta una columna estratigráfica muy variada y accidentada, ya que su estructura parte desde el Cretáceo de la Era Mesozoica pasando por el Paleoceno, Eoceno, Oligoceno, Mioceno, Plioceno, y por último el más joven Pleistoceno. La Formación Oficina se presenta en el subsuelo todo el flanco Sur de la Cuenca Oriental, en los estados Anzoátegui y Monagas y está constituida por los siguientes miembros:

- ✓ **Miembro Blanco y Azul (AZ):** En esta secuencia se encuentran fósiles de aguas marinas y salobres. Está compuesto de arenas poco consolidadas, limos y arcillas plásticas. No hay yacimientos y por lo tanto se considera de poco interés económico.
- ✓ **Miembro Moreno (MO):** En el tope y la parte media del estrato, el miembro Moreno se encuentra conformado por arcilla de color gris claro - gris verdosa, plástica, soluble, blanda, limosa, con pequeñas

intercalaciones de Carbón, escasas intercalaciones de Lutita y Arenisca cuarzo cristalina de grano fino a medio.

- ✓ ***Miembro Naranja (NA)***: Está caracterizado en el tope por una secuencia monótona de Lutita gris claro a gris oscuro, en parte quebradiza, hidratable, ocasionalmente limosa, carbonosa, no calcárea. Luego continúa con una Lutita gris oscuro - marrón oscuro, blanda a moderadamente dura, fisible, en parte quebradiza, limosa, micro-carbonosa, levemente calcárea, con intercalaciones de Limolita y Arenisca.
- ✓ ***Miembro Verde (VE)***: Está conformado en la parte superior por Lutita gris claro - gris verdoso, en bloque, moderadamente duro, fisible, hidratable, micro-carbonosa, micropirítica, ligeramente calcárea, con delgadas intercalaciones de Arenisca y Limolita.
- ✓ ***Miembro Amarillo (AM)***: Predominan las Lutitas gris oscuro - gris medio. Hacia la base del estrato existe abundante Lutita gris claro - marrón claro, en bloque, en parte laminar, blanda a moderadamente dura, en parte limosa, micro-carbonosa, micropirítica y ligeramente calcárea.
- ✓ ***Miembro Colorado (CO)***: El Miembro Colorado está conformado por intercalaciones de Lutita y bloques de Arenisca. Las Lutitas son de color gris oscuro, gris medio. La Arenisca es blanquecina, beige, cuarzo cristalina, de grano fino a medio, sub-angular a sub-redondeado, matriz arcillosa, cemento silíceo, con inclusiones de carbón, abundante cuarzo libre. También lentes de carbón negro, moderadamente duro.

• ***FORMACIÓN MEREURE (ME)***.

Esta formación es típica de ambientes fluvio - continental, con intercalaciones de lutitas carbonáceas, limonitas y numerosos niveles de lignitos.

Se caracteriza por una secuencia de areniscas gris claro a oscuro, que varían de macizas a mal estratificadas. Esta formación posee un espesor máximo de 1900 pies.

• **FORMACIÓN VIDOÑO.**

La Formación Merecure suprayace 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 se caracteriza por presentar Lutita gris claro, marrón claro, laminar, moderadamente dura, en parte limosa, micro-carbonosa, micropirítica, no calcárea, intercalada con arenisca de grano fino a medio.

• **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.**

Edad: Cretácico Tardío. Características: la secuencia estratigráfica corresponde específicamente a las arenas: TEMB-A, TEMB-B, TEMB-C, TEMB-D y TEMB-E de matriz arcillosa, con granos subredondeados a subangulares.

- ✓ **TEMB-A:** Se caracteriza por el predominio de areniscas blanquecinas-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 oscurobeige-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-beige, cuarzo-cristalinas, grano medio a fino, friable, micropirítica, en parte galuconítica, con intercalación de lutitas.
- ✓ **TEMB-E:** Está conformada por areniscas gris oscuro, cuarzo-cristalinas, grano medio a fino, friable, en parte consolidada, abrasiva, con inclusiones de glauconita e intercalaciones de lutitas.

Edad	Formación	Descripción	
Mioceno Inferior-Medio	Oficina 1000' - 5000'	Lutitas y areniscas alteradas	BLANCO
		Limolitas y lignitos	AZUL
		Los cuerpos de arena son: Canales, barras y lentes.	MORENO
			NARANJA
			VERDE
			AMARILLO
			CILICORADO
Oligoceno	Merecure 250-1500'	Areniscas masivas y lutitas carbonáceas delgadas	ME-A/ME-T4.5
Cretáceo	S. JUAN = 1000'	Areniscas duras grises de grano fino a medio.	SA-A/S/A-N
	S. ANTON. ± 2200'	Calizas y lutitas negras con areniscas duras grises y chert	SA-A/S/A-X

Figura N° 2.4 Columna Estratigráfica del Área Mayor de Anaco. ^[2]

2.2.2 Características del Campo San Joaquín.

El Campo San Joaquín se encuentra ubicado aproximadamente a 8 km. al Sur Oeste de la población de Anaco, en la parte central del Estado Anzoátegui, Cuenca Oriental de Venezuela, Subcuenca de Maturín, en el bloque levantado al Norte del Corrimiento de Anaco. Está conformado por dos domos, en cuyas crestas aflora la Formación Oficina. El domo sur con rumbo N50°E y el norte con rumbo N60°E. ^[2]

El Campo San Joaquín fue descubierto en el año 1954, tiene tres culminaciones dómicas y un pronunciado declive hacia el Noreste, en el cual se ha desarrollado el Campo Guarío, individualizado por razones administrativas más bien que estructurales. Al Norte de San Joaquín se encuentra el Campo El Roble, donde el entrampamiento parece ser una terraza formada dentro del flanco Noroeste del levantamiento San Joaquín- Guarío. ^[2]

Los flancos del noroeste presentan buzamientos locales de 25o y los del suroeste de 80o. (Figura 2.5). Se han encontrado fallas normales con desplazamiento de 150 pies aproximadamente (pozo JM-24) y una profunda silla tectónica está presente entre los domos norte y sur del campo San Joaquín, las discrepancias en la acumulación y espesores de la zona productora indican que estos domos están definitivamente separados. ^[2]

Sin embargo, la silla tectónica entre el domo norte del campo San Joaquín y el domo de Guárico no es muy pronunciada, por lo que estos dos domos pueden tener yacimientos comunes.

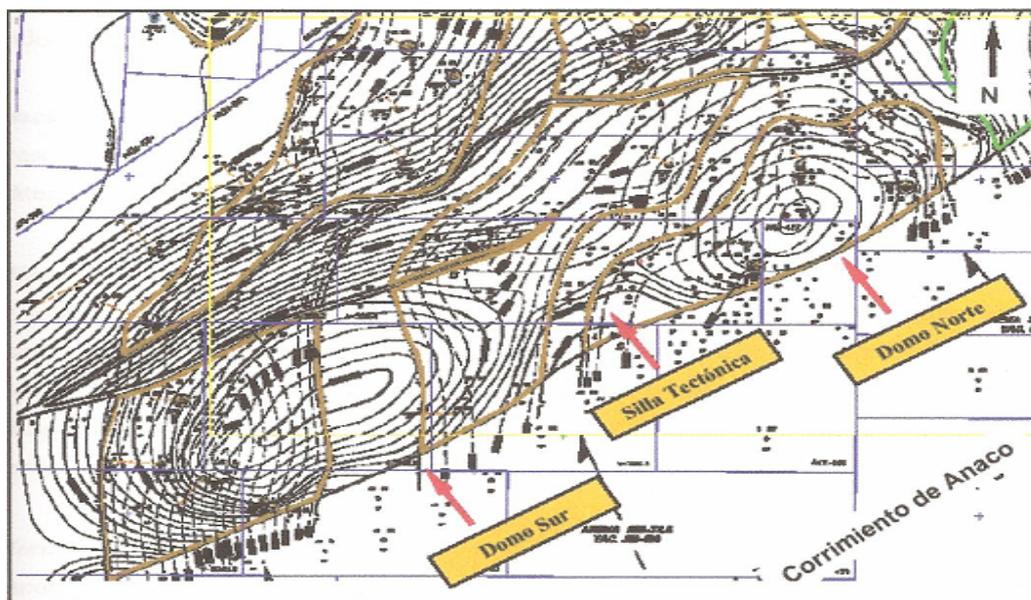


Figura N° 2.5 Mapa Estructural del Campo San Joaquín. ^[2]

El entrapamiento de los hidrocarburos en los yacimientos de los campos San Joaquín y Guarío es controlado por la combinación de fallas y estructuras dómicas y limitadas por las variaciones laterales de las facies. Los crudos livianos consistentemente parafinosos y los condensados presentan relativamente pequeñas referencias verticales y laterales en gravedad API, dentro del mismo campo, lo cual sugiere el efecto unificador de una fuente cercana bien organizada, y poca influencia de funciones diferenciales de trampas. ^[2]

Cabe destacar que el Campo San Joaquín constituye una de las más grandes e importantes acumulaciones de condensado, parafinas y gas del país. Los Campos San Joaquín, El Roble y Guarío presentan un total de 662 yacimientos, cuyas características principales de la roca y los fluidos se resume en la Tabla 2.1, la cual es mostrada a continuación:

Tabla N° 2.1. Datos Generales de los Yacimientos del Campo San Joaquín. ^[2]

<i>PROPIEDAD</i>	<i>VALORES PROMEDIO</i>
<i>Gravedad Específica del Gas</i>	0,75
<i>Gravedad API</i>	34-60
<i>Porosidad (%)</i>	9-25
<i>Permeabilidad (md)</i>	10-200
<i>Riqueza</i>	1,6-2,6

Para Diciembre de 1998, las reservas de gas y petróleo del campo se distribuyeron como se muestra en la Tabla 2.2.

Tabla N° 2.2 Reservas de Gas del Campo San Joaquín (Diciembre de 1998). ^[2]

<i>PROPIEDAD</i>	<i>VALORES PROMEDIO</i>
<i>GOES (MMPCN)</i>	8.123
<i>Gas Recuperado (MMPCN)</i>	5.794
<i>G_p (MMPCN)</i>	1.997
<i>G_i (MMPCN)</i>	150
<i>Gas Remanente (MMPCN)</i>	3.947

CAPÍTULO III.

MARCO TEÓRICO

3.1 Yacimiento

Un yacimiento puede definirse como un medio físico del subsuelo capaz de contener fluidos y que por su condición física presenta propiedades, tales como: porosidad, permeabilidad, y resistividad. Posee dimensiones (área y espesor) que permiten ubicarlos y cuantificarlos y posee energía que permite extraer los fluidos. ^[3]

3.2 Perforación de Pozos

Consiste en perforar el subsuelo con herramientas apropiadas para buscar y extraer hidrocarburos. Es una de las operaciones más importantes de la industria petrolera, pues es la única manera de verificar que realmente existe un yacimiento de hidrocarburos, además de ser el instrumento con el cual, se puede establecer una comunicación yacimiento-superficie, por medio de la construcción de un hoyo, que servirá para poder extraer el valioso combustible.

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 encuentran los hidrocarburos, posteriormente vendrán los pozos de desarrollo. Los pozos exploratorios requieren contar con variada información: Perforación, perfilaje de pozo abierto, obtención de muestra y cementación. De acuerdo con la profundidad proyectada del pozo, las formaciones que se van a atravesar y las condiciones propias del subsuelo, se selecciona el equipo de perforación más indicado. ^[4]

3.2.1 Tipos de Perforación

3.2.1.1 Perforación Vertical (0-10) °

En el verdadero sentido técnico y aplicación de la perforación rotatoria, no es fácil mantener el hoyo en rigurosa verticalidad desde la superficie hasta la profundidad final. Mientras más profundo esté el yacimiento petrolífero, más control exigirá la trayectoria de la mecha para mantener el hoyo recto. Varios factores mecánicos y geológicos influyen en el proceso de hacer el hoyo.

Entre los factores mecánicos se pueden mencionar: Las características, diámetros y peso por unidad de longitud de los tubos que componen la sarta de perforación; el tipo de mecha; la velocidad de rotación de la sarta; el peso de la sarta que se deja actuar sobre la mecha, entre otros factores. Los factores geológicos tienen que ver con la clase y constitución del material de las rocas, muy particularmente el grado de dureza; el buzamiento o inclinación de las formaciones con respecto a la superficie como plano de referencia, entre otros factores.

Desde los comienzos de la perforación rotatoria se ha tolerado que un hoyo es convencionalmente vertical cuando su trayectoria no rebasa los límites del perímetro de un cilindro imaginario, que se extiende desde la superficie hasta la profundidad total y cuyo radio, desde el centro de la mesa rotatoria, toca las cuatro patas de la torre de perforación (Figura 3.1).^[4]

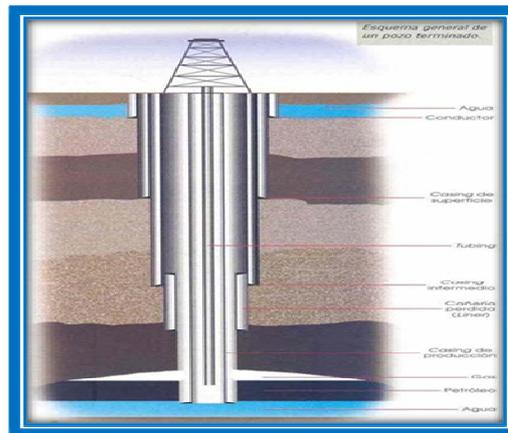


Figura N° 3.1 Representación de un Pozo Vertical [4]

3.2.1.2 Perforación Direccional

Consiste en la perforación de pozos de petróleo o de gas con inclinación y dirección controlada, estos pozos en la práctica pueden ser considerados: Convencionales (15-40)°, de alto ángulo (40-70)° u horizontales (90)°.

Es una modalidad donde se aplican métodos y técnicas en beneficio de la optimización de las operaciones y la preservación del ambiente de zonas que presentan poca accesibilidad para el desarrollo de yacimientos utilizados en el subsuelo de las mismas. [5]

3.2.1.2.1 Clasificación de los Pozos Direccionales.

- ✓ Tipo Tangencial
- ✓ Tipo “S”
- ✓ Pozos Inclinaos
- ✓ Pozos Horizontales

3.2.1.2.2 Perforación Horizontal.

Es una operación que consiste en la perforación de pozos de petróleo o de gas con inclinación y dirección controlada.

3.2.1.2.3 Pozos Horizontales (90°).

Se definen como aquellos que son perforados paralelamente al plano de estratificación de un yacimiento, siempre y cuando se inicie la perforación desde la superficie. Tomando en cuenta que para cada técnica de perforación se hace un pozo piloto, esto es con el fin de obtener, con mayor confiabilidad, las propiedades del área de interés. ^[5]

El término “Pozo Horizontal” se refiere a pozos de 90° de inclinación con respecto a la vertical, pero también se denominan pozos horizontales a aquellos con un ángulo de desviación no menor de 86°. Figura 3.2. ^[5]

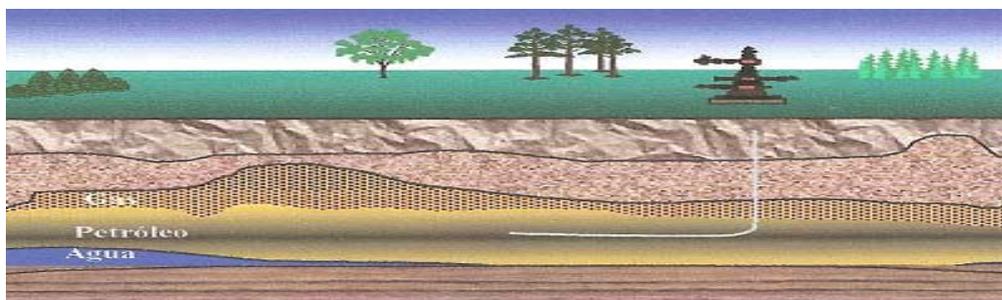


Figura N° 3.2 Perforación Horizontal. ^[5]

3.2.1.2.4 Factores para Realizar una Perforación Horizontal.

Los usos de la perforación horizontal se pueden separar en cinco grandes categorías:

- ✓ Drenaje de yacimientos
- ✓ Retorno de inversión

- ✓ Objetivos inaccesibles desde la superficie
- ✓ Evitar obstrucciones en el hoyo.
- ✓ Perforar un pozo direccionalmente para drenar un yacimiento y para aumentar el valor presente neto del campo, son dos de las razones más importantes que se resaltan en este trabajo. ^[5]

3.2.1.2.5 Aplicaciones de la Perforación Horizontal.

✓ *Perforar Objetivos Inaccesibles desde la Superficie:*

Son aquellas áreas a perforar donde se encuentra algún tipo de instalación o edificaciones, o donde el terreno por sus condiciones naturales (lagunas, ríos, montañas) hace difícil su acceso. Como se puede ver en la Figura 3.3, o para perforar áreas en donde resulta técnica y económicamente más viable en tierra firme que en costa afuera, como se observa en la Figura 3.4. ^[5]



Figura N° 3.3 Perforación de Áreas Inaccesibles. ^[5]

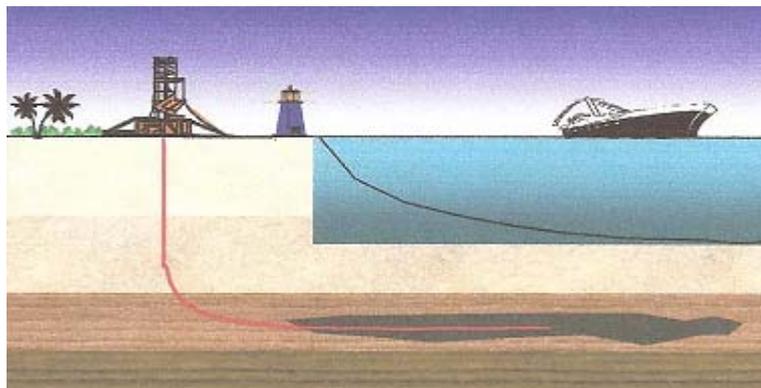


Figura N° 3.4 Perforación de Áreas Inaccesibles. ^[5]

✓ ***Perforar un Hoyo Desviado o Sidetrack:***

Aplicable en el caso de tenerse múltiples arenas que sobresalen bajo un domo salino o bajo una discordancia, y arenas adyacentes al plano de falla, también cuando es más económico continuar un pozo de esta manera que abandonarlo, y perforar uno adyacente, debido a que un pescado obstaculiza permanentemente el hoyo, frecuentemente se le confunde con pozo de reentrada, pero el Sidetrack, se utiliza básicamente para solventar un problema operacional. Como se puede ver en la Figura 3.5. ^[5]

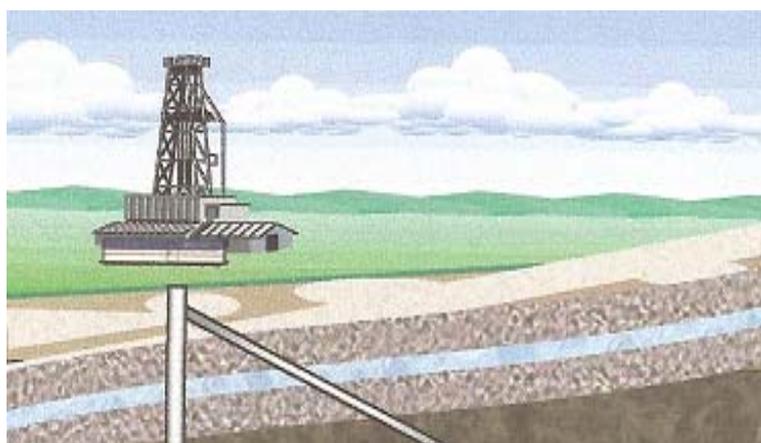


Figura N° 3.5 Perforación en Sidetrack. ^[5]

✓ ***Perforar Múltiples Hoyos con una misma Estructura:***

En pozos off-shore o costa afuera permite desarrollar económicamente varias estructuras con depósito de petróleo o una única estructura en varios puntos, ya que de colocar una plataforma de perforación marina por pozo, haría incrementar excesivamente los costos al desarrollar campos de este tipo. Como se puede observar en la Figura 3.6. ^[5]



Figura N° 3.6 Perforación Múltiple a partir de una sola Estructura. ^[5]

✓ ***Para Producir Múltiples Arenas a Partir de un mismo Pozo:***

Dirigido a reducir económicamente las operaciones de perforación, atravesando a un mismo tiempo varios horizontes productores, en los que entrando inclinada u horizontalmente se conectan y producen a través de un mismo hoyo. Como se puede ver en la Figura 3.7. ^[5]

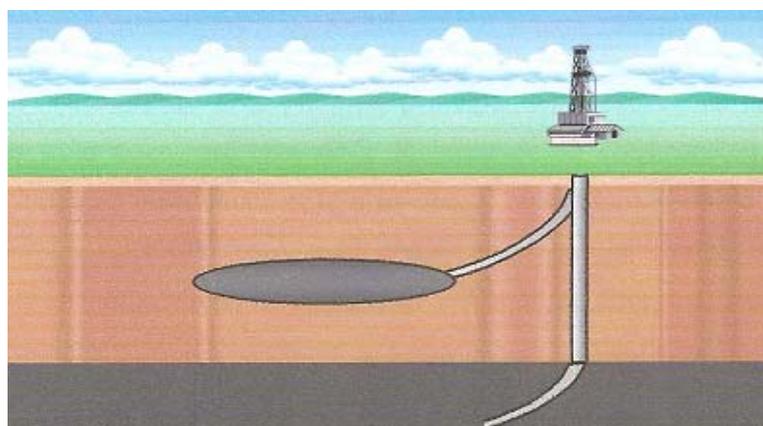


Figura N° 3.7 Perforación Múltiple a partir de un mismo Pozo. ^[5]

✓ **Perforación Multilateral:**

Esta práctica, principalmente provee un drenaje de reservas efectivo desde un solo pozo, presentando a lo largo de su construcción, sendas ventanas (pozos) que son dirigidas individualmente a un sector específico de una o varias estructuras petrolíferas en tierra o en costa afuera, para drenar el energético que se encuentra en ellas, además incrementa la probabilidad de interceptar y drenar los diferentes sistemas de fracturas que se puedan presentar; a todo lo anterior se suma la atenuación del impacto ambiental. Figura 3.8. ^[5]

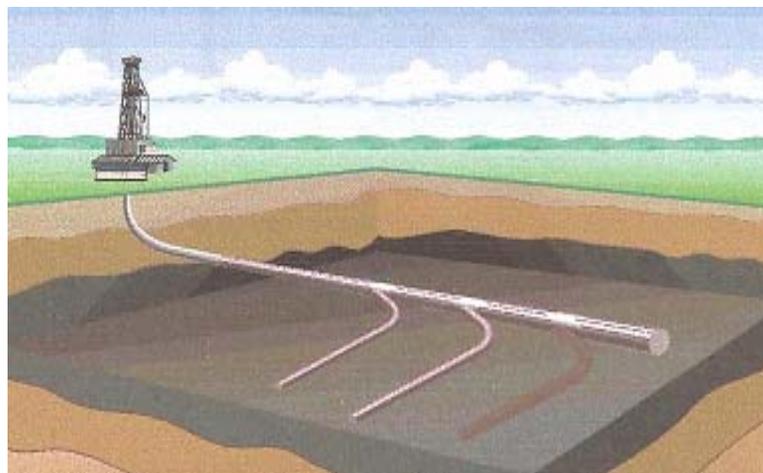


Figura N° 3.8 Perforación Multilateral. ^[5]

✓ **Perforación de Reentrada:**

Sirve para desarrollar reservorios maduros e incrementar el recobro, utilizando una estructura de pozo ya existente, también para interceptar nuevas estructuras recientemente descubiertas. Para realizar el corte de la ventana se conocen hasta ahora dos tecnologías: el corte del revestidor con la herramienta Section Mill que permite el fresado de todo el diámetro del revestidor, y el corte de la ventana de perforación a través de una sarta de fresado, que permite solamente el corte de una parte del revestidor por donde posteriormente saldrá la sarta de perforación direccional en la dirección planificada. Figura 3.9. ^[5]

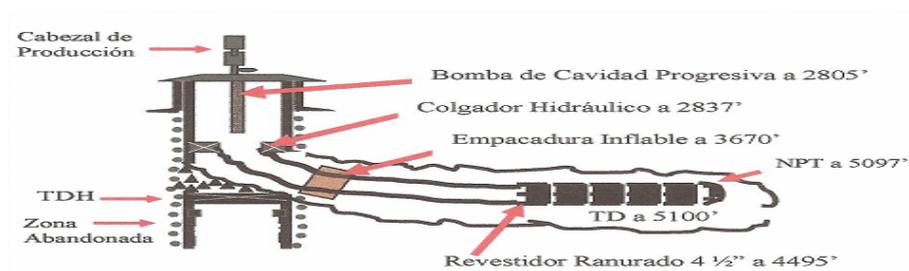


Figura N° 3.9 Perforación de Reentrada. [5]

✓ ***Yacimientos Naturales Fracturados:***

Muchos yacimientos de baja permeabilidad, están penetrados por fracturas verticales o aproximadamente verticales. Para obtener una alta producción se debe obtener la conexión de un pozo con esas fracturas, lo cual se logra más efectivamente con pozos horizontales si éste es perforado con el ángulo correcto hacia los planos de fracturas. Cuando el pozo horizontal logra contactar el mayor número de fracturas, obviamente mejora la productividad del yacimiento.

En yacimientos donde no ocurren las fracturas naturales, es posible generarlas. Se ha obtenido un gran éxito realizando múltiples fracturas a lo largo de la longitud de un pozo horizontal tal que, cada una de estas contribuya a la productividad del pozo. Figura 3.10. [5]



Figura N° 3.10 Perforación de Yacimientos Naturalmente Fracturados. [5]

✓ ***Yacimiento De Espesor Delgado:***

Un pozo horizontal en un yacimiento de espesor delgado se comporta como una fractura de conductividad infinita con una longitud igual a la del pozo horizontal. Desde el punto de vista económico los pozos horizontales resultan una buena alternativa al momento de producir yacimientos de este tipo ya que se evitaría la perforación de varios convencionales. Figura 3.11. ^[5]

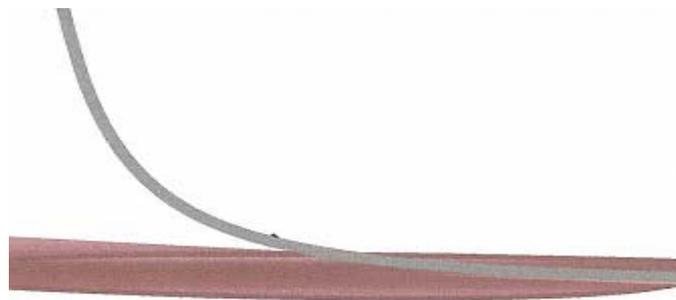


Figura N° 3.11 Perforación de Yacimientos de Espesor Delgado. ^[5]

✓ ***Yacimientos De Alta Permeabilidad:***

En pozos verticales, la velocidad de flujo en la cercanía del pozo es alta, lo cual produce un efecto de turbulencia que origina una disminución de la presión que restringe la tasa de gas.

La orientación de pozos horizontales es crítica sobre todo en áreas de yacimientos anisotrópicos. Un pozo horizontal, perforado en una dirección de máxima permeabilidad vertical, tendrá mayor productividad que otro perforado en una dirección arbitraria, es por ello que este tipo de pozo no es conveniente en formaciones que presenten abundantes barreras lutíticas. ^[5]

3.2.1.3 Ventajas que Ofrece la Perforación de los Pozos Horizontales.

Las principales ventajas que presenta un pozo horizontal con respecto a un pozo vertical son las siguientes:

- ✓ Aumenta el índice de productividad de tres a cinco veces, para una misma caída de presión.
- ✓ Incrementa el área de drenaje por pozos en el yacimiento.
- ✓ Reduce la conificación y canalización de agua y/o gas.
- ✓ Mayor petróleo producido por pozo al final de su vida, con la consecuente reducción del número de pozos requeridos para desarrollar un yacimiento.
- ✓ Puede reemplazar hasta cuatro pozos verticales dentro de un mismo yacimiento.

3.2.1.4 Desventajas que Ofrece la Perforación de los Pozos Horizontales.

Algunas de las desventajas que poseen los pozos horizontales con respecto a los verticales son:

- ✓ Altos costos de perforación, debido a que se requiere mayor tiempo de taladro que en un pozo vertical y el incremento del riesgo a presentar problemas operacionales.
- ✓ Las barreras de permeabilidad vertical limitan la eficiencia de barrido vertical.
- ✓ Las opciones de recompletación son limitadas, en los casos en que se desee controlar los problemas ocasionados por altos cortes de agua y/o altas relaciones gas/petróleo.
- ✓ Requieren fluidos especiales y libres de sólidos para prevenir el daño a la formación. ^[5]

3.3 Unidad de Tubería Continua (Coiled Tubing)

El Coiled Tubing usualmente se define como una cadena continua de tubería de diámetro pequeño, que conecta una serie de equipos en superficie y asocia trabajos de perforación, reparación, completación y reacondicionamiento de hoyo, pudiéndose usar tanto en ambientes terrestres como marinos. Esta tubería

generalmente es construida de una aleación especial de carbón – acero, lo que permite se le maneje como a las tuberías PVC (Cloruro de Polivinilo) que poseen características de flexibilidad, antioxidación, entre otras. [6]

3.3.1 Reseña Historica del Coiled Tubing

Los inicios de la tecnología flexible Coiled Tubing, se remontan al proyecto PLUTO (líneas de conducción debajo del océano), un plan super 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 Conduccion para suministrar combustible a las fuerzas invasoras del Dia D. la mayor parte de las líneas estaban fabricadas con uniones de 12 metros (40 pies) y 3 pulgadas de diámetro interno (ID), tubos de acero con un espesor de 0,212 pulgadas soldados entre sí para formar secciones de 1.220 metros (4.000 pies).

Estas secciones de tubos más grandes se soldaban extremo con extremo, se enrollaban en tambores flotantes de 40 pies de diámetro y se remolcaban con embarcaciones para tendido de cable. El despliegue exitoso de 23 líneas de conducción cuya longitud oscilaba entre 48 y 113 Km (30 y 70 millas respectivamente) estableció las bases para el futuro desarrollo y utilización de la tubería flexible en tuberías de pozo y gas.

Los elementos de los cabezales inyectoros CT modernos pueden encontrarse en u 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 metros (600 pies) de profundidad. Las antenas eran guardadas en un carrete, por debajo del inyector, para facilitar su recuperación y extensión. Estos conceptos básicos ayudaron a diseñar las unidades CT y los sistemas inyectoros.

La primera de esas unidades construida por Bowen Tools y la California Oil Company en 1962, incluía inyector regulado para cargas superficiales de hasta 13,608 kg (30.0000lbm) que corría una sarta continua de tubería de 1,315 pulgadas de diámetro exterior (OD). El carrete de almacenamiento de la unidad de 2,7 metros (9 pies) de diámetro, incluía una campana de unión giratoria, apta para permitir el bombeo continuo de fluido a través de la tubería flexible.

No obstante, los aceros con bajo límite elástico y las numerosas soldaduras de extremo a extremo, requeridas para fabricar tuberías continuas no podían tolerar los repetidos ciclos de flexión y las grandes cargas de tracción. Las fallas de las soldaduras, los desperfectos de los equipos y las operaciones de pesca necesaria para recuperar la tubería flexible perdida, hicieron que los operadores perdieran confianza en esta técnica.

Entre las décadas de 1960 y 1970, las compañías de fabricación, incluyendo Bowen Tools, Brown Oil Tools, Uni-Flex, Inc., Hydra Inc. Y Otis Engineering, continuaron logrando mejoras en los equipos CT y en los cabezales de inyectores. Estos cambios permitieron la utilización de tuberías flexibles de mayor diámetro a mayores profundidades de trabajo, mejoraron el desempeño y la confiabilidad de la tubería flexible y redujeron la cantidad de fallas del equipo de superficie. Desafortunadamente, el pobre índice de éxito general registrado y su reputación como técnica de confiabilidad limitada siguieron importunando las operaciones CT.

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 formaba en secciones de 457 metros (1.500 pies). En 1978, el mejoramiento de la calidad de fabricación y el fresado continuo permitieron la fabricación de tubos de $1\frac{1}{2}$ y $1\frac{3}{4}$ pulgadas de diámetro exterior.

En 1983, Quality Tubing Inc., comenzó a utilizar láminas de acero japonés de 914 metros (3.000 pies) para reducir la cantidad de soldaduras requeridas en un 50%. Más adelante, durante el transcurso de la década de 1980, Quality Tubing Inc., introdujo la soldadura inclinada para eliminar las soldaduras a tope. Este proceso consistía en cortar fajas de acero planas, en sentido diagonal, para aumentar la resistencia y la vida útil de la tubería continua expandiendo la zona de la soldadura afectada por el calor en forma de espiral alrededor del tubo. Además, el mejor conocimiento de la fatiga de la tubería continua posibilitó la introducción de mejoras de confiabilidad y el desempeño de las tuberías.

En 1990, se freso la primera sarta de tubería flexible de 2 pulgadas para la terminación permanente de un pozo. Inmediatamente de ese evento, los proveedores comenzaron a fabricar tuberías con diámetros exteriores de 2 3/8, 2 5/8, 2 7/8, 3 1/2 y 4 1/2 de pulgadas para aplicaciones de servicio de pozos. En la actualidad, las tuberías flexibles se fabrican con acero de mayor resistencia y de diámetros más grandes y la necesidad de reducir los costos fueron factores claves que subyacieron la revolución CT de la década de 1990 y que posteriormente dieron cuenta de aumento extraordinario de las operaciones de intervención de pozos concéntricas o bajadas a través de la tubería de producción. [7]

3.3.2 Fabricación de la Tubería Continua

Las siguientes compañías son los mayores fabricantes de Coiled Tubing: Precision Tube Technology, Quality Tubing, Inc., y la Southwestern pipe.

El CT se fabrica por soldadura sin costura de la tubería longitudinal, los tubos fabricados de esta manera fallan por fractura por craqueo. Hay dos tipos de técnicas de soldadura: a) tubo a tubo: esta es conocida a la frecuente falla por lo tanto se reduce la vida del tubo; b) la soldadura de banda inclinada que es el método más común y fiable, se usa soldadura laser.

La resistencia de la tubería CT varía desde 50Mlpc hasta 100Mlpc, los de 70Mlpc y 80Mlpc son comúnmente usadas hoy en día. Los de 55Mlpc son usados para instalación permanente de bajo grado y es la menos costosa.

La tubería continua es fabricada y soldada sin costura, con un proceso de soldado de resistencia eléctrica. El flash externo, (producto de la soldadura de resistencia eléctrica) es removido del diámetro externo del tubing para proporcionar un producto redondo y suave; el flash es todavía aparente dentro del tubing, este podría tener un efecto sobre las corridas de las herramientas en la parte interna del tubing durante el servicio normal de un pozo tal como cicatrices del empate.

El flash interno puede ser removido por un procedimiento de cicatrización en el cual una herramienta se usa para cortar el flash desde la costura, como un torno usado para trabajar el metal; el resultado final exhibe un diámetro interno suave.

La longitud del CT puede ser producido sin medida de soldadura tabular, depende del carrete. La capacidad del carrete está limitada por consideraciones logísticas en transportar el tubo. El carrete de tubería es de 8 pies de diámetro y 15 pies de ancho; trailers especiales están disponibles para transportar mayores diámetros de tubing y/o mayores longitudes de los tamaños de tubing de diámetro externo. Otros tráiler tienen el carrete inmerso a través de la estructura del tráiler para disminuir la altura total del carrete. Aun cuando las limitaciones de ancho y altura son mantenidas para el status de carreteras legales, el peso bruto total requiere ser evaluado. La longitud, el espesor de la pared y el diámetro externo del tubing reflejan la sumatoria del peso. Cuanto más pequeño es el diámetro externo del tubing, mas tuberías pueden ser colocadas en un carrete, este tubing más pequeño pudiera pesar más que un carrete lleno de un tubing mayor que tenga una pared más pesada.

La consideración también requiere ser hecha sobre ciertos fluidos que permanecen dentro de la tubería de transporte. El medio normal y preferido para pruebas de presión de la tubería, es agua. Un carrete de .500 pies de paredes de tubing 0.175 y de 3 ½ pulgadas de diámetro, tiene una capacidad de 21.900 lbs de agua. Evacuar el carrete del agua requiere 24.000 PCN de nitrógeno o aire.

Para evacuar totalmente el carrete del agua se requeriría altas tasas de bombeo o al uso de tapones limpiadores para optimizar el efecto de barrido. Determinar la cantidad, tamaño y resistencia cedente de un tubing, es una función del diseño del pozo. Una vez que esto ha ocurrido, la decisión de usar CT o tubería unida puede comenzar. Las limitaciones de presión para CT son proporcionadas en las especificaciones del material para los diferentes grados o cedencias.

Estas limitaciones pueden ser usadas en el servicio o trabajo de sarta. Esto debido a los efectos cíclicos que impacta en la fatiga de la tubería continua durante la vida de la sarta en servicio; el ambiente en el cual el tubing será expuesto ha conducido a considerar el material del tubing. El CT es un producto de acero de bajo carbono que se comporta similarmente al J-55 comercial y a los materiales de coiled unidos N-80.

Los ambientes de H₂S y CO₂ pueden ser demasiados severos para la completacion de CT que tendrían que confiar en el programa inhibidor. La exposición y secuencia de lavado permiten los trabajos de servicios realizados en estos ambientes sin mayores consideraciones.

Las consideraciones económicas de una completacion CT involucran más que solo comparar el costo de la tubería coiled al de la tubería unida. Debido a la demanda de relativamente baja para el tamaño de CT mayores, las cantidades de producción son bajas y reflejan altos costos. Aun con el costo de poner roscas Premium en tubería unida, la tubería es menos costosa. Incluida en la evaluación

económica, está la evaluación de costos del método de completación. Estos serían los costos de completación, costos de fluidos, movilización del equipo, preparación del costo de la locación, los aspectos ambientales, daño a la formación, acción remedial para remover cualquier daño, etc.

3.3.3 Lo Innovador del Coiled Tubing

Lo innovador del CT es que se dobla plásticamente desde el carrete al arco de guía al cuello de ganso. La deformación cedente para el CT se basa en el módulo de Young E y el esfuerzo de cedencia s_y $E = 30 \cdot 10^6$ y el típico para el Coiled Tubing $s_y = 80.000$ lpc. de aquí que la deformación cedente sea dada por $s_y/E = 0,003$ o 3.000 micro deformación.^[6]

3.3.4 Características del Coiled Tubing

Las características físicas del Coiled Tubing (CT) son las mismas que las de la tubería convencional de diámetro similar, con la ventaja de que no es necesario estibarla 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 (Ver Figura 3.12). 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.

La tubería CT puede tener una longitud de 9.450 m (31000 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 (Ver Figura 3.12).^[6]



Figura N° 3.12 Unidad de Transporte para el Carrete de Almacenamiento, usado para Enrollar y Desenrollar la Tubería Coiled Tubing. ^[6]

3.3.5 Ventajas del Coiled Tubing

3.3.5.1 Operativas

- ✓ Trabajos sin necesidad de ahogo del pozo.
- ✓ Versatilidad para una amplia gama de trabajos.
- ✓ Permanente desarrollo de nuevas tecnologías.
- ✓ Posibilidad de realización de soluciones globales. ^[7]

3.3.5.2 Económicas

- ✓ Rapidez operativa y de movilización.
- ✓ Bajo costo de locación. ^[7]

3.3.5.3 Medio Ambiente y Seguridad

- ✓ Bajo impacto sobre el terreno.
- ✓ Posibilidad de comando a distancia, proporcionando seguridad al personal.
- ✓ Disminución en la cantidad de desechos. ^[7]

3.3.5.4 Otros Beneficios

- ✓ Disminuye considerablemente la pérdida de circulación y los problemas ocasionados por aprisionamiento con agotamiento de los reservorios cuya producción está en un proceso de disminución.
- ✓ Los costos de perforación disminuyen a mayores caudales de penetración, prolonga la vida de la mecha, reduce los problemas relacionados con la perforación y los costos de los lodos de perforación cuando se le compara con la perforación convencional.
- ✓ Se reduce o elimina la necesidad de deposición de los fluidos de perforación.
- ✓ La utilización del C.T. ha permitido desarrollar nuevas técnicas basadas en el uso de motores de fondo y cortadores mecánicos.
- ✓ El perfilaje de pozos direccionales u horizontales asistidos con C.T. han dado muy buenos resultados, especialmente en tramos horizontales extendidos o con severidades de curvatura importantes. La resistencia del C.T. permite un movimiento uniforme de la herramienta.
- ✓ Se usa en perforación costa afuera disminuyendo tiempo y costo, así mismo en la producción aún bajo condiciones ambientales severas. ^[7]
(Ver Figura 3.13)



Figura N° 3.13. Tubería Coiled Tubing usada Costa Afuera. ^[7]

3.3.6 Perforación con Coiled Tubing

Para desarrollar la perforación con tubería continua, se utiliza una pieza de tubería continua en sustitución de la sarta de perforación, 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. ^[7]

3.3.7 Ventajas Potenciales de la Perforación Con Coiled Tubing

La perforación con tubería flexible continua (C.T.) ha ido incrementando como una alternativa viable en muchas operaciones. Las aplicaciones incluyen pozos exploratorios y horizontales, a partir de pozos verticales existentes (reentrada). Existen diversas ventajas potenciales para realizar perforaciones con tubería continua, entre las que se encuentran:

- ✓ Menor daño a la formación. La perforación puede realizarse 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. Esto implica reducción de costos.
- ✓ La tubería continua puede ser usada como tubería de perforación y de completación.
- ✓ Equipo compacto. Las operaciones de perforación con tubería continua 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 tubería continua utiliza menor volumen de fluidos y produce menor cantidad de ripios, contribuyendo así a la reducción de problemas de disposición de efluentes.
- ✓ Reducción de impacto ambiental.

3.3.8 Limitaciones de la Perforación con Coiled Tubing

- ✓ Vida de la sarta.
- ✓ 2 3/8" CT y mayor, tiene límite en la vida de trabajo, debido a la fatiga.
- ✓ Profundidad, tamaño y longitud del hoyo.
- ✓ Coiled Tubing está limitado por el peso sobre la mecha.
- ✓ Manejo de tubería enroscada.
- ✓ Tamaño y peso de la sarta.
- ✓ Los carretes exceden en muchos casos los pesos permitidos para el transporte.

3.3.9 Componentes del Coiled Tubing

La Unidad de Coiled Tubing posee cuatro 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. (Ver Figura 3.14).
- ✓ **Cabezal Inyector:** Proporciona el esfuerzo de tracción para recuperar la tubería.
- ✓ **Cabina de Control:** Cabina en superficie desde donde se operan los equipos y se monitorea la operación que se esté llevando a cabo.
- ✓ **Unidad de Potencia:** Se encarga de generar la potencia necesaria para la operación de los otros componentes. (Ver Figura 3.14).^[7]



Figura N° 3.14. Diagrama que muestra Diferentes Componentes de la Tubería CT, tales como la Unidad Motriz Hidráulica, la Turbina y la Caja Direccional.^[7]

Las dimensiones y la capacidad de la Unidad de Coiled Tubing determinarán el tamaño y longitud de la tubería CT que se usará.

La aceptación de las operaciones con CT está fuertemente relacionada con la disminución de tiempo y costo, ya que al no tener que conectar la tubería una a una, aumenta la velocidad de colocar la tubería en el pozo para desarrollar las diferentes operaciones, entre las cuales se pueden señalar: Limpieza de pozos, abandono de pozos, pesca, completación, cementación, entre otros.

3.3.10 Cañoneo mediante Coiled Tubing

Los cañones transportados a la zona de interés con el Coiled Tubing han sido efectivamente usados por muchos años en una variedad de aplicaciones cuyos beneficios incluyen tiempos de corrida más rápido que cuando se comparan con métodos convencionales y el encendido de la carga puede ser detonado ya sea con guaya fina o con un cabezal de disparo activado a presión. Alguna de las aplicaciones incluye:

- ✓ ***Cañoneo en condiciones de Bajo Balance:*** las condiciones bajo balance ocurre cuando la presión hidrostática del pozo es menor que la presión de formación, perforar bajo estas condiciones permite un flujo en aumento de la formación que limpia las perforaciones y reduce el daño cercano al hoy.
- ✓ ***Cañoneo de Pozos Horizontales:*** el cañoneo transportado por Coiled Tubing puede ser empelado en porciones horizontales del pozo donde los métodos convencionales son impracticables o imposibles.
- ✓ ***El Coiled Tubing usado como sarta de Producción:*** el coied Tubing que transporta los cañones también puede ser usado como el Tubing de producción después de la completación del pozo.^[7]

3.3.11 Tecnologías de Perforación con Coiled Tubing y sus Aplicaciones

Para los primeros años la perforación CT fue utilizada como equipo de respaldo para las operaciones de superficie o equipos convencionales. Pero las compañías de servicio se dieron cuenta de la calidad y de la eficiencia de estos equipos y se han dedicado desde entonces a invertir más tiempo y dinero en la mejora de esta tecnología.

Hay que resaltar que las ventajas competitivas a trabajar con un equipo de CT no vendrán de la velocidad sino de la capacidad creciente y condiciones mejoradas de seguridad y ambiente.

Generalmente las velocidades de servicios y los servicios en sí que aporta la utilización de este equipo, hacen que el CT este al borde competitivo con respecto a los taladros convencionales.

La tecnología CT es una tecnología rápidamente creciente y las ventajas que esta ofrece son muy obvias, como son la seguridad y confianza. Lo cual hace que esta tecnología sea llevada a pozos vivos y más aun a perforaciones direccionales y luego a pozos verticales, debido a la exigencia del mercado.

El Coiled Tubing es utilizado para perforaciones bajo balance, ya que este método es bueno para este tipo de pozos, debido a que asegura y mantiene las propiedades ideales del pozo mientras se perfora.

El Coiled Tubing tiene dos métodos mientras se perfora:

- ✓ **La Perforación a Chorro:** merece los más grandes honores en cuanto a velocidad y eficiencia se refiere; pero es la más difícil de llevar a cabo, ya que se lleva al CT a sus límites de esfuerzos.

- ✓ **La Perforación de Motor:** se realiza con la tubería convencional, aquí el CT se utiliza como equipo de respaldo a algunas herramientas de perforación. Se tiene que elegir el motor, el tamaño del mismo y para esto se toma como referencia el diámetro del hoyo y el lugar donde se va a realizar la perforación. ^[6]

3.3.12 Problemas Generales mientras se Perfora con Coiled Tubing.

-*Correlación de Profundidad*, esta ha sido sujeta a incertidumbre debido al estiramiento de la tubería y pandeo de la misma. La correlación de profundidad es esencial cuando perfora laterales a hoyo abierto. Los métodos usados para la correlación de profundidad son:

- Correlación para los registros Gamma Ray.
- El marcador mecánico.
- La medición de interface magnética en la zapata del revestidor.

-*Consideración del Tamaño del Coiled Tubing*, generalmente se prefieren tamaños más grandes, ya que esto proporciona más tamaño a la mecha, le aporta rigidez. Lo cual también aporta mayor velocidad al fluido en el anular y una presión de bomba disminuida, comparada con una tubería de menor tamaño.

-*Pega Diferencial*, la probabilidad de hacerse una pega diferencial con Coiled Tubing es mayor debida a la poca limpieza del hoyo, más el hecho que la tubería no está rotando.

3.3.13 Descripción de la Tecnología

Una unidad básica de Tubería Continua esta acondicionada de equipos de funcionamiento hidráulico que fácilmente pueden ser montados sobre un vehículo de carga para trabajar en tierra o en una gabarra. (Ver apéndice A).

El equipo de perforación con tubería continua se compone generalmente de siete partes:

- ✓ Tubería Continua.
- ✓ Cabezal Inyector.
- ✓ Carreto de Tubería Continua.
- ✓ Unidad de Potencia Hidráulica.
- ✓ Prensa Estopa.
- ✓ Preventor de Reventones (B.O.P.).
- ✓ Panel de Control.

3.3.13.1 Tubería Continua

3.3.13.1.1 Características de la Tubería Continua

Las características que debe poseer una Tubería Flexible son las siguientes:

- ✓ Resistencia Mecánica: resistir las fuerzas aplicadas bajo las condiciones de operación.
- ✓ Capacidad de Presión: resistir las presiones diferenciales de Ruptura y Colapso.
- ✓ Longevidad: presentar expectativa de vida predecible y aceptable.
- ✓ Mantenimiento y Servicio: poder recibir uso adecuado y reparable en campo.
- ✓ Economía: relación entre los costos y los factores mencionados.

La tubería continua es un tubo de acero dúctil con un punto de cedencia por el orden de los 70.000 psi, el cual es fabricado en longitudes continuas. La tubería continua viene en diámetros externos de $\frac{3}{4}$, $1 \frac{1}{4}$, $1 \frac{1}{2}$, $1 \frac{3}{4}$, 2, $2 \frac{3}{8}$, y $2 \frac{7}{8}$ pulgadas. Cada uno de estos diámetros puede ser fabricado en una gran variedad de espesores de pared y longitudes mayores de 20.000 pies dependiendo del diámetro de la tubería.

La tubería continua tiene una vida útil limitada, en virtud de que algunas de sus propiedades se ven afectadas con el uso, por ejemplo: presión de estallido, presión de colapso y carga axial. La carga axial es una fuerza que actúa paralela a la longitud de la tubería continua, y comprende esfuerzos de tensión y compresión. Las fuerzas no axiales son: presión interna, presión externa y fuerzas de flexión.

Las propiedades físicas de la tubería continua son afectadas por fuerzas a las cuales ha sido expuesta durante de las operaciones. También afecta las propiedades físicas, la corrosión y cualquier remoción de material que cause un cambio en el espesor de la pared. La presión de la tubería y la carga axial se incrementan al aumentar el peso de la tubería continua.^[6]



Figura N° 3.15. Rollo de Tubería Continua.^[6]

3.3.13.1.2 Propiedades Físicas

Las propiedades físico-químicas del acero A-606 tipo 4 modificado, utilizado para la fabricación de tuberías continuas, son las siguientes:

Mínimo punto elástico: 70.000 psi.

Mínimo punto de tensión: 80.000 psi.

Mínima elongación: 30%

Tabla N° 3.1. Composición Química de la Tubería Flexible.

COMPOSICIÓN QUÍMICA	
ELEMENTO	FRACCIÓN
Carbón	0,1 – 0.15
Manganeso	0,6 – 0.9
Fósforo	0,03 máx.
Azufre	0,005 máx.
Silicio	0,3 – 0,5
Cromo	0,55 – 0,7

3.3.13.2 Cabezal Inyector

3.3.13.2.1 Componentes Primarios

- ✓ Sistema hidráulico de accionamiento/freno.
- ✓ Cadenas de acciones y tensiones.
- ✓ Cuello ganso.
- ✓ Sensor de indicador de peso.
- ✓ Sensor de profundidad.
- ✓ Montaje del stripper.

Las funciones del Cabezal Inyector y los equipos normalmente montados incluye: introducir, recuperar la tubería continua, mantener la tubería continua estática, guiar la tubería continua al Carreto, registrar la tensión/compresión de la tubería continua, servir de soporte para la barrera primaria de presión, medir la profundidad de la velocidad de descenso.

El Inyector es el que suple la fuerza necesaria para el movimiento de la tubería continúa dentro y fuera del pozo (figura 3.14). Es capaz de mover la tubería a velocidades por encima de los 250 pies/minuto.

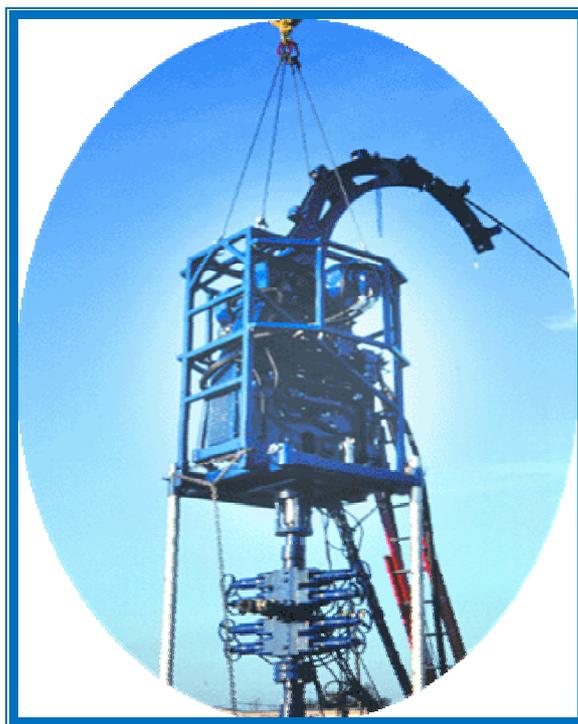


Figura N° 3.15 Cabezal inyector de la Tubería Continua. ^[6]

A continuación se describen las tres partes principales del ensamblaje inyector:

- ✓ La guía de tubería (cuello de ganso).
- ✓ El conductor del inyector.
- ✓ El indicador de peso y el prensa estopa.

3.3.13.2.2 La Guía de la Tubería o Cuello de Ganso

Como su nombre lo indica, guía la tubería desde el Carreto hacia dentro de las cadenas conductoras, la guía de la tubería continua viene en diferentes radios, las cuales coinciden con el radio del centro del Carreto. Estos tamaños varían en un rango de 54 a 98 pulgadas, dependiendo del diámetro de la tubería continua.

La guía de la tubería continua debe alinearse correctamente a las cadenas conductoras para dar a la tubería una curvatura natural dentro de las cadenas. La

guía de tubería continua debe ser asegurada correctamente para prevenir cambios en la guía durante la operación.



Figura N° 3.16 Guía de la Tubería o Cuello Ganso. ^[6]

3.3.13.2.3 El Conductor del Inyector

Está compuesto básicamente por dos motores hidráulicos, cada uno es conducido por una cadena triple. La capacidad de tensión del inyector depende de cuanta presión hidráulica sea aplicada al sistema.

Los motores giran las cadenas y estas agarran la tubería. Estas cadenas como se mencionó anteriormente, son básicamente unas cadenas triples con centro de enlace que toman los cloques de agarre acoplándose al diámetro de la tubería continua. En la parte trasera de cada bloque de enganche, se encuentra sellada con un rodamiento. Cada cadena es ensamblada con 84 bloques y 84 rodamientos. Para obtener tracción sobre la tubería están incorporados tres pares de cilindros hidráulicos. Cada par de cilindros esta seguido por un par de “patines” (bloques sólidos de acero tratado). Como el cilindro es contraído con presión hidráulica, asentado por el operador, los patines tocan los rodamientos en la parte de atrás de los bloques de agarre.

3.3.13.2.4 Prensa Estopa (Stripper/Packer)

El prensa estopa de la tubería continua es conectado a la base del inyector y provee un sello primario cuando se corre la tubería dentro y fuera del pozo. Normalmente una conexión manual rápida esta debajo y es usada para conectar el prensa estopa a la B.O.P. de la tubería continua o sección de levantamiento.

El prensa estopa utiliza un pistón hidráulico para comprimir el elemento sellante alrededor de la tubería. Varios materiales como el Viton o Nitrilo pueden ser utilizados, pero el que comúnmente se utiliza es el poliuretano, este da la mejor combinación de costos, resistencia al uso y comportamiento a una larga variedad de fluidos utilizados en el pozo.

El prensa estopa contiene un elemento elastómero que se comprime contra la tubería, esta aísla la presión anular atmosférica, permitiendo así trabajar bajo presión de pozo.

3.3.13.3 Carrete de Tubería Continua

Consiste en un carrete de acero con un diámetro de 60 a 72 pulgadas y 9 pies de diámetro en el borde. Para este tamaño de carrete, pueden enrollarse 26.000 pies de tubería de 1 pulgada de diámetro externo o 22.000 pies de tubería 1 ¹/₄ pulgadas de diámetro externo. La capacidad de almacenaje de estos carretos es afectada por el diámetro del carrete y tamaño de la tubería.

3.3.13.3.1 Componentes Primarios

- ✓ Tambor sistema de accionamiento del carrete
- ✓ Sistema de nivelación (levelwind).
- ✓ Junta Rotativa (swivel).
- ✓ Sistema de Lubricación.
- ✓ Medición de Profundidad.



Figura N° 3.17 Carrete de Tubería Continua. ^[7]

El Carrete y el equipo incluido normalmente se encargan del almacenamiento, protección de la tubería flexible, además de mantener la tensión adecuada entre el carrete y el cabezal inyector, también del bobinado eficiente de la tubería flexible en el carrete, a través de la unión rotativa permite la circulación de los fluidos con el tambor en rotación, con el sistema de lubricación se aplica una capa de protección o inhibidor en la tubería flexible y el sistema de medición montado mide la profundidad en que se encuentra la tubería continua.

La rotación del carrete es controlada por un motor bidireccional. Este motor es usado para mantener la tensión constante en la tubería y conservar la tubería enrollada y ajustada en el carrete. Durante la “inyección de la tubería” en el pozo, se mantiene una presión baja en el motor del carrete para mantener en tensión la tubería entre el carrete y el inyector. Cuando la tubería es sacada del pozo, la presión en el motor del carrete se aumenta, permitiendo la rotación del tambor.

La tubería es guiada al carrete a través de un mecanismo llamado “nivelador” (levelwind), cuya función es la de alinear apropiadamente la tubería

sobre el carrete. En este nivelador es colocado generalmente el contador mecánico de longitud de tubería.

Para seguridad adicional, debe incluirse en el carrete un freno hidráulico, cuya función principal es detener la rotación del tambor si accidentalmente se parte entre el carrete y el inyector.

3.3.13.4 Unidad de Potencia Hidráulica (Power-Pack)

La unidad de potencia hidráulica supe la energía a la unidad de tubería continua. Un motor Diesel energiza seis circuitos para abastecer varios sistemas de la unidad de tubería continua. Estos circuitos deben ser capaces de detenerse automáticamente bajo algunas condiciones. Algunas de esas condiciones son: excesiva temperatura del motor, alta temperatura del agua, bajo enfriamiento del motor, alta velocidad del motor y baja presión de aceite. Las condiciones mencionadas son monitoreadas por actuadores que sensibilizan cada pérdida de presión o incremento de temperatura.



Figura N° 3.18 Unidad de Potencia Hidráulica. ^[7]

3.3.13.5 Válvulas Impide Reventones (B.O.P's)

El Sistema B.O.P (Blow Out Preventer) es una parte crítica de la unidad de Tubería Continua y debe ser usada en todas las operaciones de servicio a pozos. Este equipo se instala en el cabezal del pozo y funciona hidráulicamente.

La función primordial de los impide reventones a la tubería continua es contener la presión del pozo cuando sea necesario. En la unidad de Tubería Continua, los impide reventones deben mantenerse en excelentes condiciones operativas.

Los impide reventones son diseñados y fabricados por varias compañías como Bowen, Foley, Texas Oil Tools e Hidroflex. Si bien presentan algunas diferencias, el principio de diseño de todos es el mismo.

Las válvulas estándar de la tubería continua son de un solo bloque y cuádruples con cuatro juegos de "ram's". Cada juego funciona independientemente de los otros por medio de la selección manual de los controles hidráulicos efectuada por el operador desde su consola.

Existen impide reventones de dos rangos de presión nominal. Los más antiguos tenían una capacidad nominal de presión de 5.000 psi. Los más nuevos tienen una capacidad nominal de 10.000 psi. La presión de trabajo de los impide reventones está determinada por el diseño y por la capacidad nominal de la conexión inferior.

Están configurados con juegos de "ram's" (cuchillas) de la siguiente manera de la siguiente manera desde el tope hacia abajo:

- ✓ **Rams Ciegos:** diseñados para cerrar el pozo cuando se saca la tubería de los impide reventones.

- ✓ **Rams de Corte:** diseñados para cortar la tubería continua y los cables de servicio de guaya.
- ✓ **Rams de Cuña:** diseñados para mantener la tubería, ya sea en la tubería liviana o vacía, la tubería pesada o llena. Además pueden ser usados para asegurar la tubería y prevenir movimientos en el caso de alta presión en el pozo que pueda arrojar la tubería fuera del hoyo.
- ✓ **Rams de Tubería:** diseñados para cerrar el área anular alrededor de la tubería continua. Cuando cierra contra la tubería, aísla la presión anular debajo del ram's. Este ram está equipado con guías que centran la tubería en el hoyo, al mismo tiempo que el ram se cierra.

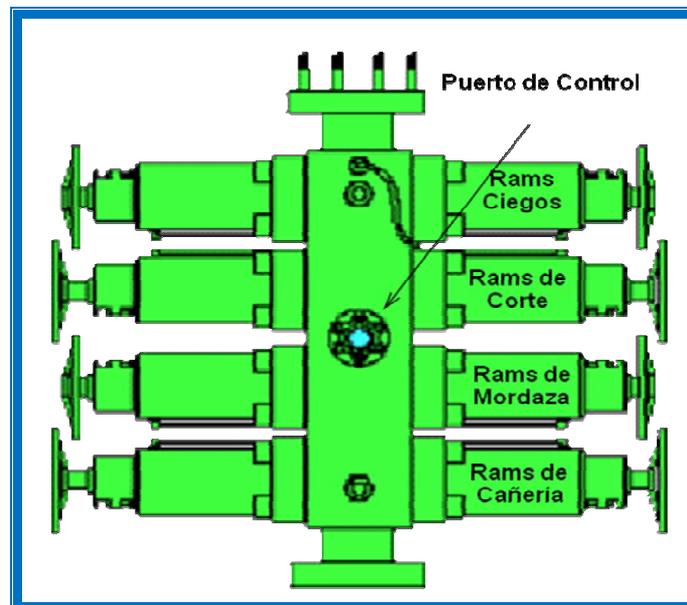


Figura N° 3.19 Válvulas Impide Reventones para Coiled Tubing. ^[7]

3.3.13.6 Ensamblaje de Fondo

Para la perforación con tubería continua se pueden tener dos configuraciones, según la forma de registrar los datos:

3.3.13.6.1 Ensamblaje de Fondo para Pozos Direccionados con MWD, utilizando Telemetría por Fluido.

El ensamblaje de fondo que usa telemetría por fluidos consta básicamente de los siguientes componentes: mecha, motor de fondo con bent housing, drill collars housing Survey (MWD), herramienta de adquisición de datos (LWD), Steering (herramienta de orientación), desconector hidráulico, válvulas check dual y conector para la tubería continua.

3.3.13.6.2 Ensamblaje de Fondo para Pozos Direccionados con MWD, utilizando Telemetría por Cable.

El ensamblaje de fondo que usa telemetría por cable consta básicamente de los siguientes componentes: mecha, motor de fondo con bent housing, drill collars housing Survey (MWD), herramienta de adquisición de datos (LWD), Steering (herramienta de orientación), desconector hidráulico, válvulas check dual y conector para la tubería continua con acople para el cable.^[8]

3.3.13.7 PANEL DE CONTROL

El panel de control no es más que la cabina donde convergen todas las líneas hidráulicas que controlan todos los equipos que componen la unidad de tubería continua. Además existen equipos electrónicos instalados en esta cabina que permiten monitorear en cualquier momento parámetros, tales como: presión en cabezal, presión en anular, presión de bombeo, tasa de bombeo, velocidad de ajada o subida de la tubería, profundidad de trabajo, etc. Actualmente no todos los equipos de tubería continua están operando con estas facilidades en el panel de control, pero la tendencia es a incorporar todos los parámetros posibles en este lugar, para que el operador tenga una visión más clara de lo que está ocurriendo en el pozo, cuando se está ejecutando una operación de limpieza mecánica o química.



Figura N° 3.20 Panel de Control de la Unidad Tubería Continua. ^[9]

3.3.14 Diseño de la Tubería Revestimiento (TR).

Los revestidores son tuberías que se utilizan para recubrir las paredes del pozo, con el propósito principal de proteger las paredes del mismo. Usualmente está constituida por secciones de diferentes diámetros, espesores y materiales, dependiendo de las condiciones de profundidad, presión, temperatura, etc. reinantes en cada zona. Estas cumplen diferentes funciones de acuerdo a la fase en la cual se encuentren tales como:

- ✓ Evitar derrumbes y concavidades.
- ✓ Prevenir contaminación de los acuíferos.
- ✓ Permite un mejor control de las presiones de formación.
- ✓ Facilitar la instalación del equipo de terminación, así como los sistemas artificiales de producción.
- ✓ Proporcionan resistencia a las arremetidas para poder perforar a mayor profundidad.
- ✓ Permite facilidades de producción. ^[10]

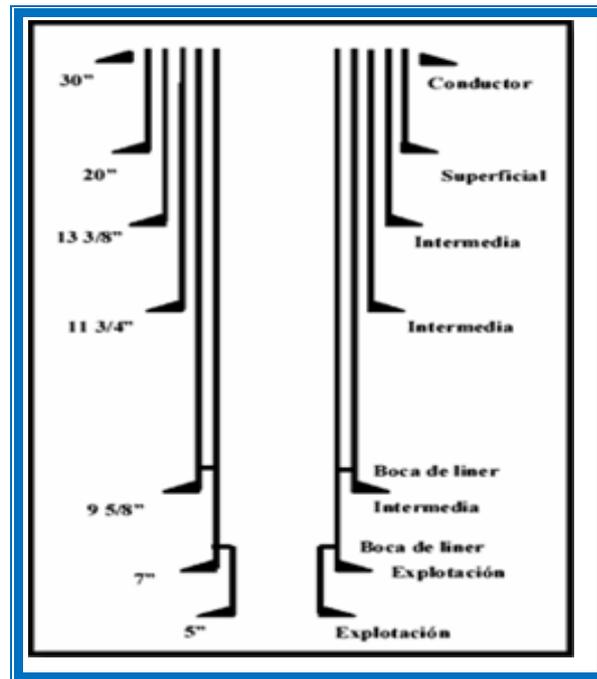


Figura N° 3.21 Distribución de Tubería de Revestimiento.^[10]

3.3.15 Determinación de la Profundidad de Asentamiento de Revestidores

Las profundidades a las cuales se asienta la tubería de revestimiento deben adaptarse a las condiciones geológicas y la función que debe cumplir el revestidor. 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.

En el caso de perforación en zonas ya explotadas, cuyas tendencias geológicas se conocen, inclusive la presión intersticial y los gradientes de fractura, resulta muy sencillo seleccionar la profundidad óptima a la cual se habrá de asentar el revestidor. La estrategia utilizada más eficazmente para determinar el lugar de asentamiento del revestidor consiste en seleccionar la sarta más profunda

primero, para luego ir pasando sucesivamente de la tubería de fondo a la de superficie.

El método convencional de selección de la profundidad de asentamiento de la tubería de revestimiento comienza por la identificación del gradiente de presión intersticial o presión de poro y del gradiente de fractura. El primero se refiere a la presión que ejercen los fluidos de la formación (la presión que se mediría si se colocara un manómetro a esa profundidad), mientras que el gradiente de fractura se refiere a la presión que es capaz de romper la formación. Ahora bien, como es de todo conocido, la presión absoluta aumenta con la profundidad, tal como se muestra en la parte (a) de la Figura 3.22, este aumento de presión puede caracterizarse a través de la pendiente o “gradiente caracterizada con un diferencial de presión en función de la profundidad

Al representar el gradiente de presión como función de la profundidad de un hoyo lleno con un fluido, se obtiene una línea recta vertical, tal como se muestra en la parte (a) de la Fig. 3.22. Sin embargo si las presiones no aumentan en forma lineal, sino que hay cambios debido a la presencia de condiciones geológicas extraordinarias, entonces los diagramas de presión vs. Profundidad y gradiente de presión vs. Profundidad se transforman en lo que se muestra en la parte (b) de la Figura 3.22.

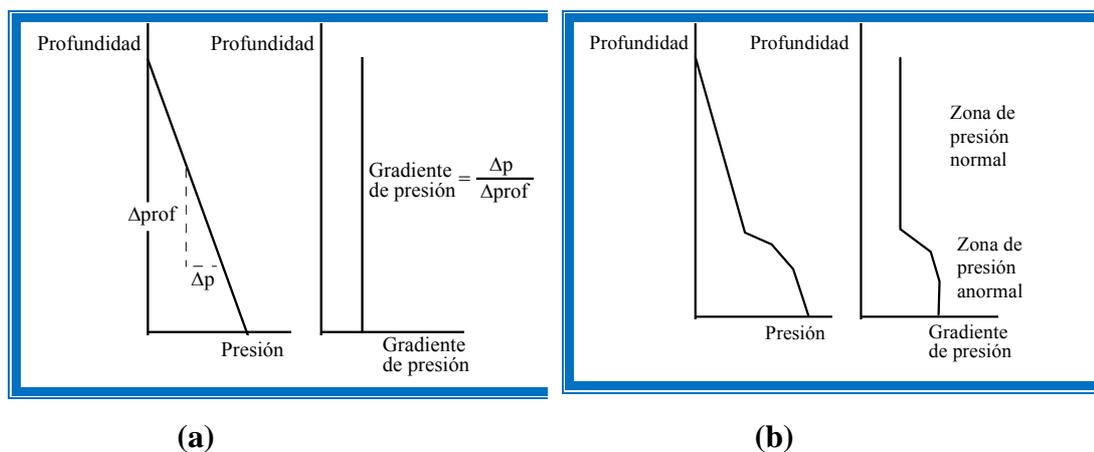


Figura N°. 3.22 Diagramas esquemáticos de presión vs. Profundidad y “gradiente de presión” vs. Profundidad. ^[10]

Entonces, para la selección de la profundidad de asentamiento de la tubería de revestimiento se utiliza un gráfico donde se muestran: el gradiente de presión de poro y el gradiente de fractura, tal como el que se muestra en el ejemplo simplificado que se ilustra en la Figura 3.22. Evidentemente el gradiente de fractura es superior al de presión de poro.

La operación normal de perforación se desarrollará en el espacio entre ambos gradientes. Es decir, se utilizará un fluido de perforación que genere más presión que la presión de poro para controlar el pozo y sin embargo, ese fluido no deberá generar una seguridad, se trabaja entonces con una presión ligeramente superior o sobrelance a la presión de poro, generalmente entre 0,5 y 1,0 lb/gal. Igual se hace con la presión de fractura a la que se le sustrae un valor similar (margen de arremetida) por seguridad. Así finalmente, el proceso de selección de la profundidades de asentamiento se inicia en el fondo, proyectando la densidad del lodo a la profundidad total (presión intersticial más sobrelance) 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).

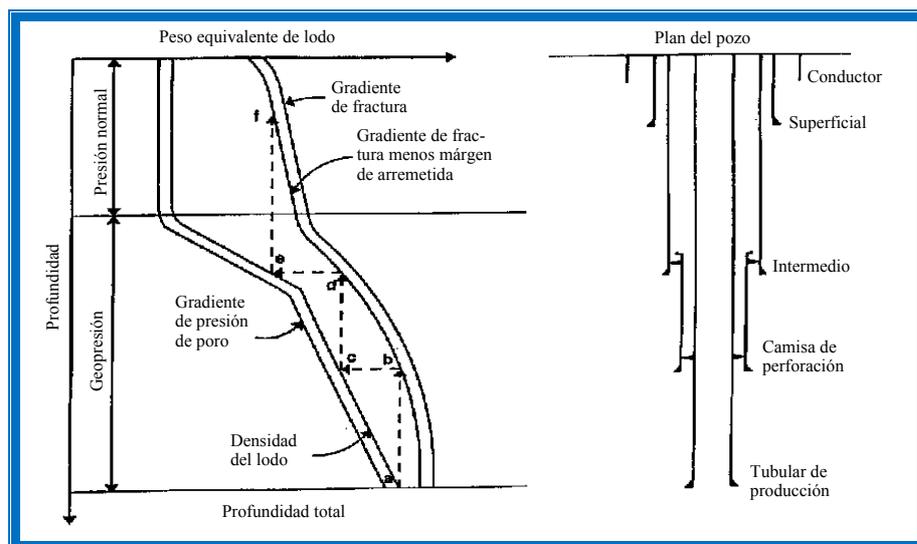


Figura N° 3.22. Relación entre la profundidad de asentamiento del revestidor, poros de la formación, gradiente de presión y gradiente de fractura. ^[10]

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.

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.

3.3.16 Cargas Soportadas por las Tuberías de Revestimiento (TR)

Los revestidores poseen una serie de especificaciones tales como grados y pesos para el diseño; esta selección de grados y pesos se deberá apegar a los requerimientos de las cargas resultantes de los cálculos efectuados con los parámetros de pozo (profundidad, valores de densidad de fluidos de formación presión de poro etc). Estos resultados se pueden graficar y la configuración de los valores predominantes definirá que el diseño se inicie por presión interna o colapso. El grado define las características de resistencia de las tuberías. Consiste en una letra seguida de un número que es el punto cedente mínimo del material en niveles de lbs/pulg² la siguiente tabla muestra las especificaciones. ^[10]

Tabla N° 3.2 Especificaciones de Revestidores.

Grado API	Resistencia Min (lpc)	Cedente Max. (lpc)	Resistencia final	Elong. Mínima (%)
J-55	55000	80000	75000	24.0

N-80	80000	110000	100000	18.5
P-110	110000	80000	60000	29.5

En el diseño se debe considerar todas las cargas que podrán soportar el revestidor seleccionado ubicando el más resistente a dichas cargas y a su vez poner en juego el costo del diseño.

3.3.16.1 Revestidor De Superficie

El perfil de presión externa se genera con el gradiente dado por el lodo y el cemento, ubicando en la parte superior del anillo de cemento el lodo utilizado para perforar dicha sección. El mismo lodo también se utiliza como columna hidrostática interna del casing. El caso base contempla el estado de la tubería una vez que el cemento se ha desplazado en su totalidad, en estas circunstancias iniciales no se aplica ninguna fuerza de “colgado” a la tubería.

Para el *test de presión* se sume que el casing está lleno de lodo y es sometido a presión interna en superficie para lograr en la zapata una presión igual a la del gradiente de fractura seguro de la formación. Este gradiente seguro es igual al gradiente de fractura de la formación más 0.2 lpg para pozos de desarrollo o 0.5 lpg para el caso de pozos exploratorios. El casing internamente *evacuado* desde la superficie hasta completar 1/3 de la máxima profundidad del pozo. Debajo de esa profundidad se encuentra el peso del lodo para la próxima tubería.

Como en el caso de 1/3 evacuado, múltiples casos de carga se pueden generar al reemplazar 1/3 del lodo de perforación por gas. La tubería pasa de estar sometida al colapso a estarlo a presión interna.

3.3.16.2 Revestidor De Producción

El perfil de presión externa se genera con el gradiente dado por el lodo y el cemento, ubicando en la parte superior del anillo de cemento el lodo utilizado para perforar dicha sección. El mismo lodo también se utiliza como columna hidrostática interna del casing.

3.3.17 Herramientas Usadas para Direccionar la Sarta

Existen tres tipos de herramientas clasificadas de la siguiente manera:

✓ ***Herramienta De Deflexión:***

- Mecha.
- Cuchara (recuperable o permanente).
- Camisa desviada.
- Motor de fondo.
- Codos desviadores.

✓ ***Herramienta De Medición:***

- Totco / Single y Multi Shot.
- Giroscopio.
- MWD/LWD.

✓ ***Herramienta Auxiliares:***

- Barras o drillcollars (portamechas).
- Estabilizadores.
- Tubería pesada.
- Conexión de acople.
- Martillo.

3.3.17.1 Herramientas Deflectoras

Son aquellas que se encargan de dirigir el hoyo en el sentido que se tenga predeterminado. Las más comunes son las siguientes:

✓ ***Mecha:***

Son de tamaño convencional con uno o dos chorros de mayor diámetro que el tercero, o dos chorros ciegos y uno especial, a través del cual sale el fluido de perforación a altas velocidades, también puede ser utilizada una mecha bicono con un chorro sobresaliente.

La fuerza hidráulica generada erosiona una cavidad en la formación, lo que permite a la mecha dirigirse en esta dirección. Este es un método utilizado normalmente en formaciones semiblandas y blandas. La perforación se realiza en forma alternada, es decir, se erosiona una sección de hoyo y luego se continúa con la perforación rotatoria.

✓ ***Cucharas Deflectoras:***

Son piezas de acero en forma de cuchara con la punta cincelada las cuales podemos conseguir tres tipos:

✓ ***Cuchara Removible:***

Se usa para iniciar el cambio de inclinación y rumbo del pozo, para perforar al lado de tapones de cemento o para enderezar pozos desviados. Consta de una larga cuña invertida de acero, cóncava en un lado para sostener y guiar la sarta de perforación. Posee una punta de cincel en el extremo para evitar el giro de la herramienta y de un tubo portamecha en el tope para rescatar la herramienta.^[11]

✓ ***Cuchara De Circulación:***

Su instalación y uso es igual a la anterior, pero en este caso el fluido de perforación circula por un orificio situado en el fondo de la cuchara, desalojando los ripios. Uno de sus específicos es desbaratar puentes y obstrucciones formadas en el hoyo. La sarta de perforación con que se usan ambas cucharas mencionadas consta de una mechaguía del tamaño apropiado, un estabilizador de aleta espiral y un sub-orientador sujeto rígidamente a la cuchara por medio de un pasador. Luego de bajada y orientada la sarta se aplica el peso necesario para fijar la herramienta y quebrar el pasador; se perfora un “huevo de ratón” de 12 a 16 pies. Este huevo de ratón es luego ampliado y seguidamente se efectúa un estudio direccional a fin de chequear la desviación. Si es necesario reactivar se utiliza una nueva sarta de fondo, compuesta por mecha de calibre pleno y estabilizador, portamecha corto antimagnético y el resto tubería corriente de perforación.

✓ ***Cuchara Permanente Tipo Revestidor:***

Queda permanentemente en el pozo y su principal aplicación es desviar a causa de una obstrucción o colapso de un revestidor, así mismo, para reingresar a un pozo existente. Mediante un mecanismo energizador es fijado a un conjunto que consta de fresadora inicial, sub orientación y sarta de perforación. Una vez orientado el conjunto, en el recinto del pozo entubado, el pasador se rompe con lo que la cuchara queda permanentemente fija en el pozo. La fresadora inicial se hace girar lentamente y se guía mediante una oreja sacrificable, hacia la pared del revestidor. Una vez fresada la sección inicial se instala un nuevo conjunto de fresadora rápida para establecer el rumbo del pozo. Esta consta de fresadora de calibre pleno (de fondo plano, diamante o carburo de tungsteno), estabilizador de carburo de tungsteno y conjunto normal de sarta de perforación.

✓ ***Motor De Fondo:***

Los motores de fondo constituyen las herramientas desviadoras más utilizadas. Son operadores hidráulicamente por medio del lodo de perforación

bombeado desde la superficie a través de la tubería de perforación. Es un elemento que se coloca en el ensamblaje de fondo para eliminar la torsión de la tubería mediante una fuerza de torsión pozo abajo que es impulsada por el fluido de perforación. Hoy en día un motor direccional típico consta de una sección curva de 0° a 3°, un eje propulsor y la mecha.

La perforación con un motor direccional se logra en dos modos: rotación y deslizamiento. En el *modo rotación*, la totalidad de la sarta de perforación rota, como ocurre en la perforación rotativa convencional y tiende a perforar hacia adelante. Para iniciar un cambio direccional del hoyo, la rotación de la columna de perforación es detenida en una posición tal, que la sección curva del motor se encuentre ubicada en la dirección de la nueva trayectoria deseada. En el *modo deslizamiento*, se refiere al hecho de que la porción de la sarta de perforación que no realiza un movimiento rotativo, se desliza por detrás del conjunto direccional. Los motores direccionales pueden encontrarse en dos tipos: *tipo turbina* (s una recia unidad axial eficiente y confiable en formaciones semiduras), *tipo desplazamiento positivo* (consta de un motor helicoidal de dos etapas, válvula de descarga, conjunto de bielas, cojinetes, y eje). El motor de fondo presenta una serie de ventajas tales como:

1. Proporciona un mejor control de la desviación.
2. Posibilidad de desviar en cualquier punto de la trayectoria de un pozo.
3. Pueden proporcionar mayor velocidad de rotación en la barrena.
4. Se pueden obtener mejores ritmos de penetración.

Cabe mencionar que el motor de fondo no es el encargado de realizar la desviación por sí solo, requiere del empleo de un codo desviador. La vida útil del motor de fondo depende en gran medida de las siguientes condiciones:

1. Tipo de fluido.
2. Altas temperaturas.

3. Peso sobre la barrena.
4. Tipo de formación.

✓ **Codos Desviadores:**

Son elementos que tienen un ligero ángulo en su parte central. El Bent Housing se conecta en la parte superior del motor de fondo (no navegable). El Bent Sub se conecta por debajo de la sección del poder del motor de fondo (navegable). Estos elementos permiten que el eje del trepano tome cierta orientación diferente al de la sarta de perforación por encima del codo desviador y de esta manera poder construir un ángulo.

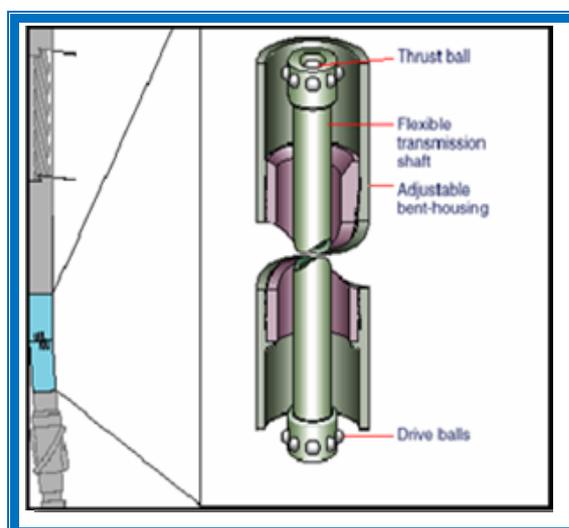


Figura N° 3.23 Codo Desviador. ^[11]

3.3.17.2 Herramientas de Medición:

Son sensores encargados de dar datos de orientación de perforación entre las cuales tenemos:

✓ **MWD- Measurement While Drilling (Mediciones Mientras Se Perfora):**

La herramienta MWD es un conjunto de sensores que transmiten datos acerca de la orientación de perforación direccional, envía datos de mediciones direccionales (azimut, inclinación, dog leg, etc.) a la superficie por telemetría de

pulsos del lodo, estas son transmitidas como pulsos de presión en el fluido de perforación y decodificadas en la superficie mientras se avanza con la perforación. Además de la dirección y la inclinación. Las herramientas de medición direccional sólo indican el lugar donde se ha emplazado el pozo, mientras que las herramientas direccionales, desde una simple cuchara desviadora hasta avanzados sistemas direccionales, son las que permiten al perforador mantener el control sobre la trayectoria.

✓ ***Lwd- Logging While Drilling:***

La herramienta de LWD es un conjunto que proporciona mediciones direccionales (azimut, inclinación, dog leg, etc.) y registros para evaluación de la formación (resistividad, densidad-neutro, buzamientos, etc.) durante la perforación. Los productos de LWD en tiempo real hoy en día incluyen registros optimizados de resistividad, porosidad, tiempo de tránsito acústico, imágenes del hoyo, buzamientos, presión anular, pérdidas de fluidos y datos relativos a la integridad de la formación. Este examina los recientes avances de la tecnología LWD, con partículas énfasis en la aplicación de datos de inclinación en la barrena y las imágenes generadas en tiempo real para mejorar la colocación del pozo y la eficiencia de la perforación.

3.3.17.3 Herramientas Auxiliares:

Son aquellas que forman parte de la sarta de perforación. Su utilidad y posición en la misma sarta dependiendo de su uso en perforación.

✓ ***Portamechas – Dril Collars:***

La selección de una sarta de portamechas, debidamente diseñada es requisito primario para poder perforar a mínimo costo, ya que, con un buen diseño ayuda a lograr pozos libres contratiempos y aprovechables, proporciona el peso requerido sobre la barrema, ayuda a obtener y mantener la dirección deseada del

hoyo. En la perforación direccional son utilizados los portamechas espirales ya que favorecen la circulación del lodo.

✓ ***Estabilizadores:***

En la perforación direccional se hace uso de estabilizadores para controlar o modificar el ángulo de inclinación del pozo de acuerdo a lo deseado.

✓ ***Tubería Pesada:***

La tubería de perforación Heavy- Weight es un componente de peso intermedio para la sarta de perforación. El uso de varios portamechas en una perforación direccional produce una gran área de contacto con el lado del hoyo. A medida que los portamechas giran, ese contacto de alta fricción con la pared del pozo hace que los tubos suban. Muchas personas creen que esa acción de rotación y ascenso hace que el tubo portamecha inferior obligue a la barrena a cambiar de dirección del pozo hacia derecha. la tubería Heavy-Weight da estabilidad con mucho menos contacto con la pared del pozo, lo cual le permite al operador del pozo direccional, fijar la dirección y controlar mejor el ángulo y el rumbo de pozo.

Es importante el número de tubos que se deben situar en la zona de transición. La experiencia de campos indica que entre los portamechas y la tubería de perforación se deben instalar no menos de 30 tubos Heavy-Weight. En pozos direccionales suelen usarse hasta 30 o más tubos.

✓ ***Martillo:***

Es una herramienta que se coloca a la sarta de perforación para ser utilizada solamente en caso de un pegamento de tubería, actualmente se encuentran en el mercado una gran variedad que se diseñaron para ser utilizadas en la perforación direccional.

3.3.18 Sistemas Usados para el Corte de la Ventana

3.3.18.1 Sistema de Window Master

La tecnología desarrollada para el corte de ventanas actualmente nos ofrece un sistema innovador de tecnología de punta que reduce sustancialmente el tiempo de utilización de taladro, es el sistema “Window Master”. A diferencia de sistemas convencionales, "Window Master" puede iniciar, cortar y rimar la ventana sin requerir de un cambio en el conjunto de herramientas en el pozo; por ejemplo “Corte de Arranque”, eliminando por lo menos dos corridas completas. El equipo Window Master tiene las ventajas y características de bajar todo el equipo en una sola corrida, orienta el Whipstock a la dirección deseada con MWD o con Gyro y realiza el corte para la ventana en un porcentaje considerable de éxito en la operación.^[12]

3.3.18.1.1 Características y Beneficios

- ✓ Corte de ventanas en “Una Corrida”.
- ✓ Se requiere de menor tiempo de utilización del taladro.
- ✓ Una variedad de dispositivos se encuentran disponibles.
- ✓ Sistema de desviador recuperable.
- ✓ El ángulo de desviación excéntrico entre la rampa del desviador y la tubería de revestimiento facilita el reingreso con conjunto de herramientas de pozo poco flexibles.
- ✓ El desviador con orificio de conexión para conexiones macho (pin) facilita el corte sin dañar el desviador.

Las ventajas que tiene el Window Master es que la herramienta para abrir la ventana baja en una sola corrida, evitando la pérdida de tiempo en sacar de nuevo tubería a superficie y bajar el resto de equipo.

En la parte superior del Whipstock se encuentra un Pin que sujeta al Metal Muncher Window Mill, este pin se encuentra calibrado para romperse a cierta fuerza ejercida sobre el pin que puede ser de tensión o peso (van desde 25000 a 50000 libras fuerza), la forma como se libera al moedor del pin es sencilla (Figura 3.24), se ejerce peso o tensión calibrada de tal forma que el pin se rompe, liberando de esta manera al moedor. En la gráfica se aprecia el procedimiento.

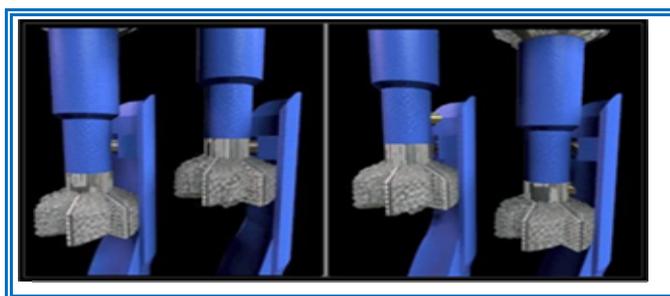


Figura N° 3.24 Ruptura del pin para liberar al moedor. ^[12]

Liberado ya el moedor este está listo para cortar al casing y realizar la ventana. Luego de realizar la apertura de la ventana se saca el conjunto moedor y se arma un conjunto nuevo distinto con componentes para realizar un procedimiento tradicional de perforación direccional hasta el nuevo target determinado.

Los beneficios que presenta esta técnica es que se la puede aplicar no solo en pozos cerrados por problemas, sino también el pozos nuevos que se están perforando y en los cuales se requiere una desviación lo que evitaría la pérdida de dinero y tiempo para la empresa, facilitar una continuidad en las operaciones siempre será importante.

3.3.18.2 Sistema Hydro Master

Es el último sistema de corte de ventanas de una sola corrida. Usando el sistema "Hydromaster", la empaadura desviadora, cortadoras, MWD, son corridos juntos en el pozo. El desviador es orientado por bombeo a través de la

tubería de perforación para activar el MWD sin la preocupación de pre-asentar la empacadura con el desviador en una dirección incorrecta. El anular es ligeramente presurizado para asentar la empacadura y la ventana es cortada. Todo en una sola corrida con tubería de perforación. ^[12]

3.3.18.3 Sistema De Desviación De Un Solo Viaje (Trackmaster)

El objetivo de este sistema es conseguir los siguientes pasos en un solo viaje. Correr el ensamblaje en el hueco, orientar la cara de la cuña desviadora (con MWD o Gyro), asentar el anclaje (hidráulicamente), separar la fresa de la cara de la cuña, abrir la ventana, perforar el hoyo de rata, salir del hoyo. El resultado es una ventana de tamaño completo con mínimos tiempos de fresado y un hoyo de rata de calibre completo listo para el ensamblaje direccional.

3.3.19 DEFINICIONES BÁSICAS:

- ✓ **Angulo de inclinación:** es el ángulo medido con respecto a la vertical.
- ✓ **Azimuth:** es el ángulo fuera del norte del hoyo a través del este que se mide con un compás magnético con base en la escala completa del círculo de 360 (grados).
- ✓ **Buzamiento:** es el ángulo entre el plano de estratificación de la formación y el plano horizontal, medido en un plano perpendicular al rumbo.
- ✓ **Coordenadas:** son las distancias en la dirección N-S y E-O a un punto dado. Este es un punto cero adaptado geográficamente.
- ✓ **Densidad:** cantidad de masa por unidad de volumen.
- ✓ **Dirección:** es el ángulo fuera del norte o sur (hacia el este u oeste) en la escala de 90 (grados) de los cuatro cuadrantes.
- ✓ **Dog leg (pata de perro):** es cualquier cambio de ángulo severo entre el rumbo verdadero o la inclinación de dos secciones del hoyo.
- ✓ **KOP (kickoff point):** posición de donde inicia la inclinación del pozo al objetivo.

- ✓ ***Profundidad Vertical Verdadera (TVD):*** es la distancia vertical desde cualquier punto del hoyo al piso de la cabria.
- ✓ ***Rumbo De Un Estrato De Formación:*** es la intersección entre el estrato y un plano horizontal, medido desde el plano N-S.
- ✓ ***Presión:*** fuerza aplicada sobre un área, especifica la fuerza por unidad de área, se mide en: Pascal, es decir, Newton metros cuadrados.
- ✓ ***Survey:*** control direccional, usualmente donde el control direccional magnético no puede ser obtenido.
- ✓ ***Torque:*** es la aplicación de una fuerza mediante un brazo o palanca para mover un objeto alrededor de un punto. Para la misma fuerza aplicada, el brazo de palanca permite variar el torque.

CAPÍTULO IV.

METODOLOGÍA APLICADA

4.1 Tipo de Investigación.

En cualquier estudio donde se analiza el comportamiento y resultado de un proyecto, es primordial el seguimiento y cumplimiento de una metodología (serie de etapas objetivos) que permitan enfocar el estudio hasta la obtención de los resultados parciales y finales. La metodología seguida para este proyecto cuya finalidad es analizar técnica y económicamente la perforación con Coiled Tubing para los pozos someros del Campo San Joaquín, Distrito Gas Anaco se describe a continuación.

Debido a que este proyecto está destinado a la aplicación, utilización y consecuencias prácticas de los conocimientos y a recolectar la mayor cantidad posible de información relacionada con el estado real de los objetos, situaciones o fenómenos; tal cual como se presentaron en el momento de su recolección, basándose en documentos escritos, no escritos y revisiones bibliográficas susceptibles a ser analizados, razón por la cual puede ser denominado como un estudio *Descriptivo*.

Los estudios descriptivos buscan especificar las características o propiedades importantes de personas, grupos, comunidades o cualquier otro fenómeno o variable que sea sometido a análisis.

Asimismo *Tamayo y Tamayo (1991)*, señala en su libro de Metodología de la Investigación que “Los estudios descriptivos comprenden la descripción, registros, análisis e interpretación de la naturaleza actual, composición o procesos de los fenómenos. El enfoque se hace sobre conclusiones dominantes, o sobre una persona, grupo o cosa, se conduce o funciona en el presente”.

Roberto Hernández Sampieri (1999), en su libro metodología de la investigación, indica; “Los estudios descriptivos son aquellos que se basan en describir situaciones y eventos, es decir cómo se manifiesta determinado fenómeno, permitiendo evaluar diversos aspectos, dimensiones o componentes del fenómeno a investigar”.

Este tipo de investigación permitió descubrir el problema y ciertos aspectos del mismo, de acuerdo a las bases teóricas relacionadas con la investigación, con el fin de poder llegar a la comprensión y entendimiento total del mismo.

Teniendo en cuenta que en este caso el objeto del estudio sirve como fuente de información para el investigador, se puede afirmar que al mismo tiempo es una investigación de **Campo**. Finalmente acotando que en dicho estudio se realizara un análisis técnico-económico para observar la factibilidad de la aplicación de la tubería continua en la perforación de pozos someros se infiere por igual es una investigación de tipo **Analítica**.

4.2 Diseño de la Investigación.

Esta investigación se clasifica en:

✓ **Investigación Documental:**

La cual se define de acuerdo a **Fernández Paz y Chamorro de Morales (1996)** como “El estudio analítico de la documentación bibliográfica, hemerográfica, cartográfica, sonográfica, plástica, iconográfica y arqueológica, referida al problema de investigación”. “constituye una etapa obligada al inicio de cualquier investigación de campo o de laboratorio. Al interesarnos un problema, la inquietud que sigue es determinar qué y cuanto se ha escrito sobre el tema”. Permite economizar al investigador esfuerzos ya que, a través de la revisión de la literatura, podemos evitar, repetir estudios ya realizados y validados; además ayuda a encontrarnos otros problemas y conocer categorías, hipótesis, leyes,

teorías, métodos, técnicas e instrumentos utilizados o no en investigaciones anteriores.

✓ ***Investigación No Experimental:***

Esto se debe a que las variables no se manipularán en forma deliberada, tal como señala *Sampieri (1999)*, “es la que se realiza sin manipular deliberadamente variables”. Por otro lado, las muestras son tomadas de manera no probabilísticas, puesto que la situación ya existe, según *Sampieri (1999)*, “lo que hacemos en la investigación no experimental es observar fenómenos tal y como se dan en el contexto natural, para después analizarlos”.

Se considera que un diseño de investigación cumple dos funciones básicas y prioritarias:

- a. Proporciona la oportunidad para las comparaciones necesarias requeridas la o las hipótesis de la investigación, y
- b. Capacita al investigador, a través del análisis estadístico de los datos, para hacer interpretaciones significativas con relación a los resultados del estudio.

4.3 Recursos

4.3.1 Recursos Humanos

Se contó con el asesoramiento del personal que trabaja en el Departamento de Perforación y Completación del Distrito Gas Anaco, además de la Asesoría de los Profesores de la Escuela de Ingeniería de Petróleo de la Universidad de Oriente Núcleo Anzoátegui.

4.3.2 Recursos Materiales Y Bibliográficos

Para la realización del proyecto, se consideró toda la bibliografía disponible sobre el tema de estudio, las carpetas de cada pozo donde se encuentra el reporte diario de operaciones con toda la información relativa a estos, equipos de computación con conexión a la red de información de la empresa.

4.3.3 Recursos Tecnológicos

Los paquetes de software como DIMS, DATA ANALIZAER, SEE, facilitados por PDVSA, además de los programas básicos de Office (Microsoft Word, Excel y Microsoft Power Point) estuvieron disponibles.

4.4 Técnicas E Instrumentos

Las técnicas a utilizar en el desarrollo de la investigación, son las siguientes:

4.4.1 Revisión Bibliográfica:

Libros, manuales, guías, documentos técnicos, internet y todo el material o documentación requerida.

4.4.2 Entrevistas:

Las entrevistas se realizaron con el personal de PDVSA especializado en trabajos de perforación y de tubería continua, con la finalidad de recibir orientación e información referente al tema de análisis.

4.4.3 Técnica de Observación Indirecta:

Esta consiste en la corroboración de datos provenientes de testimonios orales o escritos de personas que han tenido contacto directo con la fuente que proporciona los datos.

4.4.4 Internet:

Es una técnica de gran ayuda para el suministro de informes de la Sociedad de Ingenieros de Petróleo (SPE), papers, manuales varios y todas aquellas informaciones de importancia para el tema.

4.4.5 Carpeta de Pozos:

✓ Archivos Físicos (Carpeta de Pozos).

En este sistema de archivo en físico se encuentran las carpetas que contienen información de historia de los pozos, específicamente trabajos y oraciones de perforación y producción comenzando desde su perforación, posterior completación, hasta el momento del cierre del pozo. Esta herramienta se utilizó para buscar una serie de datos necesarios, como temperaturas, presión de poro, coordenadas, además de trabajos de completación y su correspondiente diagrama mecánico.

✓ Archivo de Pozo (SIMDE_WEB).

PDVSA cuenta dentro de sus instalaciones, con un programa de tipo base de datos, el cual almacena toda la información tanto en reportes, análisis y todos aquellos documentos que poseen la historia de los pozos, características desde su propuesta, aceptación, inicio y transcurso de su desempeño y trabajos aplicados a los mismos hasta la fecha. Este programa tiene una distribución de carpetas por diferentes áreas, las cuales a su vez tienen otro conjunto de subcarpetas para cada campo que contienen información concerniente a pozos de determinadas zonas del

país, por lo tanto, es posible visualizar de manera digital todo el contenido que poseen las carpetas de pozos. Dentro de cada subcarpeta se encuentran diferentes Items que ofrecen diferentes documentos, como es el caso de:

- Análisis y Pruebas.
- Correspondencia.
- Informes de presiones y temperaturas.
- Informes Financieros y de Costos.
- Informes Geológicos.
- Propuestas, Programas y Recomendaciones.
- Reportes Operacionales.

4.5 Descripción de las Herramientas

Las herramientas utilizadas durante el desarrollo de este proyecto se relacionaron con programas y paquetes de información aplicados en la industria petrolera, en el área de yacimientos específicamente, necesarios para llevar a cabo la actividades planteadas de acuerdo a los objetivos propuestos, con la finalidad de la ejecución de estos y de la realización de los análisis respectivos. Las herramientas utilizadas son:

4.5.1 DIMS™ FOR WINDOWS® (DFW™).

Es un software que integra completamente una base de datos, comunicación e ingeniería para la perforación, completación y servicios al pozo. Como un completo wellsite basado en reportes de operaciones y un sistema de base de datos, puede prepararse para ser adaptado a cualquier campo o ambiente de operaciones, para facilitar los reportes operacionales y las consultas necesarias. El Dims proporciona información sobre perforación, completación y servicios al pozo dentro de una sola aplicación. Puede ser configurado para operar bajo todos los sistemas de medidas y múltiples idiomas.

El método que utilizan la mayoría de las organizaciones de perforación para almacenar toda la información perteneciente a un pozo, es ubicarla en la gaveta de un archivador. En ella encontrara los reportes diarios de perforación, los reportes geológicos, los reportes DST, sumarios de revestidores y cementación, y otros datos importantes referentes al pozo.

DFW fue creado para reemplazar el archivador tradicional de gavetas por archivos electrónicos almacenados en el computador.

En este programa se cargan múltiples datos como los costos y tiempos totales de las operaciones, también genera el reporte sumario de operaciones el cual es primordial durante el análisis de problemas operacionales donde se describen todas las actividades realizadas durante el desarrollo de la operación, además se indica la fecha y la fase en que sucede, el tiempo de duración, tipo de operación, entre otros datos.

4.5.2 COMPASS™

Este software tiene como propósito realizar diseños de los pozos direccionales, ya que a través de este se puede definir la trayectoria según los requerimientos de diseño propuesto por geología (coordenadas de superficie/objetivo), establecer un plan direccional y eliminar la incertidumbre de contacto con pozos vecinos, mediante el análisis de anticolidión correspondiente.

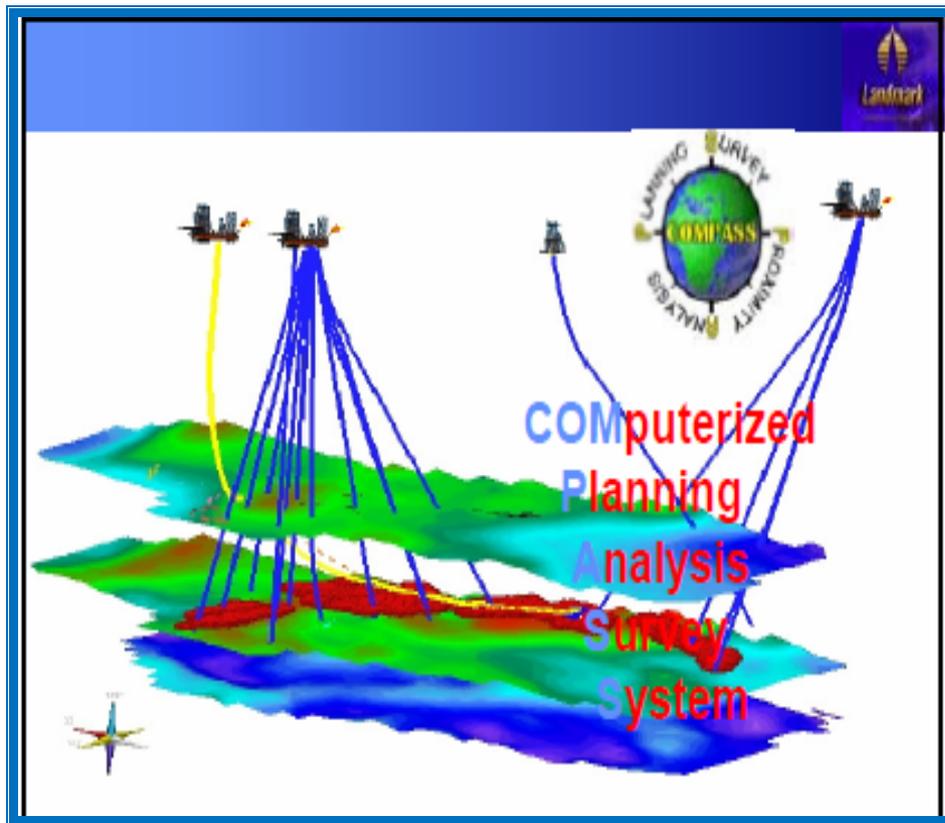


Figura N° 4.1 Página Principal de COMPASS™.

COMPASS™ está constituido por la siguiente agenda:

Agenda	
⊕ Usando Ayuda On-Line	Obteniendo ayuda de COMPASS
⊕ Estructura de Datos	Jerarquia de la estructura de datos
⊕ Survey	Calcula la forma del Wellpath
⊕ Planificacion	Disena la forma del Wellpath
⊕ Anti-Collision	Separacion entre Wellpath
⊕ Ejercicios	Ejercicios combinados
⊕ Plots	Edicion de plots de perfil y plan

Figura N° 4.2. Agenda del Software COMPASS™

En donde la *Estructura De Datos* está conformada por:

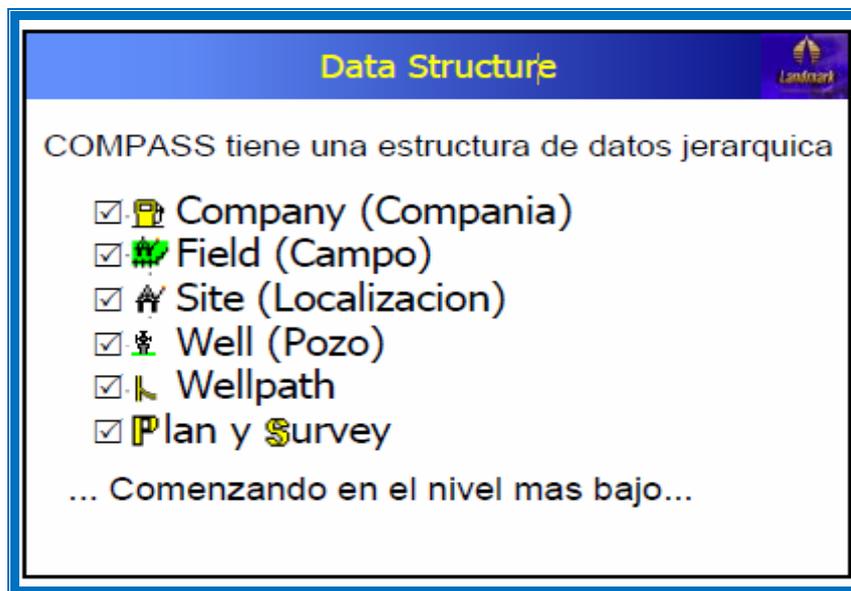


Figura N° 4.3 Estructura de Datos del COMPASS™.

En donde:

- ✓ **Plan y Survey:** Un Survey es una serie de observaciones hechas en una sección del pozo con una misma herramienta en la misma corrida; esta herramienta de Survey puede ser tradicional (MD, Inc., Azi.), Solo Inclinación (MD, Inc.) o Inercial (TVD, N/S, E/W). cada modelo de Survey tiene un Modelo de Error para cálculos de Incertidumbre Posicional.
- ✓ **Wellpath:** Un Wellpath puede tener muchos Surveys, puede tener muchos planes; pero debe tener solo un plan principal. En el escenario de planificación el Wellpath puede ser el plan principal, pero mientras se perfora, este podría ser una combinación del Survey más exacto.
- ✓ **Well:** Un pozo es una ubicación en superficie y puede tener uno o más Wellpath.
- ✓ **Site:** Una localización es una colección de pozos; el centro de la localización puede ser dad en coordenadas de mapa o geodésicas y una elevación encima de un sistema o Datum de Campo. La localización puede

tener objetivos de perforación, los cuales pueden ser asignados a un Wellpath simple o pueden ser parte de más de un Wellpath.

- ✓ **Field:** Un Campo es una colección de localizaciones de dentro del mismo sistema geodésico. Todas las localizaciones dentro de un campo están alineadas bien sea Norte Grid o Norte Real. Un Campo tiene un Sistema de Datum que le da el nombre de “0” TVD para el Campo, por ejemplo e nivel del mar promedio. Se puede seleccionar un modelo geomagnético para calcular la declinación magnética.
- ✓ **Company:** Una Compañía puede tener varios Campos. Las Compañías pueden tener diferentes políticas en cuanto a cálculos de Anticolisión, métodos de cálculos de Survey y parámetros de Error en Herramientas de Survey.

En cuanto a **Survey y Planificación**, COMPASSTM opera de de la siguiente manera:

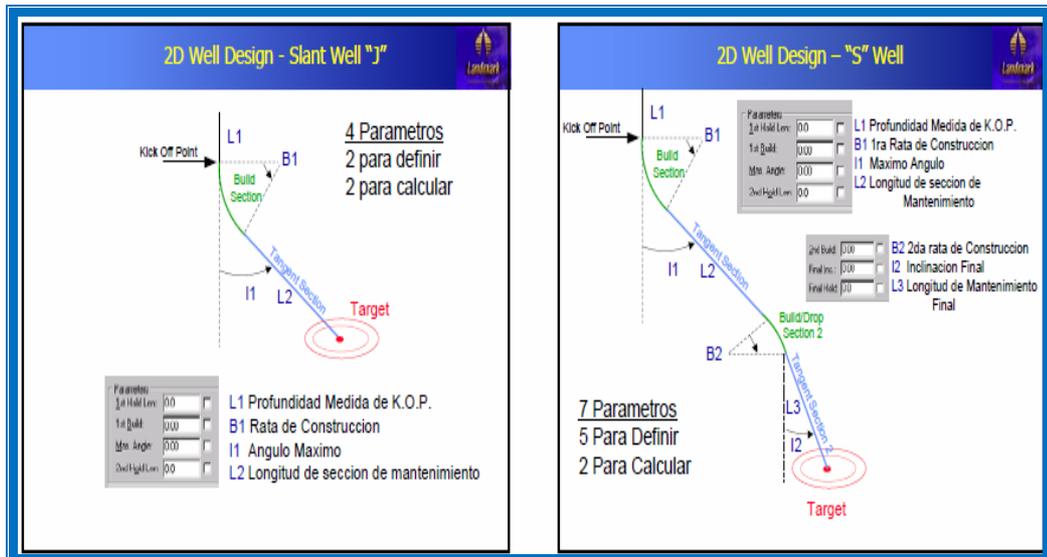


Figura N° 4.4 Parámetros usados en la Trayectoria de un Pozo en forma “J” y otro en forma de “S” con COMPASSTM.

En ambos casos, se definen parámetros para que COMPASS calcule los que restan una vez que se vaya realizando la trayectoria. Estos parámetros, como se observa en la figura 4.4 Son la profundidad del punto de arranque (K.O.P), tasa de construcción, ángulo máximo y la longitud de sección de mantenimiento en el caso del pozo en forma de “J”, en donde el K.O.P. debe ser definido al igual que la tasa de construcción, para calcular el ángulo máximo y la longitud de sección de mantenimiento. Para el pozo en forma de “S” se establecen siete parámetros, cinco para definir y dos para calcular, como lo es la inclinación final y la longitud de mantenimiento final.

Este programa tiene la capacidad de manejar los siguientes parámetros, algunos deberán ser definidos y otros serán calculados para así obtener las curvas para los pozos direccionales que se diseñarán. Los parámetros se presentan a continuación en la figura 4.5.

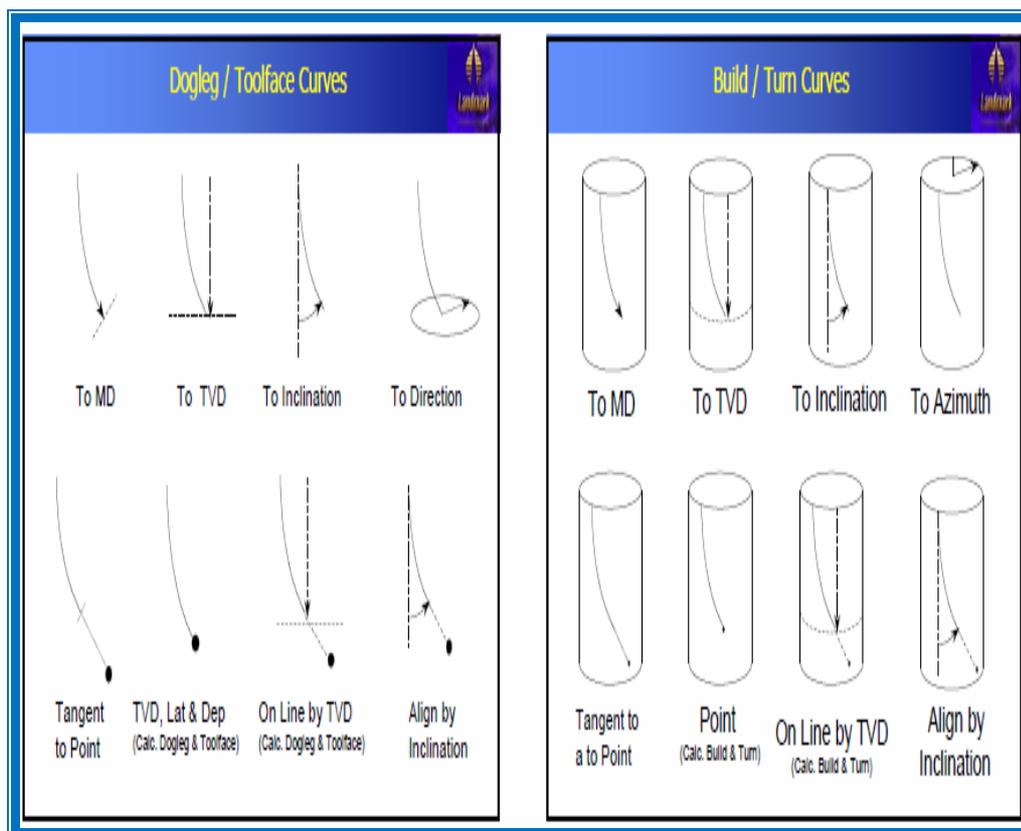


Figura N° 4.5 Curvaturas Estimadas por COMPASS™.

Para efectos de la Anticolisión, *COMPASS* trabaja con los siguientes parámetros:

- ✓ Sistema de Error.
 - *Incertidumbre de Posición del Pozo.*

- ✓ Método de Exploración.
 - *Distancia entre Pozos.*

- ✓ Métodos de Advertencia.
 - *Criterio por Separación Reportada.*

- ✓ Superficie de Error
 - *Calcula la dimensión del Error de superficie entre Wellpath.*

4.5.3 STRESSCHECK™

Este software fue realizado para el desarrollo de Diseños de Tuberías de Revestimiento y tiene como objetivo reducir al Mínimo el costo de las tuberías de los pozos. Esta completa solución genera automáticamente el diseño de más bajo costo, sobre la base de las cargas definidas por el usuario.

El software *STRESSCHECK* permite la evaluación rápida, sistemática y precisa de los límites de desgaste, las soluciones de mínimo costo de diseño, el diseño triaxial, y el diseño de trabajo, el estallido, colapso y la instalación de las cargas axiales y la vida útil de los revestidores. El software *STRESSCHECK*, es un componente integrado de escritorio del Ingeniero sistema™, es la herramienta de elección para evaluar tuberías de revestimiento y diseño.

Los Beneficios aportados por esta herramienta son los siguientes:

- ✓ ***Mayor Productividad y Eficiencia:*** La Integración con otras aplicaciones en ingeniería de sistema como referencia de modelo de datos y así reducir

el tiempo de entrada de los mismos, además de los errores y el tiempo de entrenamiento.

- ✓ ***Diseño de Bajo Costo:*** El software STRESSCHECK reduce el costo del diseño de las tuberías de revestimiento, basándose en estándares o inventarios definidos por el usuario, el costo específico, las restricciones y dominios triaxiales del diseño y la longitud mínima de tuberías de revestimiento y secciones una vez éstas se encuentren avaladas por el API.
- ✓ ***Soluciones Rápidas y Precisas:*** Se obtienen rápidas y exactas cargas de estrés, y las soluciones de pandeo para los pozos verticales y direccionales.

4.5.4 Software SEE (Sistemas de Evaluaciones Económicas)

Es una herramienta que permite cuantificar la rentabilidad de un proyecto de inversión a través de los siguientes indicadores económicos: Valor Presente Neto (V.P.N), Tasa Interna de Retorno (T.I.R), Tasa Interna de Retorno Modificada (T.I.R.Mod), Eficiencia de Inversión (E.I) y Tiempo de Pago Dinámico (T.P.D).

El SEE fue desarrollado por el grupo de Evaluaciones Técnico-Económicas de Intevp e Intesa por requerimiento de la Gerencia de Presupuestos de Inversión de PDVSA M&M, con el fin de obtener una herramienta que permitiera homologar procedimientos, conceptos y lineamientos en la determinación de los indicadores económicos de los proyectos de Refinación, Suministro y Comercio.

Debido a que normalmente; las evaluaciones económicas se llevan a cabo considerando periodos largos, los flujos de cajas futuros son estimados y por ellos sensibles a posibles variaciones durante las diferentes etapas de un proyecto, por esta razón el sistema está en capacidad de realizar un gráfico de sensibilidad con el propósito de conocer cuan susceptible es el Valor Presente Neto (V.P.N) del proyecto a los cambios en los parámetros tales como: Inversión, Costos,

Volúmenes y Precios. Adicionalmente el sistema tiene la facilidad de poder evaluar varias alternativas de un proyecto bajo diferentes escenarios económicos.

4.6 Procedimiento Metodológico

4.6.1 Revisión Bibliográfica

La revisión bibliográfica vino a formar parte de la primera etapa a seguir para desarrollar el tema. Se recopiló toda la información teórica necesaria a través de libros, publicaciones, manuales, internet, folletos especializados, tesis de grado, entrevistas, etc. Éstos permitieron adquirir conocimientos previos para el desarrollo del proyecto y/o afianzar los conocimientos relacionados con el tema en estudio, lo cual permitió un fácil manejo de los términos y procedimientos durante el desarrollo de los objetivos planteados.

4.6.2 Identificación De Los Problemas Operacionales En La Construcción De Los Pozos Someros Perforados Convencionalmente En El Campo San Joaquín Distrito Gas Anaco.

Esta etapa estuvo dirigida con especial atención a describir como se llevan a cabo las operaciones de construcción de pozos someros del Campo San Joaquín, en el Distrito Gas Anaco, de manera de identificar o reconocer los problemas operacionales ocurridos durante la perforación de estos pozos.

En la presente etapa se identificaron los correspondientes problemas operacionales para los 6 pozos en estudio, mediante el uso de los reportes operacionales encontrados en las carpetas de los pozos. Es importante recalcar que para los pozos que no tienen carpetas archivadas todavía, debido a la autorización del ministerio, su seguimiento se realizó a través del software corporativo **DIMS** en el cual se cargan todos los reportes diarios de las operaciones realizadas.

Para llegar a planificar un nuevo pozo en el Campo San Joaquín fue necesario conocer y analizar los problemas encontrados en el mismo, para el cual como primera fase se procedió a una revisión de las diferentes operaciones realizadas en un grupo de pozos con tecnologías convencionales. Este grupo está conformado de 6 pozos, para estos se analizó detalladamente todas las operaciones realizadas en cada fase de perforación durante su construcción, con la finalidad de conocer todos los problemas operacionales encontrados en cada etapa y así obtener una relación de estos eventos en pozos vecinos, como es el caso del pozo JM-103, a quien se le suministraron los problemas de su pozo vecino JM-259. Esto nos anticipa la posibilidad de encontrar dichos problemas a medida que se va perforando; por lo que el origen de las propiedades del Campo bien sea litológico, geológico, presencia de gas, presencia de agua, zonas presurizadas etc; van de la mano en la propagación de estas incidencias.

La importancia fundamental o más significativa de este objetivo es la posibilidad de reducir los problemas de perforación relacionados con pérdidas de circulación, arrastres, corte de lodo, derrumbes entre otros, lo que implica tomar en cuenta este historial de problemas a la hora de realizar la reentrada a los pozos candidatos del Campo en estudio para ser minimizados e implementar un plan de operación sin riesgo alguno.

4.6.3 Análisis Del Diseño De Construcción Del Nuevo Pozo Somero Que Se Perforará En El Campo San Joaquín Distrito Gas Anaco.

En este periodo se evaluaron las diferentes tecnologías, tanto la convencional como la del Coiled Tubing y las experiencias obtenidas mediante la aplicación de estas.

El desarrollo de esta etapa comprendió: la revisión bibliográfica y las entrevistas realizadas a las empresas de servicios, con el fin de recolectar información requerida, suficientemente relevante para realizar el análisis, ya que

con estas se tenía la libertad de emitir una opinión con juicio crítico que permitiera reforzar la información obtenida y evaluarla y evaluarla en función de la perspectiva del problema.

A su vez se procedió a la caracterización y descripción de la tecnología de perforación, equipos, funcionamiento y productos y la aplicación de cada uno de ellos dentro de las operaciones de perforación; así como también conocer sus ventajas y desventajas, límites, proceso y ambientes donde se aplica la tecnología.

A continuación se presenta un diagrama del procedimiento para llevar a cabo este análisis de perforar un nuevo pozo utilizando la tecnología de Coiled Tubing.

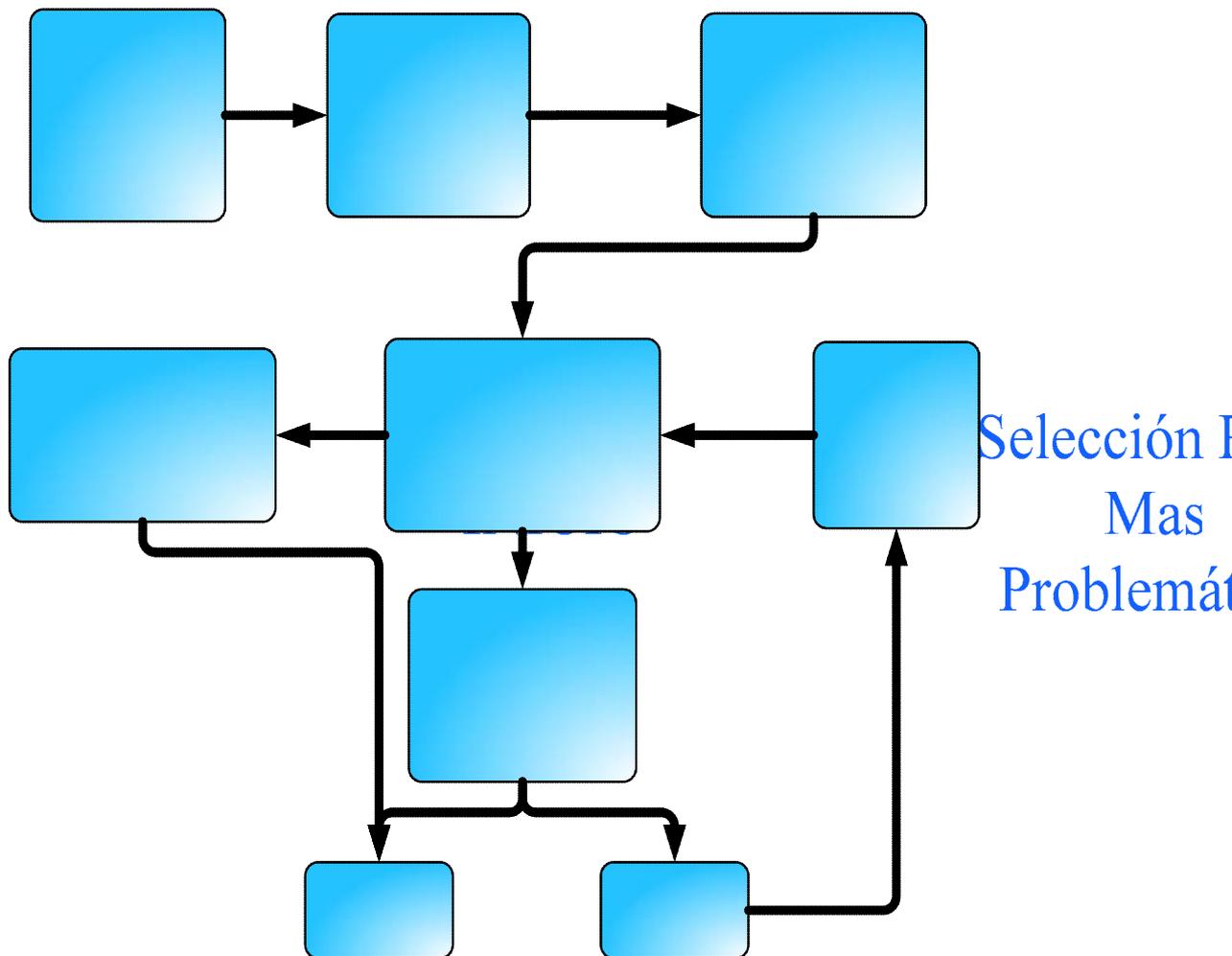


Figura N° 4.6 Diagrama de Flujo del Análisis de Diseño de Perforación con Coiled Tubing.

4.6.4 Realización del Diseño de Construcción Para el Nuevo Pozo Somero del Campo San Joaquín Distrito Gas Anaco.

La trayectoria del pozo se planificó a través del programa *COMPASSTM* (Computerized Planning and Analysis Survey System), el cual se utiliza para diseñar pozos direccionales, ya que a través de este se puede definir la trayectoria según los requerimientos de diseño propuesto por geología (coordenadas de superficie/objetivo), establecer una plan direccional y eliminar la

incertidumbre de contacto con pozos vecinos, mediante el análisis de anticolisión correspondiente. Para la planificación fue necesario ubicar los siguientes parámetros:

- ✓ Pozos vecinos de los pozos en estudio.
- ✓ Coordenadas de fondo y superficie para los pozos en estudio y vecinos.
- ✓ Surveys de pozos vecinos y candidatos.
- ✓ Elevación del terreno.
- ✓ Elevación de la mesa rotaria (EMR).

Estos parámetros fueron encontrados con la ayuda del mapa de los pozos presentes en el Campo de estudio como se muestra en la Figura 4.7; en el cual se ubicó los pozos en estudio y a su vez los pozos vecinos más cercanos a ellos, esto con la finalidad de encontrar los Surveys, coordenadas, elevación del terreno, EMR (apéndice B), mediante la revisión de las carpetas de pozos.

La información de los pozos vecinos es de suma importancia a la hora de realizar la trayectoria de un pozo esto para evitar colisión o choques con el pozo nuevo, es por ello que estos datos o parámetros son considerados relevantes en cualquier planificación de pozo.

	MD (ft)	Inc (deg)	Azi (deg)	TVD (ft)	NS (ft)	EW (ft)	V.Sec (ft)	Dogleg (deg/100ft)	T.Face (deg)	Build (deg/100ft)	Turn (deg/100ft)	CL (ft)	Section Type	Target
1	0,0	0,00	0,00	0,0	0,0	0,0	0,0	0,00	0,00	0,00	0,00		Tie Line	
2	700,0	1,00	150,00	700,0	-5,3	3,1	6,0	0,14	150,00	0,14	0,00	700,0	Inc Azi MD	
3	1200,0	2,00	155,00	1199,8	-17,0	8,9	19,0	0,20	9,96	0,20	1,00	500,0	Inc Azi MD	
4	2100,0	4,00	175,00	2098,5	-62,5	18,3	64,9	0,25	37,86	0,22	2,22	900,0	Inc Azi MD	
5	3500,0	4,00	176,00	3495,1	-159,8	26,0	158,9	0,00	90,50	0,00	0,07	1400,0	Inc Azi MD	
6	4899,0	70,00	156,00	4552,7	-892,5	331,5	952,1	4,74	339,44	4,72	-1,43	1399,0	Inc Azi MD	
7													Insert Line	

Figura N° 4.8 Ventana del Plan de la Trayectoria del nuevo Pozo JM-103.

El objetivo principal del sidetrack aplicado al pozo candidato, es llegar a la arena NAE1, para el cual se procedió a estudiar las profundidades de asentamiento de los pozos vecinos para relacionarlos con el pozo JM-103, basándose en el patrón del Campo San Joaquín. El pozo luego de obtener su trayectoria en “Compass” y plantear sus objetivos a partir del cual se estimó las profundidades de cada revestidor (tabla 3.1) usando las siguientes consideraciones:

- ✓ Presión de Poro
- ✓ Gradiente de fractura
- ✓ Densidad de los lodos usados en pozos vecinos
- ✓ Problemas observados en pozos vecinos.

Tabla N° 4.1 Profundidad de Asentamiento para los Revestidores del nuevo Diseño.

REVESTIDOR	HOYO (Pulg.)	SHOE (pies)
13 ^{3/8}	17 ^{1/2}	1192
9 ^{5/8}	10 ^{5/8}	6760
7	8 ^{1/2}	5856
3 ^{1/2}	4	6148

Es necesario visualizar el grafico referido a los gradientes de fractura (Figura 4.9) y presión de poro para determinar la profundidad de asentamiento es aquí donde se realiza el diseño desde el fondo del pozo considerando siempre que la presión hidrostática del lodo que se utilizará en el fondo no exceda el gradiente de fractura a cierta profundidad en la parte superior, se inicia desde el fondo trazando una línea recta vertical con la densidad a utilizar hasta acercarse a la curva de gradiente de fractura, tomando en cuenta los márgenes de aumento a la densidad del lodo en caso de presentar pérdidas y está será la profundidad mínima para asentar la TR; este proceso se repite hasta terminar todo el diseño del pozo.

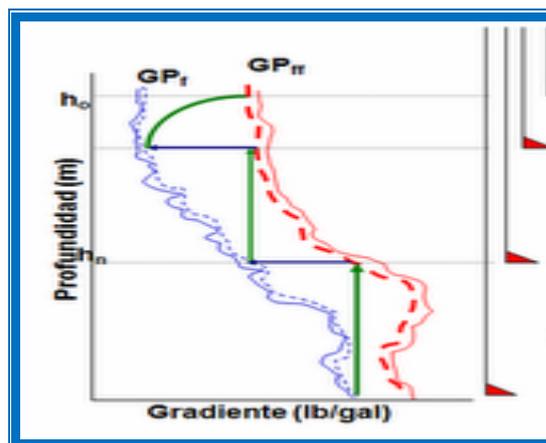


Figura N° 4.9 Asentamiento de Revestidores.

Durante el diseño del pozo a ser perforado con Coiled Tubing, se usa la herramienta **STRESSCHECK** para analizar los diferentes esfuerzos que se

presentan durante las operaciones de perforación en las tuberías empleadas, como lo son el pandeo (buckling), los cambios de presión interna, efectos térmicos etc; los cuales pueden incidir negativamente, ocasionando que los costos y tiempos de operación se incrementen más de lo planeado. En vista de todos los efectos producidos en un pozo se tomó en cuenta las condiciones de carga pautadas por PDVSA dependiendo del tipo de revestidor bien sea conductor, de superficie, intermedio o producción, para el cual se analizó diferentes casos como estallido, colapso, cargas axiales (tensión y compresión).

Considerando todos los aspectos de diseño se estableció una base de datos para cada revestidor desde el diámetro del hoyo, hanger (indica si el revestidor está hasta superficie o colgado), densidad del lodo, densidad de la lechada, drift para cada revestidor, profundidad de la empacadura, peso y grado del revestidor, presión de fractura de la zapata con el fin de generar todas las gráficas de colapso, estallido, axial y triaxial para determinar una curva de diseño.

La grafica triaxial (Figura 4.10) viene determinada por la teoría de Von Mises la tensión triaxial no es un esfuerzo real. Es una manera de comparar un estado de tensión generalizado en tres dimensiones a un criterio de fracaso uniaxial (el límite de elasticidad). Esta teoría consiste en definir un esfuerzo equivalente y entonces relacionar este esfuerzo mínimo especificado de resistencia de esfuerzo de la TR. De acuerdo a la teoría un esfuerzo de tensión axial puede incrementar la capacidad de esfuerzo cortante y viceversa. El esfuerzo equivalente deberá ser calculado en la parte superior y el fondo de cada intervalo de tubería de revestimiento, por peso y grado, en el tope del cemento, a una profundidad en particular en donde existe un cambio específico en la presión interna o externa o a una geometría específica del hoyo.

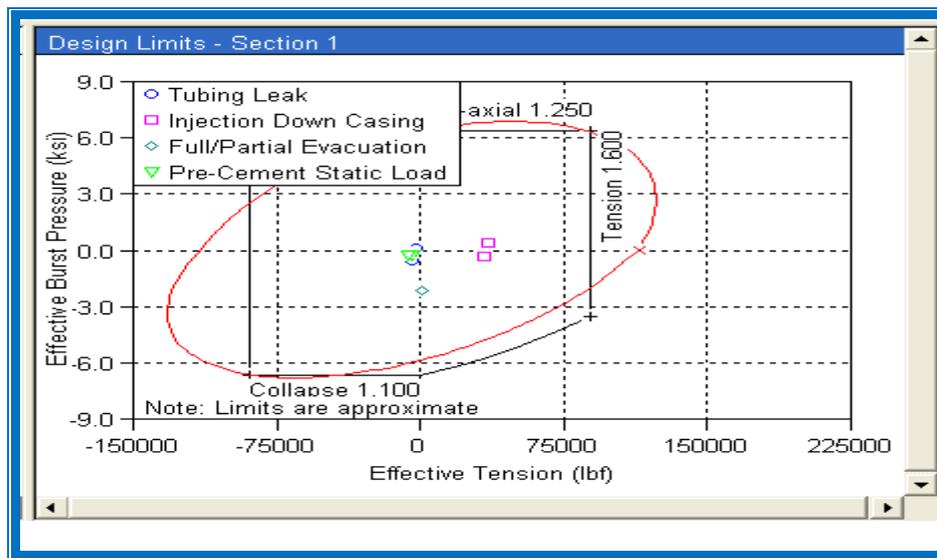


Figura N° 4.10. Representación de las Cargas Triaxiales.

Una vez introducidos los parámetros necesarios para darle uso a la herramienta, se procede a determinar el diseño con los siguientes revestidores establecidos, tanto por su resistencia, como por el costo y su existencia en el mercado. Estos tipos de tuberías se presentan a continuación.

Sumario del Pozo						
	String	OD/Weight/Grade	Connection	MD Interval (ft)	Drift Dia. (in)	Burst
						lv
1	Conductor Casing	13 3/8", 68.00 lbm/ft, N-80	BTC, N-80	31-1192	12.259	3.86 L
2						
3						
4	Surface Casing	9 5/8", 53.50 lbm/ft, N-80	BTC, N-80	31-3500	8.500 A	2.70
5						
6						
7	Intermediate Liner	7", 29.00 lbm/ft, N-80	LTC, N-80	3000-5856	6.059	6.32
8						
9						
10	Production Liner	3 1/2", 9.30 lbm/ft, C-90	STC, C-90	5500-6148	2.867	33.22
11						
12						

Figura N° 4.11. Revestidores Del Diseño del nuevo Pozo JM-103.

A continuación se presenta un diagrama del procedimiento para llevar a cabo este análisis de perforar un nuevo pozo utilizando la tecnología de Coiled Tubing:

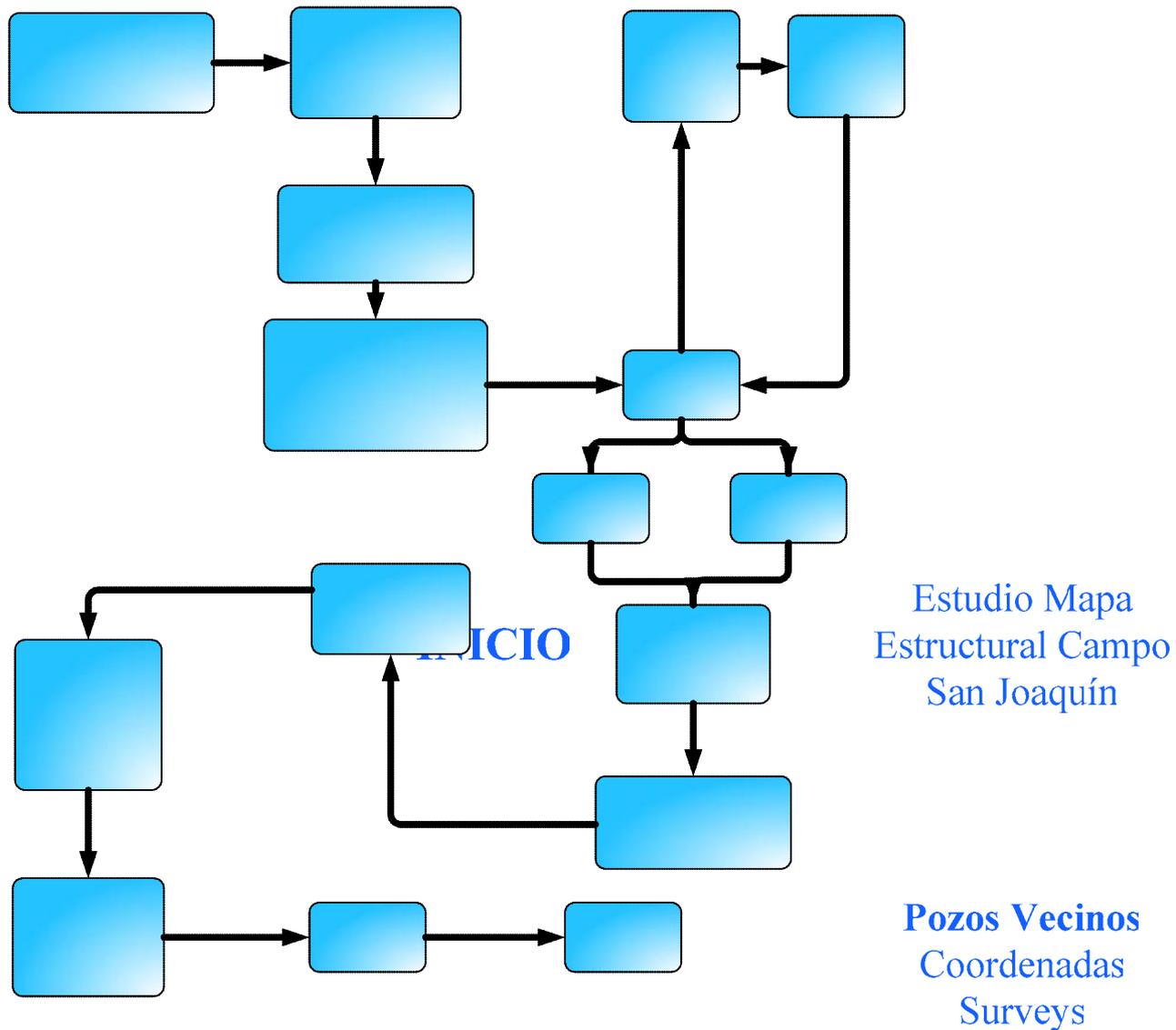


Figura N° 4.12 Diagrama de Flujo para el Diseño de Perforación del nuevo Pozo JM-103, Perforado con Tubería Continua.

Pozo en Estudio
 Coordenadas
 Survey
 Elev. Terreno
 Elev. Mesa Rotaria

4.6.5 Comparar el Diseño de Perforación Convencional con el Diseño de Perforación Usando la Tubería Flexible (Coiled Tubing) en los Pozos Someros del Campo San Joaquín Distrito Gas Anaco.

La comparación del Sistema de Perforación Convencional con el Sistema de Coiled Tubing en cuanto a tiempos y seguridad de ambiente, así como también de los parámetros operacionales para determinar el rango de ellos en el área de estudio y ser considerados en el diseño del Sistema Coiled Tubing fueron tomados de los pozos perforados convencionalmente en el Campo San Joaquín, mediante la revisión minuciosa de las carpetas de los pozos y con el apoyo de los Softwares *DIMS* y *Data Analyzer*.

El análisis de los tiempos de perforación consistió en suponer las mismas actividades de la perforación convencional, incluyendo los problemas operacionales, con el propósito de demostrar la confiabilidad en la reducción del tiempo. Los tiempos que varían en este sistema son los tiempos de operaciones de viajes de tuberías, ya que no se requiere bajar individualmente cada tubo y por lo tanto, tampoco se evidencia o se realiza la conexión de los mismos.

De igual manera todos los periodos asociados o relacionados a la sacada de tubería, varían en la perforación convencional. Así como también en la fase de mudanza, vestida y desvestida del equipo.

En cuanto a Seguridad y Ambiente de Perforación, el análisis comparativo se desarrolla a partir de entrevistas y revisiones bibliográficas, con el propósito de enfocar parámetros tales como: impacto ambiental, seguridad que se le ofrece al personal que se encuentre en el sitio de trabajo, equipos peligrosos y tamaños de locación.

4.6.6 Analizar la Rentabilidad del Uso del Coiled Tubing a Través del Software SEE para la Perforación de los Pozos Someros en el Campo San Joaquín Distrito Gas Anaco.

Mediante el uso del software PIPESIM 2008, se obtuvieron las diferentes gráficas que representan el comportamiento de afluencia del pozo JM-259 en estudio, el cual es tomado como referencia para la construcción del nuevo pozo JM-103 con Coiled Tubing. Esto permitió evaluar la productividad del pozo de muestra, bajo condiciones actuales, con el desarrollo del análisis nodal para este pozo.

Esta opción nos permite estudiar el comportamiento de las curvas de afluencia IPR donde se analizan las curvas de oferta (lo que aporta el yacimiento) con la curva de demanda (la capacidad de transporte del pozo). De allí se optimiza la tasa y las condiciones actuales de producción. La Figura 4.13 representa la ventana principal de esta función.

Los datos necesarios para realizar la corrida de análisis nodal son los siguientes:

- ✓ La presión de salida del sistema, que representa la presión en el nivel de separación.
- ✓ La presión de entrada al sistema, que es la presión estática del yacimiento.
- ✓ Curva de oferta, se selecciona el objeto a sensibilizar (yacimiento o datos del sistema) y las variables a sensibilizar.
- ✓ Curva de demanda, se selecciona el objeto a sensibilizar (choke, tubería de producción o línea de flujo) y las variables a sensibilizar.

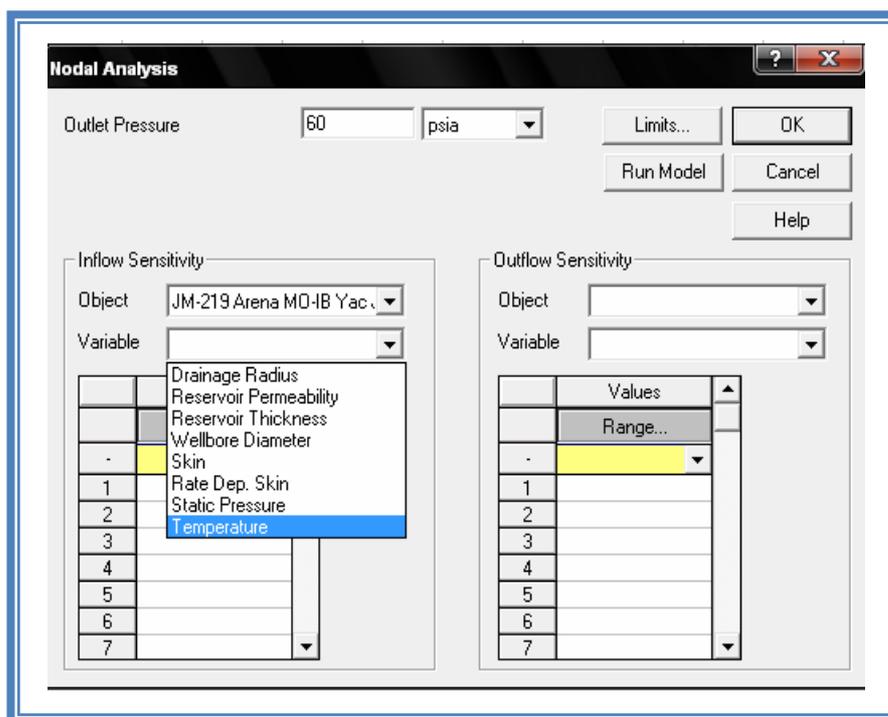


Figura N° 4.13. Ventana de Entrada de Información de Análisis Nodal.

Mediante el uso del software PIPESIM 2008, se obtuvo el análisis nodal del pozo JM-259. Esto permitió evaluar la productividad de este pozo de muestra, bajo condiciones actuales.

Y así posteriormente poder realizar la evaluación económica del pozo JM-103, tomando como referencia al JM-259 y poder estudiar, desde un nivel técnico y económico, mediante el Sistema de Evaluación Económica (SEE), los resultados en cuanto a factibilidad de la aplicación de la técnica recomendada a los pozos sometidos a dicha evaluación, obteniendo las variables principales valor presente neto (VPN) y tiempo de pago (TP).

4.5.7 Conclusiones y Recomendaciones

Esta etapa se basa en el análisis de los resultados obtenidos para proponer las conclusiones y recomendaciones determinadas, de acuerdo a las secuencia de

los objetivos planteados y por el seguimiento de una metodología adecuada para llevar a cabo el desarrollo del proyecto.

CAPÍTULO V.

DISCUSIÓN Y ANÁLISIS DE RESULTADOS

5.1 Identificación de los Problemas Operacionales en la Construcción de los Pozos Someros Perforados Convencionalmente en el Campo San Joaquín Distrito Gas Anaco.

El Distrito Gas Anaco (D.G.A) se encuentra geográficamente ubicado en la parte central del estado Anzoátegui, con un área aproximada de 13400 Km². Posee yacimientos petrolíferos productores de hidrocarburos livianos y condensados, así como también grandes cantidades de gas natural. El distrito se encuentra conformado por dos grandes áreas operacionales, el Área Mayor de Oficina (AMO), integrada por los campos Soto-Mapiri, la Ceibita, Zapatos, Mata R y Aguasay, y el Área Mayor de Anaco (AMA), integrada por los campos Santa Rosa, Guarario, San Joaquín, Santa Ana, El Toco y El Roble.

Para realizar la descripción de las operaciones de construcción de pozos someros en el Distrito Gas Anaco se tomaron en cuenta los historiales de perforación de 6 pozos, pertenecientes todos al Campo San Joaquín (JM). Ver Apéndice B. (JMN-248, JMN-252, JMN-255, JM-254, JM-259 y JM-263) que fueron construidos en el Área Mayor de Anaco, de los cuales 3 son verticales (JMN-252, JMN-255 y JM-254) y 3 horizontales (JMN-248, JM-259 y JM-263).

Geológicamente, el Área Mayor de Anaco presenta una columna estratigráfica muy variada y accidentada, ya que su estructura parte del Cretáceo de la era Mesozoica pasando por el Paleoceno, Eoceno, Oligoceno, Mioceno, Plioceno, y por último el más joven Pleistoceno. La sección del Área Mayor de Oficina presenta mayor porcentaje de lignitos que pueden producir atascamiento mecánico de la sarta (por derrumbe) y reducir fuertemente la tasa de penetración.

En esta zona se presenta además una zona de presiones anormales lo que ha inducido a un mejor diseño de la tubería revestidora de los pozos.

Los yacimientos del Campo San Joaquín pertenecen a la Formación Oficina, y datan de la Edad Mioceno Inferior-Medio, por lo que son geológicamente jóvenes. Comúnmente se localizan a profundidades someras, en donde los sedimentos no han logrado compactarse totalmente y tienen cementación intergranular relativamente pobre. La profundidad de los yacimientos completados en los pozos de estos campos, se encuentran entre los 2500 y los 5000 pies, y por ende, aumenta la posibilidad de que los problemas de arenamiento atiendan a in consolidación del material rocoso.

En otras palabras, durante el proceso de perforación de pozos llevado a cabo para iniciar la explotación de los yacimientos del Campo San Joaquín, se presentan una serie de problemas operacionales, entre los cuales podemos mencionar: Repasos, apoyos, torques, arrastres, pérdidas de circulación, pegas de tubería, gas de fondo y derrumbes. Todos estos eventos se generan debido a que estos yacimientos se encuentran en formaciones someras, donde la compactación de la roca es pobre, originando de esta manera la inestabilidad de la formación por la inadecuada o pobre cementación de los sedimentos, así como también por la poca compresibilidad ejercida por las capas suprayacentes.

A través de los reportes operacionales obtenidos mediante el programa Dims (suministrados por la empresa Petróleos de Venezuela S.A, PDVSA. Distrito Anaco) y las carpetas de pozos, se identificaron los problemas operacionales ocurridos durante las labores de perforación de los pozos. Haciendo mayor énfasis en la fase horizontal de los mismos (arena de interés), con la finalidad de observar si existe algún factor inherente a tales operaciones, como lo puede ser la pérdida de fluido hacia la formación productora que esté generando una restricción al flujo en las cercanías del pozo. Es importante tener el conocimiento acerca de lo mencionado anteriormente, debido a que puede existir ese factor de daño

adicional que no fue tomado en cuenta como referencia para las simulaciones iniciales, con lo cual se esté generando de esta manera una desviación mayor entre la producción estimada y la producción real, es decir al no tomarse en cuenta dicho factor los valores obtenidos de las simulaciones pueden estar sobreestimados.

La tabla 5.1 presenta un resumen donde se muestra, de forma numérica, las ocurrencias de los diferentes problemas operacionales que se generaron durante la construcción de pozos someros en el Distrito Gas Anaco. Observándose que el pozo que presentó mayor número de eventos fue el JM-0259 (Pozo Horizontal).

Tabla N° 5.1 Resumen de los Problemas Operacionales ocurridos durante la Perforación de los Pozos Someros del Campo San Joaquín.

<i>Pozos</i>	<i>Apoyo, Torque Arrastre</i>	<i>Pega Tubería</i>	<i>Repaso</i>	<i>Perdida Fluido</i>	<i>Corte Lodo</i>	<i>Suabeo</i>	<i>Derrumbes</i>	<i>Gas Fondo</i>	<i>Total</i>
<i>JMN 248</i>	<i>18</i>	<i>0</i>	<i>4</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>22</i>
<i>JMN 252</i>	<i>5</i>	<i>0</i>	<i>11</i>	<i>3</i>	<i>7</i>	<i>0</i>	<i>2</i>	<i>0</i>	<i>28</i>
<i>JMN 255</i>	<i>10</i>	<i>0</i>	<i>16</i>	<i>9</i>	<i>7</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>47</i>
<i>JM 254</i>	<i>4</i>	<i>0</i>	<i>6</i>	<i>2</i>	<i>1</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>2</i>	<i>15</i>
<i>JM 259</i>	<i>46</i>	<i>1</i>	<i>36</i>	<i>13</i>	<i>2</i>	<i>15</i>	<i>2</i>	<i>0</i>	<i>115</i>
<i>JM 263</i>	<i>3</i>	<i>1</i>	<i>1</i>	<i>8</i>	<i>7</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>20</i>

La tabla 5.1 muestra que el pozo que experimentó mayor pérdida de fluido durante su construcción fue el pozo JM-259 (pozo horizontal), con un total de 13 eventos alcanzando hasta 1200 BLS de lodo y 700 BLS de agua fresca que se

perdieron en la arena NAE1 del yacimiento JM-38. También se puede observar que durante la construcción de pozos someros se presentan una variedad de problemas operacionales que ocasionan pérdidas significativas durante la construcción y posterior producción de los pozos.

Grafico N° 5.1. Problemas Operacionales Ocurridos en los Pozos Someros del Campo San Joaquin.



De la misma manera los pozos horizontales y verticales se encuentran representados en los siguientes gráficos.

Gráfico N° 5.2. Problemas Operacionales Ocurridos en Pozos Horizontales

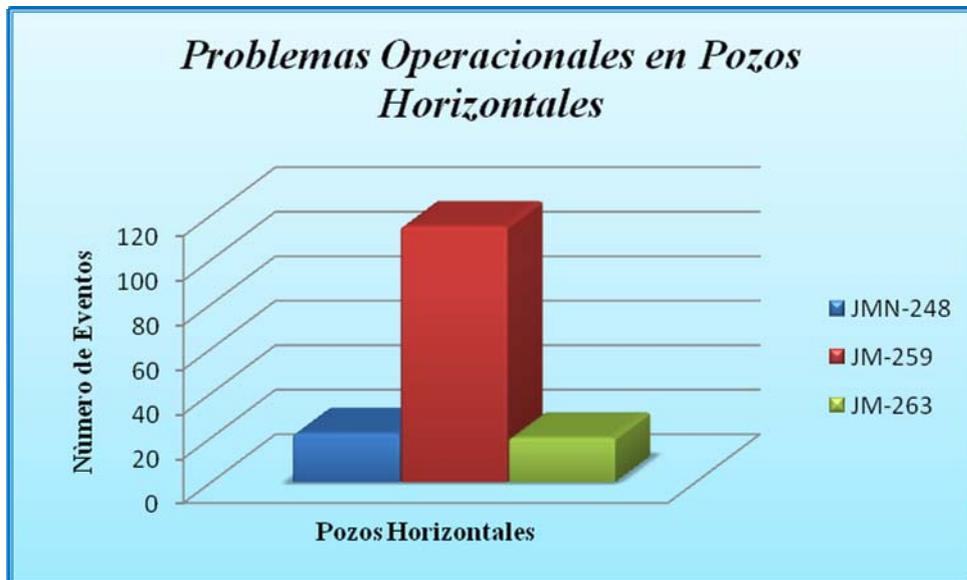
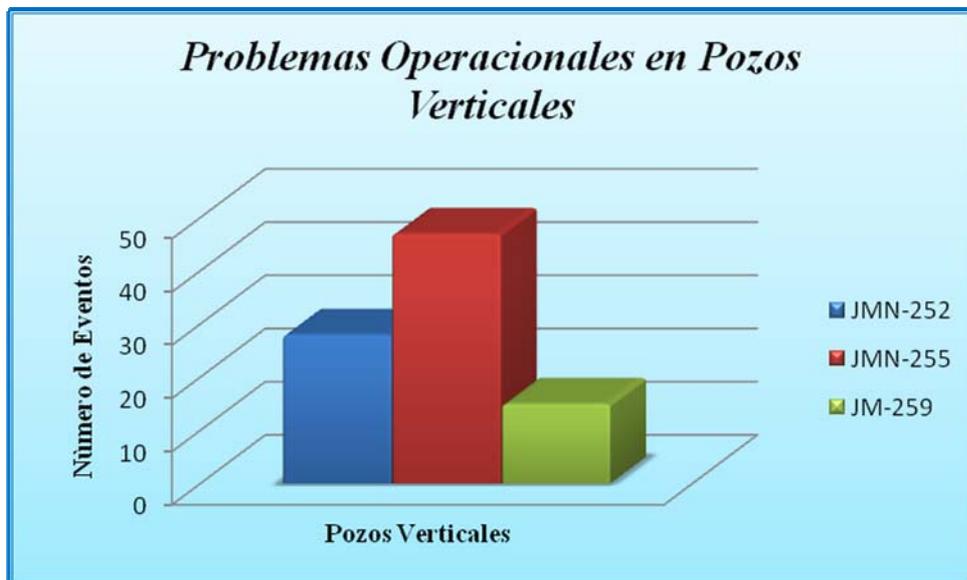


Gráfico N° 5.3. Problemas Operacionales Ocurridos en Pozos Verticales



Como se ha podido observar en los tres graficos mostrados, al igual q la tabla 5.1, el pozo con mas ocurrencias de eventos durante su construccion fue el pozo horizontal JM-259, completado en la arena NAE1 del yacimiento JM-38, estas ocurrencias son ocasionadas por la poca consolidacion de las arenas por ser

estos sedimentos jóvenes pertenecientes a la edad del Mioceno Inferior-Medio, como se mencionó anteriormente.

La frecuencia con la cual ocurren los problemas operacionales durante la construcción de pozos someros en el Distrito Gas Anaco, trae como consecuencia un incremento en los costos de construcción además de incrementar el daño ocasionado a la formación, todos estos factores alteran el comportamiento de la producción aportada por el pozo.

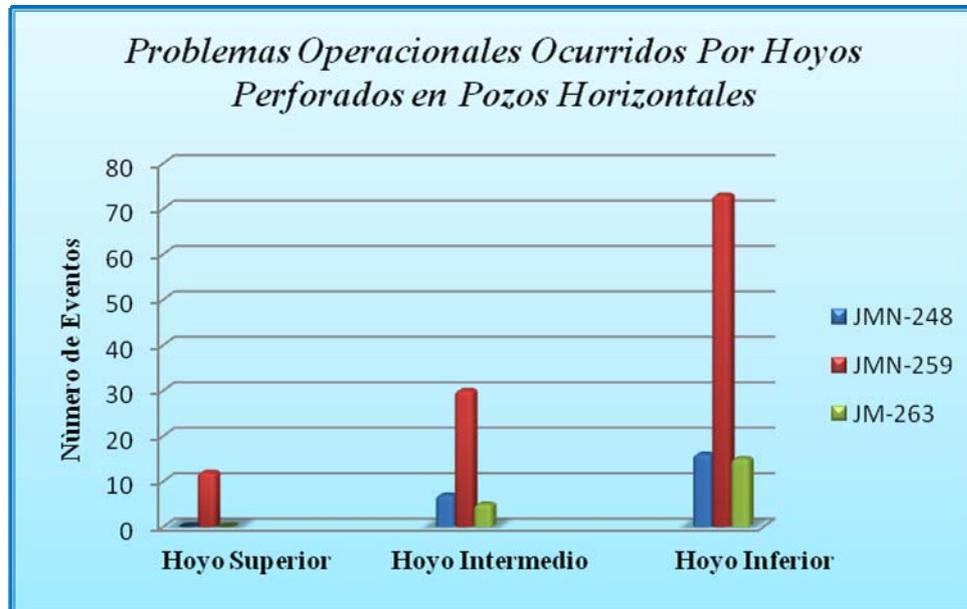
A continuación se mostrará de manera gráfica los eventos ocurridos por hoyos perforados, es decir la cantidad de eventos que se presentaron durante la construcción de los pozos tanto en los hoyos superiores, intermedios e inferiores.

Gráfico N° 5.4. *Problemas Operacionales Ocurridos Por Hoyos Perforados en Pozos Verticales.*



Como se puede observar la mayor cantidad de problemas se presentaron durante la construcción del hoyo inferior para todos los pozos verticales, esto es debido a la cantidad de repasos, apoyos y arrastres que ocurrieron mientras se perforaba dicho hoyo, puesto a que las arcillas en estas arenas tan poco consolidadas tienden a hincharse y por ende provocan esta serie de ocurrencias.

Grafico N° 5.5. Problemas Operacionales Ocurridos Por Hoyos Perforados en Pozos Horizontales.



En la construcción de los hoyos para los pozos horizontales se refleja la misma situación que en los pozos verticales, en donde en los hoyos inferiores es donde hay mayor presencia de problemas operacionales. Pero a diferencia de los pozos verticales, en los horizontales se presenta una gran diferencia entre los mismos pozos con la cantidad de eventos presentados por hoyo, como es el caso de los hoyos inferiores, en donde es notoria una diferencia de 20 eventos aproximadamente para los pozos JMN-248 y JM-263 con respecto a 70 eventos para el pozo JMN-259.

Mediante la información suministrada por PDVSA a través de los archivos del Dims, se tiene que esta situación se debe a que el pozo JM-259 presentó un aproximado de 70 eventos en la construcción de su sección horizontal, acotando 2 sidetrack además de repasos, apoyo, arrastre que se generaron muchas veces en el proceso de perforar el hoyo inferior debido a la in consolidación de las arenas y la presencia de arcillas altamente hidratables, quienes provocaron además 1200 BLS

de lodo que se perdieron a la formación, retrasando así el proceso por un mes de lo provisto.

5.2 Análisis del Diseño de Construcción del Nuevo Pozo Somero que se Perforará en el Campo San Joaquín Distrito Gas Anaco.

La Industria Petrolera mundial se ha caracterizado por la incorporación novedosa y oportuna de nuevas tecnologías que le han permitido crecer en la búsqueda de obtener el mayor de los beneficios en la exploración y explotación de los yacimientos de hidrocarburos. Indudablemente que la razón de ser de las nuevas tecnologías de la Industria Petrolera es dar soluciones a problemas que no pueden ser resueltos con las tecnologías existentes.

Diversos factores importantes influyen en las decisiones tomadas en la Industria Petrolera, tales como eficiencia, flexibilidad, funcionamiento, entre otros, pero el factor más crítico es el económico. En tal sentido, la unidad de Coiled Tubing ha encontrado un amplio uso en las áreas de perforación, completación y re-acondicionamiento, reduciendo éstos tiempos de viaje que permitirán disminuir los costos entre un 50 y 70%, en comparación con los equipos convencionales, de tal manera que un pozo pueda ser reactivado a producir con el tiempo mínimo necesario. Por tal motivo se analizará un diseño de construcción de pozos someros usando la unidad Coiled Tubing a fin de disminuir los costos y los riesgos operacionales de los mismos.

En la tabla 5.1, mostrada anteriormente, se representan de manera resumida los problemas operacionales que ocurrieron mientras se construían dichos pozos someros pertenecientes al Campo San Joaquín, Distrito Gas Anaco; en donde se observa claramente que hay un pozo en especial que presentó mayores dificultades a la hora de realizar las operaciones de perforación, tal pozo es el JM-259, presentando un total de 115 problemas, es por esta razón que dicho pozo es tomado como referencia de estudio y análisis para la aplicación de un diseño de

Coiled Tubing, a fin de establecer una reducción en cuanto a problemas operacionales, tiempo y costos se refiere.

Los parámetros utilizados para este análisis y comparación de diferentes tecnologías aplicadas para la perforación de pozos someros (perforación convencional y la perforación con Coiled Tubing) fueron extraídos de PDVSA Distrito Gas Anaco.

El pozo JM 259 es un pozo horizontal productor de gas condensado, ubicado en el campo San Joaquín y se encuentra ligado a la unidad de explotación del área mayor de anaco, este pozo se encuentra completado en la arena NAE1 del yacimiento JM-38 el cual es un reservorio de gas condensado, donde el entrapamiento de los fluidos es de tipo estratigráfico-estructural. El yacimiento se encuentra delimitado al Norte y al Sur por un contacto Gas Condensado–Agua @ -3.410' estimado y hacia el Este y Oeste por límites de roca. Figura 5.1.

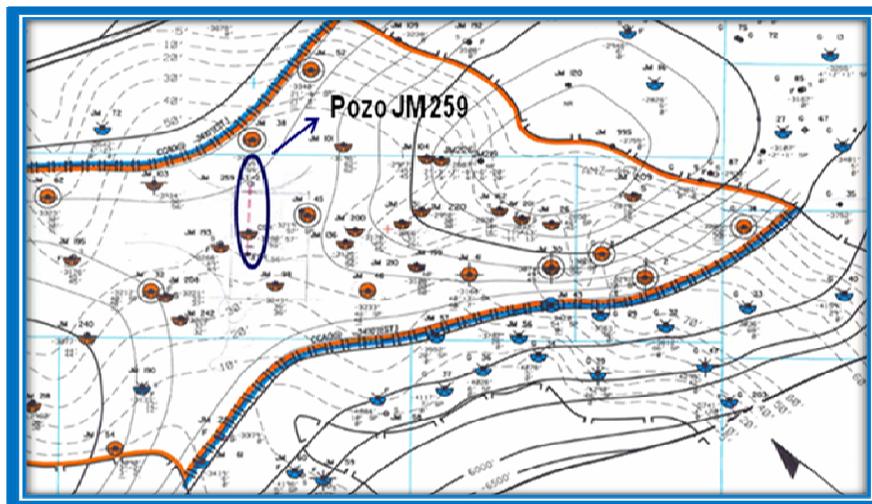


Figura N° 5.1. Arena NAE1.

La perforación convencional de este pozo se llevó a cabo entre los meses de abril y julio del año 2008. La configuración del pozo somero JM-259 considerado óptimo para la realización de las propuestas de costos y tiempos, es la siguiente:

existente en Venezuela para de esta manera plantear un diseño de perforación, basándose en los modelos existentes en el país.

La tecnología Coiled Tubing actualmente es ostentada por diferentes empresas, tales como: Halliburton, Schlumberger, BJ Service, Servicios y Suministros de Oriente (S.S.O), los cuales presentan una amplia experiencia en dicha área, a continuación se detalla la tecnología que maneja cada una de ellas en nuestro país.

➤ **SCHLUMBERGER:**

Schlumberger perfora y termina más de 100 pozos por año con tubería flexible. La mayor parte de la actividad de perforación de pozos verticales con tubería flexible es llevada a cabo en Venezuela donde cada año se perforan y entuban entre 30 y 60 pozos someros. En 1995, se puso de servicio la gabarra de perforación con tubería continua flexible autónoma, diseñada específicamente para minimizar el impacto de encontrar zonas de gas someras en el Lago de Maracaibo, en los Campos Punta Benitez, Tia Juana, La Rosa, Bachaqueros y Lagunillas.

Típicamente, el Coiled Tubing en gabarra 1021 perfora pozos de 12 ^{1/4} pulgadas de diámetro y de entre 300 y 550 metro (1000 y 1800 pies) de profundidad. Equipos especiales bajan la tubería de revestimiento de 9 ^{5/8} pulgadas, ejecutan las operaciones de cementación y adquieren registros con herramientas operadas con cable. Schlumberger ha construido más de 250 pozos verticales en el Lago de Maracaibo, requiriendo cada uno un promedio de 4 días para su terminación.

El potencial presente de gas superficial hace de la seguridad una prioridad, de ahí el Coiled Tubing en gabarra 1021 se construyó con el propósito de aminorar el riesgo al personal y el equipo.

✓ ***Características de la Gabarra Coiled Tubing 1021.***

Esta gabarra tiene una longitud de 143 pies, 67 pies de ancho, con una profundidad de 8.93 pies y tiene el siguiente equipo instalado en él:

Unidad Coiled Tubing:

- ▲ Cabeza Inyectora HR 480.
- ▲ El tambor del CT es fabricado de acuerdo al trabajo, con capacidad que va desde 12.500 pies de 2^{3/8} pulgadas a 15.400 pies a 2 pulgadas.

Equipo de Perforación:

- ▲ Bombas de Lodo de Gardner Denver PZ9, con capacidad de bombeo de 335 GPM, con una presión de circulación de 3.050 psi. Esta bomba tiene un pistón de diámetro de 6,5 pulgadas y es capaz de realizar las carreras de 90 émbolos por minuto.
- ▲ 4 tanques mezcladores con capacidad de almacenaje de 150BBl.
- ▲ Tanques de capacidades de 114 BBl cada uno.
- ▲ Cabina de control de sólidos: 3 equipos primarios con mallas hasta 80 mesa y un equipo secundario con mallas de 210/175 mesa.
- ▲ Un mástil con las siguientes características:
 - Una unidad base fija posición del macro de la corona a 82 pies- 4 pulgadas.
 - Unidad base para profundizar zapata de mástil (aprox.) 2 pies- 10 pulgadas.
 - La sección de mástil superior (fija el macro de corona) 16 pies- 3^{3/4} pulgadas.
 - Montaje de la corona (4 pies * 6 pies).
 - Rotación de la corona 100 pulgadas.
 - Tiene un ensamblaje de Liner de 5/8 pulgadas con guaya eléctrica 220 pies, independientemente de winch de capacidad máxima de 2 tons.

- Capacidad máxima de la elevación del torno de la carga 25 Toneladas, dos velocidades con guaya eléctrica de $\frac{3}{4}$ pulgadas en 600 pies.
- Bloque viajero con una rata de 25 toneladas.
- 3 arreglos de poleas de $\frac{3}{4}$ pulgadas con guaya fina.
- Certificación de mástil API # 4F.

Equipos de Cementación:

- ▲ El CT 1021 está equipado con 25 BBL proporción de mezcladora.
- ▲ 140 BBL de tanque de mezcla de agua.
- ▲ 25 BBL de espaciador de píldora en tanque.
- ▲ Capacidad de almacenamiento de 1400 sacos de cemento.
- ▲ “NRD” No Radiactivo Desintometer.

Con este equipo Coiled Tubing se ha logrado perforar y terminar entre 30 y 60 pozos superficiales, pero solo se ha usado en el Occidente del país, específicamente en el Lago de Maracaibo, nunca se ha usado en la zona Oriental del país.

Este proyecto ha generado ganancias de \$ 5.5 MM en un periodo de 4 meses y medio. Los ingresos por pozo son de 230.000 \$, mejorando la eficiencia de operación del tiempo requerido, reduciéndose hasta 3.8 días/pozo.

➤ ***HALLIBURTON – BJ SERVICE:***

La experiencia que ha tenido la compañía Halliburton a nivel de la tecnología de perforación con Coiled Tubing solo ha sido a nivel internacional, siendo las más resaltantes las empleadas en México. De la misma manera la compañía BJ Service tampoco tiene experiencia en Venezuela con la perforación CT, debido a que no cuentan con los equipos especiales y adicionales para la operación, además tampoco se encuentra disponible a nivel nacional el personal especializado para el manejo de las herramientas. Su excelente desempeño se enmarca en la perforación bajo balance con CT en Canadá.

➤ **SERVICIOS Y SUMINISTROS DE ORIENTE (S.S.O)**

La empresa Servicios y Suministros de Oriente (S.S.O), es una empresa netamente nacional, la cual ha tenido experiencia en el país, con la perforación con Coiled Tubing de un pozo de alivio continuo al pozo JM-212 en Anaco, estado Anzoátegui; el cual presento los siguientes parámetros:

- ✓ Conductor 7" a 35 pies incado.
- ✓ Hoyo, Día. 4", 1896'pies
- ✓ Revestidor de producción 2-7/8" cementado hasta 1896'
- ✓ BHA, motor de 2-7/8", longitud de 49 pies, 30 pies de drill collar
- ✓ Parámetros, ROP= 30 pies, peso de 2000 lbs aprox.
- ✓ Tasa de bombeo 2.8 BPM
- ✓ Presión en bomba 1600 psi,
- ✓ Inclinación: Según Registro Gyro: 3 grados máx.

▪ **Características de la Unidad Coiled Tubing:**

Unidad de Tubería Continua (CT):

- ✓ Tubería: Ø 2"; longitud 2.600 pies, Presión Nominal 10.000 psi, Caudal Max. 5,0 BPM
- ✓ Inyector: Tiro 80.000 lb. Snubbing: 20.000lb.
- ✓ BOP: Ø 4^{1/16}". Cuádruple: 10.000 psi.

Unidad de Bombeo:

- ✓ Doble Bomba, tipo Triplex.
- ✓ Potencia Hidráulica: 200 HHP/Bomba; total 400 HHP.
- ✓ Presión máxima: 10.000 psi.

Tanques:

- ✓ Capacidad: 500 BBL.
- ✓ Material: Acero al Carbono.

Grúa:

- ✓ Capacidad: 75 Ton.

Ensamblaje de Fondo:

- ✓ CT Conector (2 7/8")
 - Check Valves
 - Desconector hidráulico de bola.
- ✓ Barra de perso (Drill Collars) 3 1/2".
- ✓ Motor de fondo de 3 1/2"
- ✓ Mecha de 3 3/4"
- ✓ Longitud: 25 pies aprox.

El tiempo de duración de la operación de perforación y completación del pozo con la tecnología Coiled Tubing fue de 4 días, que en comparación con la perforación convencional es bastante diminuto este tiempo, lo cual se traduce en una disminución de costos de operación. La empresa Servicios y Suministros de Oriente solo ha tenido una experiencia en este tipo de perforaciones en su corto periodo de desarrollo.

Una vez planteada la configuración convencional del pozo elegido para perforar con la tecnología CT y la configuración estándar o patrón de Coiled Tubing existente en el país y más específicamente en el Oriente de Venezuela, se procede a determinar la manera en la cual se construiría un nuevo pozo a partir del ya existente pero con la tubería flexible.

A través de la figura 5.2, se observa el diagrama final del pozo JM-259, y a partir de los reportes ofrecidos por parte de PDVSA de los problemas operacionales que ocurrieron mientras se construía el mismo, se observó claramente las desviaciones que realizó la sarta direccional a partir de los 3.665 pies de profundidad, debido a problemas de pérdida de fluido, alcanzando hasta

1200 BLS de lodo y 700 BLS de agua fresca que se perdieron en la arena NAE1 del yacimiento JM-38.

A parte de los problemas de pérdida de fluido, también se presentaron problemas de arrastre e innumerables repasos; pero el problema principal ocurrido en esta profundidad fue la pérdida o rotura de 6 tuberías, por lo que fue necesaria desviar la sarta para poder taponar con cemento y cumplir con el objetivo de terminar el pozo a 4.880 pies. El proceso de perforación a partir de los 3.665 pies que fue la profundidad a la cual se presentaron esta cantidad de problemas hasta finalizar con la completación final del pozo, tardó aproximadamente un mes.

Al usar Coiled Tubing para este pozo, las ventajas serían las siguientes:

5.2.1 Ventajas Actuales:

- Mayor seguridad. Existen mínimas conexiones de tramos de tuberías y el personal que maneja la tubería continua se encuentra dentro de la cabina de control, lejos de la boca del pozo.
- No hay que parar las bombas para conectar tramos de tuberías. Los caudales de bombeo se mantienen constantes todo el tiempo.
- Menor costo de la perforación.
- Menor tiempo de perforación y de viaje proporciona una ganancia por producción anticipada.
- Menor impacto ambiental debido a la dimensión de los equipos y a las pequeñas cantidades de fluido a utilizar en la perforación (hoyo reducido o slim hole).
- Liberación del taladro que perfora al hoyo vertical para otras operaciones.
- Transmisión confiable a superficie de los datos de perforación direccional.

5.2.2 Ventajas Potenciales:

- Disminución de los costos de la perforación horizontal, ya que se reducirán los diámetros de los hoyos, y en consecuencia los diámetros de los revestimientos.
- Menor costo en alquiler del taladro.
- Menores costos de lodos de perforación y fluidos de cementación.
- Alta tasa de penetración.
- Posibilidad de perforar con la técnica bajo balance.

5.2.3 Limitaciones de la Perforación con Coiled Tubing:

- Vida de la sarta, las tuberías de 2 3/8" y de diámetros mayores, tienen límites en la vida de trabajo debido a fatiga.
- En cuanto a la profundidad, tamaño y longitud del hoyo el Coiled Tubing está limitada en cuanto al peso sobre la mecha que pueda suministrar.
- Manejo de tubería enroscada, de diámetros mayores a 7" y longitudes superiores a 10 pies.
- El peso de la mecha es provisto mediante la compresión de la tubería, sin llegar hasta el límite en la cual esta empieza a enrollarse dentro del hoyo (este es el factor límite).

Para la construcción de este pozo con Coiled Tubing, se tienen dos opciones debido a los límites que se presentan al trabajar con Tubería Flexible en cuanto a los diámetros de las sargas de perforación se refiere, por lo tanto: la primera, sería usar un taladro convencional hasta los 2000 pies, puesto que el hoyo piloto es de 17^{1/2} pulgadas y Coiled Tubing no trabaja con revestidores de diámetros mayores a 9^{5/8} pulgadas y a esta profundidad de 2000 pies es a la cual comienza a perforarse con sarga direccional, pero en vez de seguir perforando convencionalmente, implementar Coiled Tubing para que termine el pozo en la zona más problemática, además de reducir el hoyo y solucionar los problemas de pérdidas de fluido, al perforar bajo balance; esta representa la primera y menos

ambiciosa opción, ya que al implementar el uso de un taladro convencional y un Coiled Tubing para un solo pozo no resulta económicamente rentable.

La segunda opción para implementar el Coiled Tubing para llegar a la arena NAE1, es usando un Pozo vecino al JM-259; este pozo vecino es el JM-103, como se observa en la Figura N° 5.4 donde se encuentra el esquema del pozo en abandono y la Figura 5.3 que es el mapa del yacimiento JM-38 en donde se encuentran ambo pozos, JM-259 y JM-103.

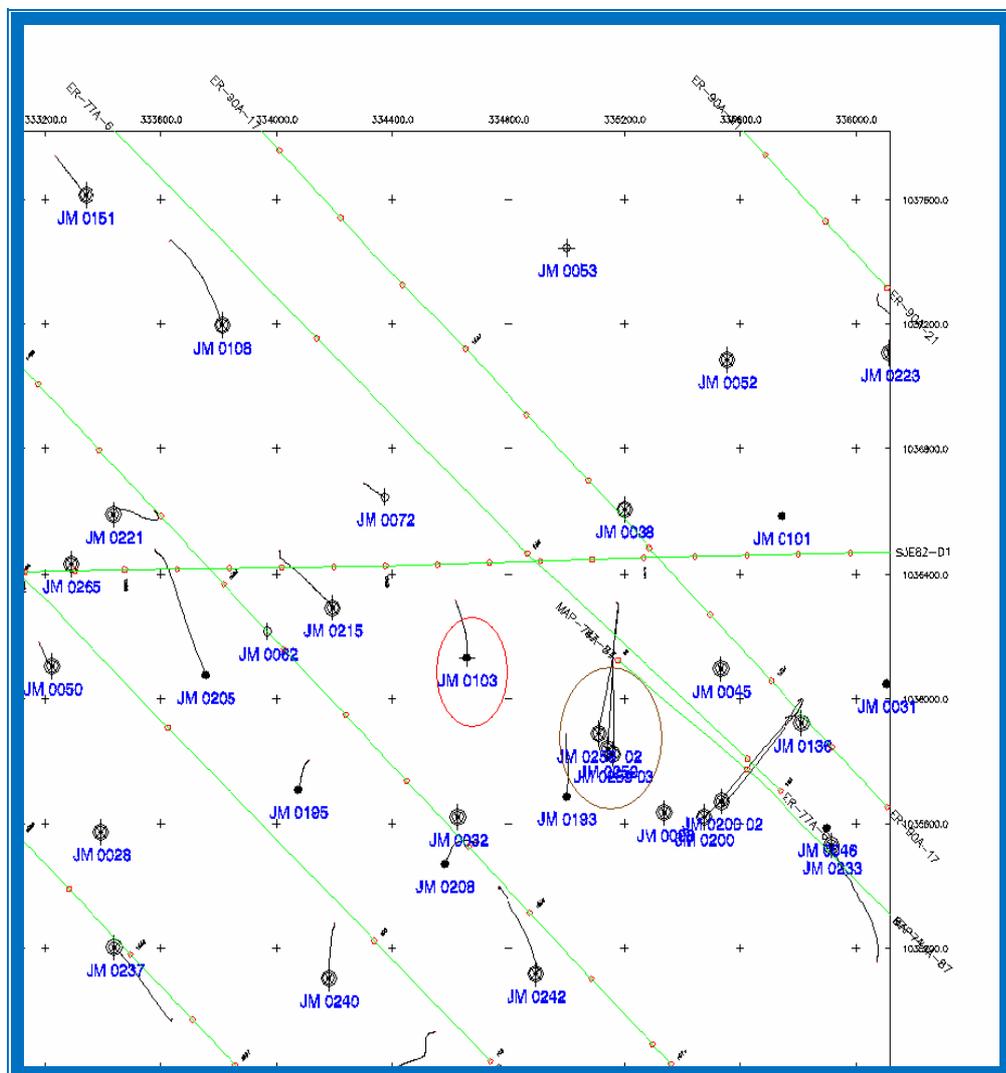


Figura N° 5.3 Mapa del Yacimiento JM-38.

Como se observa en la Figura 5.3, el mapa del Yacimiento JM-38 refleja la cercanía de los pozos JM-259 encerrado en el círculo de color marrón y el pozo JM-103, el cual está señalado en el círculo de color rojo; es a partir de esta cercanía que surge la idea de llegar hasta la arena NAE1 perforada convencionalmente en el pozo JM-259 a través del pozo JM-103, el cual se encuentra en estado de abandono para así implementar el Coiled Tubing como herramienta de perforación de un pozo somero en el Campo San Joaquín y de esta manera evaluar su rentabilidad técnica y económica.

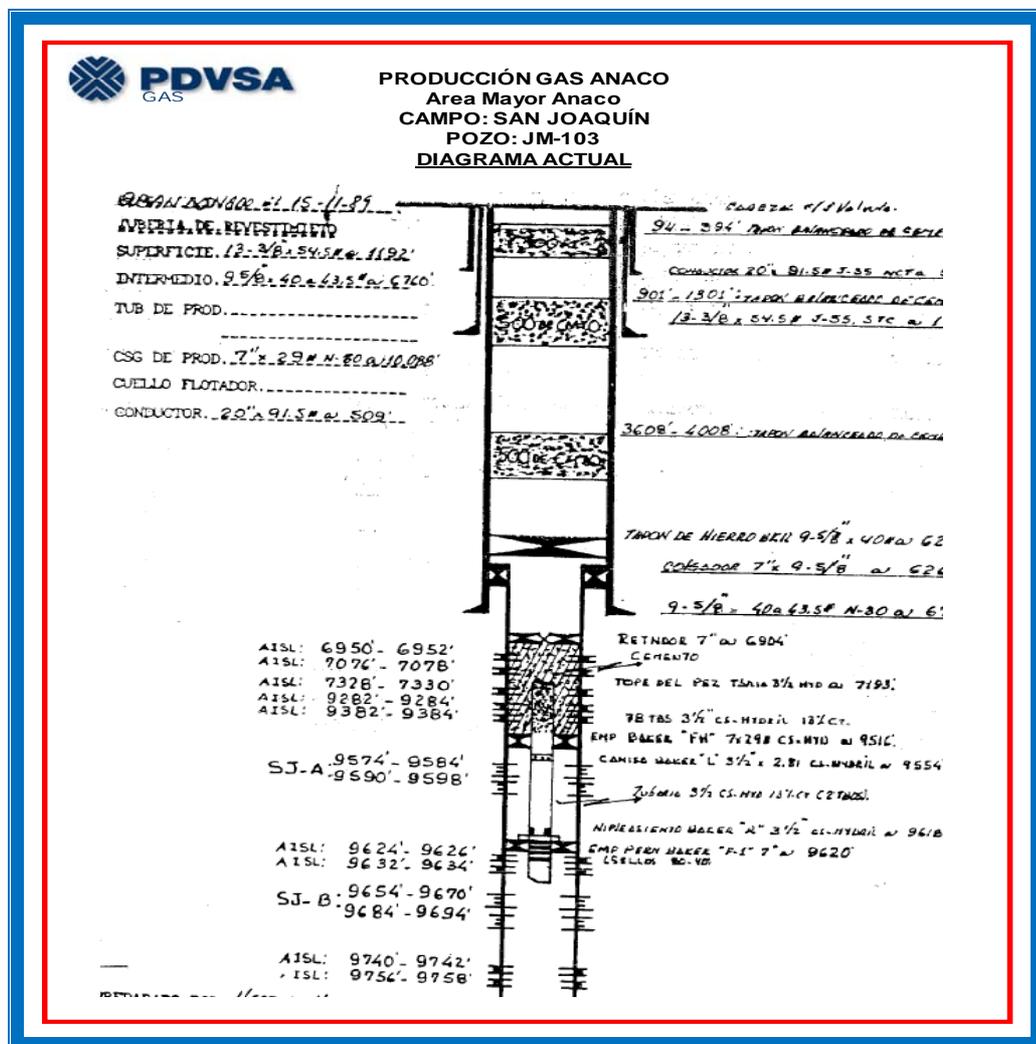


Figura N° 5.4 Diagrama Actual del Pozo JM-103 en abandono.

Como se observa en la Figura 5.4, el pozo en abandono está construido de manera vertical, hasta una profundidad de 10.088 pies, y está diseñado con una tubería conductora de 20 pulgadas a una profundidad de 509 pies, un revestidor de 13^{3/8} pulgadas a 1.192 pies de profundidad, otro revestidor de 9^{5/8} pulgadas a 6.760 pies y un colgador de 7 pulgadas a 10.088 pies de profundidad; por lo tanto se plantea limpiar el pozo en estado de abandono usando la técnica Coiled Tubing con la finalidad de obstruir los tapones de cemento presentes, hasta una profundidad de 6.160 pies e implantar un tapón de cemento a dicha profundidad.

Se abrirá una ventana 3.500 pies, profundidad a la cual se encuentra el tope de la arena NA y es allí cuando se comenzará a perforar direccionalmente con la Tubería Flexible hasta alcanzar la arena deseada NAE1.

5.3 Realización del Diseño de Construcción para el Nuevo Pozo Somero del Campo San Joaquín Distrito Gas Anaco.

Una vez hecho el análisis de las opciones para perforar la arena NAE1 con Coiled Tubing, se procede a realizar el diseño de la segunda opción, la cual resulta más rentable que la primera en cuanto a costos y tiempo se refiere.

Para establecer el diseño del nuevo pozo, el cual se construirá a partir del pozo en abandono JM-103, se deben identificar las cargas mínimas que se deben considerar en el diseño de revestidores y de tuberías de producción e identificar los factores de diseño mínimos que deben intervenir en la evaluación de un diseño de revestidores o de tuberías de producción, además de asegurar que el nuevo diseño cumpla con los siguientes requerimientos:

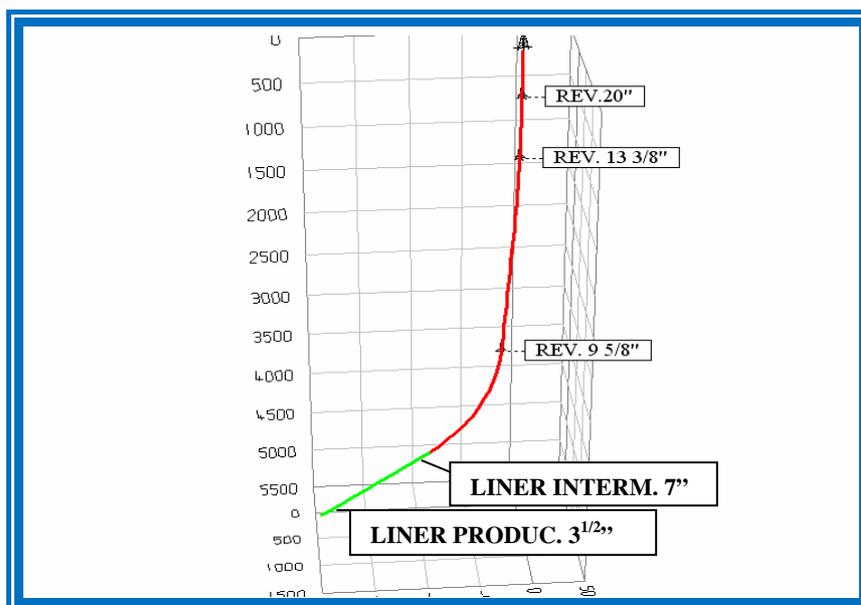
- ✓ **Seguro:** que no falle cuando soporte las cargas previstas.
- ✓ **Económico:** que el equipo seleccionado garantice el menor costo total de instalación posible.
- ✓ **Factible:** que el diseño sea posible de implantar e instalar.

Para poder cumplir con estos requerimientos se utilizarán los siguientes Software como herramientas de trabajo: *COMPASSTM* y *STRESSCHECKTM*.

5.3.1 Determinación de la Trayectoria del Nuevo Pozo JM-103 usando *COMPASSTM*

Con el uso del *COMPASS* se definió la trayectoria del nuevo pozo JM-103, en el cual se utilizaron las coordenadas 10360,00N y 334800E y una inclinación de 70° a partir de los 3500 pies, profundidad a la cual comienza la nueva perforación con Coiled Tubing; esta nueva perforación se realiza en el revestidor de 9 ^{5/8} pulgadas, y es en este punto donde se introduce la sarta direccional para poder llegar hasta la arena de interés a la profundidad deseada, completando con un liner intermedio de 7 pulgadas a 4200 pies y un liner de producción de 3 ^{1/2} pulgadas a 4899 pies de profundidad, alcanzando la sarta de perforación un dobles de 4.74 grados/100pies, que a diferencia de una perforación convencional, el máximo dobles el cual se puede alcanzar es 2.5 grados/100pies.

Grafico N° 5.6 Trayectoria del Pozo JM-103.



5.3.2 Diseño de Revestidores del Nuevo Pozo JM-103 usando STRESSCHECK™

Para diseñar las sartas de revestidores de un pozo hay que conocer una serie de datos tales como: las presiones de poro y de fractura hasta la profundidad final, la distribución de temperaturas, las funciones del pozo, actuales y futuras, es decir, si posteriormente se utilizarán métodos artificiales de levantamiento, etc. En este caso fue posible conocer esta información a partir de pozos vecinos.

Una vez en posesión de estos datos, se procederá a la selección de las profundidades de asentamiento; seguidamente se seleccionan los diámetros más apropiados de las diferentes secciones de la sarta, lo cual depende principalmente del caudal de petróleo que se piensa extraer. Finalmente se procede al diseño propiamente dicho de la sarta, es decir, la selección de los materiales y espesores requeridos para obtener, una sarta segura a un costo razonable.

Estas tuberías representan una porción muy significativa del costo del pozo, entre el 15% y 35%; es decir, su selección óptima de tubulares puede generar un ahorro importante en el costo total del pozo. A 3500 pies se abrió una ventana con un hoyo de $8\frac{1}{2}$ pulgadas para completarlo con una tubería intermedia de 7" x 29 lb/pie N-80 a una profundidad de 5856 pies, perforando otro hoyo de $4\frac{1}{2}$ pulgadas para terminarlo con una tubería de producción de $3\frac{1}{2}$ " x 9.30 lb/pie C-90 a 6148 pies. Estas tuberías fueron puestas a prueba a través de la herramienta *STRESSCHECK* para demostrar su resistencia de colapso, estallido y fuerzas axiales, obteniendo lo que se muestra en los Gráficos N° 5.7 y 5.8 respectivamente para la tubería de 7 pulgadas.

Gráfico N° 5.7 Representación de Estallido y Colapso para Liner Intermedio 7”.

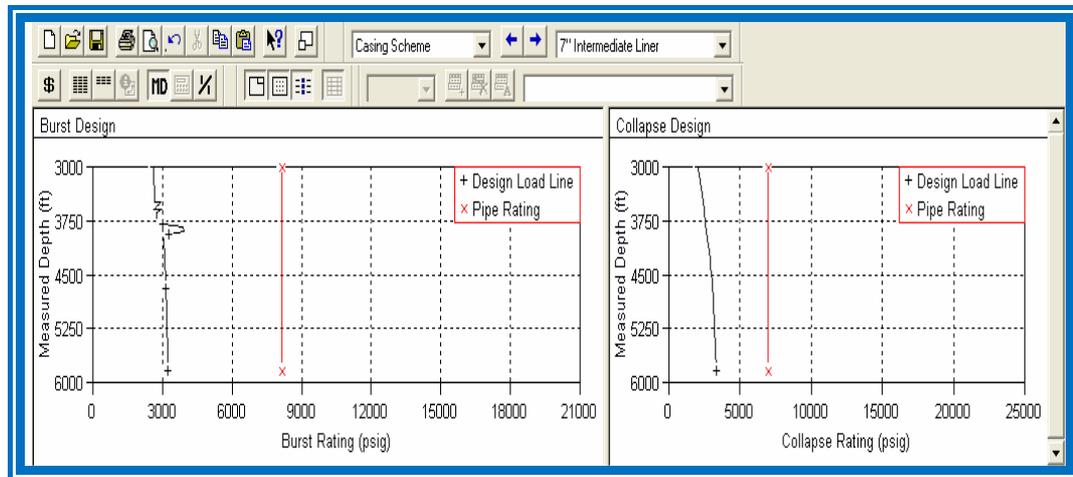
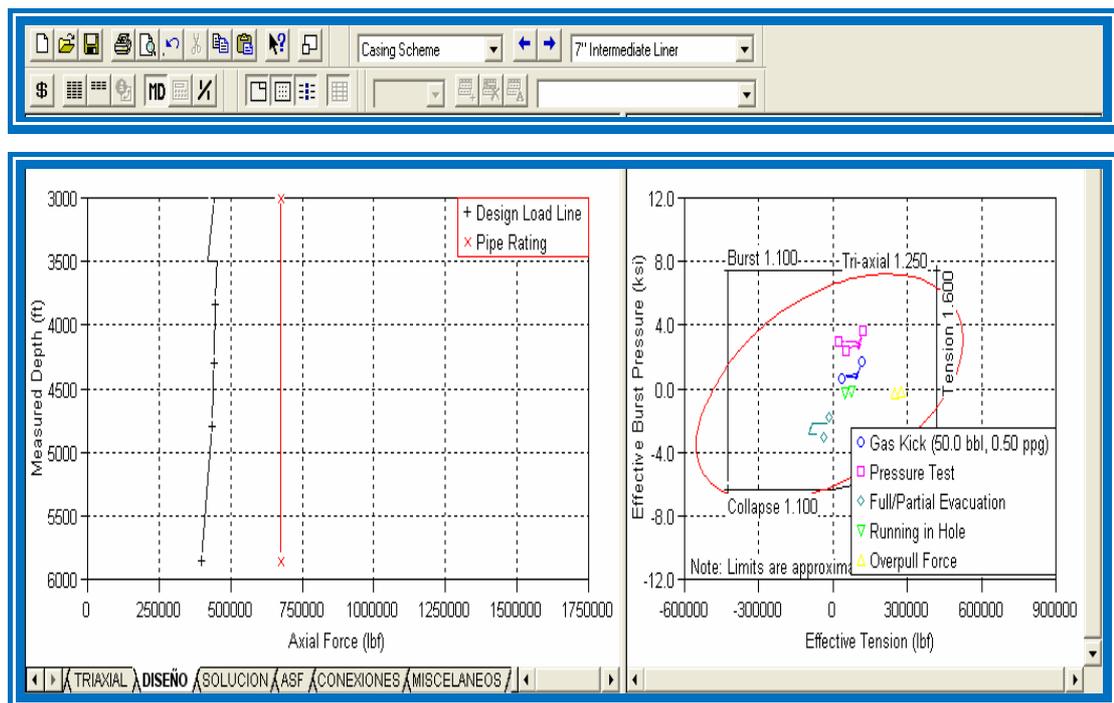


Gráfico N° 5.8 Representación de Fuerza Axial y Tensión Efectiva para Liner Intermedio 7”.



Las curvas de diseño dan mayor certeza de la resistencia del revestidor las cuales arrojan la tensión mínima y esfuerzo de colapso como lo muestra la gráfica 5.7, en este caso se representa el diseño de estallido y colapso del revestidor de 7”. En vista que la carga representada se encuentra a la izquierda y no pasa el

límite o punto crítico de estallido -colapso este diseño demuestra la capacidad de resistencia a los esfuerzos encontrados dentro del pozo. De acuerdo a estos resultados este diseño brinda seguridad y confiabilidad en cuanto a las posibles fallas bajo diferentes condiciones de diseño. El producto final de tal diseño representa un recipiente de presión que es capaz de resistir las presiones interiores y exteriores, así como las cargas axiales a las que será sometido.

De la misma manera, el liner de producción escogido de 3^{1/2}” x 9.30 lb/pie C-90 fue sometido a las pruebas de estallido, colapso y fuerzas axiales a fin de comprobar la resistencia de sus paredes ante cualquiera de estas presiones, en las siguientes graficas (5.9 y 5.10 respectivamente) se puede observar los resultados arrojados.

Gráfico N° 5.9 Representación de Estallido y Colapso para Liner Producción 3^{1/2}”.

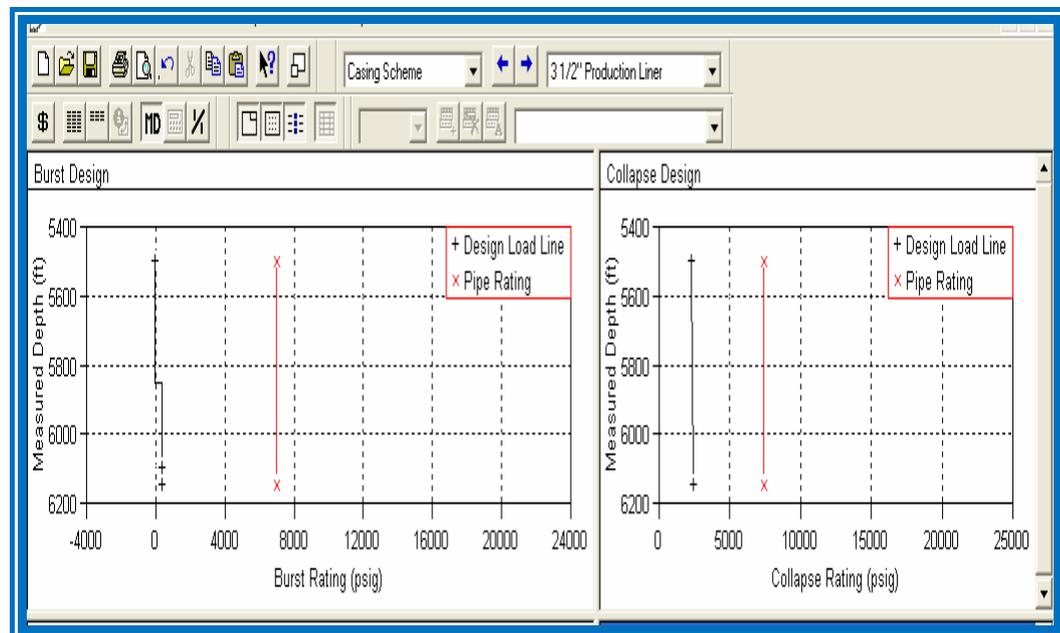
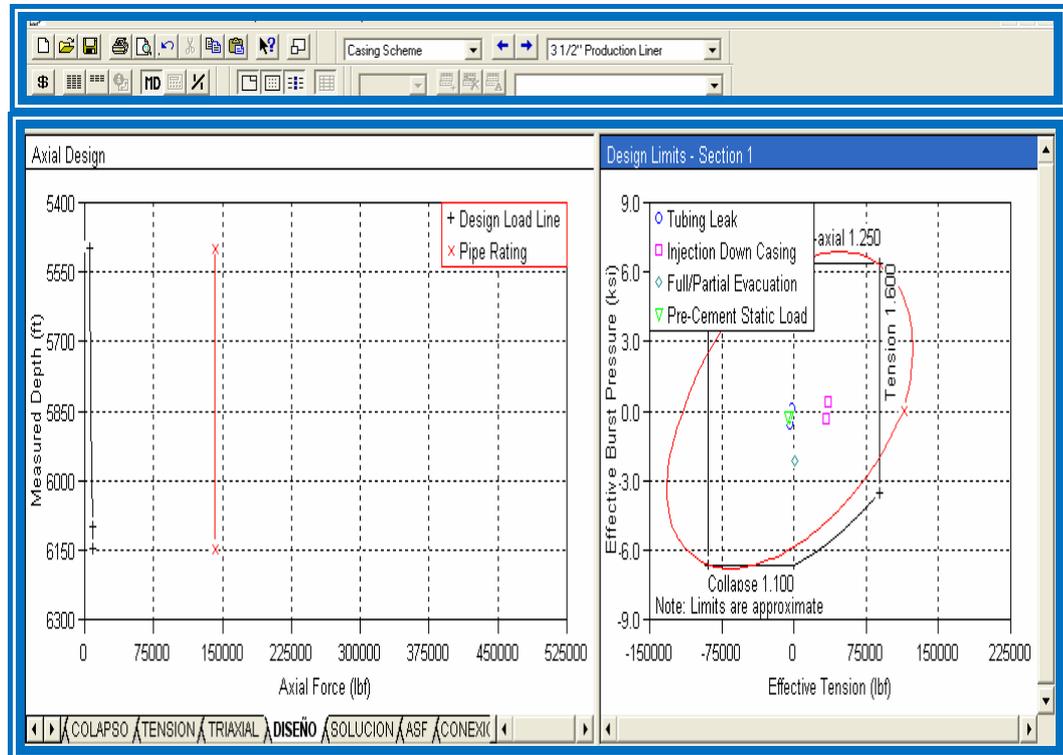


Gráfico N° 5.10 Representación de Fuerza Axial y Tensión Efectiva para Liner Producción 3^{1/2}”.



El objetivo de la curva de diseño es verificar si las condiciones de cargas evaluadas como carga axial durante la fase de perforación intercepta la curva límite de la sarta de perforación a una profundidad determinada, de ser así implicaría fallas operacionales para la sarta. La carga axial es determinada por el rendimiento del cuerpo de la tubería, es por ello que están directamente afectadas por la selección de tubería y conexiones de las mismas y como se puede observar en las gráficas 5.9 y 5.10 la tubería soporta las cargas administradas, proporcionando confiabilidad en el diseño, además se observa que el esfuerzo equivalente resultante se mantiene dentro de la elipse, es decir; dentro del límite establecido como criterios de diseño, lo que indica que las dimensiones seleccionadas para el revestidor de producción de 3 1/2” soportan las cargas encontradas durante perforación para dicha fase.

En líneas generales, el diseño planteado para el nuevo pozo JM-103, se muestra a continuación en la figura N° 5.5.

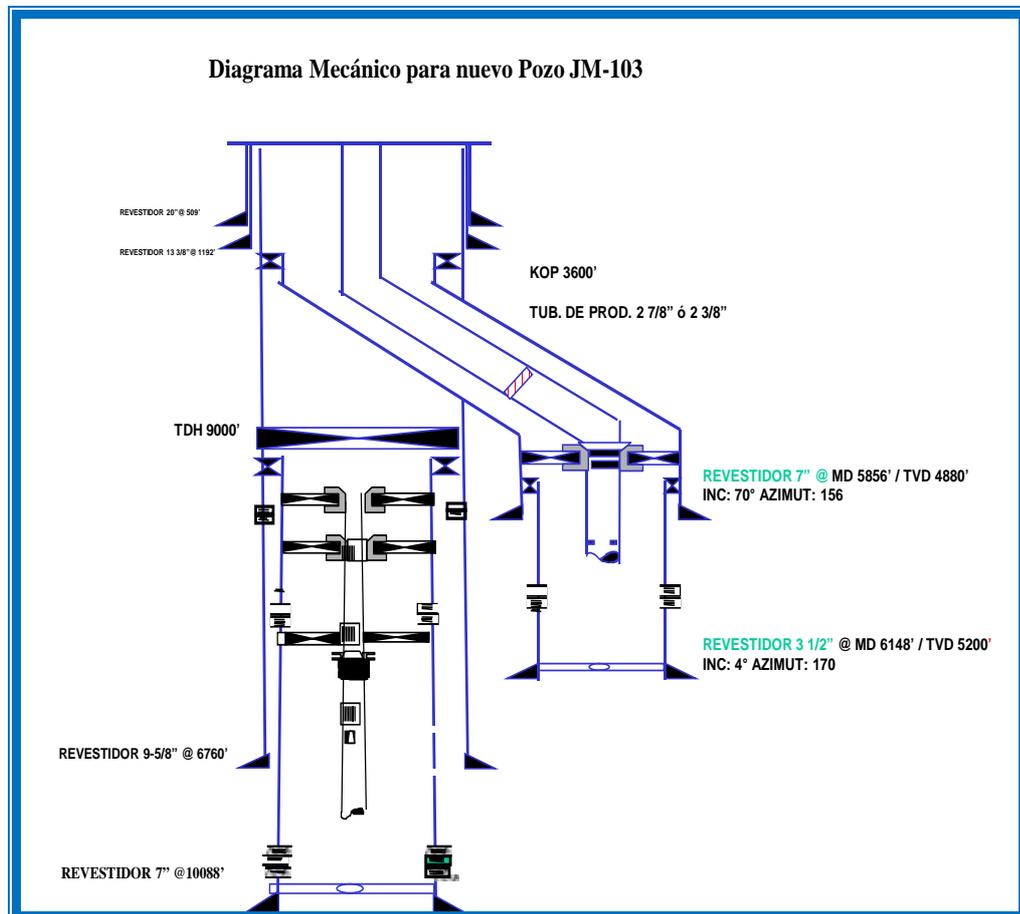


Figura N° 5.5 Diagrama Mecánico del nuevo Pozo JM-103 perforado con Coiled Tubing.

5.4 Comparar el Diseño de Perforación Convencional con el Diseño de Perforación Usando la Tubería Flexible (Coiled Tubing) en los Pozos Someros del Campo San Joaquín Distrito Gas Anaco.

Con la finalidad de realizar una comparación detallada para verificar si el proyecto de perforación de Pozos Someros con tubería flexible en el Campo San Joaquín es rentable y factible fue necesario el manejo de dos escenarios, uno que involucra la utilización de un taladro de perforación convencional y uno que

supone la utilización de la unidad convencional de tubería continua con la utilización de una mesa de trabajo o planchada.

A fin de determinar si teóricamente existiría una reducción considerable de los tiempos de perforación aplicando la técnica Coiled Tubing, se hizo una estimación de los tiempos de perforación con esta técnica, tomando como base el tiempo convencional del pozo JM-259, el cual es el pozo vecino del JM-103 y quien fue tomado al principio del proyecto como pozo candidato para perforar con Coiled Tubing debido a la cantidad de eventos que presento a la hora de ser perforado, sobre todo en la última sección, donde se le aplicaron dos sidetrack por desprendimiento tuberías de perforación. Los tiempos para la Tubería Flexible fueron suministrados por la Compañía Servicios y Suministros de Oriente (S.S.O).

A continuación se presenta una tabla con los tiempos para la fase que comienza a partir de los 3500 pies de profundidad para ambos casos, tanto para el pozo JM-259 perforado convencionalmente y el pozo JM-103, se usaran los tiempos a partir de esa profundidad debido a que convencionalmente la mayor parte de los problemas ocurrieron después de esa profundidad y para el nuevo pozo planteado, punto de arranque de perforación con Coiled Tubing comienza en 3500 pies.

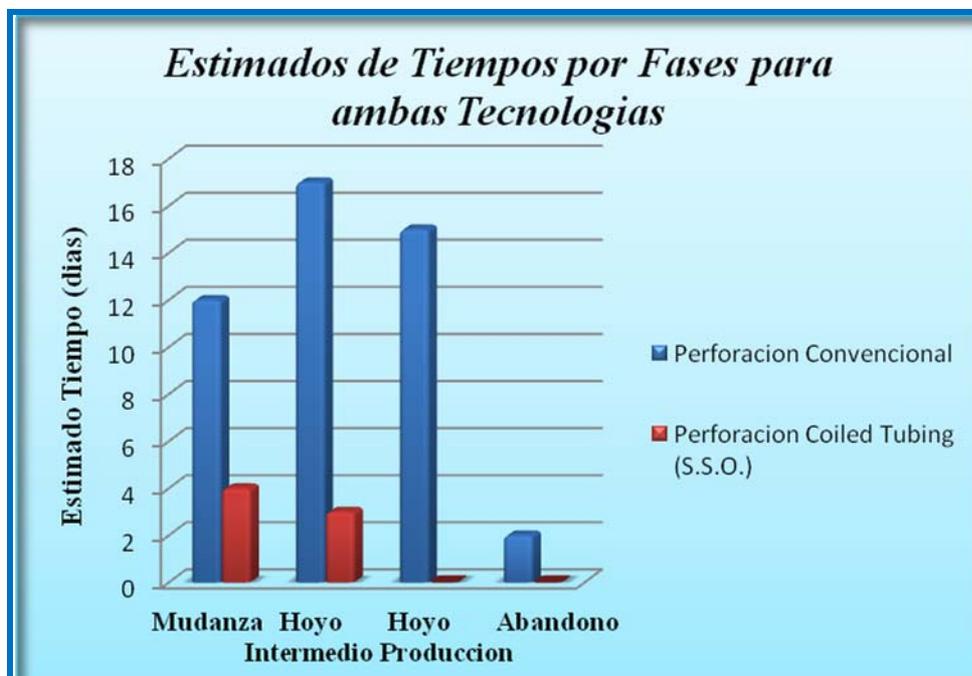
Tabla N° 5.2 Datos Obtenidos del Cálculo de Estimados de Tiempos.

Técnica de Perforación	Tiempo Promedio Fase Mudanza (días)	Tiempo Promedio Fase Perforación (días)		Tiempo Promedio Abandono (días)	Tiempo Total del Pozo (días)
		Hoyo Intermedio	Hoyo Producción		
Convencional	12	17	15	2	44
C.T (S.S.O)	3	6	5	0.4	14.4

Es importante señalar que para el Pozo JM-259 perforado de manera convencional el tiempo estimado total es de 44 días para la fase que comienza a partir de los 3500 pies de profundidad, por su parte para la técnica Coiled Tubing resulta un estimado de 14.4 días para la empresa S.S.O., estos valores se encuentran reflejados en el **Apéndice C**, lo que se traduce en una reducción de 68.18 % en tiempo, el cual es un porcentaje muy significativo para la reducción de costos.

Nótese que los tiempos promedios calculados para cada tecnología por fases o actividades a realizar: Fase de Mudanza, Fase de Perforación y Abandono, los tiempos de mudanza son bastante lejanos entre sí, con una diferencia de tiempo de 9 días, lo cual era esperado para esta fase de mudanza en el caso de la perforación convencional por ser taladros el proceso de vestir, transportar y desvestir nuevamente en la locación es mayor que para las unidades de coiled tubing, ya que estas últimas por la disposición de los equipos como por ser una unidad integrada por el carrete de tubería flexible e inyector facilita estos procesos; además por ser una unidad autotransportada disminuirá los tiempos en esta fase. El análisis de los tiempos de reducción por fases de perforación para las diferentes tecnologías en estudio, detallando los tiempos de mudanza, perforación y abandono conllevan al Gráfico N° 5.11 que contrasta las dos tecnologías aplicadas, Convencional y Coiled Tubing.

Gráfico N° 5.11 Comparación de Tiempos en días para la Tecnología Convencional y para Coiled Tubing.



Se puede observar con mayor claridad el ahorro de tiempo usando la tecnología Coiled Tubing tanto para la mudanza, para la perforación como para la fase de abandono, estos tiempos se reducen de esta manera debido a que con la tubería continua no es necesario realizar conexiones de tuberías, ni se bajan individualmente cada tubo.

Ahora comparando el sistema Coiled Tubing con la tecnología de perforación Convencional de acuerdo a seguridad y ambiente de perforación, el sistema de de perforación con tubería flexible presenta mayor seguridad con respecto al sistema de perforación convencional, debido a que por ser una tubería continua no se realizan conexiones con tramos de tubería en superficie con lo cual se disminuye dramáticamente el riesgo de accidentes; mas aun el personal que maneja el Coiled Tubing se encuentra en una cabina de control lejos de la boca del pozo. Otros aspectos que pone en ventaja la tecnología del Coiled Tubing en la perforación de pozos en cuanto a seguridad y ambiente es que por presentar menor

diámetro de hoyo reduce volumen total de lodos y de ripios, además el sistema cerrado de circulación de lodos disminuye los derrames, facilitando el manejo de los desechos.

Al igual que en la perforación convencional, la tecnología de Coiled Tubing se toman todas las precauciones para la seguridad del personal que en cualquier momento se encuentre en el sitio de los trabajos, incluyendo terceros. Le proporcionan al personal todo el equipo de primeros auxilios, cascos y guantes de seguridad, extintores de fuego y detectores manuales de gas y H₂S, cumpliendo además con todas las leyes y ordenanzas relativas a incendio y seguridad y con todas las normas prácticas y reglamentos.

Un parámetro importante y que se debe tener muy en cuenta en esta comparación y por supuesto al momento de la planificación de todo proyecto de perforación es el requerimiento de localización, la cual para los pozos nuevos normalmente debe ser lo más reducida posible, aproximadamente 25 x 32 metros es la configuración para un proyecto de tubería continua.

Un hoyo conductor debe ser colocado en el lugar del pozo, junto con cellar pequeño que ayude a retener los fluidos que se desprenden durante la perforación. La locación requiere una mínima preparación; básicamente acondicionar y nivelar el terreno es suficiente. Ahora bien, se tiene que para proyectos de perforación con Coiled Tubing se requiere de menor cantidad de personal laborando, que en una operación de perforación convencional, en donde para el caso de un taladro de perforación se necesitan 21 personas laborando en las operaciones (ver tabla 5.3) y para operaciones de CT solo se encuentran presentes 19 personas en sitio (ver tabla 5.4) , para efectos de comparación solo se consideró aquellas personas que se encuentran en riesgo permanente en la locación, es decir, se obvió el personal que va ocasionalmente a la localización como es el caso de los geólogos, los coordinadores del proyecto en el caso de control de sólidos, ingenieros de operación, coordinadores del proyecto en el caso de Coiled Tubing, entre otros, es

importante destacar que para el caso del taladro de perforación, del personal se encuentran seis en peligro latente debido a que están diariamente sobre la planchad, en cambio en la tubería continua se encuentran operando lejos de la boca del pozo, en las cabinas de operación y manejo del Coiled Tubing.

Tabla N° 5.3 Personal requerido en la Operación para Perforación Convencional.

DESCRIPCION	CANTIDAD
Supervisor de Operaciones de 24 horas	1
Supervisor de Operaciones de 12 horas	2
Perforador	1
Obrero	3
Personal de Control de Sólidos	4
Personal de Fluidos de Perforación	5
Mecánico	1
Electricista	2
Arenillero	1
Aceitero	1
TOTAL	21

Tabla N° 5.4 Personal requerido en la Operación para Perforación con Coiled Tubing.

DESCRIPCION	CANTIDAD
Supervisor de Operaciones	2
Operador de Coiled Tubing	2
Operador de Unidad de Bombeo	2
Ayudantes	4
Personal de Control de Sólidos	2
Personal de Fluidos de Perforación	3
Operador de BHA`s de Perforación	2
Personal de SHA	2
TOTAL	19

5.5 Analizar la Rentabilidad del Uso del Coiled Tubing a través del Software See para la Perforación de los Pozos Someros en el Campo San Joaquín Distrito Gas Anaco.

Finalmente, con el propósito de concluir si el proyecto de perforación de pozos someros con tubería continua en el Campo San Joaquín es económicamente rentable, es necesario realizar una evaluación económica del proyecto, en el cual se involucran los costos por pozo para la perforación con tubería continua y una comparación realizada con los costos convencionales estimados para el pozo JM-259.

En tal sentido, se obtuvo la información requerida por parte de PDVSA en cuanto a costos de perforación para los dos escenarios planteados, tanto de la perforación convencional del pozo JM-259 y un estimado para un diseño de perforación con tubería continua para el pozo JM-103, a fin de poder realizar la comparación de rentabilidad para ambas técnicas.

En la tabla 5.5 se puede observar un análisis preciso de los costos que requieren cada tecnología por cada fase de perforación.

Tabla N° 5.5. Datos Obtenidos del Cálculo Estimado de Costos.

Técnica de Perforación	Costo Promedio Fase Mudanza (MBsFEquiv.)	Costo Promedio Fase Perforación (MBsFEquiv.)	Costo Total del Pozo (MBsFEquiv.)
Convencional	925,11	11.880	11.790,00
C.T (S.S.O)	330,456	1.489,34	1.819,8

A través de esta tabla, se observa claramente la diferencia existente en cuanto a costos para una perforación convencional y una perforación usando la tecnología Coiled Tubing, arrojando una diferencia de 9.970,2 MBsF Equiv., lo cual resulta una cantidad altamente significativa.

Ahora bien, estos costos fueron estimados para una perforación desde la superficie hasta la fase producción en ambos escenarios, pero hay que resaltar que el análisis y el diseño de perforación se realizó a partir de 3500 pies de profundidad, en donde comenzaría a usarse la tubería continua para realizar el hoyo intermedio de 7” y el de producción de 3 1/2” para el side track aplicado al pozo JM-103. Por lo tanto se procede a realizar una comparación de costos solo para esas fases, tomando como referencia de perforación convencional el pozo JM-259 igualmente.

Tabla N° 5.6. Costos para Hoyos Intermedios y de Producción para ambas Tecnologías.

Técnica de Perforación	Fase Perforación Hoyo Intermedio (MBsFEquiv.)	Fase Perforación Hoyo Producción (MBsFEquiv.)	Costo Total del Pozo (MBsFEquiv.)
Convencional	5.009,73	4.026,94	9.036,67
C.T (S.S.O)	695,6	793,74	1.489,34

En esta tabla se reflejó solamente los costos que se requieren para perforar la sección intermedia y de producción tanto para la perforación convencional como con Coiled Tubing, obteniéndose una diferencia de 7.547,33 MBsF Equiv., la cual sigue siendo una cifra altamente alta y de consideración para el uso de esta nueva tecnología.

Para una mejor representatividad de los valores de los costos estimados presentados en cada sistema, se hizo indispensable la realización de la Gráfica 5.12, en donde se puede visualizar de una manera más detallada los datos expresados en las tablas 5.5 y 5.6.

Gráfico N° 5.12. Comparación de Costos usando Ambas Tecnologías de Perforación.



Una vez analizados los costos que genera cada diseño de perforación, se procede a estimar la rentabilidad económica a través del Software *SEE PLUS* que tendría este nuevo pozo JM-103 de aplicársele Coiled Tubing para completar la arena NAE1.

Para poder determinar la rentabilidad económica es necesario usar los siguientes parámetros, los cuales fueron tomados del pozo JM-259 y se tiene que para el momento de su aceptación, este pozo fue probado con reductores de $\frac{1}{4}$ ", $\frac{5}{16}$ ", $\frac{1}{2}$ ", $\frac{3}{4}$ ", y aceptado con el reductor de $\frac{3}{4}$ ", esta prueba reportó una tasa de gas de 3,790 MMPCND, una tasa de líquido 14,66 BBPD, un fluido de 48 ° API y registró una presión de cabezal de 316,7 psia.

Una vez obtenidos los costos de los diseños de perforación, así como también la producción real, se realizaron las evaluaciones correspondientes a cada pozo en estudio, mediante el programa de evaluaciones económicas de PDVSA, Sistema de Evaluaciones Económicas (SEE). Los resultados de la evaluación económica, generados por el programa son representados en el Apéndice E.

En la siguiente tabla se presenta los valores del pozo evaluado, considerando, valor presente neto (VPN), tasa interna de retorno (TIR), eficiencia de la inversión (EI) y tiempo de pago (TP).

Tabla N° 5.7 Resultados Obtenidos De La Evaluación Económica.

Pozo JM-103	VPN (MMBsF)	TIR (%)	EI (BsF/BsF)	TP (Años)
	5,36	106,17	461,1	0,03

En la tabla 5.7, la evaluación económica del uso del Coiled Tubing para el pozo JM-103 determinó que la inversión generada es viable, ya que la empresa PDVSA S.A., establece que un proyecto con una tasa interna de retorno (TIR)>15% es considerado rentable.

Por otro lado, el valor presente neto de un proyecto puede encontrarse dentro de los distintos rangos mostrados a continuación, y a partir de allí se interpreta la rentabilidad del proyecto:

Si: $VPN > 0$ Proyecto es rentable

$VPN = 0$ Mínima rentabilidad

$VPN < 0$ Se rechaza el proyecto

En líneas generales, la perforación con Tubería Continua en este pozo si es rentable económicamente, puesto a que la TIR es un parámetro representa el

porcentaje de la tasa que permite recuperar la inversión realizada al inicio de un proyecto y el resultado arrojado fue de un 106,17% y el VPN fue de 5,36MMBsF.

CONCLUSIONES

1. La perforación con Coiled Tubing tiene un límite de bajada de tubería de revestimiento de máximo de 7 pulgadas.
2. La aplicación de la Tubería Continua es técnicamente factible como alternativa de perforación de pozos someros en el Campo San Joaquín.
3. El estimado de tiempo de perforación usando la tecnología de la Tubería Continua se reduce en un 68,18% al compararse con la perforación convencional.
4. Los tiempos de perforación de hoyos son reducidos debido a que la tubería continua no requiere de conexiones.
5. La perforación con Tubería Continua reduce la exposición a los riesgos operacionales al personal que labora en la localización.
6. La perforación con Tubería Continua minimiza el impacto ambiental debido a la menor dimensión de la locación.
7. En la perforación con Tubería Continua se requiere de menor personal laborando en locación, que en la perforación Convencional.
8. La aplicación de la Tubería Continua es económica y técnicamente factible como alternativa de pozos tipo reentrada en el Campo San Joaquín.

RECOMENDACIONES

1. Realizar seguimiento más detallado a los pozos perforados utilizando tubería continua a nivel mundial y nacional.
2. Evaluar la rentabilidad de la construcción de pozos horizontales nuevos mediante la perforación con tubería continua.
3. Evaluar la alternativa para la construcción de reentradas multilaterales con la tecnología de perforación con tubería continua.
4. Disponer como mínimo de un grupo de 10 o más pozos para ajustar las curvas de aprendizaje a los objetivos propuestos para la optimización de tiempos de operación y de costos.

BIBLIOGRAFÍA

1. Presentación del Proyecto Gas Anaco, PDVSA, (2004).
2. Código Geológico de Venezuela, PDVSA-Intevep (1999) Disponible:
<http://www.PDV.com./léxico/posters/ra/2000 htm>.
3. Pérez, R y Martínez, M, **“Ingeniería de Gas Natural”**, Ingenieros Consultores SRL, Maracaibo, Venezuela, (1994).
4. BARBERII, E. **“El Pozo Ilustrado”**. Fondo Editorial CIED. 1ra. Edición en CD-ROM, Caracas (1998).
5. Centro Internacional de Educación y Desarrollo (CIED). **“Perforación Direccional”**. Post Grado, Maracaibo, Marzo (1997).
6. SERVICIOS Y SUMINISTROS DE ORIENTE S.S.O **“Introducción Tubing Drilling”** Maturín, Inédito (2003).
7. SHLUMBERGERG. Oilfield Review, **“Tuberías Flexibles: la próxima Generación”**. (2004).
8. SERVICIOS Y SUMINISTROS DE ORIENTE S.S.O **“Coiled Tubing Drilling”** Maturín, Inédito (2003).
9. SHLUMBERGERG DOWEL. **“Coiled Tubing Engineering Manual”**, Houston, TEXAS (1995).
10. **“Perforación Direccional”**, CEPET, 1998.

11. **Benitez M., “Diseño de Tuberías de Revestimiento”. Pemex**
Perforación y Mantenimiento 1998.
12. **Rodríguez W., “Manual de Diseño de Pozos”. PDVSA.**

METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO

TÍTULO	ANÁLISIS DE LA FACTIBILIDAD TÉCNICO-ECONÓMICA DEL USO DEL COILED TUBING PARA LA PERFORACIÓN DE POZOS SOMEROS EN EL CAMPO SAN JOAQUÍN DISTRITO GAS ANACO
SUBTÍTULO	

AUTOR (ES):

APELLIDOS Y NOMBRES	CÓDIGO CULAC / E MAIL
Rivas Castro Yorbelis Nayalí	CVLAC: E MAIL:
	CVLAC: E MAIL:
	CVLAC: E MAIL:
	CVLAC: E MAIL:

PALABRAS O FRASES CLAVES:

FACTIBILIDAD TÉCNICO-ECONÓMICA

COILED TUBING

PERFORACIÓN

POZOS SOMEROS

COMPLETACIÓN

CAMPO SAN JOAQUIN

METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO

ÁREA	SUBÁREA
INGENIERÍA Y CIENCIAS APLICADAS	INGENIERÍA DE PETRÓLEO

RESUMEN (ABSTRACT):

En Venezuela la industria petrolera implementó la técnica de perforar pozos horizontales a mediados del año 1989 en el sur del estado Monagas, esto con el fin de investigar en el marco del proyecto piloto sobre los parámetros y procesos óptimos para la inyección de vapor en esta y otras áreas del país como la faja, que puedan ser desarrolladas mediante esta técnica. En el Distrito Social Anaco se han construido pozos horizontales y verticales, los primeros para asegurar el abastecimiento de hidrocarburos porque los mismos pueden producir de 6 a 8 veces más que los mismos verticales, en el campo santa rosa esto ha diferido totalmente de la teoría, por ello la realización de este trabajo consistió en evaluar la factibilidad técnica y económica de construir pozos horizontales o fracturar los verticales ya existentes, las simulaciones se realizaron utilizando el simulador de flujo multifásico PIPESIM 2003, este mismo permitió la reproducción de las condiciones iniciales de los pozos estudiados, como también la variación de algunos parámetros que permitieron ver como se afectaba la tasa de producción para cada uno de estos pozos y así obtener una respuesta a dicho problema que ha estado afectando a los mismos, y proponer la mejor técnica de construcción y producción de pozos para este campo.

METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO

CONTRIBUIDORES

APELLIDOS Y NOMBRES	ROL / CÓDIGO CVLAC / E_MAIL				
MORALES, JHONLES		CA	AS	TU X	JU
	CVLAC:				
	E_MAIL				
	E_MAIL				
SALAS, ROBERTO		CA	AS	TU	JU X
	CVLAC:				
	E_MAIL				
	E_MAIL				
RODRIGUEZ, LUIS		CA	AS	TU	JU X
	CVLAC:				
	E_MAIL				
	E_MAIL				
		CA	AS X	TU	JU
	CVLAC:				
	E_MAIL				
	E_MAIL				
		CA X	AS	TU	JU
	CVLAC:				
	E_MAIL				
	E_MAIL				

FECHA DE DISCUSIÓN Y APROBACIÓN:

2011	03	04
AÑO	MES	DÍA

LENGUAJE: ESPAÑOL

METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO

ARCHIVO (S):

NOMBRE DE ARCHIVO	TIPO MIME
TESIS. Análisis de la Factibilidad Técnico-Económica del Uso del Coiled Tubing para La Perforación de Pozos Someros.doc	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: _____

TEMPORAL: _____

TÍTULO O GRADO ASOCIADO CON EL TRABAJO:

Ingeniero de Petróleo

NIVEL ASOCIADO CON EL TRABAJO:

Pregrado

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 al artículo 41 del Reglamento de Trabajo de Grado:

“Los trabajos son propiedad exclusiva de la Universidad de Oriente, y solo podrán ser utilizados para otros fines con el consentimiento expreso del Consejo de Núcleo respectivo, quien participará al Consejo de Universidades”

AUTOR

Yorbelis Nayalí Rivas Castro

TUTOR

Ing. Jhonles Morales

JURADO

Ing. Roberto Salas

JURADO

Ing. Luis Rodríguez

POR LA SUBCOMISIÓN DE TESIS

Prof. Rayda Patiño