



**UNIVERSIDAD DE ORIENTE
NÚCLEO DE MONAGAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEO
MATURÍN/MONAGAS/VENEZUELA**

**ESTUDIO TÉCNICO-ECONÓMICO DE LA APLICACIÓN DE
TUBULARES EXPANSIBLES PARA EL AISLAMIENTO DE
ZONAS DEPLETADAS DE LA FORMACIÓN OFICINA, CAMPO
SAN JOAQUÍN- ANACO, ESTADO ANZOÁTEGUI**

**REALIZADO POR:
JOSÉ ALBERTO RIVERO NORIEGA
C.I. 18.549.769**

**Trabajo Especial de Grado Presentado Como Requisito Parcial para optar al
Título de INGENIERO DE PETRÓLEO**

MATURÍN, NOVIEMBRE DE 2012



**UNIVERSIDAD DE ORIENTE
NÚCLEO DE MONAGAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEO
MATURÍN/MONAGAS/VENEZUELA**

**ESTUDIO TÉCNICO-ECONÓMICO DE LA APLICACIÓN DE
TUBULARES EXPANSIBLES PARA EL AISLAMIENTO DE
ZONAS DEPLETADAS DE LA FORMACIÓN OFICINA, CAMPO
SAN JOAQUÍN- ANACO, ESTADO ANZOÁTEGUI**

**REALIZADO POR:
JOSÉ ALBERTO RIVERO NORIEGA
C.I.:18.549.769**

REVISADO POR:

ING. FERNANDO CAÑIZALES
Asesor Académico

ING. MAIBY COVA
Asesor Industrial

MATURÍN, NOVIEMBRE DE 2012



UNIVERSIDAD DE ORIENTE
NÚCLEO DE MONAGAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEO
MATURÍN/MONAGAS/VENEZUELA

**ESTUDIO TÉCNICO-ECONÓMICO DE LA APLICACIÓN DE
TUBULARES EXPANSIBLES PARA EL AISLAMIENTO DE
ZONAS DEPLETADAS DE LA FORMACIÓN OFICINA, CAMPO
SAN JOAQUÍN- ANACO, ESTADO ANZOÁTEGUI**

**REALIZADO POR:
JOSÉ ALBERTO RIVERO NORIEGA
C.I.: 18.549.769**

APROBADO POR:

ING. FERNANDO CAÑIZALES

Asesor Académico

ING. JAIME DÍAZ

Jurado Principal

ING. MARÍA GAMBOA

Jurado Principal

MATURÍN, NOVIEMBRE DE 2012

RESOLUCIÓN

DE ACUERDO CON EL ARTÍCULO 41 DEL REGLAMENTO DE TRABAJOS DE GRADO: “LOS TRABAJOS DE GRADO SON PROPIEDAD EXCLUSIVA DE LA UNIVERSIDAD DE ORIENTE Y SÓLO PODRÁN SER UTILIZADOS A OTROS FINES CON EL CONSENTIMIENTO DEL CONSEJO DE NÚCLEO RESPECTIVO, QUIEN LO PARTICIPARÁ AL CONSEJO UNIVERSITARIO”.



DEDICATORIA

A Dios Padre Todopoderoso y a la Virgen del Valle, por iluminarme y permitirme alcanzar esta meta tan anhelada en mi vida, por ser mí guía y darme fortaleza en los momentos difíciles.

A mí abuela Victoria Ortega, usted fue pilar fundamental en mi formación, por usted soy hoy lo que soy. Siempre estará en mi corazón, más que una abuela fue una madre para mí. Te amo muchísimo.

A mi madre: Luzmila Noriega, el más hermoso regalo que me pudo haber dado la vida es tenerla como madre, eres mi luz, mi guía y mi mayor motivación. Este triunfo te pertenece mamá. Tu más que nadie en este mundo tiene este logro bien merecido, tu entrega, tu dedicación, tu paciencia y tu amor han hecho de mí lo que soy. Te idolatro mucho mi Luzmi.

A mi padre: Alberto Rivero por estar a mi lado siempre, aconsejándome, guiándome y enseñándome. Su entrega, su humildad, su honestidad y su dedicación, han hecho de mí, su modelo a seguir, eres mi orgullo mi viejo. Este logro te pertenece papá.

A mis hermanos Alberto Rivero, Adalberto Rivero y Rómulo Rivero por su cariño y apoyo incondicional, este triunfo es para ustedes.

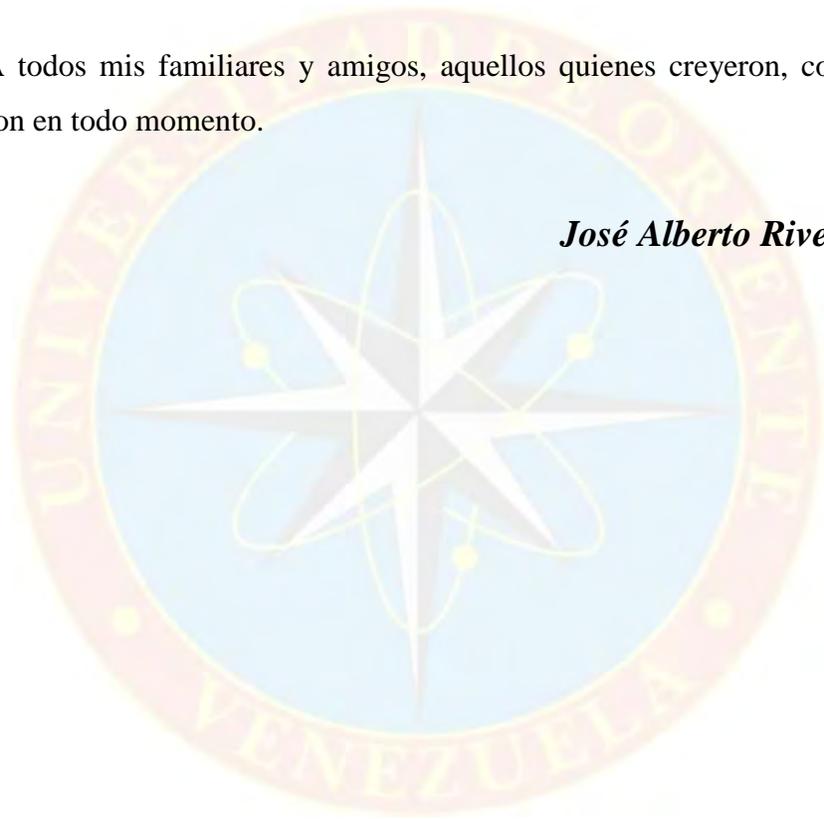
A mis tíos Ángel Rivero, Alida de Rivero y Jerónimo Rivero, Margarita de Rivero, con quienes conté siempre y en todo momento, más que tíos los considero unos padres para mí. Este logro se los dedico a ustedes también.

A mis primos: Jesús A, Ángel J, Jesús O, Emanuel, Nathaly, Leonardo, María y Carmelys. Este triunfo se los dedico también a ustedes por formar parte de mi vida y estar conmigo siempre.

A mi esposa Karelys González por todo su amor y cariño incondicional. Este triunfo también te pertenece mi amor. Te amo mucho.

A todos mis familiares y amigos, aquellos quienes creyeron, confiaron y me apoyaron en todo momento.

José Alberto Rivero Noriega.



AGRADECIMIENTOS

A mi Dios Todopoderoso y a mí amada Virgen del valle, por el más valioso de los regalos: La Vida. Su compañía, su luz, su amor, su protección y la familia al lado de la cual me permitió crecer, son lo más valioso que tengo en el mundo.

A mi abuela: Victoria Ortega por guiar mi camino, sus consejos, su dedicación y su atención me ayudaron mucho, me permitieron pensar de manera diferente y darle un sentido profesional a mi vida, en la tierra fuiste una madre para mí y desde el cielo eres un ángel que me cuida y protege. Te amo mucho mi amorote.

A mi madre: Luzmila Noriega por traerme al mundo y llenarme de amor y cariño, por todos los sacrificios hechos por mí, más que nadie este logro es tuyo mamá, por tu entrega, por mantenerte allí pese a todas las adversidades y pruebas que nos ha puesto la vida. Tu ímpetu, tu espíritu y tus ganas de luchar son mi mayor motivación. Usted representa el honor, la superación y dedicación, le estaré eternamente agradecido, la vida no me alcanzaría para retribuir todo lo que has hecho por mí. Te Idolatro mi Luzmi.

A mi padre: Alberto Rivero por todo su cariño y sus buenos consejos, más que mi padre, eres mi mejor amigo, con quien puedo confiar y contar siempre, sin prejuicios ni recriminaciones, nunca me cuestionas nada papá, siempre buscas la manera de darme ánimos e impulsarme a seguir luchando pese a todas las pruebas que nos ha puesto la vida. Eres mi mayor ejemplo de humildad, sencillez, decencia y caballerosidad. Gracias por ser como eres y por todo lo que me has dado y hecho de mí. Te quiero mi viejo.

A mis hermanos Alberto J. Adalberto J. y Rómulo E. por todo el apoyo y cariño incondicional, sé que cuanto con ustedes siempre. Gracias por los buenos momentos hermanos.

Tío Ángel, como un hijo me acogiste, y como tal me siento; gracias por el honor y privilegio de permitirme vivir con usted durante toda mi carrera universitaria. Agradecido estoy por el cariño, el apoyo y las atenciones que me brindaron tanto usted como mi tía Alida y los primos: Ángel, Jesús y Nathaly. Muchísimas gracias por todo.

A usted tío Jerónimo (Yomo) y tía Margarita, gracias por el apoyo y el cariño, por permitirme compartir y pasar buenos momentos juntos, por pasar ratos agradables, los quiero muchísimo, los considero como unos padres. A mi primo Emanuel, compañero, amigo y hermano, gracias por el apoyo los excelentes momentos compartidos y que faltan por compartir.

A mi primo Jesús A. Gracias por el cariño, la confianza, el apoyo y lo consejos, lo admiro y lo respeto mucho.

A mi esposa: Karelys González, gracias por todo tu cariño, tu amor, tus palabras de aliento, por formar parte de mi vida y ayudarme siempre que lo necesite. Estuviste allí para mí desde el día que te conocí y siempre que lo he necesitado. Gracias por todo mi amor. Te amo mucho.

A mis Tías: Eudinia (Yina) y Mary, por todo el apoyo y el cariño, por estar pendiente de mí y mis hermanos cuando más lo necesitamos. Gracias por todo, tías.

A mi prima María Rojas, por todo su cariño incondicional, por estar siempre allí, más que una prima te considero como la hermana mayor que nunca tuve.

A mi amiga Ysabel Cardozo y su madre Ysabel Delgado por abrirme las puertas de su casa y contar con ellas en toda mi carrera universitaria. Y también a Sra Yhessika Delgado por toda su ayuda.

Jhonles Morales, por su contribución en la realización de mis pasantías de grado.

A todo el personal de la gerencia de PSPSA, por siempre estar dispuestos a prestar su colaboración. A los Ing. Giovanni Morantes, Aricelis Guzmán, Alfredo Betancourt y Sotty Kokkinos, gracias por hacer de esta etapa una experiencia agradable.

A mi tutor académico Ing. Fernando Cañizales y a mi tutora industrial Ing. Maiby Cova, por su contribución en la realización de este proyecto, aportando sus conocimientos y experiencia. Gracias por brindarme su amistad.

A mis amigos incondicionales con quienes compartí momentos significativos durante mi carrera: Airin Arredondo, Marielena Millán, Humberto Rigual y Luisa Rojas.

A mis amigos de pasantías Lisbeth Villa, Carlos Brito, Naddia Hidalgo, Luisa García y muy especialmente a mi amiga Mariannis Rondon. Muchísimas gracias por todo el apoyo y la bonita amistad durante el tiempo que estuve haciendo pasantías.

¡¡¡ Muchas Gracias !!!!

ÍNDICE

RESOLUCIÓN	iv
DEDICATORIA	v
AGRADECIMIENTOS	vii
ÍNDICE	x
LISTA DE FIGURAS	xii
LISTA DE TABLAS	xiii
LISTA DE GRAFICOS	xiv
RESUMEN	xv
INTRODUCCIÓN	1
CAPÍTULO I	3
EL PROBLEMA	3
1.1 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA.....	3
1.2 OBJETIVOS DE LA INVESTIGACIÓN.....	4
1.2.1 Objetivo general.....	4
1.2.2 Objetivos específicos.....	5
1.3 JUSTIFICACIÓN DE LA METODOLOGÍA Y RESULTADOS.....	5
CAPÍTULO II	6
MARCO TEÓRICO	6
2.1 ANTECEDENTES DE LA INVESTIGACIÓN.....	6
2.2 DESCRIPCIÓN DEL ÁREA DE ESTUDIO.....	7
2.2.1 Ubicación del Distrito Gas Anaco.....	7
2.2.2 Área Mayor de Anaco.....	8
2.2.3 Estructura regional.....	9
2.2.4 Campo San Joaquín.....	10
2.3 BASES TEÓRICAS.....	11
2.3.1 Pérdidas de circulación.....	11
2.3.2 Causas de las pérdidas de circulación.....	11
2.3.3 Consecuencias de las pérdidas de circulación.....	13
2.3.4 Prevención de las pérdidas de circulación.....	13
2.3.5 Detección de las pérdidas de circulación.....	14
2.3.6 Clasificación de las pérdidas de circulación de acuerdo a la severidad.....	15
2.3.7 Revestidores.....	16
2.3.8 Tipos de revestidores.....	16
2.3.9 Diseño de revestidores.....	17
2.3.10 Sistemas de tubulares sólidos expansibles para la construcción de pozos.....	19
2.3.11 Clasificación de los tubulares expansibles.....	20
2.3.12 Proceso de la expansión.....	20
2.3.13 Sistemas SET TM	22
2.3.14 Tuberías expansibles ranuradas.....	29

2.3.15 Indicadores económicos	31
2.4 DEFINICIÓN DE TÉRMINOS BÁSICOS	32
CAPÍTULO III.....	37
MARCO METODOLÓGICO	37
3.1 TIPO DE INVESTIGACIÓN.....	37
3.2 DISEÑO DE LA INVESTIGACIÓN	37
3.3 POBLACIÓN Y MUESTRA	38
3.4 PROCEDIMIENTO METODOLÓGICO	38
3.5 INSTRUMENTOS Y TÉCNICAS DE RECOLECCIÓN DE DATOS.....	43
3.5.1 Instrumentos	43
3.5.2 Técnicas	44
3.6 RECURSOS	44
3.6.1 Humanos.....	44
3.6.2 Materiales y tecnológicos	44
3.6.3 Financieros	45
CAPÍTULO IV	46
ANÁLISIS Y DISCUSIÓN DE RESULTADOS	46
4.1 DETERMINACIÓN DE LAS ARENAS CON PROBLEMAS POTENCIALES DE PÉRDIDAS DE CIRCULACIÓN DE LA FORMACIÓN OFICINA, CAMPO SAN JOAQUÍN.....	46
4.1.1 Problemas de pérdidas de circulación por pozo	47
4.1.2 Pérdidas totales en el campo San Joaquín	54
4.2 EXPLICACIÓN DE LAS CARACTERÍSTICAS GEOLÓGICAS DE LAS ARENAS CON ALTO POTENCIAL DE PÉRDIDA DE CIRCULACIÓN EN LA FORMACIÓN OFICINA DEL CAMPO SAN JOAQUÍN	59
4.3 PROPUESTA DE UN NUEVO DISEÑO DE REVESTIDOR CON TECNOLOGÍA DE TUBULAR EXPANSIBLE EN EL CAMPO SAN JOAQUÍN EN EL DISTRITO GAS ANACO	61
4.3.1 Construcción del pozo JK- IA	62
4.3.2 Fluidos de perforación	62
4.3.3 Diseño de revestidores del pozo JK- IA	63
4.3.4 Diagrama mecánico del pozo JK-IA	74
4.4 ESTUDIO TÉCNICO Y ECONÓMICO DEL USO DE REVESTIDORES CON TECNOLOGÍA DE TUBULAR EXPANSIBLE	75
CAPÍTULO V.....	78
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	78
5.1 CONCLUSIONES	78
5.2 RECOMENDACIONES	80
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	81
APÉNDICES.....	83
HOJA DE METADATOS	137

LISTA DE FIGURAS

Figura 2.1 Ubicación del Distrito Gas Anaco.	8
Figura 2.2 Campos del Área Mayor de Anaco.	8
Figura 2.3 Ubicación geográfica del campo San Joaquín.	10
Figura 2.4 Pérdidas de circulación.	11
Figura 2.5 Clasificación de la pérdida de circulación de acuerdo a la severidad.	15
Figura 2.6 Junta roscada expansible.	21
Figura 2.7 Mandril o cono de expansión.	21
Figura 2.8 Ensamblaje del sistema de expansión.	22
Figura 2.9 Ensamblaje del OHL™.	24
Figura 2.10 Proceso de expansión del OHL™.	25
Figura 2.11 Juntas elastoméricas en CHL™.	27
Figura 2.12 CHL™ Como refuerzo o para reparar el revestidor dañado o debilitado.	27
Figura 2.13 Corrida del CHL™ con el fondo parcialmente abierto.	29
Figura 2.14 EST® Parcialmente expandida.	30
Figura 3.1 Software DIMS 32.	39
Figura 3.2 Ventana de entrada al SEE Plus.	42
Figura 4.1 Diagrama mecánico y columna estratigráfica del pozo JK-IA.	70

LISTA DE TABLAS

Tabla 2.1 Tipos de revestidores y sus funciones.....	17
Tabla 4.1 Pérdidas de circulación del pozo JM- 256	48
Tabla 4.2 Pérdidas de circulación en el pozo JM- 259	49
Tabla 4.3 Pérdidas de circulación del pozo JM- 260	49
Tabla 4.4 Pérdidas de circulación en el pozo JM- 265	50
Tabla 4.5 Pérdidas de circulación en el pozo JM- 266	51
Tabla 4.6 Pérdidas de circulación del pozo JMN- 267	52
Tabla 4.7 Pérdidas de circulación en el pozo JMN- 268.....	53
Tabla 4.8 Pérdidas de circulación del pozo JMN- 269	53
Tabla 4.9 Pérdidas de circulación en el pozo JM- 270	54
Tabla 4.10 Barriles de fluido perdidos por pozo.....	54
Tabla 4.11 Barriles de fluido perdidos por fase	55
Tabla 4.12 Barriles de fluido perdidos por arena.....	57
Tabla 4.13 Barriles de fluido perdidos por miembro	58
Tabla 4.14 Propiedades petrofísicas de la arenas con problemas de pérdidas de circulación de la formación Oficina, campo San Joaquín.....	60
Tabla 4.15 Fases de perforación del pozo JK-IA	62
Tabla 4.16 Fluidos de perforación propuestos para el pozo JK-IA	63
Tabla 4.17 Revestidores propuestos para el pozo JK-IA	64
Tabla 4.18 Propiedades del revestidor base	65
Tabla 4.19 Propiedades del tubular expansible OHL TM	65
Tabla 4.20 Riesgos en la bajada y ensamblaje del sistema OHL TM	66
Tabla 4.21 Riesgos en el proceso de expansión.....	68
Tabla 4.22 Riesgos en el retiro del cono expansor.....	69
Tabla 4.23 Cargas de colapso, estallido y tensión simuladas para la instalación del revestidor expansible.....	71
Tabla 4.24 Parámetros adimensionales de factor de diseño.....	72
Tabla 4.25 Indicadores económicos	76

LISTA DE GRAFICOS

Gráfica 2.1 Diagrama esfuerzo- deformación para aceros expansibles.	19
Gráfica 4.1 Barriles perdidos por pozo	55
Gráfica 4.2 Barriles perdidos por fase.....	56
Gráfica 4.3 Barriles perdidos por arena	57
Gráfica 4.4 Barriles perdidos por miembro.....	58
Gráfica 4.5 Limites de diseño de cargas para el tubular expansible.	73





**UNIVERSIDAD DE ORIENTE
NÚCLEO DE MONAGAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEO
MATURÍN/MONAGAS/VENEZUELA**

**ESTUDIO TÉCNICO-ECONÓMICO DE LA APLICACIÓN DE TUBULARES
EXPANSIBLES PARA EL AISLAMIENTO DE ZONAS DEPLETADAS DE
LA FORMACIÓN OFICINA, CAMPO SAN JOAQUÍN- ANACO, ESTADO
ANZOÁTEGUI**

AUTOR

**José Alberto Rivero Noriega
C.I. 18.549.769
Fecha: Noviembre de 2012**

ASESORES

**Ing. Maiby Cova
Ing. Fernando Cañizales**

RESUMEN

El propósito de estudiar técnico – económicamente la aplicación de tubulares expansibles para el aislamiento de zonas depletadas de la formación Oficina, campo San Joaquín – Anaco, estado Anzoátegui, surgió con la finalidad de desarrollar una técnica que permita mejorar el proceso de perforación de pozos, controlando los problemas de pérdidas de circulación y las consecuencias que estos acarrearán sin perjudicar el diámetro del hoyo en el pozo. Para alcanzar este objetivo se procedió a recopilar información sobre los problemas de pérdidas de circulación ocurridas en los pozos perforados en el periodo 2008 – 2011 del campo San Joaquín, específicamente en la formación Oficina y las arenas asociadas a dicho problema. Una vez determinadas las arenas donde ocurrieron las pérdidas de circulación, se procedió a estudiar las propiedades geológicas y petrofísicas de las mismas. Para posteriormente establecer un diseño de pozo con la tecnología expansible, guiados con diagramas mecánicos estándares del campo, que permitiera el aislamiento de las arenas depletadas, es decir, las zonas donde se producen las pérdidas de circulación en el campo San Joaquín y estudiar la viabilidad técnica de dicho diseño, mediante el uso del simulador “StressCheck”, para finalmente estudiar económicamente la rentabilidad del mismo con el uso del simulador SEE Plus, considerando los indicadores económicos: valor presente neto (VPN), eficiencia de inversión (EI), tasa interna de retorno (TIR) y tiempo de pago dinámico (TPD).

INTRODUCCIÓN

El aislamiento de zonas depletadas es una actividad que se lleva a cabo cuando se presentan problemas operacionales en una sección determinada del hoyo durante la perforación, básicamente los problemas de pérdidas de circulación. Para ello se coloca un revestidor colgante o camisa, que aisle la zona problemática y mantenga la integridad del hoyo, para así lograr no solamente un avance efectivo y seguro de la perforación, sino también un sello que garantice la integridad del pozo durante su vida productiva. A medida que la profundidad de la zona problemática es mayor, aumenta el riesgo de que esta operación pueda fallar.

El Distrito Social Anaco de PDVSA Gas se encuentra situado en el estado Anzoátegui, en la región natural de los llanos orientales y en un enfoque céntrico con relación al mismo estado. Este distrito se define por tener dos áreas estratégicas u operacionales, que vienen siendo el Área Mayor de Oficina (AMO), ubicada en la parte sur del estado Anzoátegui, conformada por los campos: Soto-Mapiri, La Ceibita, Zapatos, Mata-R, Aguasay, Zanjas, Zacarías, los cuales en su totalidad son productores de gas condensado; y Área Mayor de Anaco (AMA), ubicada en la parte norte de la zona central del estado Anzoátegui, siendo la que contribuye a la mayor cantidad de gas en el Distrito, con un área de 3160 km² y está integrada por los campos Santa Rosa, Guario, San Joaquín, Santa Ana, El Toco, El Roble, Quiamare y La Ceiba.

En el Área Mayor de Anaco (AMA) se han utilizado en los últimos años métodos de control antipérdida que van desde bombear píldoras antipéridas, hasta tapones de cemento y en muchos casos, vale la pena destacar, no han sido efectivos trayendo como consecuencia un incremento en los costos del proyecto de perforación y llegándose incluso a cambiar el diseño mecánico del pozo, debido a que se aísla la

zona problemática donde se produce la pérdida con la utilización de colgadores donde se termina con un diámetro de hoyo menor al planeado e imposibilitando alcanzar las profundidades deseadas.

En la actualidad existen nuevas tecnologías que permiten aislar las zonas problemas causantes de las pérdidas de circulación sin necesidad de afectar o disminuir el diámetro del hoyo, una de esas tecnologías es el uso de tubulares expansibles, a la hora de construir el pozo. La principal característica de los mismos es que mantienen el diámetro del hoyo, por lo que desde hace 11 años se ha venido implementando el uso de esta herramienta como alternativa para el aislamiento de zonas problemáticas. Esta idea nació de las investigaciones realizadas por la Royal Dutch Shell para perforar pozos profundos del Mar del Norte utilizando la menor cantidad de revestidores posibles, como una manera de abaratar los costos. Actualmente existen en el mercado dos tipos de tubulares expansibles: la tubería sólida expansible (SET™) y la tubería expansible ranurada (EST®).

CAPÍTULO I

EL PROBLEMA

1.1 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

Durante el proceso de perforación de pozos se generan problemas operacionales a consecuencia de la actividad generada por la mecha de perforación, que atraviesa y tritura material rocoso del subsuelo alterando la estabilidad de las formaciones.

El problema más frecuente se presenta cuando se están atravesando arenas depletadas o con agotamiento de energía (arenas de baja presión); la pérdida de circulación es un problema muy común durante la perforación de pozos. Éste se produce cuando la presión hidrostática generada por la columna de fluido es muy alta en comparación con la presión de la arena que es baja en algunos casos.

Las consecuencias que este problema puede traer consigo son la inestabilidad del pozo, pega de tubería, reventones, disminución de la presión hidrostática del fluido de perforación y daño a la formación a la cual está migrando este fluido. Adicionalmente, el problema de pérdidas de circulación ocasiona un incremento de los costos de perforación, mayor tiempo de permanencia de los taladros en el pozo, sin mencionar el riesgo y peligros a los que están expuestos los operadores y personal que desempeñan y llevan a cabo labores de perforación.

En la actualidad se aplica una gran cantidad de métodos y tecnologías para solucionar y prevenir las pérdidas de circulación en las zonas depletadas y facilitar un poco las operaciones de perforación, una de éstas es la tecnología de tubulares expansibles, la cual permite el aislamiento selectivo de zonas manteniendo el diámetro del revestidor, posibilitando alcanzar mayores profundidades y conservando

dicho diámetro. Esta tecnología ayuda a reducir el efecto telescopio al que se está acostumbrado a la hora de diseñar la fase de revestimiento de un pozo.

La finalidad de este proyecto de investigación es proponer una nueva tecnología que permita, de forma eficiente, disminuir y controlar los problemas de pérdida de circulación.

En tal sentido, se propuso realizar un estudio técnico económico de la aplicación de tubulares expansibles para el aislamiento de zonas depletadas del campo San Joaquín. Para la empresa PSP., S.A. (PDVSA Servicios Petroleros, S.A.) es de gran importancia realizar un plan que les permita, de manera preventiva y de forma eficiente, controlar los problemas potenciales de pérdidas de circulación y las consecuencias que se podrían generar cuando se está perforando y atravesando zonas de baja presión o arenas depletadas, a fin de mejorar los procesos de perforación con la disminución de tiempos, menor permanencia de taladro en el pozo, mejor control de los nuevos pozos que se perforen en el campo San Joaquín, con la finalidad principal de reducir los costos de la perforación, donde se afianza la importancia de la investigación y el impacto favorable que traería, a nivel nacional, la tecnología de tubulares expansibles.

1.2 OBJETIVOS DE LA INVESTIGACIÓN

1.2.1 Objetivo general

Estudiar técnico económicamente la aplicación de tubulares expansibles para el aislamiento de zonas depletadas en la formación Oficina del campo San Joaquín - Anaco, estado Anzoátegui.

1.2.2 Objetivos específicos

- Determinar las arenas con problemas potenciales de pérdidas de circulación de la formación Oficina, campo San Joaquín.
- Explicar las características geológicas de las arenas con alto potencial de pérdida de circulación en la formación Oficina, campo San Joaquín.
- Proponer un nuevo diseño de revestidor con tecnología de tubular expansible en el campo San Joaquín en el Distrito Gas Anaco.
- Estudiar técnico y económicamente el uso de revestidores con tecnología de tubular expansible.

1.3 JUSTIFICACIÓN DE LA METODOLOGÍA Y RESULTADOS

Para la industria petrolera, el hecho de reconocer los problemas operacionales o fallas que dificultan el buen desarrollo y avance en la perforación de un pozo, así como también las soluciones y acciones que deberían tomarse antes de ocurrir el problema, son de gran importancia y fundamentales. La investigación se justifica en el hecho de la necesidad que tiene la empresa P.S.P. S.A. (PDVSA Servicio Petroleros, S.A.), por estudiar el uso de tubulares expansibles para aislar zonas de baja presión, también llamadas zonas depletadas, en cuyas arenas se presenta la pérdida de circulación severa en el campo San Joaquín, formación Oficina, perteneciente al Área Mayor de Anaco (AMA).

La investigación pretende estudiar la utilización de tubulares expansibles para aislar las zonas depletadas, con antecedentes de problemas por pérdida de circulación, con la finalidad de optimizar las perforaciones de pozos nuevos en el área, disminuyendo así los costos y tiempos de taladro, que son elevados cuando se produce este problema.

CAPÍTULO II

MARCO TEÓRICO

2.1 ANTECEDENTES DE LA INVESTIGACIÓN

Estacio, E. (2008), planteó, en el trabajo de grado titulado “**Determinación de las zonas con problemas potenciales de pérdida de circulación en el Campo San Joaquín perteneciente al Área Mayor de Anaco**”, Las pérdidas de circulación en el campo San Joaquín ocurren debido a lo agotado que se encuentran los yacimientos, es por ello que la determinación de zonas con problemas de pérdidas de circulación se hizo necesaria y la manera más simple para determinarlas, fue a través de un análisis de la perforación de pozos y así buscar la manera de controlar este problema operacional con el uso de materiales antipérdida de circulación y/o nuevas tecnologías. Con respecto a estas nuevas tecnologías aplicadas, el sistema micro burbuja resultó no ser el apropiado para formaciones con presencia de fallas, el sistema cerca o bajo balance fue el más idóneo para la construcción de pozos. Con el taponamiento con bentonita (Gunk Squeeze) los resultados han sido exitosos y el tapón soluble de silicato de calcio al ser aplicado una vez arroja excelentes resultados.

Tipían, O. (2005), realizó el trabajo de grado denominado “**Determinación del tamaño del material para el control de pérdida de circulación en pozos del Campo San Joaquín, Distrito Anaco**”. En el mismo se explicó la geología del área, demostrando la complejidad de ésta producto del efecto compresional del Corrimiento de Anaco y los cierres estructurales, los cuales dividen el campo en tres domos (norte, central y sur). Por evidencia de los registros de imagen se determinó que las formaciones Merecure y San Juan (zonas productoras), se encuentran naturalmente fracturadas y con el apoyo de estos registros se estimó la apertura promedio de las fracturas naturales y las fracturas inducidas durante la perforación.

Una vez que fueron estimadas las mismas en las arenas de las formaciones nombradas con antelación, se procedió a seleccionar en base a éstas, qué tamaños de materiales se pueden utilizar para frenar las pérdidas de circulación en las fracturas y microfracturas de las arenas de la formación y se pudo inferir que el mejor material a utilizar es del tipo granular y en hojuelas de CaCO_3 por su solubilidad con HCl al 15 % de solución con tamaños gruesos y medianos.

Cardozo, L. (2002), elaboró un trabajo de grado titulado “**Análisis de factibilidad para implantación de tecnologías de camisa expansible en el aislamiento de zonas de presión anormal en el Distrito Punta de Mata**” En este trabajo se realizó un análisis de factibilidad para la implantación de un sistema de tubería expansible para el aislamiento de zonas de baja y alta presión de yacimiento. Específicamente, se buscó sustituir al revestidor colgante intermedio de 7 pulgadas en pozos profundos del Distrito Punta de Mata, área Norte de Monagas, que se caracterizan por un ambiente de cementación con anulares estrechos e inestabilidad del hoyo. Adicionalmente, se efectuó una comparación técnico – económica entre el sistema de camisa expansible ranurada y el sistema convencional de revestidores colgantes.

2.2 DESCRIPCIÓN DEL ÁREA DE ESTUDIO

2.2.1 Ubicación del Distrito Gas Anaco

El Distrito Gas Anaco se encuentra geográficamente ubicado en la parte central del estado Anzoátegui, abarcando parte de los estados Monagas y Guárico, con un área aproximada de 13400 km^2 y está situado en el bloque levantado al norte del Corrimiento de Anaco, a lo largo del cual resalta la presencia de una serie de domos que determinan las unidades de explotación de gas condensado, liviano y mediano. (Figura 2.1).



Figura 2.1 Ubicación del Distrito Gas Anaco.

Fuente: PDVSA Gas (2010).

2.2.2 Área Mayor de Anaco

El Área Mayor de Anaco se encuentra ubicada 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 N 50° E; 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; El Roble, San Joaquín, con tres elevaciones bien diferenciadas; Guarío, Santa Rosa, un anticlinal fallado. (Ver figura 2.2)

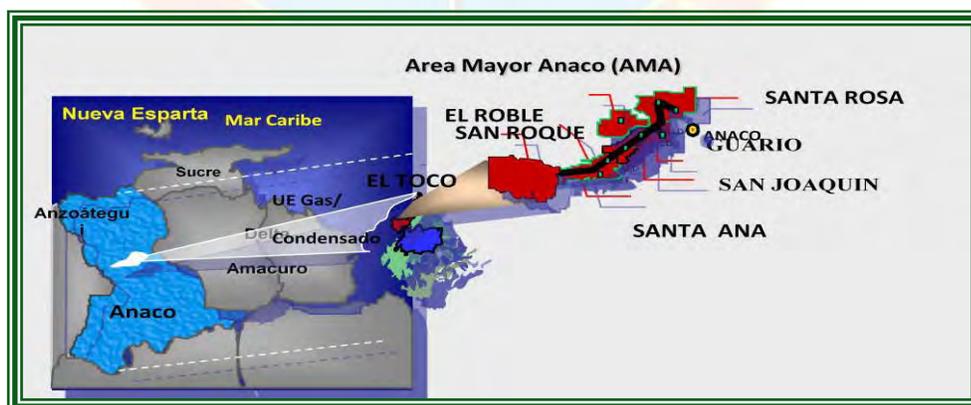


Figura 2.2 Campos del Área Mayor de Anaco.

Fuente: PDVSA Gas (2010).

2.2.3 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, domos y algunas fallas transcurrentes.
- ✓ Un sistema de fallas normales y, excepcionalmente inversas.

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 en profundidad y puede llegar a confundirse con los planos de buzamientos. El desplazamiento de esta falla tiene un máximo de 7000 pies en el campo Santa Rosa y disminuye hasta 700 pies 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. Los campos petrolíferos de ésta 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.

2.2.4 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 (ver figura 2.3), Cuenca Oriental de Venezuela, Sub-cuenca de Maturín, en el bloque levantado al norte del Corrimiento de Anaco. 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 que estructurales. Al norte de San Joaquín se encuentra el campo El Roble, donde el entrapamiento parece ser una terraza formada dentro del flanco noroeste del levantamiento San Joaquín- Guarío.

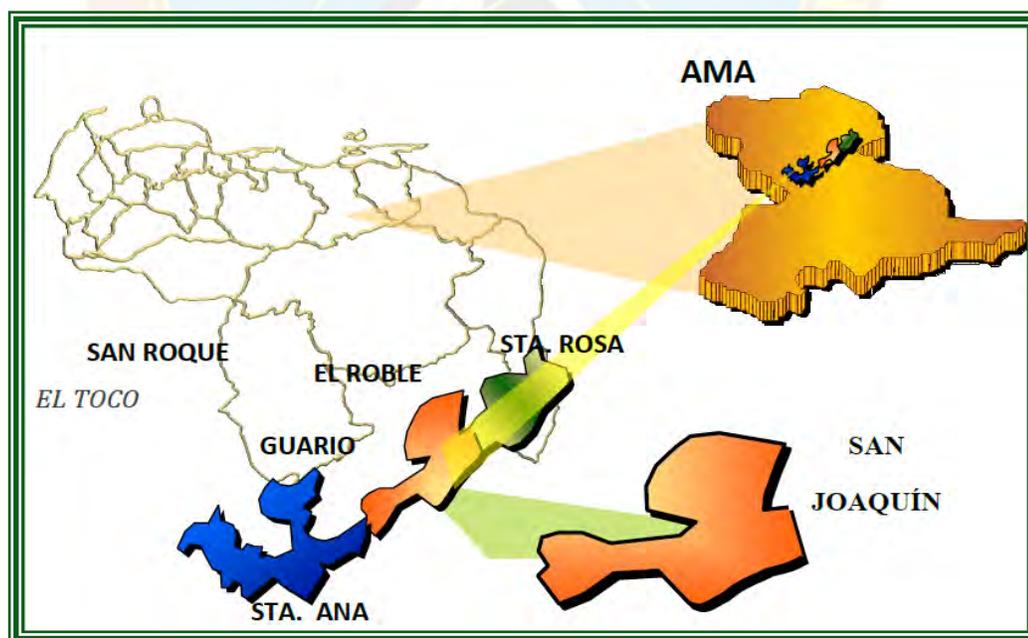


Figura 2.3 Ubicación geográfica del campo San Joaquín.

Fuente: PDVSA Gas (2010).

2.3 BASES TEÓRICAS

2.3.1 Pérdidas de circulación

Son las pérdidas de fluido de perforación hacia las formaciones expuestas en el pozo, cuando la presión hidrostática del fluido excede el esfuerzo mecánico de la roca atravesada. Las pérdidas de circulación muchas veces ocurren en formaciones superficiales de gran porosidad y permeabilidad, pero también pueden presentarse en formaciones fracturadas en una forma natural, formaciones depletadas o agotadas, que registran una baja presión, formaciones compuestas por arenas y gravas poco consolidadas, formaciones con fracturas inducidas mediante desbalance de presiones, formaciones con cavidades de disolución y cavernosas (ver figura 2.4).

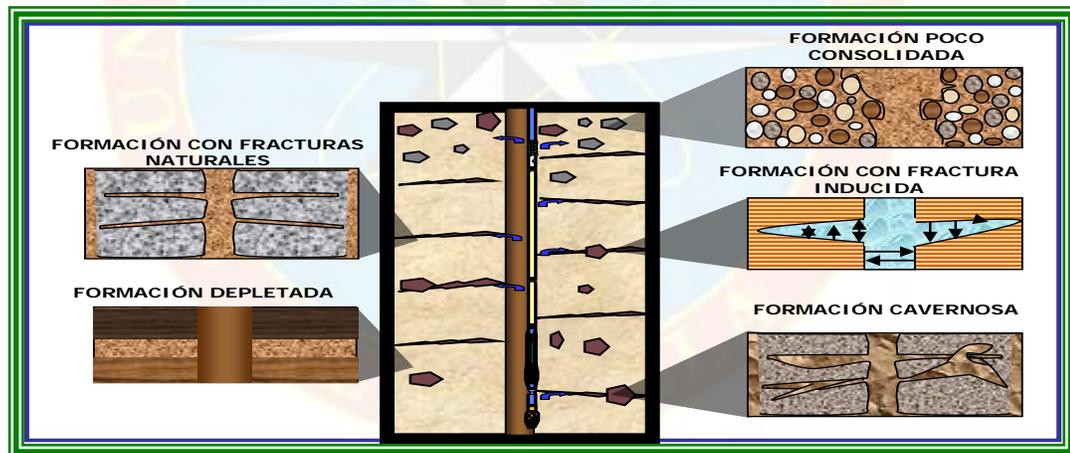


Figura 2.4 Pérdidas de circulación.

Fuente: PDVSA Gas. (2010).

2.3.2 Causas de las pérdidas de circulación

Invasión: es aquella que ocurre en formaciones que son cavernosas, fisuradas, fracturadas o no consolidadas.

- ✓ Formaciones de grano grueso no consolidadas pueden tener una permeabilidad suficientemente alta para que el fluido invada la matriz de la formación, resultando en la pérdida de circulación. Esta alta permeabilidad es frecuente en arenas y fluidos de grava poco profundos.
- ✓ Las formaciones agotadas (generalmente arenas), constituyen otra zona de pérdida potencial; esto se debe a la producción de formaciones que están ubicadas en el mismo campo, lo cual puede causar una presión de formación por debajo de lo normal, debido a la extracción de los fluidos de la formación; en donde los pesos de fluido requeridos para controlar las presiones de las otras formaciones expuestas pueden ser demasiado altos para la formación agotada, forzando al fluido a invadir la formación de baja presión.
- ✓ Las zonas cavernosas o fisuradas, las cuales están generalmente relacionadas con las formaciones volcánicas o de carbonatos (caliza y dolomita) de baja presión. Cuando estas formaciones fisuradas son perforadas, la columna de perforación puede caer libremente a través de la zona vacía y se suele sufrir una pérdida rápida de fluido.
- ✓ La pérdida de fluido también puede ocurrir hacia las fisuras o fracturas de los pozos donde no hay ninguna formación de grano grueso permeable o cavernosa, las cuales pueden ocurrir naturalmente o ser generadas o ampliadas por presiones hidráulicas.

Fracturamiento: ocurre cuando se alcanza o se excede una determinada presión crítica de fractura. La pérdida de circulación que resulta de la presión inducida suele ser causada por una de dos situaciones:

- ✓ Colocación incorrecta de la tubería de revestimiento intermedia. Si se coloca la tubería de revestimiento encima de la zona de transición, pasando de presiones

normales a presiones anormales, las presiones ejercidas por el fluido más pesado (requerido para balancear las presiones crecientes) inducirán frecuentemente el fracturamiento en el asiento débil de la zapata.

- ✓ Las presiones de fondo excesivas, resultan de muchas condiciones, incluyendo:
 - ✓ **Fuerzas mecánicas:** como hidráulica inapropiada, caudales y velocidades de bombeo excesivos, causando altas presiones de densidad equivalente de circulación (ECD).
 - ✓ **Condiciones del pozo:** desprendimiento de la lutita o aumento de sólidos en el espacio anular, aumento de la ECD; acumulación de recortes en una porción derrumbada del pozo o en el fluido, amagos (surgencias imprevistas de presión) y procedimientos de control de pozo.
 - ✓ **Propiedades del fluido:** viscosidad y esfuerzos de geles excesivos, acumulación de sólidos perforados, revoques gruesos que reducen el diámetro hidráulico del pozo, columnas de fluido desbalanceadas o densidad excesiva del fluido o aumento demasiado rápido del mismo.

2.3.3 Consecuencias de las pérdidas de circulación

Al momento de ocurrir una pérdida de circulación en el pozo, se produce una disminución de la presión hidrostática del fluido de perforación, lo que puede traer como consecuencia un atascamiento de la tubería, daño a la formación debido a que fluidos extraños están penetrando la roca afectando sus propiedades; junto con todo esto se produce una elevación en los costos de la perforación.

2.3.4 Prevención de las pérdidas de circulación

Las pérdidas en los pozos se pueden prevenir si se realiza de forma adecuada alguna de las siguientes actividades:

- ✓ Reducción de presiones mecánicas.
- ✓ Seleccionar los puntos de asentamiento del revestidor en formaciones fuertes y profundas.
- ✓ Tratar previamente el fluido con material antipérdida de circulación.
- ✓ Colocar tapones de cemento en zonas de baja presión para proporcionarles integridad mecánica.

2.3.5 Detección de las pérdidas de circulación

Las pérdidas de circulación pueden suceder bien sea perforando y/o viajando (sacando y/o metiendo tubería). Debe tomarse en cuenta un conjunto de factores que son de vital importancia para poder detectar el momento preciso en el que ocurre la pérdida de circulación.

◆ Perforando

- ✓ Disminución del flujo en líneas de retorno.
- ✓ Reducción del nivel de los tanques de fluido (gradual, parcial o total).
- ✓ Disminución de la presión de la bomba con aumento de las emboladas.
- ✓ Disminución del anular al parar las bombas.
- ✓ Se detecta un aumento en el peso de la sarta.

◆ Sacando tubería

Las pérdidas de circulación, en este caso, se evidencian porque el pozo toma más de lo normal, es decir, el volumen de fluido real tomado por el pozo es mayor al volumen teórico calculado.

◆ Metiendo tubería

La señal de pérdidas en esta operación aparece cuando el pozo desplaza menos de lo normal, con respecto al volumen teórico calculado.

2.3.6 Clasificación de las pérdidas de circulación de acuerdo a la severidad

Según Salas, R. (1996) la severidad de la pérdida de circulación es un importante indicador de qué tipo de tratamiento debe realizarse para corregirla. Los mejores indicadores de la severidad de la pérdida son la cantidad de la misma y la altura de la columna de fluido. A continuación se muestra la clasificación de las pérdidas (figura 2.5) según la tasa de pérdida mientras circulan.

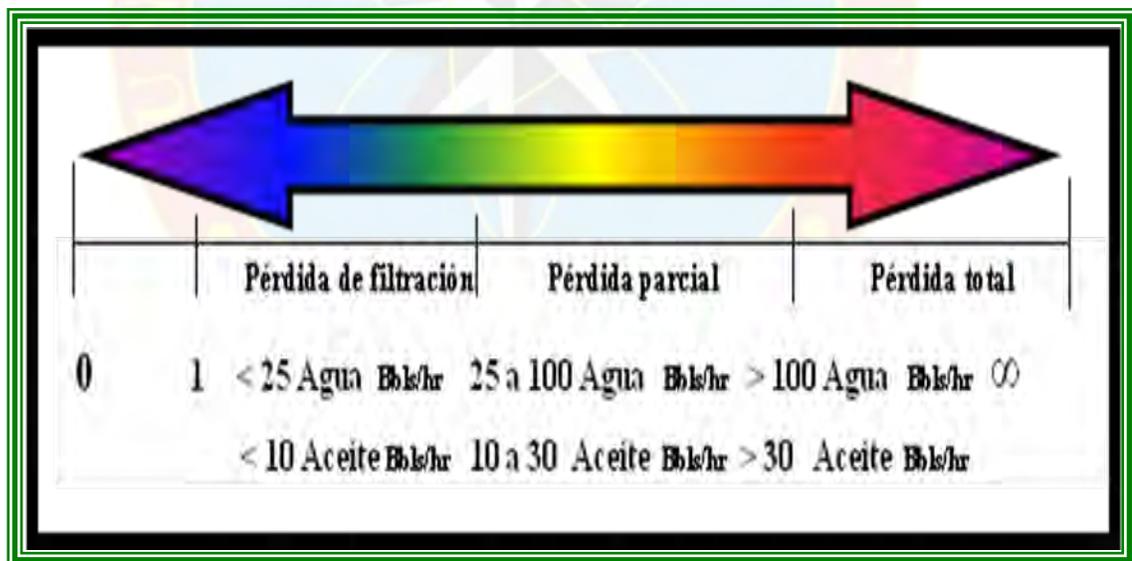


Figura 2.5 Clasificación de la pérdida de circulación de acuerdo a la severidad.

Fuente: PDVSA Gas (2010).

2.3.7 Revestidores

Durante la planificación de la perforación de un pozo petrolífero, el programa de revestidores y la cementación de éstos son, probablemente, los renglones más importantes a considerar a fin de garantizar la integridad del hoyo durante las operaciones y, posteriormente, en las actividades de completación del pozo y durante su vida productiva. Es así como se entiende que una producción exitosa de petróleo y/o gas depende, en buena parte, de un apropiado desempeño de los revestidores; estos, en forma conjunta con el cemento, pueden desempeñar una o varias de las siguientes funciones:

- ✓ Facilitar la instalación de los equipos de superficie y de producción.
- ✓ Prevenir la contaminación de agua fresca o cualquier otro tipo de fluido de formación en la parte superior del hoyo.
- ✓ Prevenir el derrumbe de las paredes del hoyo.
- ✓ Aislar intervalos geológicos que presenten problemas para un eficiente avance en la perforación.
- ✓ Evitar la contaminación de las zonas productivas con fluidos ajenos a éstas.
- ✓ Suministrar control de presión.
- ✓ Confinar la producción al hoyo.

2.3.8 Tipos de revestidores

Cada tamaño de revestidor está relacionado con las funciones que el mismo debe desempeñar. Los tipos y funciones de los distintos revestidores utilizados en la perforación en tierra de un pozo petrolífero se muestran en la tabla 2.1

Tabla 2.1 Tipos de revestidores y sus funciones

REVESTIDOR	DIÁMETRO (pulg)	FUNCIONES
Conductor	20 – 30	↘ Estabilizar y proteger la base del equipo de perforación.
		↘ Guiar la sarta de perforación y subsecuentes tuberías de revestimiento dentro del hoyo.
		↘ Sirve de base para colocar el desviador de flujo, cuando sea necesario.
Superficie	13- 16	↘ Se coloca por disposición del Ministerio de Ambiente para prevenir la contaminación de acuíferos.
		↘ Conectar el equipo BOP y cabezal del pozo.
		↘ Soportar los “revestidores” más profundos.
Intermedio	7 - 11 ³/₄	↘ Proporcionar protección en contra de formaciones someras de hidrocarburos (gas).
		↘ Prevenir el ensanchamiento del hoyo cuando se profundiza la perforación.
		↘ Confinar zonas de alta o baja presión.
De producción	4 ¹/₂ - 9 ⁵/₈	↘ Prevenir la pérdida de circulación.
		↘ Proteger la sarta de perforación de posibles atascamientos.
		↘ Proteger el pozo durante la vida productiva del mismo.
		↘ Aislar y prevenir la migración de fluidos.
Camisas	4 ¹/₂ - 7	↘ Controlar el pozo si la sarta de producción falla.
		↘ Proteger los equipos de fondo dentro del pozo.
		↘ Producción selectiva de los yacimientos.
Camisas	4 ¹/₂ - 7	↘ Iguales a las del revestidor de producción.
		↘ Evita la necesidad de bajar una sarta de revestidor completo, desde la superficie hasta el fondo, con la consecuente disminución de costos.

Fuente: Propia.

2.3.9 Diseño de revestidores

La sarta de revestimiento comprende un alto porcentaje (16% - 20%) del monto total que se invierte cuando se perfora un pozo, por lo que su adecuada selección debe combinar eficientemente los aspectos tanto técnicos como económicos. Los factores

técnicos corresponden al diámetro (interno, externo y drift), peso, longitud, material utilizado, resistencia a los esfuerzos, etc. Por otro lado, el aspecto económico está dado por el hecho de que mientras más resistente sea el material, éste será más costoso, de manera que no se justifica pagar por más resistencia o calidad de la necesaria.

Dado que el diseño de sartas de revestimiento está directamente relacionado con la optimización de costos, el procedimiento consiste, de una manera general, en el cálculo de los factores que tienen influencia en la falla de los tubulares, de manera que la selección del grado del revestidor más adecuado para una operación específica es aquella que combine economía y seguridad, dos premisas importantes en toda actividad de perforación de pozos.

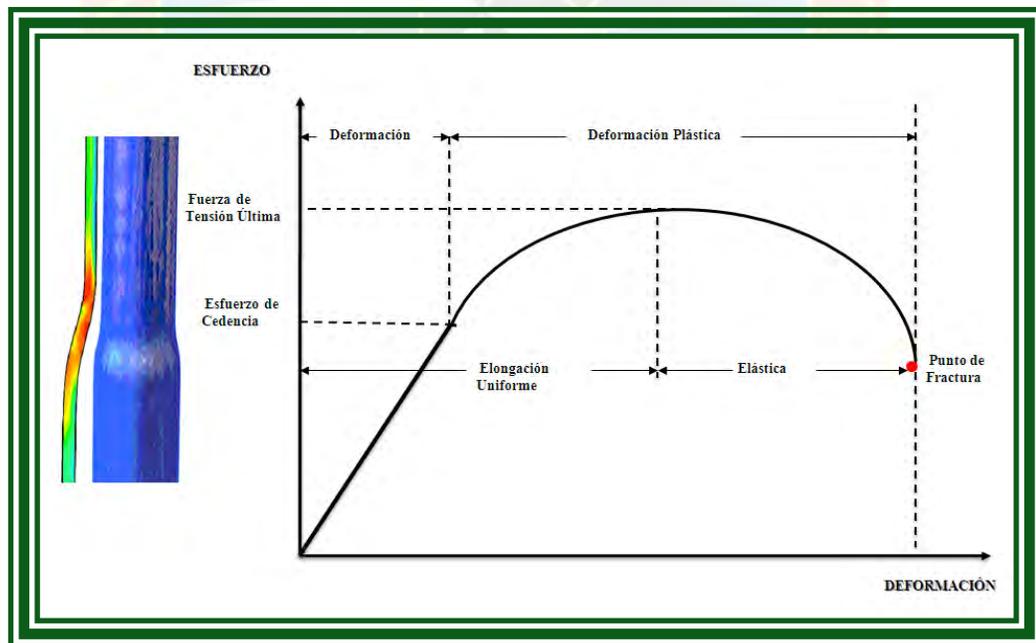
El diseño consiste en tres etapas básicas:

1. Determinar los diámetros y longitudes de las sartas de revestimiento que serán corridas en el pozo.
2. Calcular los tipos y magnitudes de las condiciones de carga a las que serán sometidos los revestidores.
3. Seleccionar los pesos y grados de revestidor que soporten esas condiciones de carga.

El principal objetivo del diseño de las sartas de revestidores es el de garantizar en todo momento el control de las condiciones que se presenten en el pozo y lograr el propósito final de la perforación, que consiste en evaluar la formación y/o permitir la producción segura del pozo.

2.3.10 Sistemas de tubulares sólidos expansibles para la construcción de pozos

Las tuberías sólidas con capacidad de expansión, a diferencia de los tubos convencionales usados como revestidores de pozos, son cuerpos rígidos dotados de propiedades de metalurgia que le permiten ampliar su diámetro al ser sometidos a esfuerzos internos en dirección radial. Las propiedades mecánicas de estos tubulares analizadas en un diagrama esfuerzo – deformación se ubican en la región plástica (gráfica 2.1), lo que produce que en el estado de post – expansión sus dimensiones no vuelvan a ser las originales antes de la deformación. Adicionalmente, la construcción de este tipo de tuberías en relación a las tuberías sólidas convencionales se realiza con velocidades de enfriamiento distintas a las utilizadas para las últimas, lo cual le otorga características especiales de deformación y ductilidad.



Gráfica 2.1 Diagrama esfuerzo- deformación para aceros expansibles.

Fuente: Cardozo, L. (2002).

2.3.11 Clasificación de los tubulares expansibles

Por sus propiedades expansivas estos tubulares son implementados para construir pozos verticales, horizontales y direccionales con objetivos de alcance prolongado, permitiendo la reducción del efecto telescópico. Por fines prácticos las tuberías expansibles pueden clasificarse en dos grupos:

Según su estructura:

- ◆ Sólidas o lisas: revestidores, colgadores y tuberías de producción.
- ◆ Ranuradas: rejillas expansibles para control de arena, tubulares alternativos cementados para zonas geológicamente problemáticas y tuberías de completación para aislamientos selectivos.

Según la condición del espacio de implementación:

- ◆ Para hoyo desnudo: usados en la perforación de pozos.
- ◆ Para hoyo entubado: aplicados en rehabilitación.

2.3.12 Proceso de la expansión

Los tubulares sólidos empleados en aplicaciones expansibles, luego de cumplir los estrictos procesos de control de calidad, son roscados con una conexión apropiada desarrollada para mantener un sello a través del proceso de expansión (ver figura 2.6). Un cono de expansión o mandril (figura 2.7), se desliza a través de la sarta de revestimiento de manera descendente o ascendente, según sea el caso, por medio de una presión hidráulica diferencial o, si es necesario, se aplica una fuerza mecánica.



Figura 2.6 Junta roscada expansible.

Fuente: EnventureGT. (2011).

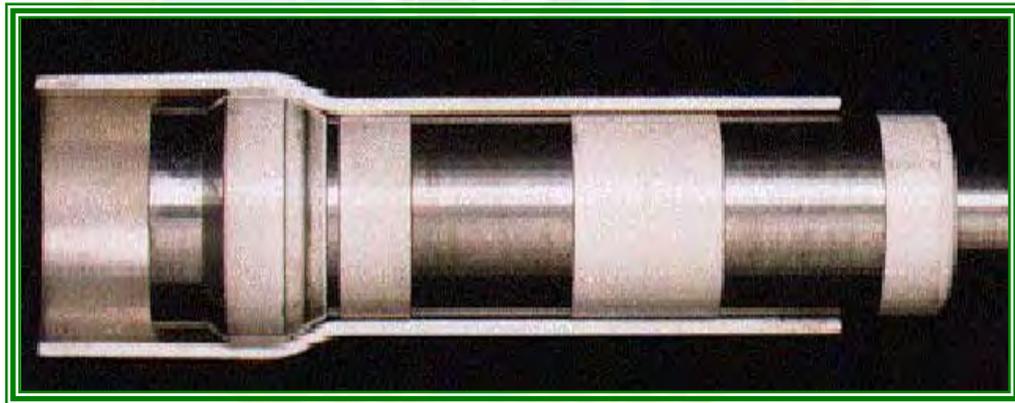


Figura 2.7 Mandril o cono de expansión.

Fuente: EnventureGT. (2011).

La fuerza hidráulica se aplica bombeando fluido a través de una sarta de tubería que se conecta al cono de expansión, tal como se aprecia en la figura 2.8, y la fuerza mecánica es aplicada por aumento o disminución del peso sobre dicha sarta de tubería. Como ya se ha mencionado, el paso del cono de expansión expande el tubular hasta las dimensiones deseadas en un proceso de deformación plástica conocido como “Cold Drowing”.



Figura 2.8 Ensamblaje del sistema de expansión.

Fuente: EnventureGT. (2011).

La selección de los materiales apropiados para este ensamblaje es crucial, por lo que son seleccionados tomando en cuenta la ductilidad, resistencia al impacto y a los esfuerzos a los que serán sometidos. La herramienta básica de trabajo, el mandril, es sometida a altísimos esfuerzos en su superficie durante el proceso de expansión. La forma del cono y el material que lubrica la interfase entre éste y el tubular también son aspectos determinantes para una operación exitosa.

2.3.13 Sistemas SET™

En este trabajo se consideran solamente los productos de Enventure Global Technology. Su línea de productos de SET™ consiste en dos sistemas básicos: OHL™ (“Expandable Openhole Liner”) y CHL™ (“Expandable Case – Hole Liner”).

2.3.13.1 Camisa Expansible en Hoyo Abierto (OHL™)

El sistema OHL™ consiste en un revestidor que es corrido a través del anterior o colgando y luego se posiciona cubriendo la sección de hoyo abierto seleccionada. En el fondo, al final del ensamblaje, se encuentra una canasta que contiene el cono de expansión. Esta canasta es comúnmente conocida como el “launcher”, el cual es construido con acero de paredes delgadas de alta resistencia; estas paredes son más delgadas que las del “revestidor” expansible. El “launcher” tiene una longitud que varía entre 3 a 6 pies, dependiendo del tamaño del ensamblaje del cono de expansión. Como el “launcher” tiene un espesor de pared más delgado y su diámetro externo es el mismo del drift del último revestidor corrido, entonces puede ser introducido dentro del hoyo a través del “revestidor” previo. En el tope del sistema se localiza una articulación especial que sirve para fijar el forro. Este colgador expansible consta de una articulación elastomérica con anillos externos metálicos que rodean al elastómero y se utiliza para adherir radialmente la sarta expandida a la sarta revestidora previamente corrida. El elastómero otorga un sello hidráulico y da integridad mecánica a la unión de ambas sargas de revestimiento y llena cualquier vacío causado por ovalamiento o por desgaste. Los anillos metálicos proveen un sello metal – metal y crean un anclaje mecánico. La resistencia a la tensión (“pullout strength”) ha sido calculada para exceder las 500000 libras por pie de sello, con un sello hidráulico mayor a 10000 lpc por pie de presión diferencial. El ensamblaje puede apreciarse en la figura 2.9.

Una vez que el sistema OHL™ (sarta de revestidores más el cono de expansión) ha sido introducido en el hoyo y sostenido desde la superficie, una sarta de trabajo es montada y asegurada sobre el tope del cono de expansión. Entonces el ensamblaje completo es corrido dentro del hoyo hasta el fondo, utilizando para ello la sarta de perforación. Cuando el OHL™ es posicionado a la profundidad adecuada, se bombea el cemento, para ello se utiliza una lechada formulada para extender el

desarrollo de la fuerza de gel. Esto permite que el cemento permanezca fluido durante el proceso de expansión, de manera que forme un efectivo aislamiento en el espacio anular.

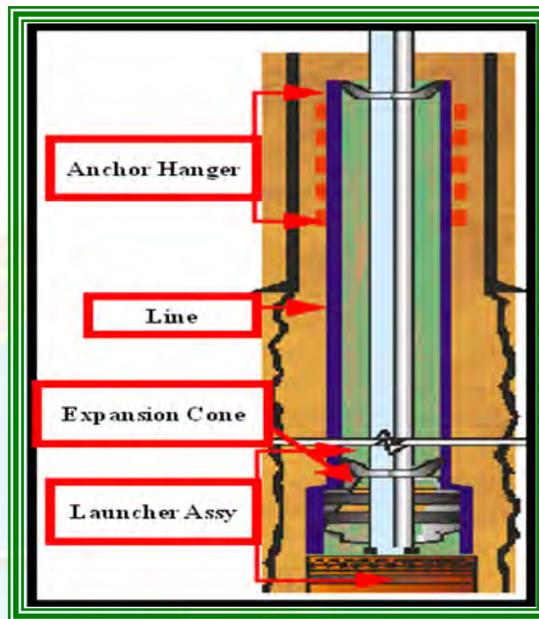


Figura 2.9 Ensamblaje del OHL™.

Fuente: EnventureGT. (2011).

El cemento es desplazado hacia el fondo a través de la sarta de trabajo con un dardo o tapón de desplazamiento que se asienta encima de la zapata flotadora. Esto crea una cámara presurizada entre la zapata flotadora y el cono de expansión. Después de que el dardo es bombeado, el OHL™ es expandido desde el fondo hacia arriba por medio del bombeo de fluido a través de la sarta de trabajo, impulsando el cono de expansión a través de la tubería expansible. La tubería expandida entonces queda con un diámetro externo que es mayor que el diámetro externo del “launcher”, y su diámetro interno es expandido hasta el mismo tamaño del diámetro interno del mismo. Cuando el cono de expansión alcanza el solapamiento (“overlap”) entre el forro y el revestidor previo, el colgador es expandido para proveer un sello

permanente entre ambas sartas de revestidores. La secuencia de instalación para el OHL™ es la siguiente (figura 2.10):

1. Perforar la sección del hoyo para facilitar la instalación del forro expansible.
2. Correr dentro del hoyo el ensamblaje completo.
3. Bombear el cemento y cubrir la longitud del forro expansible.
4. Asentar el tapón de desplazamiento.
5. Expandir el tubular.
6. Expandir la junta elastomérica para colgar el tubular.
7. Regresar al fondo con la mecha y perforar la zapata.

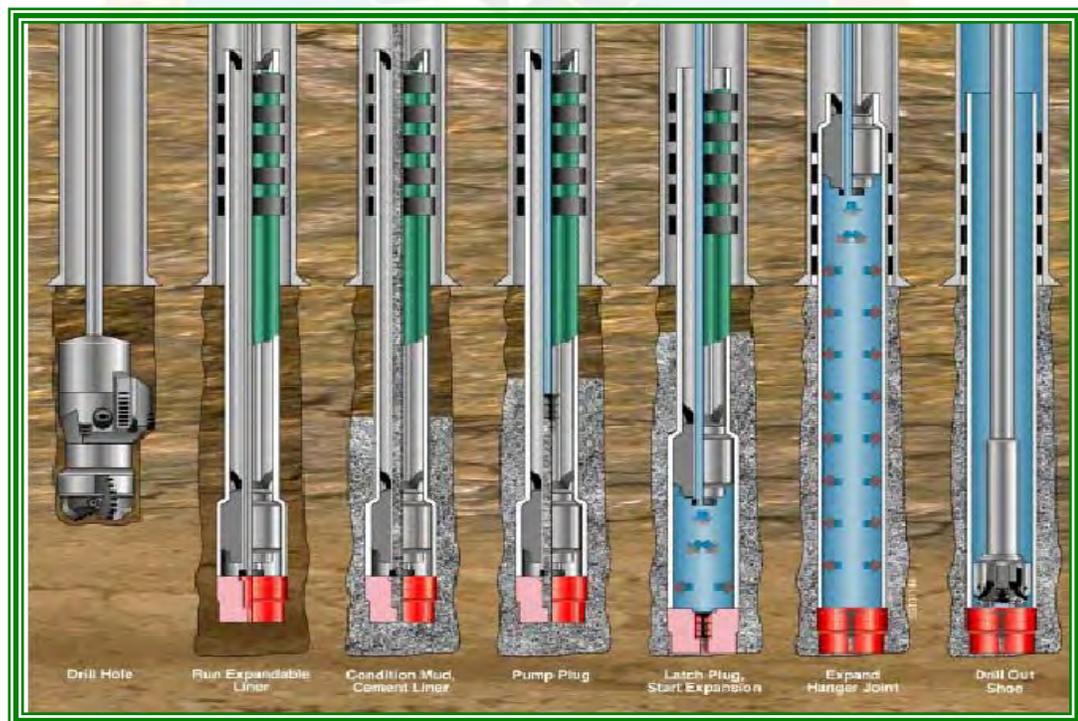


Figura 2.10 Proceso de expansión del OHL™.

Fuente: EnventureGT. (2011).

Existen dos razones que explican el por qué el sistema es expandido desde el fondo hacia arriba. La primera está relacionada al acortamiento del colgador durante la expansión. Los forros son, a menudo, difíciles para colocar a la profundidad total planificada, por lo que puede ser posicionado un poco más alto. Una expansión desde arriba podría primero anclar el forro en el colgador, y, como resultado de la expansión, se acortaría la longitud del colgador desde el fondo hacia arriba, por lo que el forro expandido se acortaría hacia arriba. Por otro lado, una expansión desde el fondo asienta el colgador a la profundidad más baja, por lo que el acortamiento ocurre en el solapamiento. De esta manera se asegura que el “tubular” cubra el fondo del hoyo.

La segunda razón que justifica la expansión de un OHL™ desde el fondo está relacionada a las operaciones de la sarta de trabajo. Es más fácil bombear a través de esta sarta y aumentar su longitud que si se expandiera desde arriba. Como la sarta de trabajo está aumentando su longitud como parte del proceso de expansión desde el fondo (el forro va disminuyendo su longitud), una fuerza adicional puede ser aplicada sobre la sarta de trabajo, si es necesario, para servir como un segundo mecanismo de expansión (expansión mecánica). El tamaño del revestidor y sus propiedades mecánicas típicamente determinan las fuerzas de propagación requeridas para expandir al tubular.

2.3.13.2 Camisa Expansible en Hoyo Revestido (CHL™)

El sistema CHL™ es utilizado para reparar o reforzar el revestidor existente. Múltiples sistemas CHL™ pueden ser corridos en un mismo pozo para reparar diferentes secciones del “revestidor”. El sistema es mecánicamente similar al OHL™, con la diferencia de que posee sellos elastoméricos en ambos extremos del tubular (ver figura 2.11). Estos colgadores llenan cualquier deformación debida a daños,

fatiga o diferencias entre el ovalamiento del CHL™ y el del “revestidor” que se desea reparar (figura 2.12).

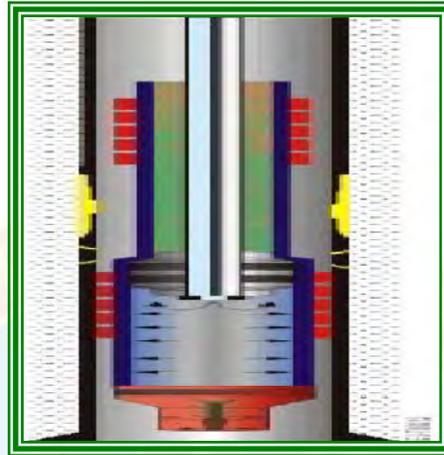


Figura 2.11 Juntas elásticas en CHL™.

Fuente: EnventureGT (2011).



Figura 2.12 CHL™ Como refuerzo o para reparar el revestidor dañado o debilitado.

Fuente: EnventureGT. (2011).

Adicional a la reparación de revestidores dañados, el sistema CHL™ hace posible el sellado de las perforaciones en revestidores de producción y así poder recompletar o perforar a mayores profundidades. Este sistema es expandido desde el

fondo, de manera similar al sistema expansible a hoyo abierto. El diámetro interno del “revestidor” a reparar debe ser determinado con una precisión de 0,05 pulgadas para que el mecanismo pueda ser correctamente diseñado. La integridad de la cementación existente debe ser evaluada para que el intervalo seleccionado pueda ser sellado; si existe canalización previa a través de dicha cementación, es posible que no se logre un aislamiento hidráulico efectivo en el intervalo reparado. El diámetro drift del “revestidor” in situ debe ser calculado para asegurarse de que el “launcher” pueda ser introducido y llevado hasta la profundidad deseada.

El sistema CHL™ puede ser corrido en dos maneras: fondo parcialmente abierto o con el fondo totalmente cerrado al flujo. Con el fondo abierto, a medida que se va bajando el ensamblaje, se permite la circulación de fluido por dentro del mismo, y cuando este ensamblaje se fija en la posición deseada, se lanza el dardo desde arriba para formar la cámara presurizada a nivel del mandril y comenzar así el proceso de expansión. Cuando se corre con el fondo sellado al flujo, el sistema es posicionado con el dardo ya anclado, de manera que se elimina un paso operacional y, de esta forma, se reduce el tiempo de la operación; este sistema puede ser conveniente en ambientes someros o con baja presión. Sin embargo, cuando se decide correr el CHL™ con el fondo sellado, el forro expansible debe ser llenado con fluido para prevenir una excesiva exposición a diferenciales de presión al colapso. La secuencia de instalación para el CHL™ es la siguiente (ver figura 2.13):

1. Correr con ensamblaje de mecha y raspadores para limpiar el revestidor de escamas y/o corrosión.
2. Evaluar el revestidor para determinar su integridad, diámetro interno, drift, espesor de pared y posibles deformaciones (ovalamiento).
3. Correr el ensamblaje completo y posicionarlo.
4. Lanzar y fijar el dardo (de ser necesario).

5. Expandir el forro.
6. Realizar las pruebas de integridad.
7. Perforar la zapata flotadora del sistema CHL™.

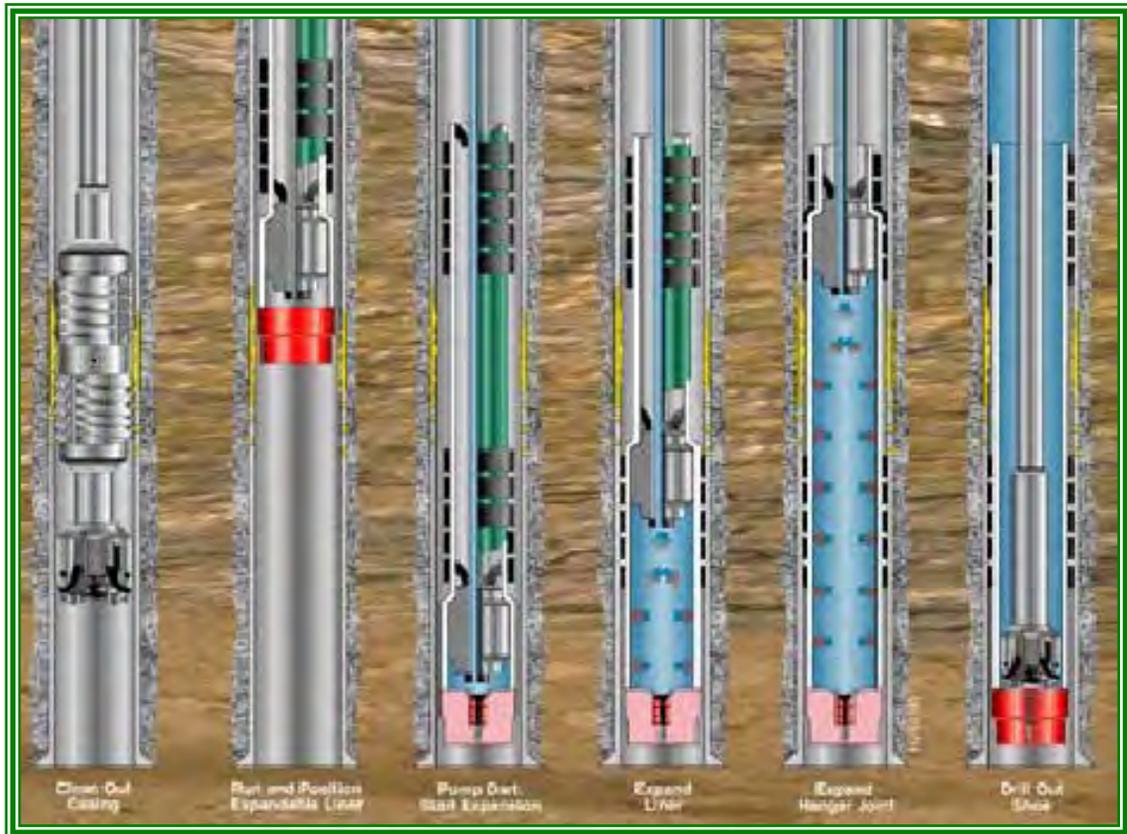


Figura 2.13 Corrida del CHL™ con el fondo parcialmente abierto.

Fuente: Cardozo L. (2002).

2.3.14 Tuberías expansibles ranuradas

Esta variante en la tecnología de tubulares expansibles es conocida como EST®, siglas de “Expandable Slotted Tube”; parte del mismo principio de la expansión de tuberías sólidas, es decir, la deformación plástica del metal. En este caso, el proceso de fabricación de los tubulares difiere del utilizado por la empresa

Lone Star Steel. Los tubulares ranurados distribuidos por la empresa Weatherford Completion Systems, que son los que aquí se analizan, son fabricados a partir de tubulares sin costura que son perforados con chorros de agua abrasiva, esto crea microranuras que, en el proceso de expansión, se abren de acuerdo a un patrón y especificaciones predeterminadas (ver figura 2.14).

Los EST® se fabrican con acero dúctil, específicamente acero al carbono manganeso, API 5LB. Este tipo de acero, al igual que el de los tubulares lisos expansibles, se deforma en la región de comportamiento plástico, de manera que no se exceda el esfuerzo de cedencia final del metal.



Figura 2.14 EST® Parcialmente expandida.

Fuente: Cardozo, L. (2002).

2.3.15 Indicadores económicos

Son ecuaciones matemáticas que proporcionan puntos de referencia desde los cuales es posible evaluar la rentabilidad o seguridad que brinda una inversión y adicionalmente, permiten comparar diferentes alternativas de negocios.

Los indicadores económicos a ser considerados en la evaluación económica de programas y proyectos son los siguientes:

- ✓ **Valor presente neto (VPN):** es el valor actual de todos los flujos netos esperados, descontados al año base. Para el cálculo de los valores presentes (VP), se deben descontar los flujos de caja de los años posteriores al año base, utilizando la tasa de descuento. No se descontará el flujo de caja del año del presupuesto (período cero).
- ✓ **Tasa Interna de retorno (TIR):** toda propuesta de inversión que genere ingresos debe tener una tasa interna de retorno (TIR). La tasa interna de retorno es aquella tasa de interés que hace el valor presente neto igual a cero, es decir que iguala los flujos de ingresos y egresos con la inversión inicial.
- ✓ **Eficiencia de la inversión (EI):** mide el retorno en valor del año base por cada unidad monetaria invertida.
- ✓ **Tiempo de pago dinámicos (TPD):** el tiempo necesario para que la suma de los flujos netos anuales descontados sean igual a la inversión. La operación consiste en restar las inversiones del proyecto llevadas al año base, al flujo de caja descontado de cada año hasta que la diferencia sea igual a cero. El resultado se mide en años contados a partir del primer año de operación del proyecto.

2.4 DEFINICIÓN DE TÉRMINOS BÁSICOS

Acero: es un material metálico compuesto principalmente por hierro, mezclado con carbono en una proporción que puede variar entre el 0,03 y el 2 por ciento. También se añaden otros elementos como silicio, níquel, wolframio, vanadio o molibdeno, para configurar los aceros de aleación. (Baldán, A. y Blanco, H. 2005).

Compresión: este tipo de fuerzas actúan sobre el revestidor por efecto de su propio peso, cuando está apoyado en su extremo inferior o existe alguna fuerza impuesta, como el efecto de flotabilidad. Sin embargo, las cargas compresionales por debajo del punto neutro generalmente no son muy elevadas. Es por esto que este tipo de carga es la menos crítica a considerar en el diseño de revestidores. (Baldán, A. y Blanco, H. 2005).

Colgadores: son tuberías de acero que poseen dispositivos especiales que les permiten quedar suspendidos desde un revestidor colocado a nivel superior, permitiendo economizar por concepto de longitud de tubería. (Baldán, A. y Blanco, H. 2005).

Deformación plástica: es la deformación de un material plástico producida por una fatiga superior al límite elástico del material, que le produce un cambio permanente de su forma. También llamada fluencia plástica. (Cardozo, L. 2002).

Densidad equivalente de circulación (ECD): la acción normal del fluido circulante crea una presión en el pozo superior a la presión hidrostática. Esta presión es el resultado de pérdidas por fricción debidas a las propiedades del fluido y a la geometría del espacio a través del cual fluye. Esta pérdida de presión ocurre en el anular y, dado que el flujo es del fondo del pozo hacia arriba, la presión debida a la

fricción es mayor en el fondo que en la parte superior del pozo. Es la presión total que experimentan las paredes del pozo en un punto específico. (PVDSA Gas. 2010).

Drift: es un valor establecido por normas API para revestidores y tuberías, el cual fija el diámetro máximo que puede pasar a través de éstos, sin riesgo a atascamiento. (EnventureGT. 2011).

Ductilidad: es una propiedad que presentan algunos materiales, como las aleaciones metálicas o materiales asfálticos, los cuales bajo la acción de una fuerza, pueden deformarse ostensiblemente sin romperse, permitiendo obtener alambres o hilos de dicho material. (Cardozo, L. 2002).

Efectos biaxiales: las fuerzas axiales generan efectos secundarios en los tubulares. Por efecto de la tensión y/o la compresión, un revestidor se puede elongar o contraer lo suficiente como para modificar sus valores nominales de resistencia al colapso y al estallido; esto se conoce como efectos biaxiales. (EnventureGT. 2011).

Elasticidad: capacidad que poseen ciertos cuerpos de recuperar su forma y tamaño original cuando la fuerza que lo deformó deja de actuar sobre él. (EnventureGT. 2011).

Energía de deformación: la deformación es un proceso termodinámico en el que la energía interna del cuerpo acumula energía potencial elástica. A partir de unos ciertos valores de la deformación se pueden producir transformaciones del material y parte de la energía se disipa en forma de plastificado, endurecimiento, fractura o fatiga del material. (Cardozo, L. 2002).

Expansibilidad: capacidad que poseen los materiales de incrementar sus dimensiones al ser sometidos a esfuerzos de tensión. (EnventureGT. 2011).

Gunk Squeeze: es una mezcla de bentonita en diesel o material sintético que se bombea en el hoyo para crear una especie de sello, capaz de controlar y aislar zonas. (PVDSA Gas. 2010).

MPC (material de pérdida de circulación): son materiales que son incorporados al sistema continuo del fluido de perforación, los cuales actúan como agentes puenteantes u obturantes de las gargantas porales o fracturas abiertas de la formación por donde se produce la pérdida de fluido. Estos materiales se adhieren a las paredes del hoyo o penetran en los poros de la formación para impedir que se siga perdiendo fluido y así reducir el daño a la misma. (PVDSA Gas. 2010).

Píldora: Se entiende por píldora a un determinado volumen de fluido al cual se le agrega material anti pérdida de circulación. La aplicación de la técnica de la píldora depende del tipo de pérdida que se está tratando. Es bastante común el uso de la píldora en formaciones con una alta permeabilidad. (PVDSA Gas. 2010).

Presión de colapso: la presión de colapso es, esencialmente, la presión externa desbalanceada aplicada al tubular, ejercida por la columna de fluidos que se encuentran en el espacio anular entre el revestidor y el hoyo, es decir, un diferencial de presión neto actuando sobre el exterior del revestidor. Como la presión hidrostática de la columna de fluidos se incrementa con la profundidad, la presión de colapso es máxima en el fondo y mínima en la superficie. (EnventureGT. 2011).

Presión de estallido: contrariamente a la carga de colapso, la carga de estallido se refiere a una situación desbalanceada entre la presión interna del revestidor y la formación. En este caso, el diferencial de presión actúa desde el interior del revestidor. Este tipo de carga está asociada a las presiones originadas durante pruebas de integridad, proceso de cementación, estimulación de pozos, presiones de cierre en caso de arremetidas, etc. (EnventureGT. 2011).

Presión de fractura: la presión de fractura es la cantidad de presión necesaria para deformar permanentemente (fallar o separar) la estructura rocosa de la formación. Superar la presión de formación generalmente no es suficiente para causar una fractura. Si el fluido poral no está libre de movimiento entonces una fractura o deformación pueden ocurrir. (EnventureGT. 2011).

Presión de poro: la presión de poro de la formación es la presión ofrecida por los fluidos contenidos en los poros de la roca. En otros términos, se define como la sumatoria de las fuerzas generadas por la matriz de la formación y por los fluidos que contienen esa matriz, con relación a un punto determinado en la formación. El gradiente de presión poral es afectado por la concentración de sal en la densidad de fluido de la columna. (EnventureGT. 2011).

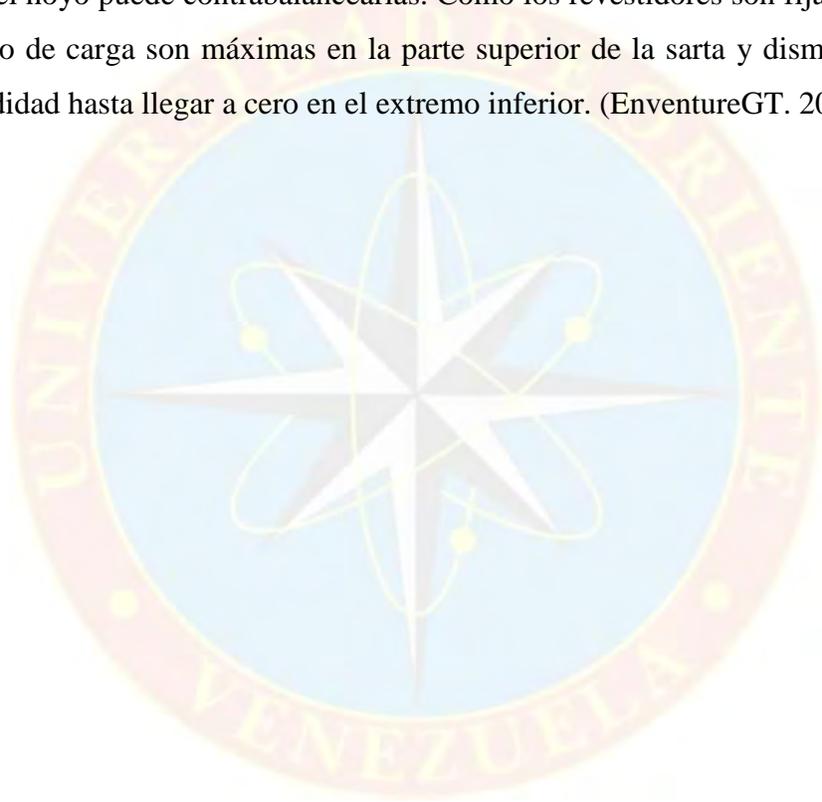
Presión de sobrecarga: la sobrecarga es el volumen y el peso de todas las formaciones y todos los fluidos ubicados encima de una formación determinada. El esfuerzo total impuesto por la sobrecarga sobre una formación subsuperficial se llama presión geostática, presión litostática o presión total de sobrecarga. (EnventureGT. 2011)

Presión hidrostática: es la presión causada por el peso (densidad) de la columna estática de fluido, que puede ser líquido, gaseoso o complejo, sobre cualquier punto de un pozo. La presión hidrostática es independiente del tamaño superficial y de la forma de la masa de fluido; a cualquier profundidad es igual en todas las direcciones. (Salas, R. 2000).

Región elástica o zona elástica: zona donde es válida la ley de Hooke. En cualquier punto de esta zona el material se deforma bajo acción del esfuerzo y al retirar el mismo el material recupera sus dimensiones originales sin que quede ninguna deformación. (EnventureGT. 2011).

Tapones de cemento: consiste en forzar una lechada de cemento dentro de un área del pozo o formación, mediante una presión hidráulica menor a la presión de ruptura para evitar agravar el problema. (Tipían O. 2005).

Tensión: esta carga es la ejercida por el peso total de la sarta de revestidores en un punto determinado y solamente el efecto de flotabilidad ejercido por los fluidos dentro el hoyo puede contrabalancearlas. Como los revestidores son fijados a tensión, este tipo de carga son máximas en la parte superior de la sarta y disminuyen con la profundidad hasta llegar a cero en el extremo inferior. (EnventureGT. 2011).



CAPÍTULO III

MARCO METODOLÓGICO

3.1 TIPO DE INVESTIGACIÓN

La presente investigación tuvo como objetivo principal estudiar técnico-económicamente la aplicación de tubulares expansibles para el aislamiento de zonas depletadas de la formación Oficina del campo San Joaquín- Anaco, estado Anzoátegui. Para poder lograr este cometido fue necesario emplear una metodología de investigación de tipo descriptiva, debido a que se caracterizaron y analizaron las distintas arenas donde ocurrieron las pérdidas de circulación y las diferentes zonas depletadas donde es necesario evitar la ocurrencia de las pérdidas en los diferentes pozos que fueron sometidos a estudios. Arias, F. (2004) establece que: “La investigación descriptiva consiste en la caracterización de un hecho, fenómeno, individuo o grupo, con el fin de establecer su estructura o comportamiento.” (p. 22).

3.2 DISEÑO DE LA INVESTIGACIÓN

Guiándose en el nivel de investigación, el diseño de investigación de este proyecto de tesis fue documental, ya que se basó en la obtención directa de datos reales del campo de estudio y en la recopilación de antecedentes sobre las arenas de interés. Arias, F. (2004) expresa en su libro de “Metodología de la Investigación” “la investigación documental es aquella que se basa en la obtención y análisis de datos provenientes de materiales impresos u otros tipos de documentos” (p .28).

De acuerdo a lo mencionado anteriormente, los datos con los que se trabajaron para la elaboración del trabajo, se recopilaron de reportes finales, diagramas

mecánicos y carpetas del archivo de pozos y de bases de datos digitales de perforación (DIMS).

3.3 POBLACIÓN Y MUESTRA

La población o universo por estudiar, se concibe como el espacio de donde se extraerá la muestra que se va a utilizar en la investigación; en tal sentido, Arias, F. (2004), establece que: “La población es el conjunto de elementos con características comunes que son objetos de análisis y para los cuales serán válidas las conclusiones de la investigación.” (p. 98) y “La muestra es un subconjunto representativo de un universo o población.” (p. 98). Este proyecto de tesis tuvo como objeto principal estudiar técnica económicamente la aplicación de tubulares expansibles para aislar zonas depletadas en la formación Oficina del campo San Joaquín, el cual posee 271 pozos (población); dicho estudio se enfocó en los pozos perforados en el periodo 2008-2011, que presentaron problemas de pérdida de circulación a nivel de la formación Oficina, los cuales fueron un total de 9 pozos: JM-256, JM- 259, JM-260, JM-265, JM-266, JMN-267, JMN-268, JMN-269, JM-270 (muestra), donde se utilizaron distintas alternativas tecnológicas para control de pérdidas de circulación.

3.4 PROCEDIMIENTO METODOLÓGICO

➤ **Determinación de las arenas con problemas potenciales de pérdidas de circulación de la formación Oficina, campo San Joaquín**

Para dar cumplimiento a lo propuesto en este objetivo se procedió principalmente a la revisión de reportes del sumario de operaciones del programa computacional DIMS 32 (Drilling Information Management System), de donde se obtuvo la información relacionada a las profundidades donde se produjeron las

pérdidas de circulación durante el proceso de perforación de los pozos y la cuantificación de barriles perdidos y, adicionalmente, las acciones que fueron tomadas para controlar dichas pérdidas, fase donde ocurrió la pérdida en estudio de manera individual de cada pozo. (Ver figuras 3.1 y 3.2). Una vez determinadas las profundidades donde se produjeron las pérdidas de circulación se procedió a corroborar dichas profundidades con los archivos Post- Mortem geológicos, obtenidos de las carpetas de pozos, donde adicionalmente con los perfiles de toques de formación suministrados por los mismos archivos, fueron determinadas las arenas asociadas a las profundidades correspondientes y conjuntamente los yacimientos asociados a las arenas en cuestión.

The image shows a screenshot of the DIMS 32 software interface. It features a menu bar at the top with options like 'Archivo', 'Formato', 'Visualización', 'Configuración', 'Módulos', and 'Ayuda'. Below the menu is a toolbar with various icons. The main area contains a table with several columns, some of which are highlighted in yellow. The table appears to be a data log or a summary of well operations. To the right of the table, there is a text area containing detailed operational comments or logs. The interface is framed by a green border.

Figura 3.1 Software DIMS 32.

Fuente: DIMS 32.

◆ Explicación de las características geológicas de las arenas con alto potencial de pérdida de circulación en la formación Oficina del campo San Joaquín

Una vez que fueron determinadas las arenas de la formación Oficina con problemas de pérdidas de circulación, se procedió a buscar y analizar información puntual a través de pozos vecinos del área en estudio. Se realizaron revisiones exhaustivas a material y bibliografía relacionada con la geología de la formación

Oficina del campo San Joaquín. Adicionalmente, se solicitó apoyo a los ingenieros geólogos encargados del campo, los cuales suministraron información relacionada a las propiedades petrofísicas puntuales de las arenas bajo observación.

Posteriormente, una vez conocidas las propiedades petrofísicas relacionadas a las arenas en estudio, se realizó un análisis e interpretación de dichas propiedades para así poder determinar las posibles causas o características que poseen estas arenas que las convierten en problemáticas y potenciales de pérdidas de circulación.

◆ PROPUESTA DE UN NUEVO DISEÑO DE REVESTIDOR CON TECNOLOGÍA DE TUBULAR EXPANSIBLE PARA LOS NUEVOS POZOS QUE SE PERFOREN EN EL CAMPO SAN JOAQUÍN EN EL DISTRITO GAS ANACO

Una vez determinadas y descritas geológicamente las arenas problemáticas, se procedió a proponer un diseño de revestidor de pozo implementando tecnología de tubulares expansibles en el intervalo que permitiera el aislamiento de las arenas problemáticas, partiendo de los diseños comúnmente utilizados en la zona de estudio y las profundidades o puntos de asentamiento de los revestidores convencionales, es decir, se determinaron las profundidades a las cuales serían asentados los revestidores convencionales a ser usados en el diseño propuesto.

Conocidos los revestidores a utilizar para la construcción del pozo se procedió a seleccionar el tipo de revestidor expansible a ser asentado en la zona de interés, esto fue posible gracias al tabulador suministrado por la empresa EnventureGT, el cual describe bajo qué especificaciones de revestidor convencional es apropiado utilizar el tubular expansible y cuál es el más idóneo.

Ya conocidos los puntos de asentamiento y revestidores a ser utilizados se procedió a determinar técnicamente la viabilidad del diseño propuesto evaluando las cargas a las que estaría sometida la tubería expansible durante su vida de servicio (colapso, estallido, axial y triaxial), con el fin de verificar si su peso, grado y tipo de conexión son los indicados para realizar la perforación y asentamiento de dicha tecnología, empleando para esto la herramienta “Stress Check”.

Stress Check es un software utilizado por la empresa PDVSA Servicios Petroleros, S.A. que facilita y permite analizar mediante gráficas los esfuerzos a los que estará sometida la tubería, considerando las condiciones críticas para probar los revestidores, las cargas a las que estarán sometidos y verificando si el diseño está dentro de los límites de seguridad, a través de la envolvente elipsoidal de Von Mises.

Para el estudio del pozo diseñado se procedió a evaluar por medio de Stress Check únicamente el revestidor expansible, debido a que los revestidores convencionales a utilizarse en las distintas fases están probados y evaluados por la empresa PDVSA Servicios Petroleros, S.A.

◆ **Estudio técnico y económico del uso de revestidores con tecnología de tubular expansible**

En la última etapa del proyecto, sólo fue necesario el estudio económico, ya que el estudio técnico fue comprobado en el desarrollo del tercer objetivo de la investigación. Para la determinación de la rentabilidad económica se manejó el software SEE Plus (ver figura 3.3), exclusivo para realizar evaluaciones económicas de proyectos en PDVSA, con el cual se le realizó un análisis del comportamiento de producción estimado para el pozo y el costo asociado a la construcción del mismo y dependiendo de los resultados que arrojó el simulador de cada uno de los indicadores

económicos, se logró determinar la viabilidad económica del proyecto y adicionalmente se comparó en cuanto a costos el pozo diseño (pozo JK- IA) con uno de los pozos en estudio que presentó pérdidas de circulación y fue controlada con otras alternativas tecnológicas (pozo JMN-268).

Los indicadores económicos utilizados para evaluar la rentabilidad del proyecto fueron los siguientes: valor presente Neto (VPN), tasa interna de retorno (TIR), eficiencia de la inversión (EI) y el tiempo de pago (TP).



Figura 3.2 Ventana de entrada al SEE Plus.

Fuente: Propia.

El costo asociado a la construcción del pozo diseñado (Pozo JK-IA) fue determinado mediante una hoja de cálculo Excel utilizada por la empresa y adicionalmente el costo asociado al pozo JMN-268 fue suministrado por el Departamento de VCD de PDVSA.

3.5 INSTRUMENTOS Y TÉCNICAS DE RECOLECCIÓN DE DATOS

3.5.1 Instrumentos

Sistema computarizado (Microsoft Office): es un sistema completo e integrado, incluye programas, servidores, servicios y soluciones diseñadas para trabajar conjuntamente, que ayudan a solucionar multitud de problemas; entre los paquetes que se utilizaron están: Word, Excel, PowerPoint.

DIMS 32: sistema de reportes que consta de una base de datos totalmente integrada, que permite cargar múltiples datos sobre las operaciones realizadas durante la perforación, completación y servicios a pozos, que pueden ser comparados con los mostrados en el informe post mortem. También genera el sumario de operaciones, el cual es esencial para la identificación y análisis de problemas operacionales.

Carpetas de pozos: contienen toda la información relacionada a la historia de cada pozo (informes técnicos, informes finales, permisos, reportes, entre otros) desde la perforación, completación, hasta que el pozo es puesto en producción y posteriores trabajos de reacondicionamiento y reparación y distintos registros corridos en los mismos.

Reportes finales: son archivos construidos con cada uno de los reportes semanales hechos durante la construcción del pozo, y poseen información detallada de cada uno de los eventos ocurridos durante la misma. De los reportes finales se obtienen los ensamblajes de fondo, información sobre revestidores, así como también datos del fluido de perforación utilizado durante la construcción de cada fase.

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

3.5.2 Técnicas

Entre las técnicas utilizadas para la recolección de información se pueden mencionar las consultas bibliográficas, que consistió en la búsqueda de información teórica relacionada con los temas de planificación y construcción de pozos; a través de libros, manuales, folletos, etc. y entrevistas con especialistas en perforación, geología y yacimientos que disponen de un amplio conocimiento, lo que permitió tener un excelente apoyo técnico a la hora de buscar información requerida para el desarrollo del proyecto.

3.6 RECURSOS

3.6.1 Humanos

Para la realización de este proyecto se contó con el apoyo de profesionales de PDVSA Distrito Anaco, Gerencia de Perforación, como ingenieros de petróleo, industriales, mecánicos, agrónomos y de producción, entre otros. Además se contó con la orientación de un grupo de profesores de la Escuela de Ingeniería de Petróleo de la Universidad de Oriente, Núcleo de Monagas.

3.6.2 Materiales y tecnológicos

Para el desarrollo de la investigación PDVSA Servicios, Distrito Anaco, proporcionó todos los equipos y materiales de oficina necesarios tales como fotocopidora, impresora, papelería, entre otros.

Adicionalmente se consultaron libros, tesis de grado, páginas de internet que aportaron información relacionada al proyecto de investigación. Por otra parte, fue necesario el uso de computadoras con los paquetes que integran Microsoft Office, que incluyen el procesador de palabras Microsoft Word, la hoja de cálculo Excel y el programa para la realización de presentaciones en diapositivas Microsoft Power Point.

3.6.3 Financieros

Los recursos económicos para el desarrollo del trabajo de grado fueron proporcionados por la empresa PDVSA Servicios, Distrito Anaco, específicamente por la Gerencia de Operación y Mantenimiento de Taladros.



CAPÍTULO IV

ANÁLISIS Y DISCUSIÓN DE RESULTADOS

4.1 DETERMINACIÓN DE LAS ARENAS CON PROBLEMAS POTENCIALES DE PÉRDIDAS DE CIRCULACIÓN DE LA FORMACIÓN OFICINA, CAMPO SAN JOAQUÍN

El Distrito Gas Anaco, específicamente el campo San Joaquín se caracteriza por poseer zonas alternas de bajos y altos gradientes de presión a lo largo de la columna estratigráfica, correspondiente a la formación Oficina. Generalmente los problemas más notorios asociados a pérdida de circulación se presentan en los miembros profundos de dicha formación, que coinciden con los hoyos intermedios y de producción al momento de perforar un pozo.

Las pérdidas de circulación son problemas muy frecuentes en la perforación de los pozos del campo San Joaquín y son consideradas como uno de los problemas operacionales más costosos de solucionar en la industria petrolera, debido a que la perforación debe detenerse hasta que se pueda solventar el inconveniente. Prevenir este problema ayuda a mejorar el rendimiento de las perforaciones ya que se requiere menor tiempo en asuntos de estabilidad del hoyo. Por tal razón es sumamente importante la identificación de las zonas donde se suscitan dichos problemas; siendo la presión de formación, y las propiedades petrofísicas de los miembros de la columna estratigráfica a ser atravesada los más prioritarios, entre otros, ya que es muy importante que deban conocerse previamente al momento de realizar la perforación. Con ella se delimitan las zonas que pudieran presentar riesgo durante la etapa de la perforación.

La recopilación de datos en esta investigación se realizó mediante la verificación de los sumarios de operaciones e informes finales de los pozos, analizados detalladamente, donde se recopiló lo siguiente:

- Se inicio con el estudio de los sumarios de operaciones de los pozos, donde se describen detalladamente todas las actividades realizadas por cada día de trabajo durante la perforación del pozo; se identificaron cuáles fueron las profundidades registradas al momento de producirse la pérdida de circulación y se cuantificaron los barriles perdidos y las acciones tomadas ante dicho problema.
- Posteriormente, determinadas las profundidades donde se produjeron las pérdidas de circulación, se procedió al estudio y verificación de los informes finales, donde se establecieron las arenas problemáticas con el estudio del informe final del pozo y donde, adicionalmente, aparecen datos básicos como: pozo, taladro, campo, fecha de ejecución y un breve resumen de las actividades realizadas en cada fase.

4.1.1 Problemas de pérdidas de circulación por pozo

4.1.1.1 Problemas de pérdidas de circulación del pozo JM- 256

Durante la perforación de la fase de 12 ¼ pulgadas se produjo una pérdida de circulación total que trató de solucionarse bombeando 50 bls de píldora de tapón de bentonita (Gunk Squeeze). La pérdida persistió, asociada con inestabilidad en el hoyo, conatos de pega de tubería; debido a un agotamiento de los recursos operacionales para controlar el pozo, se procedió a bombear un tapón de cemento y realizar un desvío. Durante la perforación del hoyo de desvío se produjo una pérdida total de circulación que trató de controlarse con píldora antipérdida, sin éxito. Debido

a esto, se bombearon 70 bls de píldora de tapón de bentonita (Gunk Squeeze). La pérdida persistió acarreado consigo una pega de tubería que no puso solventarse, quedando una herramienta en el hoyo (pez). Se procedió a bombear un segundo tapón de cemento, para realizar un desvío del pozo. En la perforación del hoyo de desvío se registro una pérdida de circulación al mismo nivel donde se produjeron las anteriores, la cual se controló bombeando un tapón de cemento.

Tabla 4.1 Pérdidas de circulación del pozo JM- 256

Hoyo (pulg)	Revestidor (pulg)	Arena	Yacimiento	Peso de fluido (lpg)	Bls perdidos
JM- 256					
12 1/4	9 5/8	CO-A1	JM- 13	11	2587

Fuente: Propia

4.1.1.2 Problemas de pérdidas de circulación del pozo JM- 259

Durante la perforación de la fase de 8 ½ pulgadas debido a una pérdida del control direccional que produjo un aumento en el ángulo de desviación del hoyo se procedió a colocar un tapón de cemento y desviar el pozo. En la perforación del hoyo de desvío se produjo una pérdida de circulación que fue controlada bombeando 117 bls de píldora MAP; continuó la perforación acompañada de una avería del motor hidráulico de rotación (top drive) y una pérdida de circulación aunado a un conato de pega de tubería. Dicha pérdida fue controlada bombeando 40 bls de píldora de MAP. Luego de avanzar en la perforación unos pocos pies, se produjo una pérdida severa de circulación que no pudo ser controlada bombeando píldoras antipérdidas, procediendo entonces a bombear un tapón de cemento, obligando a realizar un segundo desvío del hoyo. Durante la perforación del hoyo desviado, a la profundidad correspondiente a la que se registraron los problemas en los hoyos anteriores, se

produjo una pérdida de circulación total, la cual trató de controlarse bombeando 56 bls de salmuera, sin éxito. Se bombearon entonces 150 bls de píldoras MAP y 100 bls de píldora de tapón de bentonita (Gunk Squeeze) para así solventar el problema.

Tabla 4.2 Pérdidas de circulación en el pozo JM- 259

Hoyo (pulg)	Revestido r (pulg)	Arena	Yacimiento	Peso de fluido (lpg)	Bls perdidos
JM- 259					
8 1/2	7	NA-E1E2	JM- 38	9	4374

Fuente: Propia

4.1.1.3 Problemas de Pérdidas de Circulación del Pozo JM- 260

Al momento de realizar la perforación de la fase de 12 ¼ pulgadas se produjo una primera pérdida de circulación total que fue controlada bombeando primero 80 bls de píldora MPC y luego 25 bls de píldora MAP (arena Colorado A1). El proceso de perforación continuó, donde se registró una pérdida de circulación total que se controló con 80 bls de píldora de MPC (arena Colorado K).

Tabla 4.3 Pérdidas de circulación del pozo JM- 260

Hoyo (pulg)	Revestido r (pulg)	Arena	Yacimiento	Peso de fluido (lpg)	Bls perdidos
JM- 260					
12 1/4	9 5/8	CO-A1	JM- 13	10,5	458
12 1/4	9 5/8	CO-K	RG- 03	10,5	150

Fuente: Propia

4.1.1.4 Problemas de Pérdidas de Circulación del Pozo JM- 265

Durante la perforación de la fase 17 ½ pulgadas se originó una pérdida de circulación que trató de controlarse bombeando 30 bls de píldora MAP, teniendo éxito. Posteriormente, bajando tubería se produjo nuevamente una pérdida de circulación la cual fue controlada bombeando 80 bls píldora de MAP, para así suscitar el problema.

En la perforación de la siguiente fase se produjo una pérdida de circulación que trató de controlarse con píldoras de material antipérdidas, sin éxito, por lo cual se decidió bombear un tapón de cemento forzado, el cual solventó la pérdida de circulación suscitada.

Tabla 4.4 Pérdidas de circulación en el pozo JM- 265

Hoyo (pulg)	Revestido r (pulg)	Arena	Yacimiento	Peso de fluido (lpg)	Bls perdidos
JM- 265					
17 1/2	9 5/8	AM-F2	G- 1	10	862
12 1/4	9 5/8	CO-A1	JM - 13	9	620

Fuente: Propia

4.1.1.5 Problemas de Pérdidas de Circulación del Pozo JM- 266

En la construcción del hoyo de 12 ¼ pulgadas se registró una pérdida total de circulación que no pudo ser controlada bombeando píldoras de material antipérdida, por lo que se procedió a bombear un tapón de cemento, el cual resultó exitoso y se pudo controlar la pérdida de circulación. Se continuó la perforación y aproximadamente a 5 pies de perforación luego del tapón de cemento, se registró

nuevamente una pérdida de circulación, que intentó ser controlada con 20 bls de píldora MPC, sin éxito, debido a que la pérdida persistió, por lo que se decidió bombear un segundo tapón de cemento, el cual resultó exitoso, controlando la pérdida.

La perforación continuó avanzando, y se registró una nueva pérdida de circulación que se controló bombeando píldora antipérdidas. Durante la cementación del revestidor se registró una pérdida de circulación parcial.

Tabla 4.5 Pérdidas de circulación en el pozo JM- 266

Hoyo (pulg)	Revestidor (pulg)	Arena	Yacimiento	Peso de fluido (lpg)	Bls perdidos
JM- 266					
12 1/4	9 5/8	NA-E1E2	JM-15	8	2076
12 1/4	9 5/8	VE- I	JM-2	8,4	210

Fuente: Propia

4.1.1.6 Problemas de Pérdidas de Circulación del Pozo JMN- 267

Durante la corrida del revestidor de 12 ¼ pulgadas se registró una pérdida de circulación mientras se circulaba fluido en el hoyo (arena Naranja D). Realizando la perforación se originó una pérdida total de circulación que fue controlada bombeando 40 bls de píldora MAP (arena Amarillo K1). Continuó la perforación y se registró una pérdida de circulación (arena Colorado A2) y se controló con píldora antipérdida. Posteriormente apareció una nueva pérdida de circulación con pega de tubería asociada (arena Colorado C); se trabajó la misma sin éxito y se procedió a bombear un tapón de cemento para desviar el pozo.

En la perforación del hoyo de desvío se registró una pérdida de circulación (arena Colorado C), que se intentó controlarla con píldoras antipérdida sin éxito alguno, donde se procedió luego a bombear un tapón de cemento en forma infructuosa, debido a que la pérdida continuó; se decidió bombear un segundo tapón de cemento y continuar la perforación registrando pérdida total de circulación con pega de tubería, la cual fue trabajada sin éxito. Se procedió a bombear un tapón de cemento para desviar el hoyo. Al perforar el hoyo desviado y durante la cementación y corrida del revestidor se registró una pérdida de circulación parcial.

Tabla 4.6 Pérdidas de circulación del pozo JMN- 267

Hoyo (pulg)	Revestidor (pulg)	Arena	Yacimiento	Peso de fluido (lpg)	Bls perdidos
JMN-267					
12 1/4	9 5/8	NA- D	JMN-10	9,7	285
8 1/2	7	AM-K1	JMN-11	9,7	504
8 1/2	7	CO-A2	JMN-82	9,7	401
8 1/2	7	CO-C	JMN-1	9,7	1493

Fuente: Propia

4.1.1.7 Problemas de Pérdidas de Circulación del Pozo JMN- 268

Durante la perforación de la fase de 12 ¼ pulgadas se registró una pérdida de circulación total, con conato de pega de tubería, que fue trabajada hasta solventar; la pérdida de circulación trató de ser controlada bombeando píldora de material antipérdida, la cual no tuvo éxito, procediendo a bombear un tapón de cemento que permitiera solucionar el problema de pérdida de circulación, de forma fructífera.

Tabla 4.7 Pérdidas de circulación en el pozo JMN- 268

Hoyo (pulg)	Revestido r (pulg)	Arena	Yacimiento	Peso de fluido (lpg)	Bls perdidos
JMN-268					
12 1/4	9 5/8	CO-C	JMN-1	9,7	904

Fuente: Propia

4.1.1.8 Problemas de Pérdidas de Circulación del Pozo JMN- 269

Mientras se efectuaba la perforación de esta fase se originó una pérdida total de circulación, la cual trató de ser controlada bombeando píldoras de MAP, sin éxito, debido a esto se decidió bombear un tapón de cemento que permitiera solventar el problema de pérdida de circulación, que resultó exitoso.

Tabla 4.8 Pérdidas de circulación del pozo JMN- 269

Hoyo (pulg)	Revestido r (pulg)	Arena	Yacimiento	Peso de fluido (lpg)	Bls perdidos
JMN-269					
12 1/4	9 5/8	CO-C	JMN-1	9,5	704

Fuente: Propia

4.1.1.9 Problemas de Pérdidas de Circulación del Pozo JM- 270

En la perforación de esta fase se observó una disminución en los niveles de fluido, pérdida de circulación que fue controlada bombeando y circulando 45 bls de píldora de MAP.

Tabla 4.9 Pérdidas de circulación en el pozo JM- 270

Hoyo (pulg)	Revestidor (pulg)	Arena	Yacimiento	Peso de fluido (lpg)	Bls perdidos
JM-270					
12 1/4	9 5/8	CO- A1	JM- 13	10	210

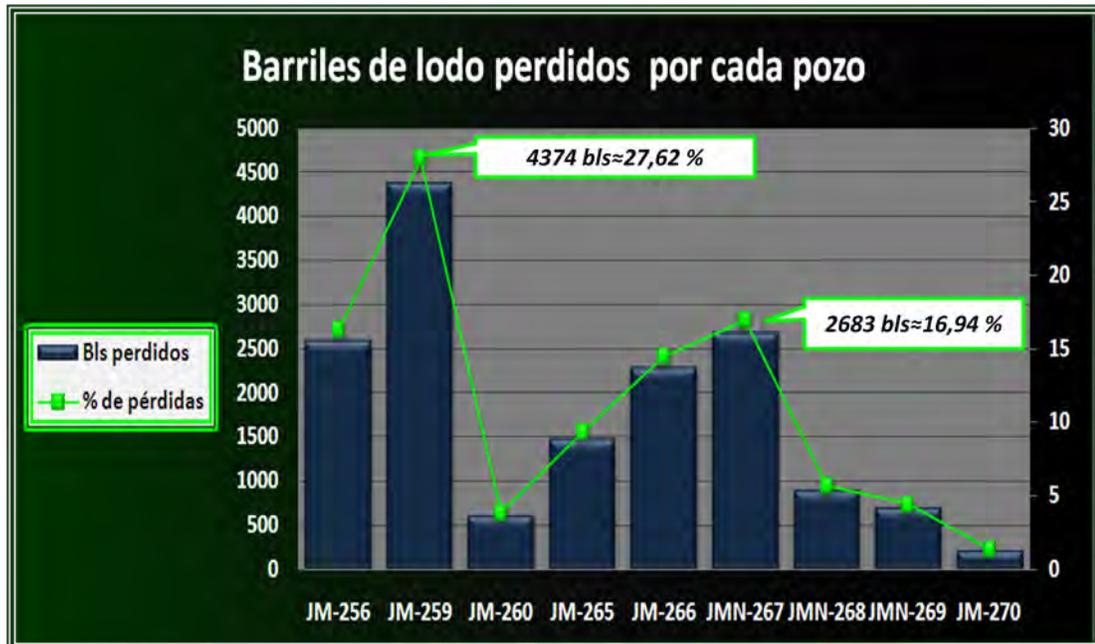
Fuente: Propia

4.1.2 Pérdidas totales en el campo San Joaquín

Tabla 4.10 Barriles de fluido perdidos por pozo

Pozo	Barriles perdidos	% de pérdidas
JM-256	2587	16,33
JM-259	4374	27,62
JM-260	608	3,89
JM-265	1482	9,36
JM-266	2286	14,44
JMN- 267	2683	16,94
JMN-268	904	5,71
JMN- 269	704	4,45
JM- 270	210	1,36

Fuente: Propia



Gráfica 4.1 Barriles perdidos por pozo

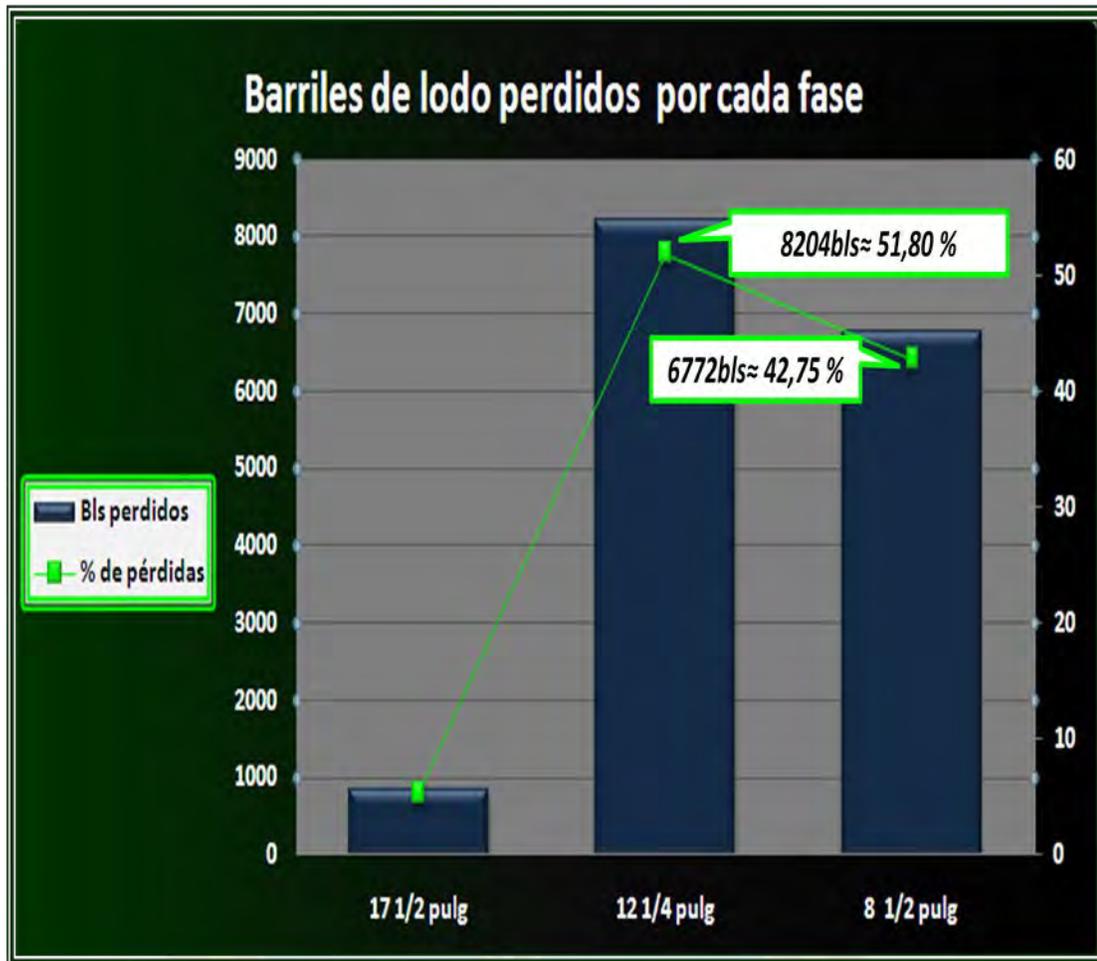
Fuente: Propia

Como se puede observar en la gráfica anterior (gráfica 4.1), la condición más crítica de pérdida de circulación se produjo durante la perforación del pozo JM-259, el cual registro una pérdida de circulación de 4374 bls de fluido, que representa el 27,62% del total de barriles de lodo perdidos en el campo San Joaquín, un poco más de la cuarta parte del total de barriles perdidos. Seguido del pozo JMN-267, el cual registro una pérdida de circulación de 2683 bls de fluido, equivalente a un 16,94 %.

Tabla 4.11 Barriles de fluido perdidos por fase

Fase (pulg)	Barriles perdidos	% de pérdidas
17 ½	862	5,45
12 ¼	8204	51,80
8 ½	6772	42,75

Fuente: Propia



Gráfica 4.2 Barriles perdidos por fase

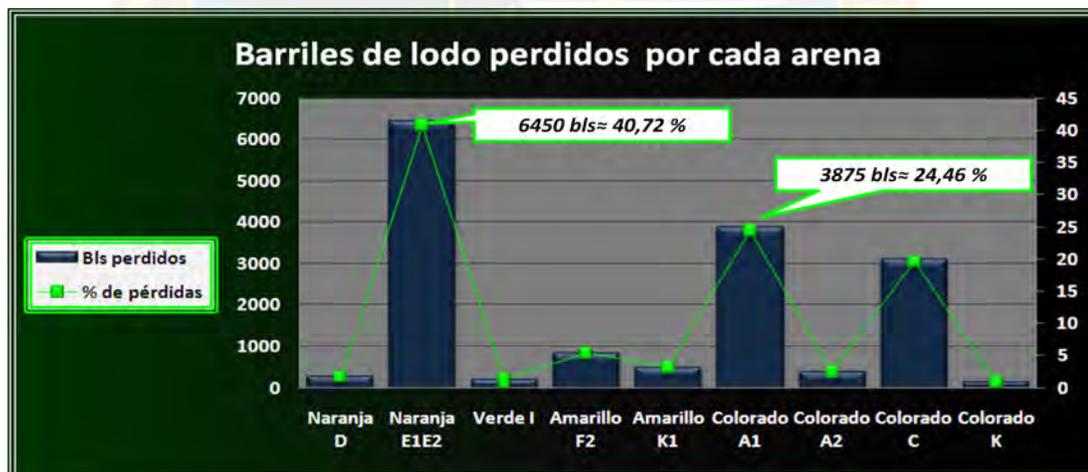
Fuente: Propia

Es evidente de la gráfica anterior (gráfica 4.2) que los problemas más frecuentes asociados a pérdidas de circulación en el campo San Joaquín se producen mayormente en la construcción de las fases 12 ¼ pulgadas. Durante la construcción de los pozos en estudio se cuantificó una pérdida de circulación total de 15838 barriles de lodo, reportando un total de 8204 bls de lodo perdidos, aproximadamente un 51,80 % en la fase 12 ¼ pulgadas y la fase 8 ½ pulgadas sostuvo un total de 6772 bls de lodo perdidos, equivalentes al 42,75 % del total.

Tabla 4.12 Barriles de fluido perdidos por arena

Arena de pérdida	Barriles perdidos	% de pérdidas
NARANJA D	285	1,78
NARANJA - E1E2	6450	40,72
VERDE - I	210	1,33
AMARILLO – F2	862	5,44
AMARILLO – K1	504	3,18
COLORADO -A1	3875	24,46
COLORADO -A2	401	2,53
COLORADO - C	3101	19,58
COLORADO - K	150	0,95

Fuente: Propia



Gráfica 4.3 Barriles perdidos por arena

Fuente: Propia

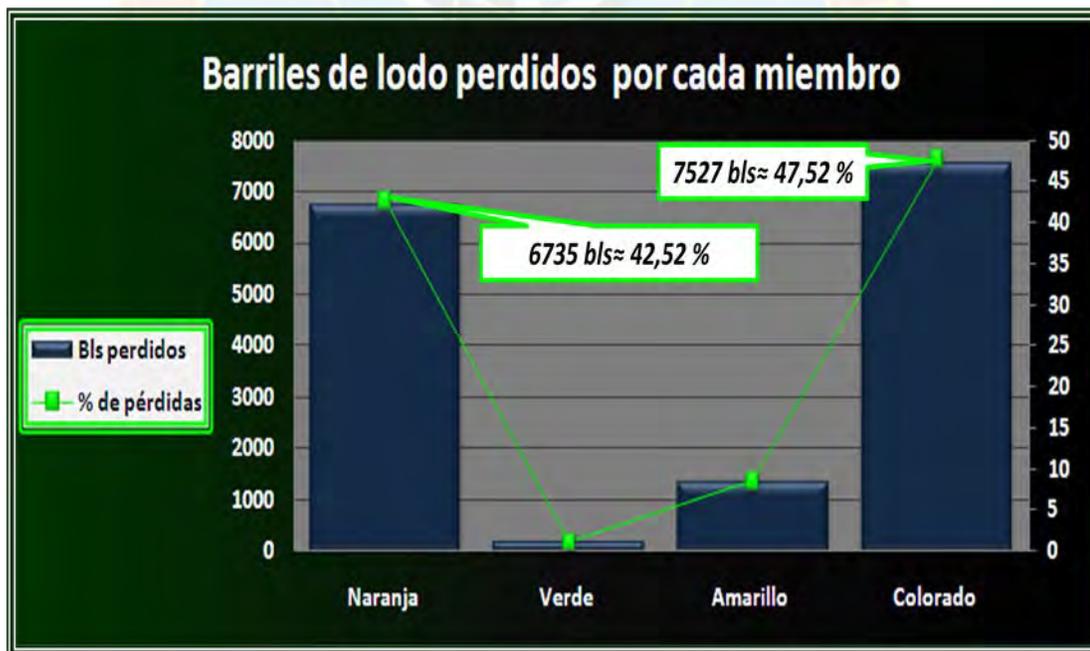
Haciendo mención a las pérdidas de circulación, producidas de manera individual a cada arena (gráfica 4.3), se evidencia el hecho de la alta problemática que acarrea consigo la arena Naranja E1E2, la cual produjo el 40,72 % de las pérdidas

de circulación ocurridas en la formación Oficina, un total de 6450 bls de fluido fueron perdidos en dicha formación. Seguido de la arena Colorado A1, con un total de 3875 bls de fluido perdidos, correspondiente al 24,46 % del total de lodo perdido.

Tabla 4.13 Barriles de fluido perdidos por miembro

Miembro	Barriles perdidos	% de pérdidas
NARANJA	6735	42,52
VERDE	210	1,23
AMARILLO	1366	8,62
COLORADO	7527	47,52

Fuente: Propia



Gráfica 4.4 Barriles perdidos por miembro

Fuente: Propia

Haciendo referencia a los miembros que conforman la columna estratigráfica de la formación Oficina, vale la pena destacar que el miembro más problemático a nivel de pérdidas de circulación es el Colorado (47,52 % de lodo perdido), seguido del Naranja, Amarillo y Verde.

También se evidencia la ocurrencia de pérdidas de circulación en la misma arena, durante la construcción de los diferentes pozos, como es el caso de la arena Colorado A1, que ocasionó pérdidas de circulación en los pozos: JM-256, JM-260, JM-265 y JM-270. La arena Naranja E1E2 registró una pérdida de circulación de 6450 bls siendo esta arena la causante de la mayor pérdida registrada en un solo pozo (4734 bls de fluido perdidos en el pozo JM-259).

Si bien es cierto, durante la perforación de pozos, los mismos atraviesan la columna estratigráfica de la formación Oficina, en sus distintos miembros, la razón por la cual no todos coinciden en perder circulación en las mismas arenas, es el hecho de que en ocasiones al atravesar los miembros, corresponden a lutíticos y no a yacimientos.

4.2 EXPLICACIÓN DE LAS CARACTERÍSTICAS GEOLÓGICAS DE LAS ARENAS CON ALTO POTENCIAL DE PÉRDIDA DE CIRCULACIÓN EN LA FORMACIÓN OFICINA DEL CAMPO SAN JOAQUÍN

El conocimiento de las características geológicas, es decir, las propiedades petrofísicas de las arenas, es de gran importancia puesto que con este conocimiento se puede saber qué tan perjudiciales pueden ser estas arenas al momento de ser perforadas y tomar en consideración los parámetros de control para atravesar las mismas, sin perjudicar la estabilidad del hoyo y mejorar la eficiencia de la perforación, reduciendo los problemas asociados a pérdidas de circulación.

La información relacionada con las propiedades y características geológicas petrofísicas de las arenas consideradas como potenciales de pérdidas, fueron recopiladas y determinadas con previo conocimiento de los yacimientos correspondientes, debido a que las propiedades petrofísicas de las arenas varían en cada yacimiento y en cada pozo, puesto que todos los yacimientos son heterogéneos (sus propiedades varían en toda su extensión).

Tabla 4.14 Propiedades petrofísicas de la arenas con problemas de pérdidas de circulación de la formación Oficina, campo San Joaquín

Pozo	Arena	Yac.	Presión de yacimiento (lpc)	Tope (pies)	Base (pies)	ANP (pies)	Porosidad \emptyset	Sw	Vsh	Rt	K (md)
JM-256	CO-A1	JM-13	948	6390	6420	30	0,22	0,26	0,14	20	1099
JM-259	NA-E1E2	JM-38	780	4510	4590	80	0,21	0,12	0,25	45	790
				4590	4655	65	0,25	0,12	0,15	70	681
				4655	4850	195	0,25	0,12	0,08	100	681
JM-260	CO-A1	JM-13	948	8212	8218	6	0,24	0,62	0,02	12	544
	CO-K	RG-03	1000	8886	8904	18	0,09	0,39	0,16	50	80
JM-265	AM-F2	G-1	2000	6940	6948	8	0,17	0,41	0,06	18	344
	CO-A1	JM-13	948	7192	7200	8	0,15	0,40	0,14	18	196
7208				7229	21	0,17	0,39	0,02	20	344	
JM-266	NA-E1E2	JM-15	1000	3535	3582	47	0,28	0,10	0,29	200	2259
	VE-I	JM-2	1600	5472	5482	10	0,21	0,30	0,16	30	450
JMN-267	NA-D	JMN-10	900	3808	3812	4	0,2	0,34	0,2	12	716
				3815	3819	4	0,25	0,25	0,17	18	1342
	AM-K1	JMN-11	800	6274	6332	58	0,12	0,20	0,25	50	372
	CO-A2	JMN-82	850	6440	6448	8	0,15	0,20	0,15	70	296
JMN-268	CO-C	JMN-1	723	6591	6594	3	0,17	0,31	0,13	25	677
				6748	6758	10	0,18	0,22	0,15	40	445
				6818	6824	6	0,19	0,14	0,12	100	568
JMN-269	CO-C	JMN-1	723	6834	6844	10	0,17	0,20	0,15	50	470
JM-270	CO-A1	JM-13	948	8257	8261	4	0,17	0,29	0,03	20	344

Fuente: Propia

En líneas generales, se puede observar que las propiedades petrofísicas de las arenas en estudio, poseen valores de porosidad (\emptyset) que varían entre 0,09 y 0,25 en promedio 0,19. Además poseen altas permeabilidades absolutas entre 80 mD y 2259 mD, en promedio 621,9 mD. Los porcentajes de arcillosidad por ser arenas petrolíferas poseen valores bajos, considerándose como arenas limpias, en un rango de 0,02 y 0,25 el valor promediado de la misma es de 0,14. Los valores de saturación de agua varían entre 0,1 y 0,62. Las resistividades por ser arenas petrolíferas son bajas en promedio 50,86. Las presiones que dichas arenas poseen son bajas, debido a que son arenas depletadas o energéticamente agotadas, por una presión promedio de 992,7 lpc, motivos por los cuales estas arenas se convirtieron en potenciales de pérdidas de circulación.

Básicamente, las pérdidas de circulación en el campo San Joaquín son producto de los diferenciales de presión existentes entre la presión hidrostática y la presión del yacimiento, lo cual aunado a altas permeabilidades y bajos porcentajes de arcillosidad en los yacimientos, contribuye drásticamente a los incrementos en las pérdidas de circulación. En el apéndice C, tabla C.1, se pueden observar los altos diferenciales de presión existentes al momento de perforar y/o atravesar las arenas anteriormente mencionadas.

4.3 PROPUESTA DE UN NUEVO DISEÑO DE REVESTIDOR CON TECNOLOGÍA DE TUBULAR EXPANSIBLE EN EL CAMPO SAN JOAQUÍN EN EL DISTRITO GAS ANACO

Para la propuesta del nuevo diseño de revestidor para el campo San Joaquín se partió de la premisa de establecer un diseño de pozo estándar utilizando tecnología expansible, es decir, la secuencia de revestimiento de un pozo que tenga como propósito fundamental el aislamiento de las zonas depletadas y/o arenas potenciales de pérdidas de circulación. Este pozo modelo lleva por nombre JK-IA.

4.3.1 Construcción del pozo JK- IA

Para la construcción del pozo se propone realizar una perforación vertical dividida en 5 fases, que estarán determinadas por el diámetro del hoyo, detalladas a continuación en la tabla 4.15.

Tabla 4.15 Fases de perforación del pozo JK-IA

Fase	Diseño del hoyo	
	Tipo	Diámetro (pulg)
I	Conductor	26
II	Superficie	17 ½
III	Protector OHL™	17 ½
IV	Intermedio	12 ½
V	Producción	8 ½

Fuente: Propia

Vale la pena destacar que para la construcción de este pozo modelo, el protector OHL™ es un producto de la empresa Enventure Global Technology, Houston (empresa que posee la tecnología expansible).

4.3.2 Fluidos de perforación

El fluido de perforación base agua con los productos inhibitorios se ha propuesto con la finalidad de evitar la contaminación del nivel freático atravesado en la columna estratigráfica y reducir el hinchamiento de las arcillas; el aceite mineral con motivo de minimizar los daños en las zonas productoras que no son el objetivo principal, mientras son perforadas, así como el viscoelástico en las fases productoras. En cuanto

a las densidades, se tomaron en consideración las zonas altamente presurizadas que han presentado altos niveles de gas en los fluidos de perforación y las de bajo gradiente, donde se han producido las fuertes pérdidas de circulación. (Ver tabla 4.16).

Tabla 4.16 Fluidos de perforación propuestos para el pozo JK-IA

Fase	Fluido de Perforación	
	Tipo	Densidad (lpg)
I	Polímero inhibitorio	12,5
II	Polímero inhibitorio	12,5
III	100% aceite mineral	10
IV	Viscoelástico	11
V	Viscoelástico	11

Fuente: Propia

4.3.3 Diseño de revestidores del pozo JK- IA

En cuanto al diseño de revestidores, se tomó en consideración el tipo de pozo y diámetros de mechas propuestos para las perforaciones de los hoyos. También fue tomada en cuenta cada una de las funciones de cada uno de ellos, como: aislar acuíferos superficiales, controlar las zonas depletadas que ocasionan problemas en el campo, soportar las cargas de todas las tuberías colocadas en él y aislar las zonas productoras (ver tabla 4.17).

Tabla 4.17 Revestidores propuestos para el pozo JK-IA

Fase	Hoyo (Pulg)	Revestidor	Diámetro (pulg)	Peso (lb/pie)	Grado
I	26	Conductor	20	94	K- 55
II	17 1/2	Superficie	13 3/8	68	N-80
III	17 1/2	Protector OHL™	12,336	74,6	EX-80
IV	12 1/4	Intermedio	9 5/8	53,5	N-80
V	8 1/2	De producción	7	35	P-110

Fuente: Propia

Debido a que los revestidores de tipo convencional a ser utilizados en este pozo, están sobre evaluados y comprobados en cuanto a su funcionamiento que resisten todas las condiciones a las que pudieran estar sometidos en el campo San Joaquín, puesto que son los revestidores comúnmente utilizados para la construcción de pozos de dicho campo, como lo son el revestidor conductor, de superficie, intermedio y de producción, sólo se evaluó el funcionamiento y la viabilidad técnica del revestidor protector “expansible OHL™”.

4.3.3.1 Especificaciones del Revestidor Expansible OHL™

Para un revestidor base de 13 3/8 pulgadas y un peso de 68 lb/pie el expansible aplicable es el de 11 3/4 pulgadas (ver apéndice E)

En la siguiente tabla se describen las propiedades que debe tener y el revestidor base:

Tabla 4.18 Propiedades del revestidor base

Revestidor Base			
OD (pulg)	Peso (lb/pie)	ID (pulg)	Drift (pulg)
13,375	68	12,415	12,259

Fuente: Propia

A continuación, las propiedades del tubular expansible propuesto:

Tabla 4.19 Propiedades del tubular expansible OHL™

Revestidor expansible									Propiedades Mecánicas Post- Expansión	
Pre- Expansión			Espesor inicial de pared (pulg)	OD de la canasta de expansión (pulg)	Post- Expansión			Rango de expansión (%)	Estallido (lpca)	Colapso (lpca)
OD (pulg)	ID (pulg)	Peso (lb/pie)			OD (pulg)	ID (pulg)	Drift (pulg)			
11,75	10,514	74,6	0,618	12,191	12,336	11,13	11,014	5,8	7070	3700

Fuente: Propia

4.3.3.2 Riesgos del Uso de Tuberías Sólidas Expansibles

Para evaluar el riesgo asociado al uso de tubulares sólidos expansibles, específicamente el revestidor expansible OHL™, se consideraron tres eventos fundamentales como lo son: bajada y corrida del ensamblaje, expansión de la tubería y retiro del cono expansor, con la finalidad de visualizar las amenazas y

vulnerabilidad en la ejecución de estos procesos y así poder plantear recomendaciones que aseguren el éxito de la operación.

Tabla 4.20 Riesgos en la bajada y ensamblaje del sistema OHL™

Identificación de peligros	Posibles causas	Riesgos	Consecuencias	Recomendaciones
Alto % de cortes de perforación presentes en el hoyo.	Formación poca consolidada.	Atascamiento del sistema de tuberías sólidas expansibles en el hoyo perforado.	Fractura de la tubería al tensionarla.	Tensionar considerando la resistencia a la tensión y sacar sistema expansible.
	Arrastre del hoyo perforado al sacar mecha.		Pérdida del expansible en el fondo del pozo.	Correr registro caliper para verificar diámetro del hoyo.
Mala dirección de los topes y bases de los estratos.	Poca velocidad de circulación en el pozo.	Asentamiento de la tubería sólida expansible a una profundidad inferior a la planificada.	Pérdida en dinero por tiempo de taladro.	Repasar con mecha bicéntrica.
	Poco tiempo de circulación.		Pérdida de circulación al perforar una zona productora con fluido de mayor densidad a la requerida.	Circular eficientemente el pozo.
	Mala corrida del registro.		Mayor gasto al introducir otra porción de tubería sólida expansible.	Correr registro para constatar profundidad de asentamiento.
			Arremetida del pozo.	Calcular con exactitud el número de sartas a introducir en el pozo. Evitar la elongación excesiva de la guaya de registro.
				Evitar la corrida del patín del registro.

Fuente: Propia

Tabla 4.20 Riesgos en la bajada y ensamblaje del sistema OHL™ (continuación)

Identificación de peligros	Posibles causas	Riesgos	Consecuencias	Recomendaciones
Ovaladura en la tubería.	Fuerte caída de la tubería al izar hasta la planchada.	Fractura de la tubería sólida expansible en el proceso de expansión.	Falla del proceso de expansión. Pedazo de tubería en el fondo del pozo.	Verificar la uniformidad del diámetro interno y externo de la tubería.
		Atascamiento del cono expansor.	Realizar nuevamente al proceso de expansión con otra tubería sólida expansible.	
Aplastamiento del pin o caja de la tubería sólida expansible.	Golpe o caída de la tubería.	Aislamiento de la conexión.	Falla del proceso de expansión.	Verificar la integridad del pin y la caja de la tubería.
		Fractura de la conexión.	Ruptura del revestidor luego de cierto tiempo de instado. Trozo de expansible en el fondo del pozo.	Conservar la protección del pin y caja hasta el momento de conectar en la parte superior de la planchada.
Elastómero partido.	Inadecuada protección de los elastómeros.	Mal sello entre la tubería sólida expansible y el revestidor base.	Filtrado del fluido hasta la formación que se intenta sellar.	Cubrir con secciones protectoras la parte donde se encuentran los elastómeros.
	Daño en el transporte de los tubulares.		Influjo desde la formación hasta el pozo.	

Fuente: Propia

Tabla 4.21 Riesgos en el proceso de expansión.

Identificación de peligros	Posibles causas	Riesgos	Consecuencias	Recomendaciones
Cementación primaria incompleta	Deficiencia de la disponibilidad de cemento en la locación. Falla en el cálculo del volumen anular desde el fondo del pozo hasta la parte inferior del revestidor base.	Que la cementación primaria no se efectúe hasta la parte inferior del revestidor base, dejando descubierta una parte del expansible.	Colapso o estallido del revestidor expansible.	Calcular la eficiencia del volumen anular desde el fondo del pozo hasta la zapata del revestidor base. Contar con suficientes sacos de cemento en la locación. Bombear cemento hasta el tope de la tubería expansible.
Bomba de poca potencia.	No disponibilidad de una bomba de mayor potencia. No considerar dentro del plan un camión de bombeo.	Presión de expansión menor a la requerida para producir la expansión del tubular. Exceder la presión de bombeo mas allá de la presión máxima	No avance del proceso de expansión. Pérdida de horas de taladro por no proceder la expansión de la tubería. Daño a la bomba.	Prevenir la adición al sistema de bombeo de equipos confiables y una potencia requerida. Determinar con exactitud la presión de expansión del sistema.
Ausencia del retardante del cemento.	Descomposición química del retardante al añadirlo en el cemento. Omisión de la adición del retardante al cemento.	Fraguado del cemento antes de producirse la expansión. Atascamiento del cono expansor.	Pérdida total del proceso de expansión. Sacar tubería expansible e instalar nuevo sistema expansible	Revisar las propiedades químicas del retardante utilizado en el cemento. Constatar las propiedades químicas del retardante. Considerar los agentes químicos de la formación a los que se expone el cemento y/o retardante.
Alto % de sólidos en el fluido.	Falla en el sistema de control de sólidos.	Perturbación en el desplazamiento del cono expansor. Fractura de la tubería por elevada presión de bombeo para desplazar el cono expansor en la expansión de la tubería. Atascamiento del dardo de la sarta de trabajo	Alta fricción. Daño de bomba por alta presión. Falla en la instalación del expansible	Revisar el % de sólidos antes de ejecutar la expansión. Chequear todo el equipo de control de sólidos.

Fuente: Propia

Tabla 4.22 Riesgos en el retiro del cono expansor

Identificación de peligros	Posibles causas	Riesgos	Consecuencias	Recomendaciones
----------------------------	-----------------	---------	---------------	-----------------

Alta tensión al sacar la sarta de trabajo.	Elevado diferencial de presión.	Ruptura de la sarta de trabajo. Desprendimiento del cono expansor	Ensamblaje de fondo retenido en el fondo del pozo	Mantener el control del pozo para evitar pegas diferenciales y altos esfuerzos de tensión.
---	---------------------------------	--	---	--

Fuente: Propia

4.3.3.3 Estimación de Esfuerzos del Revestidor Expansible OHL™

Para el cálculo de cada uno de los esfuerzos que se presentan en la instalación del revestidor expansible de 11 ¾ x 12,336 pulgadas propuesto para cubrir el intervalo de 3000 pies y aislar las zonas depletadas o arenas potenciales de pérdidas de circulación (miembros: Naranja, Verde, Amarillo y parte del Colorado) del pozo JK-IA se utilizó el programa “StressCheck”. Para ello se empleó el esquema de la figura 4.1, donde se plantea asentar un revestidor conductor de 20 pulgadas a una profundidad de 750 pies, para luego posicionar un revestidor de superficie de 13 3/8 pulgadas a la profundidad de 3800 pies y posteriormente colgar el expansible a 3650 pies y asentarlo a 6800 pies de profundidad (tope arena Colorado D) y de manera subsiguiente correr en revestidor intermedio de 9 5/8 pulgadas a la profundidad de 8300 pies y finalmente asentar la camisa de producción de 7 pulgadas hasta la profundidad final de 10000 pies.

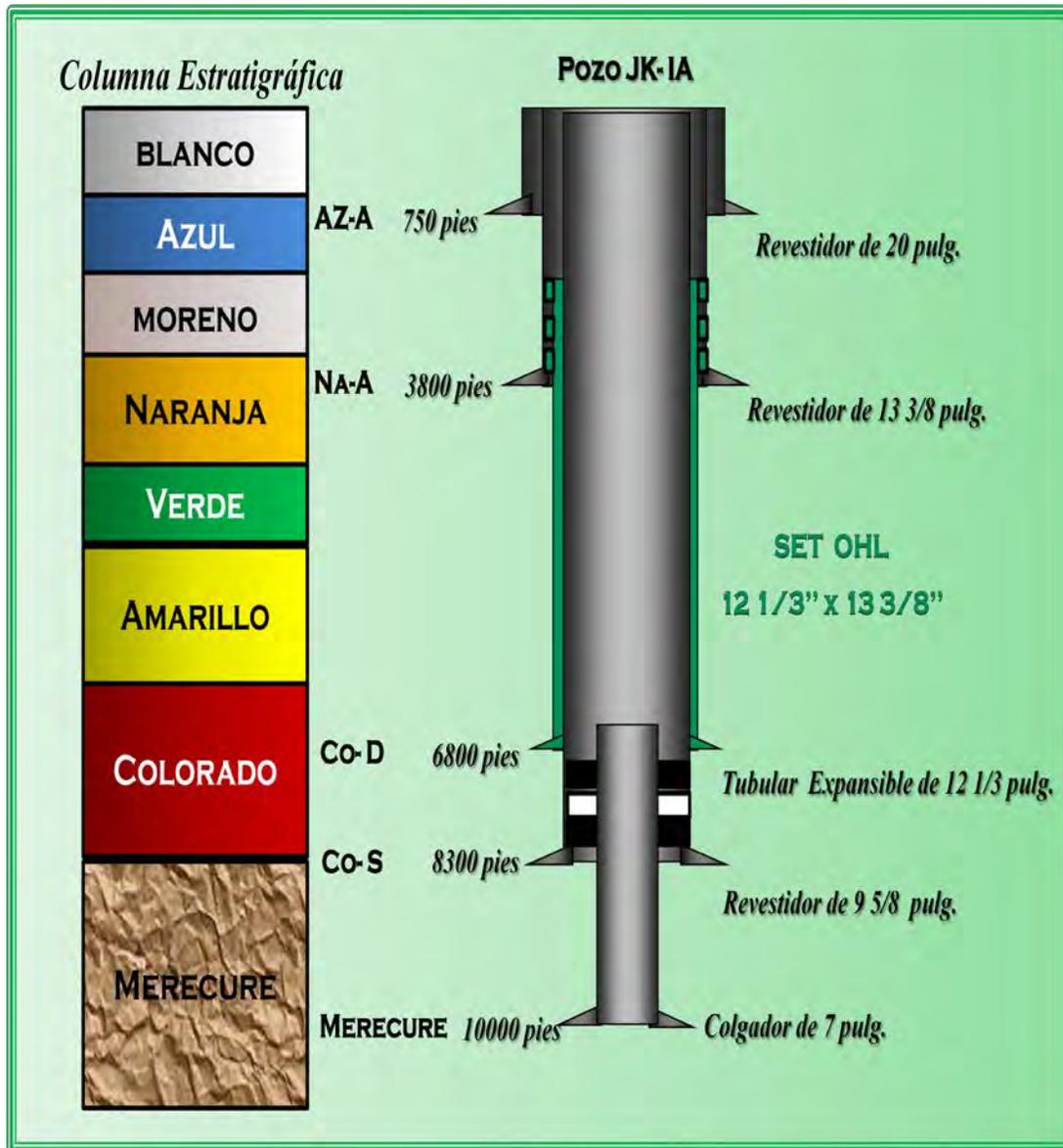


Figura 4.1 Diagrama mecánico y columna estratigráfica del pozo JK-IA

Fuente: Propia

La tabla 4.23 muestra cada una de las cargas simuladas para estallido, colapso y tensión en la estimación de los esfuerzos a los que estará sometido el tubular expansible durante la cementación y la perforación del mismo, para posteriormente asentar el revestidor de 9 5/8 pulgadas.

Tabla 4.23 Cargas de colapso, estallido y tensión simuladas para la instalación del revestidor expansible.

Esfuerzos	Casos de carga	Perfil de presiones
Estallido	Prueba de presión	Prueba de presión : 4500 lpca
	Prueba de cemento verde	Peso de fluido: 8,4 ppg
Colapso	Arremetida de gas (Profundidad de influjo 6800 pies)	Prueba de presión: 1500 lpca
	Cementación	Peso de fluido en la Zapata: 8,4 ppg
	Pérdida de circulación	Tope de cemento: 3800 pies
Tensión	Bajada del expansible	Gravedad del gas: 0,7
	Sobre tensión	Presión de yacimiento: 5024 lpcm
	Prueba de cemento verde	Densidad del fluido desplazante: 8,4 ppg.
		Densidad de la lechada: 15,80 ppg Fluido de 12,5 lpg, sobre el tope del cemento.
		Fluido de 11 lpg a 6800 pies (zapata del expansible), resiste un vacío total. Presión de poros del hoyo abierto.
		0,6 pies/ segundo
		20000 libras
		1500 lpca.

Fuente: Propia.

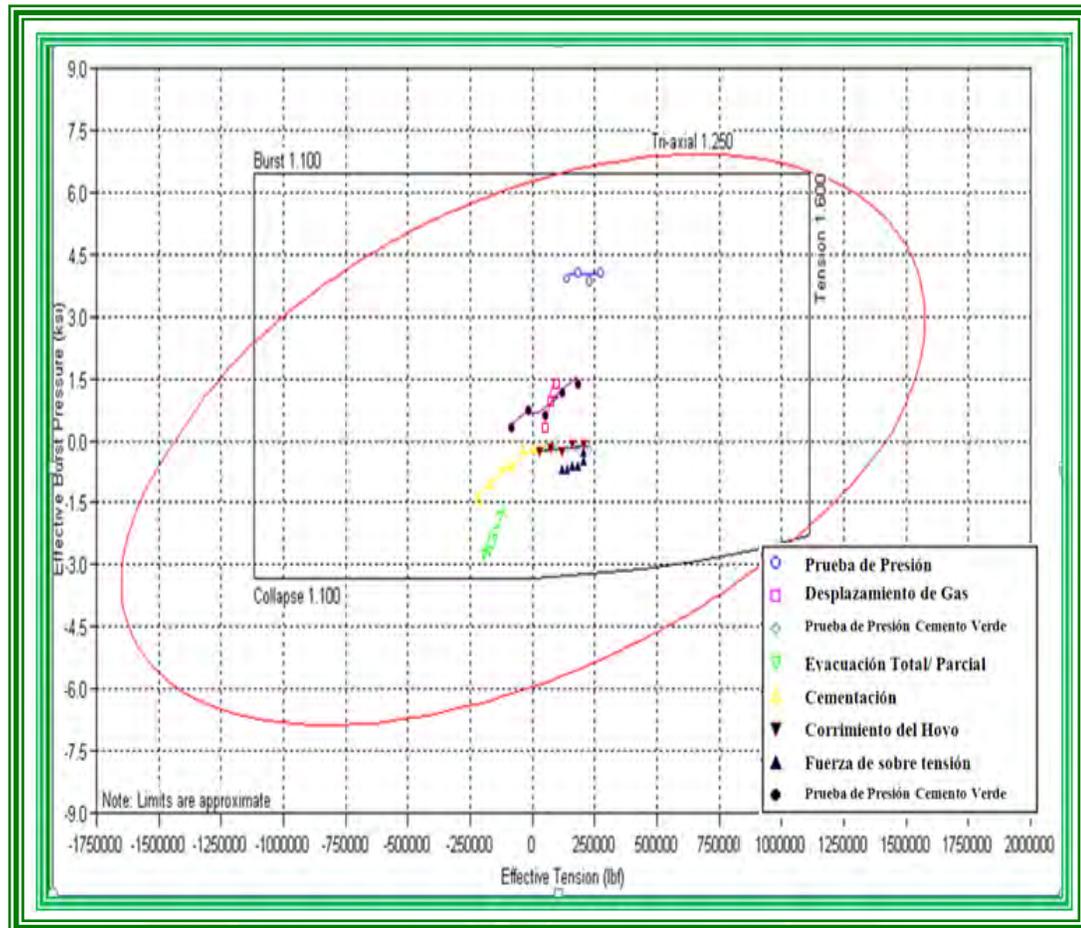
Tabla 4.24 Parámetros adimensionales de factor de diseño.

Factor de Diseño	Parámetros
Axial (tensión)	1,6
Colapso	1,1
Estallido	1,1
Triaxial	1,25

Fuente: PDVSA GAS (2010).

Una vez consideradas cada una de las cargas actuales, se introdujeron las condiciones de diseño utilizada por la empresa PDVSA Servicios Petroleros, S.A. (ver tabla 4.24) para verificar la factibilidad de la instalación del tubular expansible:

Otros aspectos de diseños significativos considerados fueron: las dimensiones del revestidor expansible (tabla 4.19) los cambios de presión de poro y fractura, gradiente de temperatura y trayectoria del pozo (Ver Apéndice G). Hecho esto, se obtuvo la aproximación de los límites de diseños de cada una de las cargas simuladas, mostradas en la siguiente grafica:



Gráfica 4.5 Límites de diseño de cargas para el tubular expansible.

Fuente: Propia

En la gráfica anterior se superponen las curvas para presión de estallido en función de la tensión efectiva, desarrollada por API (rectángulo negro) y Von Mises (elipse roja).

La primera curva corresponde al área circundada por la capacidad de presión y tensión API de la tubería, a la que se le han introducido los ajustes pertinentes de factores de diseño. Por otra parte, la curva de esfuerzo de Von Mises define el nivel

de esfuerzo permisible en el cuerpo de la tubería en términos de presión interna o externa y fuerza axial (ver apéndice H).

La conjunción de ambas curvas permite establecer las condiciones máximas de resistencia que soporta la tubería expansible, lo que quiere decir, si el comportamiento de las condiciones a las cuales se somete el revestidor expansible se encuentra dentro de los límites del área generada por la envolvente de las conjunciones de ambas curvas, se traduce en que la tubería no fallará. Por lo tanto, las condiciones de carga analizadas para el tubular expansible (prueba de presión, desplazamiento de gas, prueba de presión de cemento verde, evacuación total/parcial, cementación, corrida en hoyo, fuerzas de sobretensión y prueba de cemento verde) se encuentran dentro de los rangos permisibles de resistencia, significando esto que el diseño expansible resiste las condiciones a las que podría estar sometido en el campo San Joaquín, evidenciando la factibilidad técnica de su aplicación.

4.3.4 Diagrama mecánico del pozo JK-IA

Revestidor conductor: para cubrir el miembro blanco, asentado al tope del miembro azul, arena azul A.

Revestidor superficial: para cubrir el miembro arenas del miembro azul y moreno, aproximadamente al tope del miembro naranja, arena naranja A.

Revestidor expansible protector OHL™: para cubrir los miembros naranja, verde, amarillo y colorado exactamente hasta la arena colorado C, tope de la arena Colorado D. Miembros que poseen las arenas potenciales de pérdida de circulación; el revestidor expansible está diseñado para un cubrimiento de zona de aproximadamente 3000 pies.

Revestidor intermedio: para cubrir la zona del miembro colorado, permitiendo alcanzar la profundidad del miembro Merecure por el uso del revestidor protector expansible OHL™.

Revestidor colgante: como camisa de producción, para cubrir las arenas productoras del miembro Merecure.

4.4 ESTUDIO TÉCNICO Y ECONÓMICO DEL USO DE REVESTIDORES CON TECNOLOGÍA DE TUBULAR EXPANSIBLE

Ya comprobado con el tercer objetivo que el pozo JK-IA es técnicamente factible, sólo fue necesario hacer el estudio económico, para la cual las premisas consideradas fueron las siguientes:

- ✓ Tasa de cambio: 4,30 BsF/\$ y bolívares constantes 2012.
- ✓ Escenario de precios “Plan de Negocio 2011-2030” (Oficial – Caso Base)
- ✓ ISLR= 34 %, Regalías = 20 % gas, 30 % crudo.
- ✓ Inversiones no generadoras: campo San Joaquín - año 2012.
- ✓ Considera tasa de descuento: 10 %, horizonte económico: 20 años.
- ✓ Año base: 2012.
- ✓ Indicadores económicos:
 - Tasa interna de retorno (TIR).
 - Valor presente neto (VPN).
 - Eficiencia de la inversión (EI).
 - Tiempo de pago.

- ✓ A tres niveles: Proyecto, PDVSA gas y Nación
- ✓ Estudiado a través del SEE PLUS.
- ✓ Tasas de producción estimadas al comportamiento productivo actual de los pozos activos en el yacimiento, mediante análisis nodal: 2,1 MMPCGD / 9 BNPD y 3,9 MMPCGD / 82 BNPD.
- ✓ Declinación de producción de 12 % gas y 20 % crudo (declinación promedio del Área).
- ✓ El costo asociado al trabajo del pozo es de 37,05 MMBsF equivalentes.

La tabla 4.33 muestra los resultados de la tasa interna de retorno, el cual es un indicador para la evaluación económica de la construcción del pozo con tecnología de tubular expansible. De esta evaluación, al observar los indicadores económicos, se determina que el proyecto es rentable debido a que se obtuvo una tasa interna de retorno (TIR) de 21,33 % (mayor a 15 %), el valor presente neto (VPN), con una tasa de descuento de 10% es mucho mayor que cero y, además, se tiene que la inversión se recupera en 6,72 años; se compara con el horizonte económico, se obtiene una recuperación en menos de un tercio del tiempo, con una eficiencia de la inversión de 1,85 (mayor a 1).

Tabla 4.25 Indicadores económicos

POZO	INVERSIÓN (MMBsF)	TIR (%)	VPN (MMBsF)	EI (\$/\$)	TP (Años)
JK-IA	37,5	21,33	327,28	1,85	6,72

Fuente: Propia

Todos los resultados se pueden observar también en el apéndice I, en el cual se muestra la gráfica y tabla respectiva de sensibilidad, las variables de impacto sobre el valor presente neto; allí se observa que para todas las desviaciones de las variables de impacto el valor presente neto siempre será positivo lo que refuerza aún más la rentabilidad del proyecto.

A pesar de que el costo asociado a la construcción de un pozo con el uso de tecnología expansible (37,5 MMBsF), es más elevado que cualquier otro plan de construcción de pozos, ya que por lo general un pozo tipo convencional está alrededor de los 27 MMBsF; valdría la pena compararlo con el costo asociado a los problemas de pérdida de circulación. Tal es el caso del pozo JMN- 268, cuyo plan de construcción oscilaba alrededor de los 26 MMBsF, pero debido a los problemas de pérdidas de circulación, planes de control de éstas, problemas operacionales asociados a las mismas, incremento en los tiempos de permanencia de los taladros, terminó con un costo aproximado de 42 MMBsF, 1,6 veces el valor del costo planificado, terminando en una profundidad menor a la estimada. Es en pozos como éste, y en casos como el citado, donde se justifica el uso de la tecnología expansible.

CAPÍTULO V

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

5.1 CONCLUSIONES

- ◆ Las arenas con mayores problemas de pérdidas de circulación fueron la Naranja E1E2, Colorado A1 y Colorado C, reportando más de 3000 bls de fluido perdidos.
- ◆ El 90 % de las pérdidas de circulación de la formación Oficina del campo San Joaquín se produjeron en los miembros Naranja y Colorado.
- ◆ La mayor pérdida de circulación registrada por arena tuvo lugar en la arena Naranja E1E2, yacimiento JM-15 del pozo JM-259, contabilizando un total de 4374 bls de fluido perdidos.
- ◆ Los problemas de pérdidas de circulación en el campo San Joaquín, tienen mayor ocurrencia cuando se trabaja la fase de 12 ¼ de pulgadas, para la corrida del revestidor de 9 5/8 de pulgadas.
- ◆ Las presiones promedio de las arenas depletadas de la formación Oficina del campo San Joaquín es de alrededor de 992 lpc.
- ◆ La arena Colorado A1, yacimiento JM-13 del pozo JM-256 y la arena Naranja E1E2 del yacimiento JM-15 del pozo JM-266 poseen permeabilidades absolutas de 1099 mD y 2259 mD, respectivamente, siendo éstas las mayores permeabilidades reportadas de todas las arenas en estudio.
- ◆ La principal causa de las pérdidas de circulación en los pozos de San Joaquín, son los altos diferenciales de presión existentes entre la presión hidrostática del fluido y la presión de yacimiento de las arenas depletadas que adicionalmente poseen altas permeabilidades.
- ◆ Por los antecedentes de problemas asociados a pérdidas de circulación los miembros a ser aislados con el uso de tubulares expansibles son: Naranja,

Amarillo, Verde, Colorado, siempre que el intervalo tenga una longitud máxima de 3000 pies.

- ◆ Las tuberías sólidas expansibles OHL™ resisten cada uno de los esfuerzos a los que se someten al ser asentados en la formación Oficina.
- ◆ El diseño de revestidores (pozo JK- IA) propuesto se ajusta perfectamente a los tres requerimientos básicos para el desarrollo de un proyecto, que son: seguridad, economía y confiabilidad.
- ◆ El pozo JK- IA es el diseño de pozos propuesto con tecnología expansible para pozos con arenas objetivos a nivel de la formación Merecure.
- ◆ Los tubulares expansibles sólidos no deben ser utilizados como medida de contingencia para aislamiento zonal, por lo que su uso debe ser considerado desde el inicio de la planificación de la construcción del pozo.
- ◆ El uso de tuberías sólidas expansibles OHL™ no limita la ejecución de actividades futuras de rehabilitación de pozos.
- ◆ El diseño de revestidor (pozo JK-IA) para cubrir un intervalo de 3000 pies de longitud es técnicamente factible.
- ◆ El pozo JK- IA es económicamente viable, puesto que su valor presente neto (VPN) se mantendrá positivo así tenga altas variaciones desfavorables de inversión, costos, gastos y producción.
- ◆ El costo del uso del tubular expansible se justifica en aquellos casos donde las condiciones de perforación involucran zonas con antecedentes de pérdidas potenciales de circulación y los objetivos sean profundos.

5.2 RECOMENDACIONES

- Corregir a través de los registros de pozos las profundidades de las arenas a las cuales son reportadas las pérdidas de circulación mediante del DIMS 32.
- Realizar simulaciones previas sobre esfuerzos de colapso, estallido y axiales a través de programas computarizados y pruebas de laboratorio, para establecer las condiciones bajo las cuales es aplicable la tecnología de expansibles para el caso determinado.
- Tomar en cuenta la tecnología de tubulares expansibles en actividades de reparación y/o reacondicionamiento de pozos.
- Acondicionar el hoyo antes de la instalación del tubular expansible para evitar obstrucciones que impidan obtener un asentamiento adecuado.
- Contactar directamente a las empresas que suministran tubulares sólidos expansibles para obtener información detallada acerca del comportamiento de esta tecnología en condiciones de hoyo.
- Realizar estudios de la factibilidad de aplicación de los distintos tipos de tubulares expansibles sólidos y ranurados.
- Poseer manuales de procedimientos de instalación y condiciones de hoyo por parte de la empresa fabricante de la tecnología, que permitan a la empresa PDVSA trazar una planificación a la par con sus operaciones habituales.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ARIAS, F. 2004. **El Proyecto de Investigación**, Editorial Episteme, Caracas, Venezuela.

BALDÁN, A. y BLANCO, H. (2005). **“Análisis Técnico- Económico del Uso de Tubería Solida Expansible para la Perforación de Pozos en el Yacimiento Naricual del Campo El Furrial”** Trabajo de Grado del Departamento De Petróleo, UDO, Núcleo de Monagas, Venezuela.

CARDOZO, L. (2002). **“Análisis de Factibilidad para Implantación de Tecnologías de Camisa Expansible en el Aislamiento de Zonas de Presión Anormal en el Distrito Punta de Mata”**. Tesis de Grado. Departamento de Ingeniería de Petróleo, UCV, Caracas, Venezuela.

DIMS. (2012). **“Informes Técnicos y Carpetas de Pozos”**. PDVSA División Centro Sur.

Enventure Global Technology. (2011). [Página web en línea]. Disponible en: <http://www.enventuregt.com/>

ESTACIO, E. (2008). **“Determinación de las Zonas con Problemas Potenciales de Pérdida de Circulación en el campo San Joaquín Perteneciente al Área Mayor de Anaco”**. Trabajo de Grado del Departamento De Petróleo, UDO, Núcleo Anzoátegui, Venezuela.

Halliburton. (2003). **“Manual de Manejo de Stress Check”**, Houston, USA.

LEEPIC. (2012). **“Lineamiento para la Evaluación Económica de Proyectos de Inversión de Capital”**. Anaco, Venezuela

PDVSA. (2000) **“Manual para el Diseño de Tuberías”**. Anaco, Venezuela

PDVSA Gas. (2010). **“Tapones Mejoradores de Integridad”**. Anaco, Venezuela.

PDVSA Gas. (2002) **“Manual de Evaluaciones Económicas de Producción – MAEP”**. Anaco, Venezuela

SALAS, R. **“Fluidos de Perforación”** (2.000). Fondo Editorial UDO –Anzoátegui. Anzoátegui, Venezuela.

TIPIÁN, O. (2005). **“Determinación del Tamaño del Material para el Control de Pérdida de Circulación en Pozos del Campo San Joaquín Distrito Anaco”**. Tesis de Grado. Escuela De Petróleo, UDO, Núcleo Monagas, Venezuela.



APÉNDICES



APÉNDICE A

COLUMNA ESTRATIGRÁFICA DEL CAMPO SAN JOAQUÍN

Edad (Millones de Años)	Formación	Descripción	Miembro
PLEISTOCENO (1,8)	MESA	Arcillas solubles de color rojizo, crema y grisáceos, alternado con areniscas de grado grueso.	
PLIOCENO (3,7)	LAS PIEDRAS	Sedimentos pocos consolidados que incluyen areniscas, limolitas, arcillas y conglomerados.	
MIOCENO INFERIOR-MEDIO (18,4)	OFICINA	<p>Pertenece a un ambiente sedimentario fluvio-deltaico.</p> <p>Una serie alterada de lutita (carbonácea, limosa y micropiritica), arena pocos consolidadas de grano fino, lignitos y calizas.</p> <p>Los cuerpos de arena son: Canales, barras y lentes.</p>	BLANCO
			AZUL
			MORENO
			NARANJA
			VERDE
			AMARILLO
			COLORADO
OLIGOCENO (12)	MERECURE	Ambiente sedimentario Continental-fluvial, con areniscas masivas de grano medio y lutitas carbonáceas delgadas.	ME-A / ME-T1,4
CRETACEO (80)	VIDOÑO	Ambiente sedimentario Marino de aguas profundas, exclusivamente de lutitas ricas en Glauconitas.	
	SAN JUAN	Ambiente sedimentario nerítico-costero con areniscas masivas grises con matriz arcillosa y cemento silice.	SJ-A / SJ-C

Figura A.1 Columna estratigráfica del Área Mayor de Anaco.
Fuente: Tipián, O. (2005).

1. Formación Oficina

La formación oficina contienen las arenas de mayor producción en el área de Anaco el ambiente sedimentario es del tipo fluvio deltaico a marino de aguas llanas donde son comunes las arenas lenticulares y los rellenos continentales. Pertenece al Mioceno inferior y medio, concordante sobre Merecure. Consiste en una serie alternada de lutitas con areniscas de grano fino, comúnmente muy duras; lignitos y calizas son componentes menores, pero muy frecuentes. Las areniscas suman el 30 % de la formación, pero hacia la región de Anaco aumenta el porcentaje de lutitas y presenta un notable incremento en su espesor desde el Sur hacia el Norte y desde el Este hacia el Oeste, lo que da indicio del aporte desde Nor-Oeste, profundizando la cuenca al Sur Este.

La formación oficina ha sido separada en 7 miembros individuales en base a sus cualidades litológicas y paleontológicas. Las areniscas comprendidas en esta formación, han sido agrupadas en unidades de arenas, a las cuales en orden estratigráfico descendente son conocidas con los nombres de Blanco, Azul, Moreno, Naranja, Verde, Amarillo y Colorado.

1.1 Miembro Blanco

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

1.2 Miembro Azul

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

1.3 Miembro Moreno

En el tope y la parte media del estrato, se encuentra conformado por arcillas de color gris claro y gris verdosa, plástica, soluble, blanda, limosa, con pequeñas intercalaciones de carbón, escasas intercalaciones de lutitas y areniscas cuarzo-cristalina, de grano fino a medio. La parte basal del estrato, está constituida por una lutita gris verdoso oscuro y gris verdoso claro, laminar, en parte en bloque, moderadamente dura a blanda, limosa, hidratable.

1.4 Miembro Naranja

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

1.5 Miembro Verde

Está conformado en la parte superior por lutitas gris claro y gris verdosa, en bloque, moderadamente dura, fisible, hidratable, microcarbonosa, micropirítica, ligeramente calcárea, con delgadas intercalaciones de arenisca y limolita. Hacia la parte media e inferior del miembro, se reconoce lutitas marrón oscuro, en bloque, blanda a moderadamente dura, fisible, ocasionalmente quebradiza, en parte limosa,

hidratable y microcarbonosa, con intercalaciones que presentan mayor espesor de limolitas y areniscas de grano fino, con pobre porosidad visual e inclusiones de carbón.

1.6 Miembro Amarillo

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

1.7 Miembro Colorado

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

2. Formación Merecure

El ambiente de la Formación Merecure, en el Área Mayor de Anaco y en el Área Mayor Oficina, es probablemente de aguas dulces a salobres, y corresponde al comienzo de la transgresión del Terciario medio que continuará durante el Mioceno inferior y medio. Esta formación posee un espesor máximo de 1.900 pies aproximadamente y se caracteriza por la abundancia de areniscas masivas de grano medio, sucias, con estratificación cruzada, presentan intercalaciones, capas de lutitas

que aparecen y desaparecen lateralmente, esto nos indica que la deposición fue en un ambiente de gran actividad de origen continental y fluvial.

La formación Merecure se caracteriza por poseer una secuencia de arenas que van desde ME-A hasta ME-T4,5. Subyace a la Formación Oficina, marcando la transgresión del Oligoceno y el desarrollo de la Cuenca Oriental de Venezuela durante el Oligoceno Medio y el Mioceno Inferior.

Las secuencias de arenas ME-A a ME-M1 se caracteriza por presentar mayormente areniscas cuarzo-cristalinas, beige y marrón claro, de grano fino a muy fino, sub-redondeada a sub-angular, matriz arcillosa, cemento silíceo, con inclusiones de carbón, cuarzo libre, y con algunas intercalaciones de lutitas.

La secuencia estratigráfica comprendida entre ME-M2 y ME-S5 está constituida mayormente por areniscas beige y gris claro, de grano medio a fino, sub-angular a sub-redondeado, friable, matriz arcillosa, cemento silíceo, microcarbonosa, cuarzo libre.

Entre ME-S6 y ME-T1 las areniscas son gris oscuro y beige, grano fino a medio, sub-redondeado, friable, matriz arcillosa, cemento silíceo, cuarzo libre y también carbón.

En la base de la Formación Merecure desde ME-T1 hasta ME-T4,5; la sección se caracteriza por areniscas marrón claro y beige, de grano fino a medio, subredondeado a redondeado, matriz arcillosa, cemento calcáreo, cuarzo libre, e intercalación de lutitas y carbón.

3. Formación Vidoño

De edad Paleoceno, esta formación está representada en la Serranía del Interior de Anzoátegui y Monagas por una sedimentación marina de aguas relativamente profundas.

Esta formación de carácter transgresiva es casi exclusivamente de lutita. En el subsuelo de Monagas, se caracteriza por una secuencia lutítica oscura rica en glauconita, seguida de una caliza masiva en la base intercalada con areniscas y lutitas blandas sin laminación y delgadas.

4. Formación San Juan

Se caracteriza por la presencia de areniscas masivas grises bien estratificadas, de grano fino a medio, bien escogido, localmente glauconíticas y a veces calcáreas. La presencia de microfósiles indica una edad del Maestrichtiense y representa el primer horizonte Cretáceo. El contacto con la infrayacente formación San Antonio es concordante y transicional. La formación San Juan es de ambiente nerítico-costero donde el aporte arenoso, uniforme, lento y constante originó la regularidad en la distribución, la buena estratificación y el gran porcentaje de arenas de la formación. Posee un máximo espesor de 1.800 pies aproximadamente y está constituida por tres arenas principales: SJ-A, SJ-B y SJ-C, las cuales presentan escasas intercalaciones de lutitas, con matriz arcillosa y cemento silíceo.

El intervalo superior correspondiente a SJ-A está formado por areniscas cuarzo-cristalinas, beige y marrón oscuro, de grano fino a medio, mientras que SJ-B presenta areniscas beige, gris oscuro y marrón oscuro, de grano fino a muy fino con intercalaciones de lutita. Luego subyace SJ-C con el predominio de areniscas gris claro, gris verdoso y beige, de grano fino a medio, friable y buena porosidad visual.

5. Grupo Temblador

Corresponde a la Edad Cretácico Tardío. La secuencia estratigráfica corresponde específicamente a las arenas: TEMB-A, TEMB-B, TEMB-C, TEMB-D y TEMB-E de matriz arcillosa, con granos sub-redondeados a sub-angulares:

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

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

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

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

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



APÉNDICE B

MAPAS ISÓPACOS ESTRUCTURALES DE LAS ARENAS

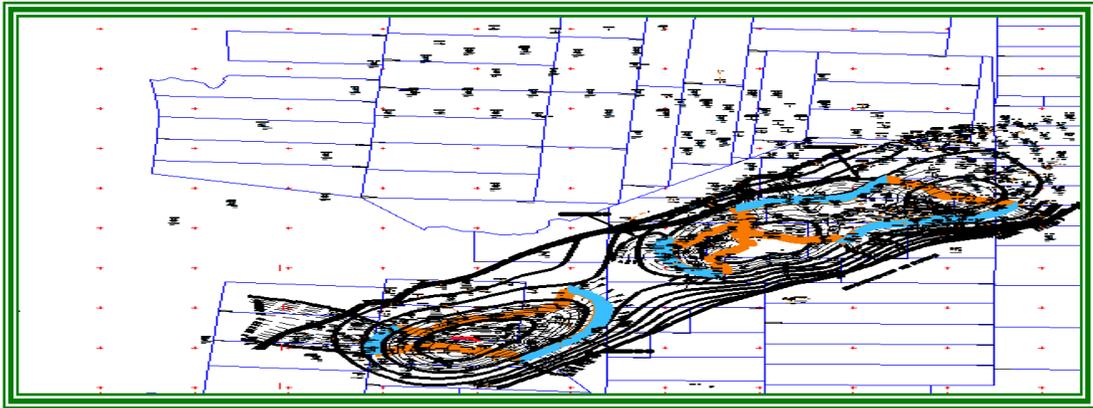


Figura B.1 Mapas isópaco estructurales de la arena Naranja D

Fuente: Propia



Figura B.2 Mapas isópaco estructurales de la arena Naranja E1E2

Fuente: Propia

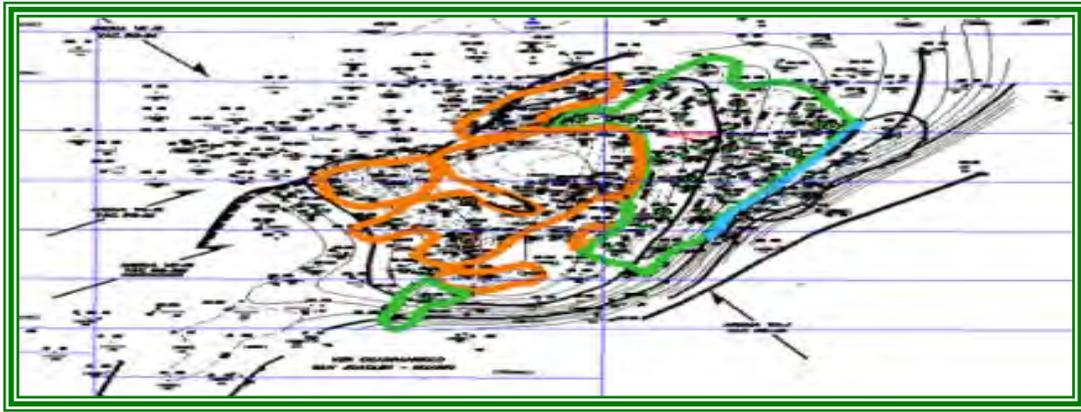


Figura B.3 Mapas isópaco estructurales de la arena Verde I

Fuente: Propia

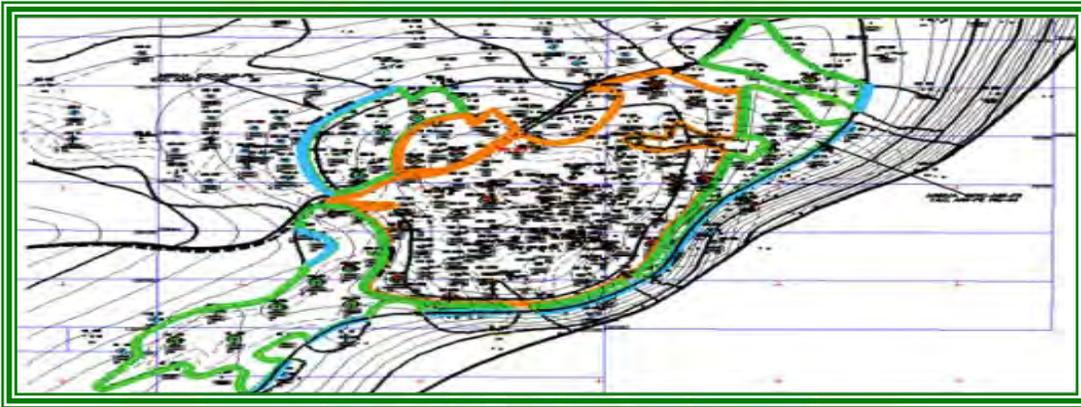


Figura B.4 Mapas isópaco estructurales de la arena Amarillo F2

Fuente: Propia

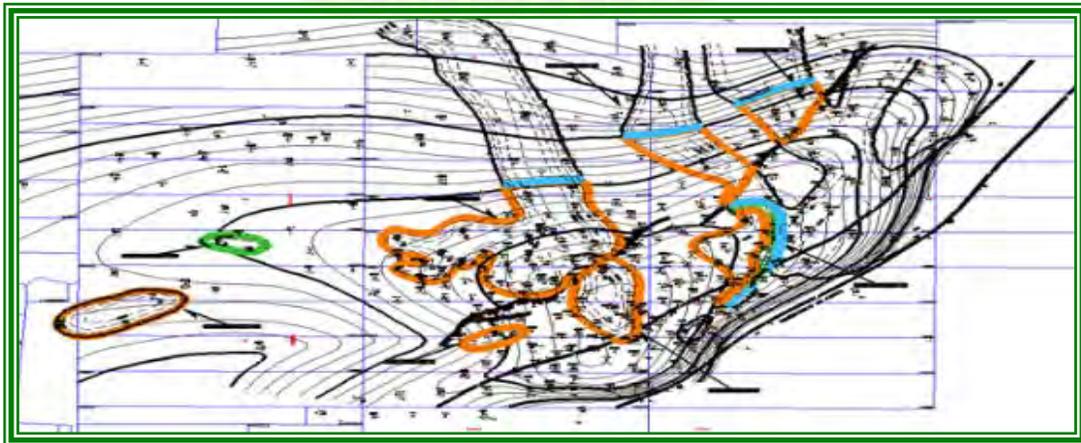


Figura B.5 Mapas isópaco estructurales de la arena Amarillo K

Fuente: Propia

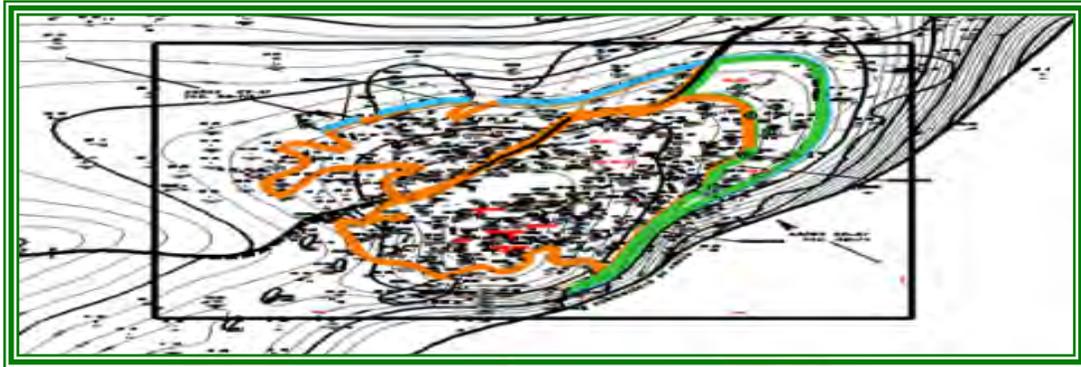


Figura B.6 Mapas isópaco estructurales de la arena Colorado A1

Fuente: Propia

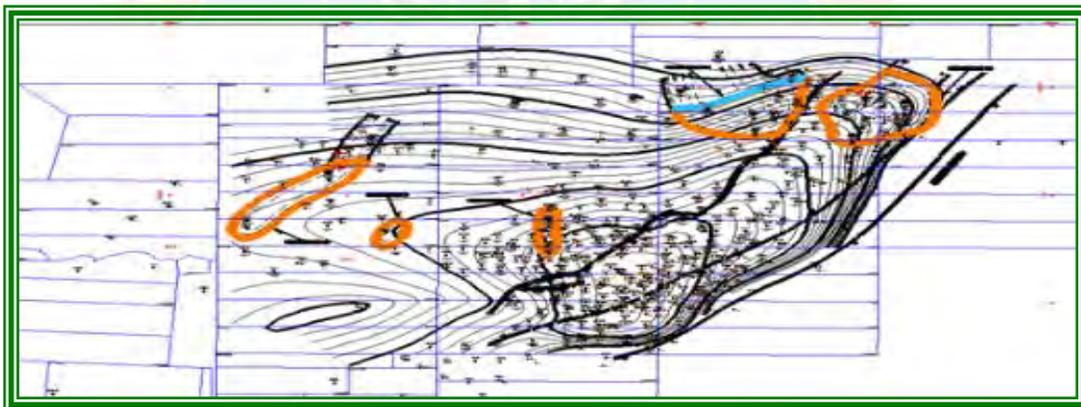


Figura B.7 Mapas isópaco estructurales de la arena Colorado A2

Fuente: Propia

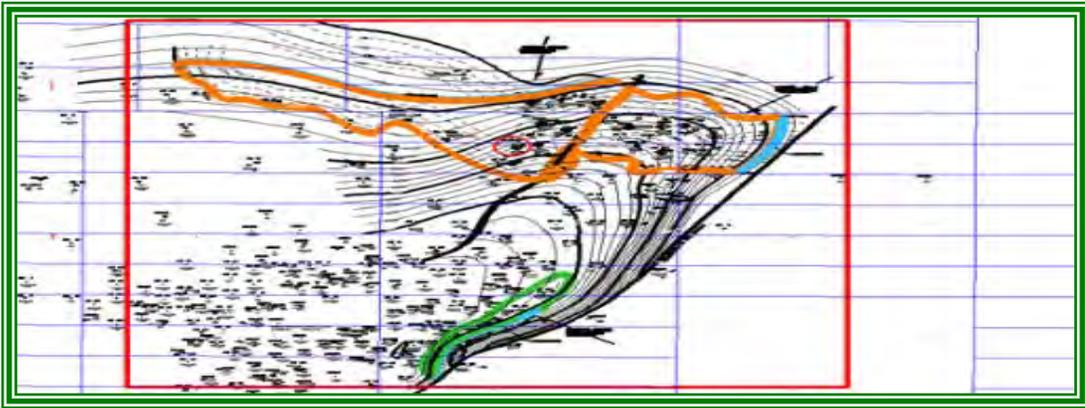


Figura B.8 Mapas isópaco estructurales de la arena Colorado C

Fuente: Propia

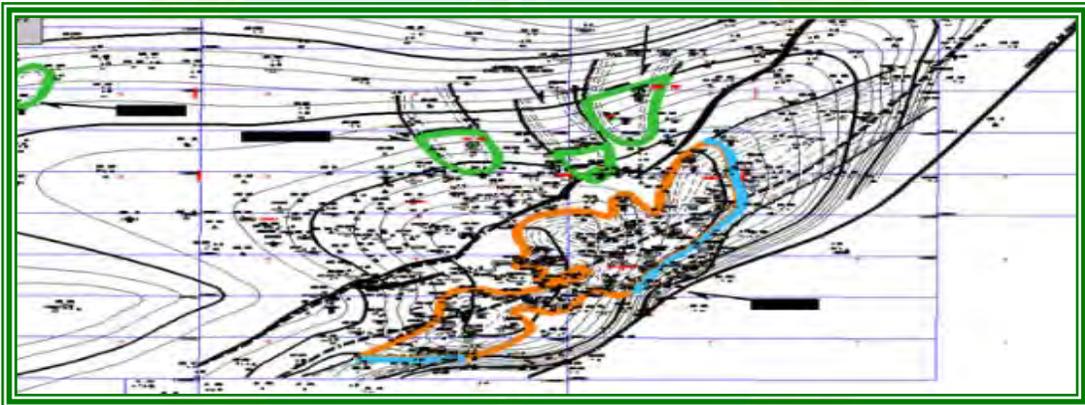


Figura B.9 Mapas isópaco estructurales de la arena Colorado K

Fuente: Propia

APÉNDICE C

DIFERENCIAL DE PRESIÓN HIDROSTÁTICA Y PRESIÓN DE YACIMIENTO

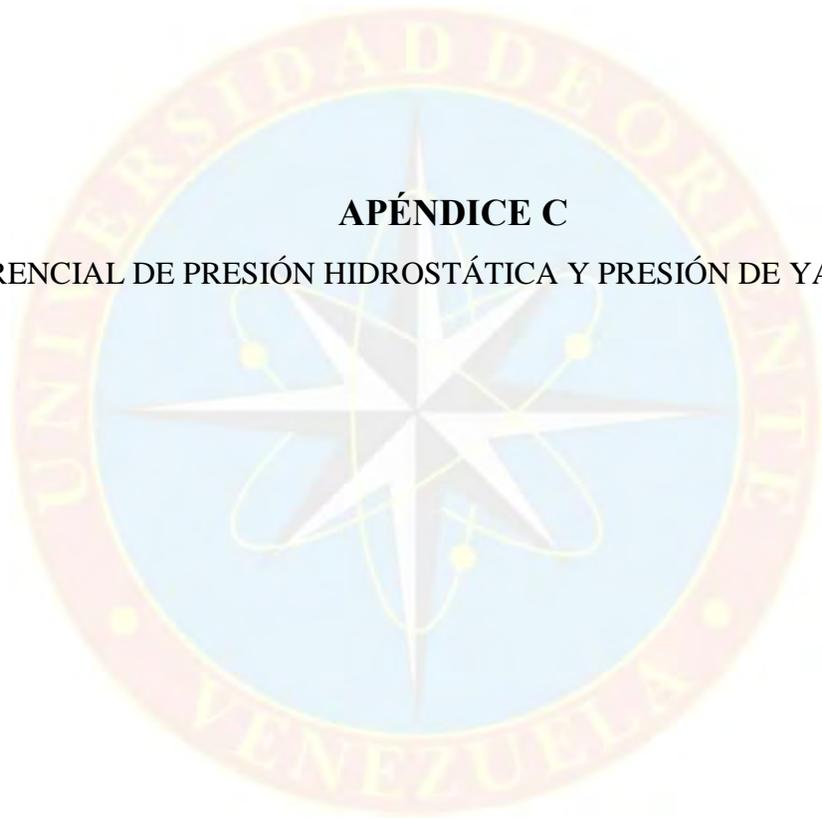


Tabla C.1 Diferenciales de presión hidrostática y presiones de yacimiento para cada pozo

Pozo	ARENA	YACIMIENTO	PROFUNDIDAD (pies)	PESO DE LODO (lpcm)	PRESIÓN DE YACIMIENTO (lpcm)	PRESIÓN HIDROSTATICA (lpcm)	DIFERENCIAL DE PRESION (lpcm)
JM-256	CO- A1	JM -13	6390	11	948	3655,08	2707,08
JM-259	NA- E1E2	JM-38	4700	9	780	2199,6	1419,6
JM-260	CO- A1	JM -13	8212	10,5	948	4483,75	3535,75
	CO- K	RG- 03	8886	10,5	1400	4851,75	3451,5
JM-265	AM- F2	G-1	6940	9,5	2000	3428,36	1428,36
	CO- A1	JM -13	7192	9,8	948	3632,94	2484,94
JM-266	NA- E1E2	JM- 15	3535	8,8	1000	1617,62	617,62
	VE-I	JM-2	5472	8,8	1600	2503,99	903,99
JM-270	CO- A1	JM -13	8257	10,2	948	4379,51	3431,51
JMN-267	NA-D	JMN- 10	3808	12,5	900	2475,2	1575,2
	AM-K1	JMN-11	6274	10,1	800	3295,1	2495,1
	CO-A2	JMN- 82	6440	9,7	850	3248,34	2398,34
	CO-C	JMN-1	6561	9,7	723	3309,37	2586,37
JMN-268	CO-C	JMN-1	6748	9,7	723	3403,69	2680,69
JMN-269	CO-C	JMN-1	6834	9,7	723	3447,07	2724,07

Fuente: Propia



APÉNDICE D

CONDICIONES DE LOS POZOS ESTUDIADOS

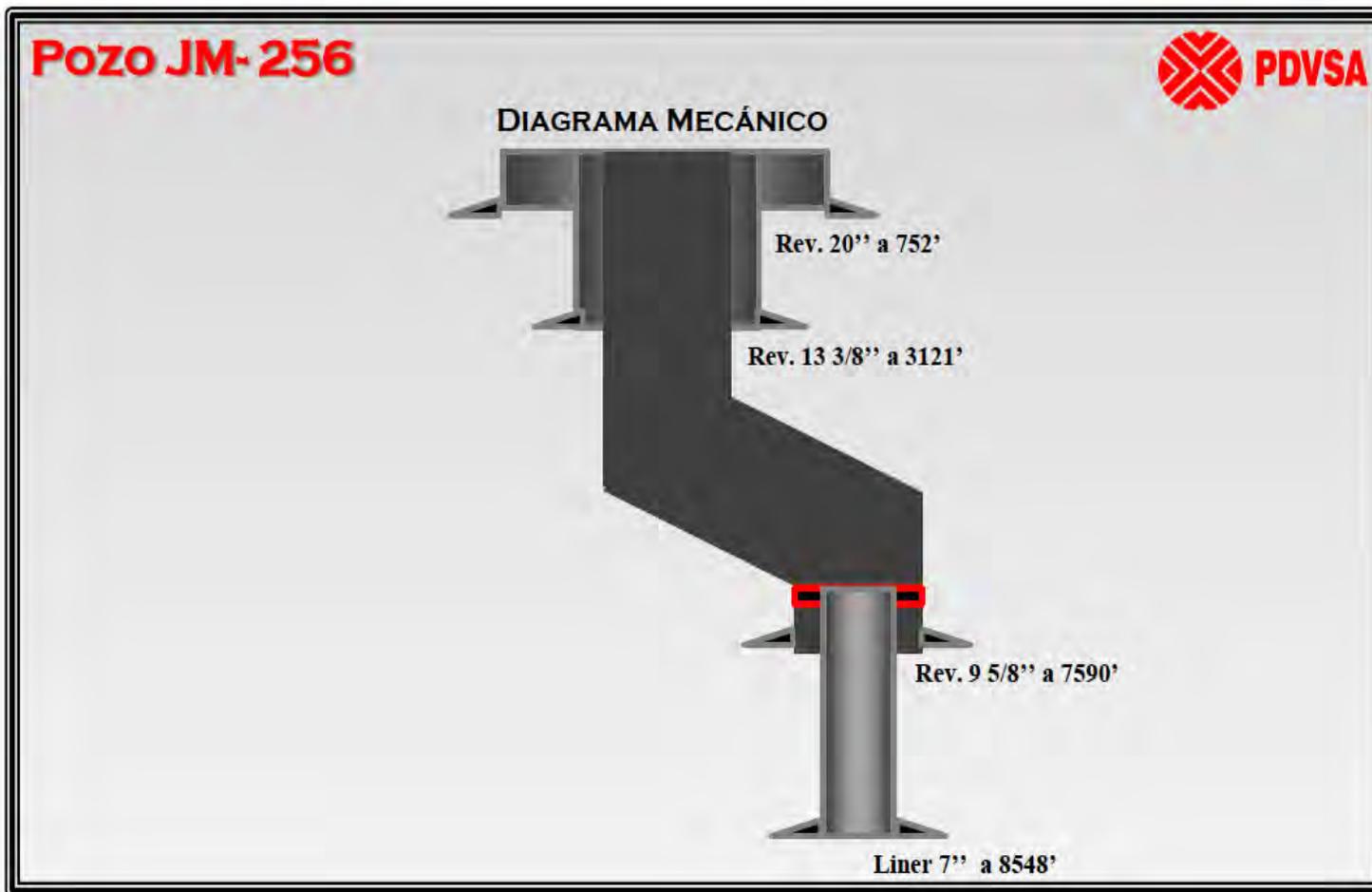


Figura D.1 Diagrama mecánico del Pozo JM- 256.

Fuente: Propia.

Pozo JM- 259



DIAGRAMA MECÁNICO

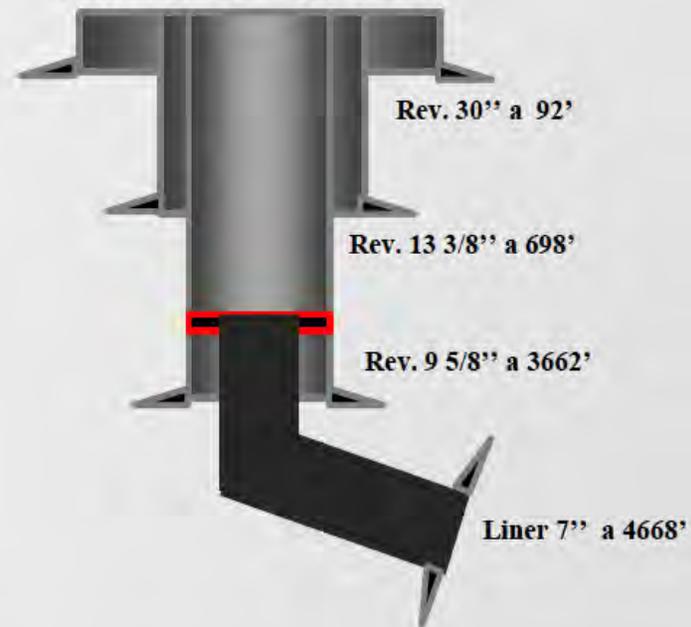


Figura D.2 Diagrama mecánico del Pozo JM- 259.

Fuente: Propia.

Pozo JM-260



DIAGRAMA MECÁNICO

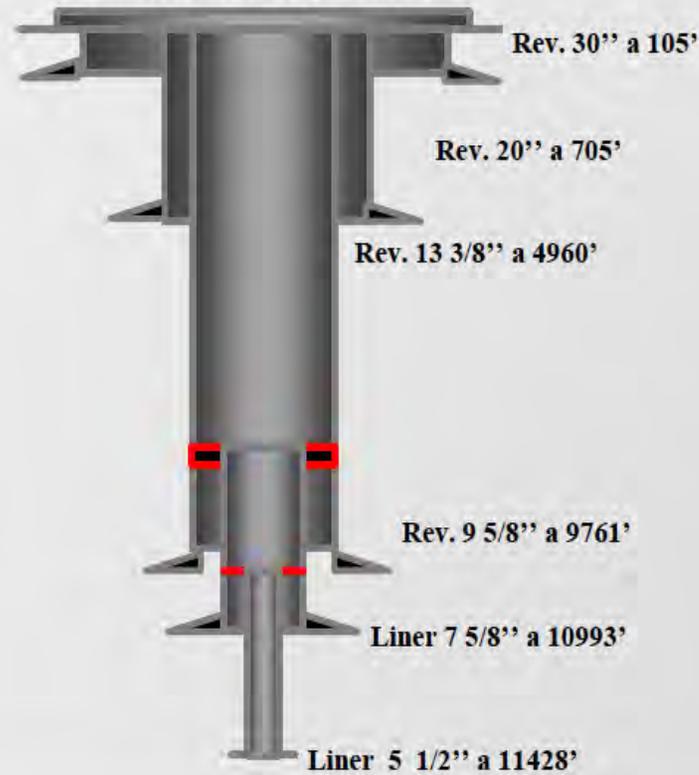


Figura D.3 Diagrama mecánico del Pozo JM- 260.

Fuente: Propia.

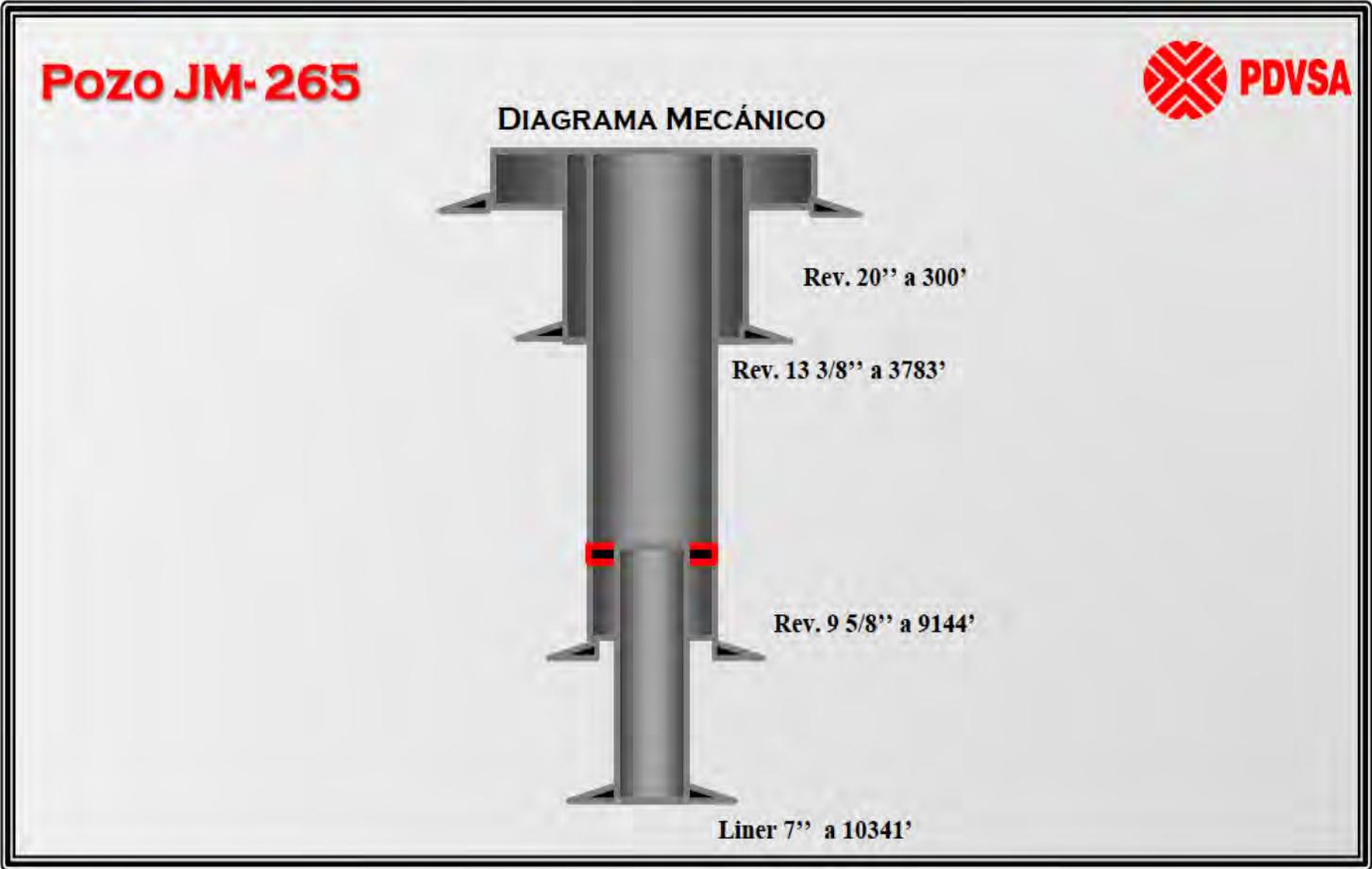


Figura D.4 Diagrama mecánico del Pozo JM- 265.

Fuente: Propia.

Pozo JM-266



DIAGRAMA MECÁNICO

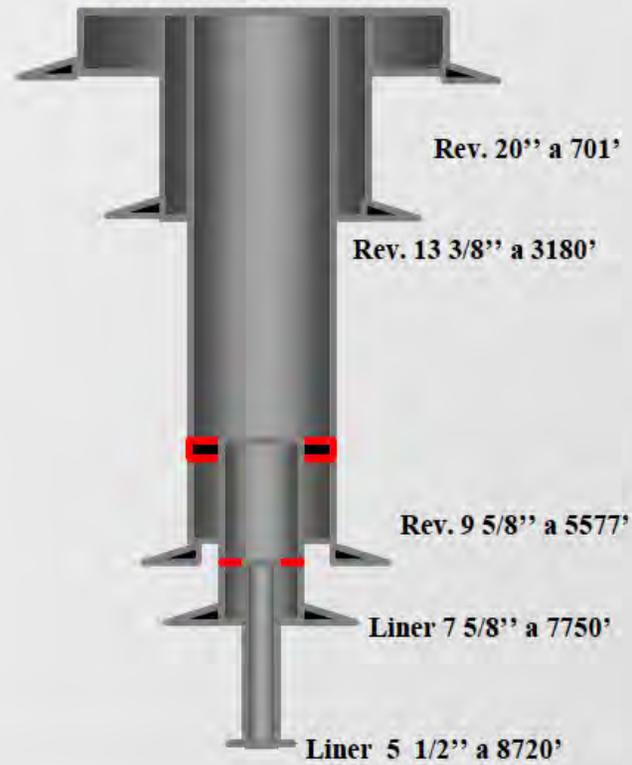


Figura D.5 Diagrama mecánico del Pozo JM- 266.

Fuente: Propia.

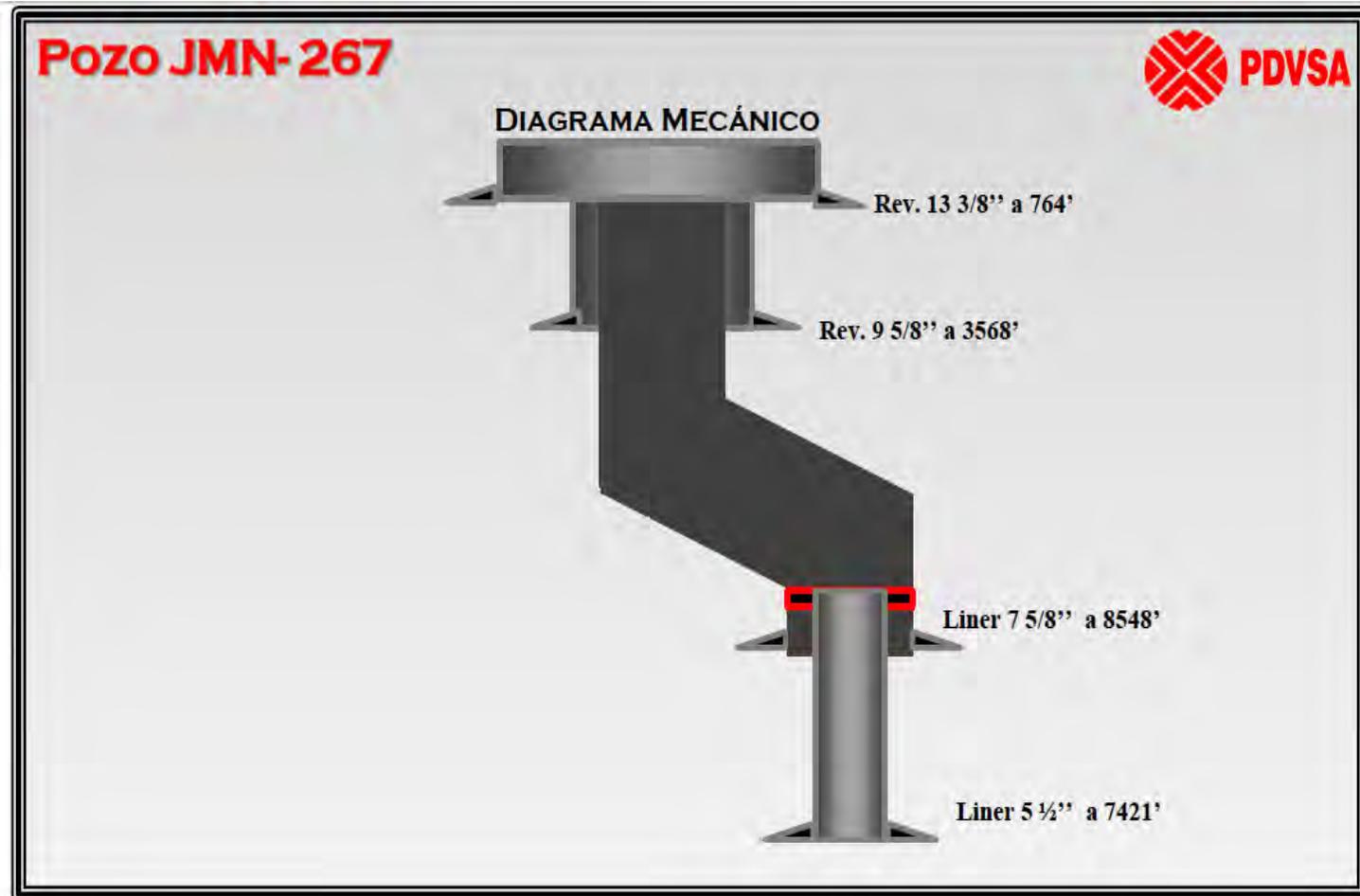


Figura D.6 Diagrama mecánico del Pozo JMN- 267.

Fuente: Propia.

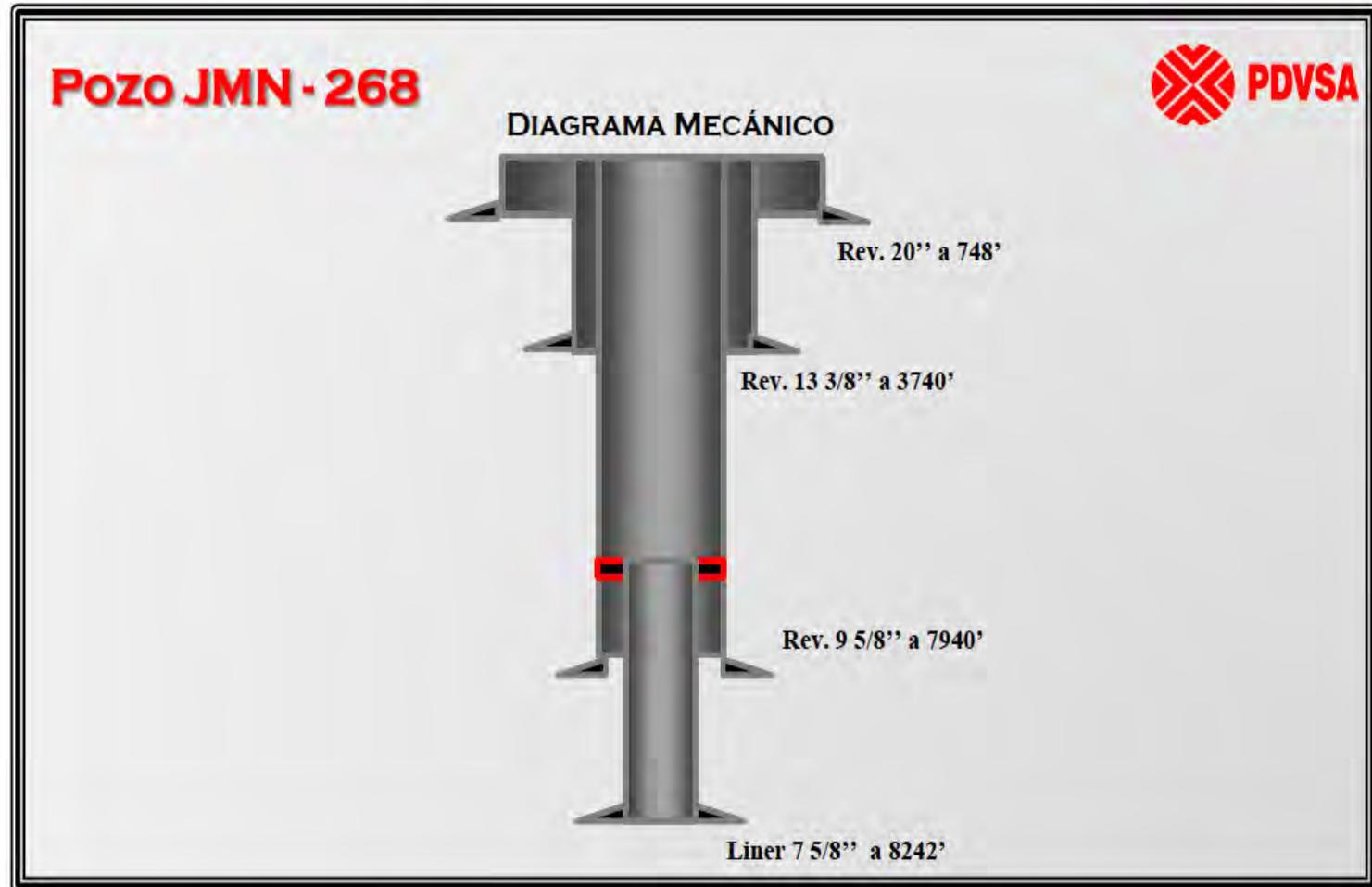


Figura D.7 Diagrama mecánico del Pozo JMN- 268.

Fuente: Propia.

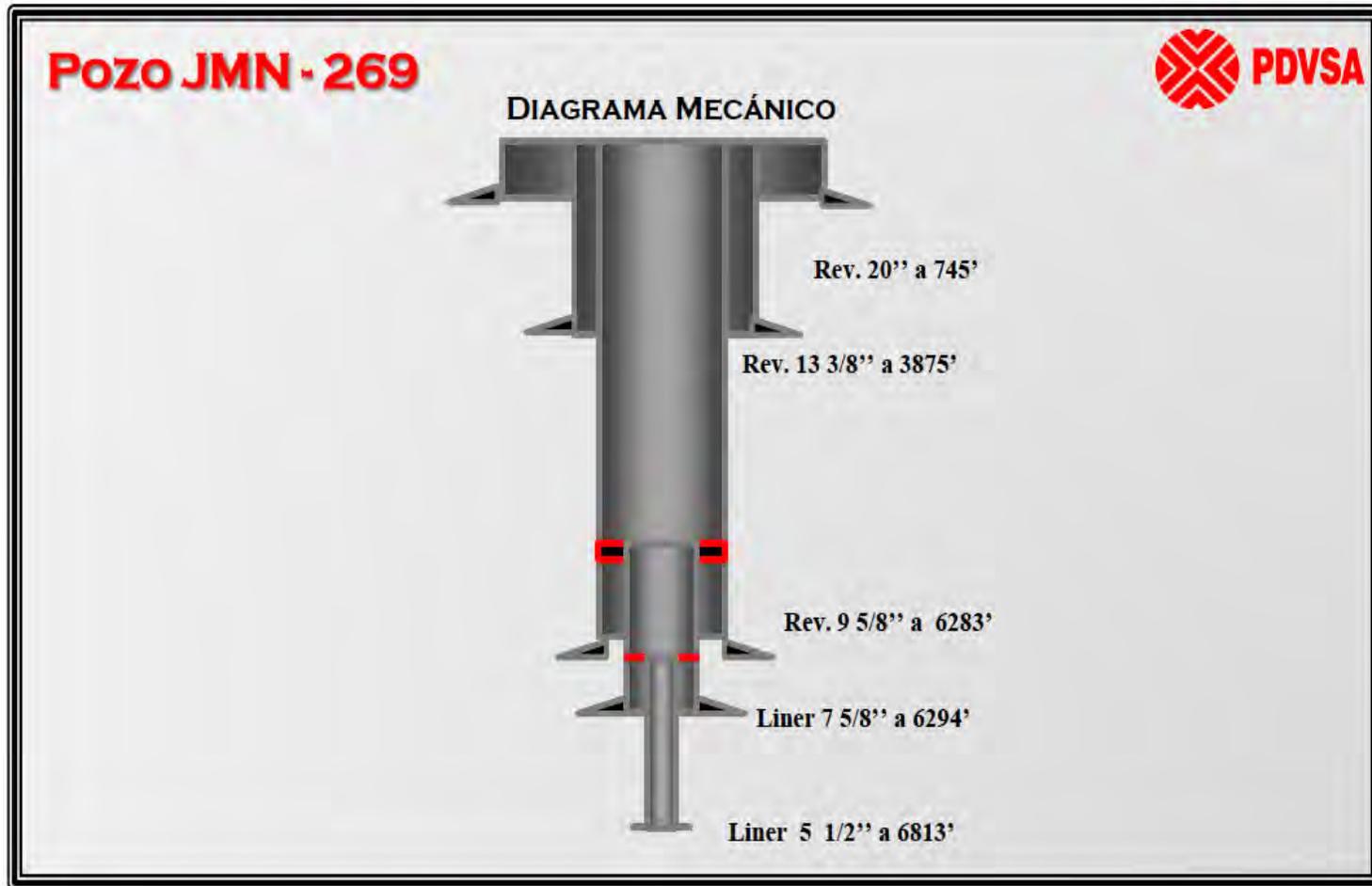


Figura D.8 Diagrama mecánico del Pozo JMN- 269.

Fuente: Propia.

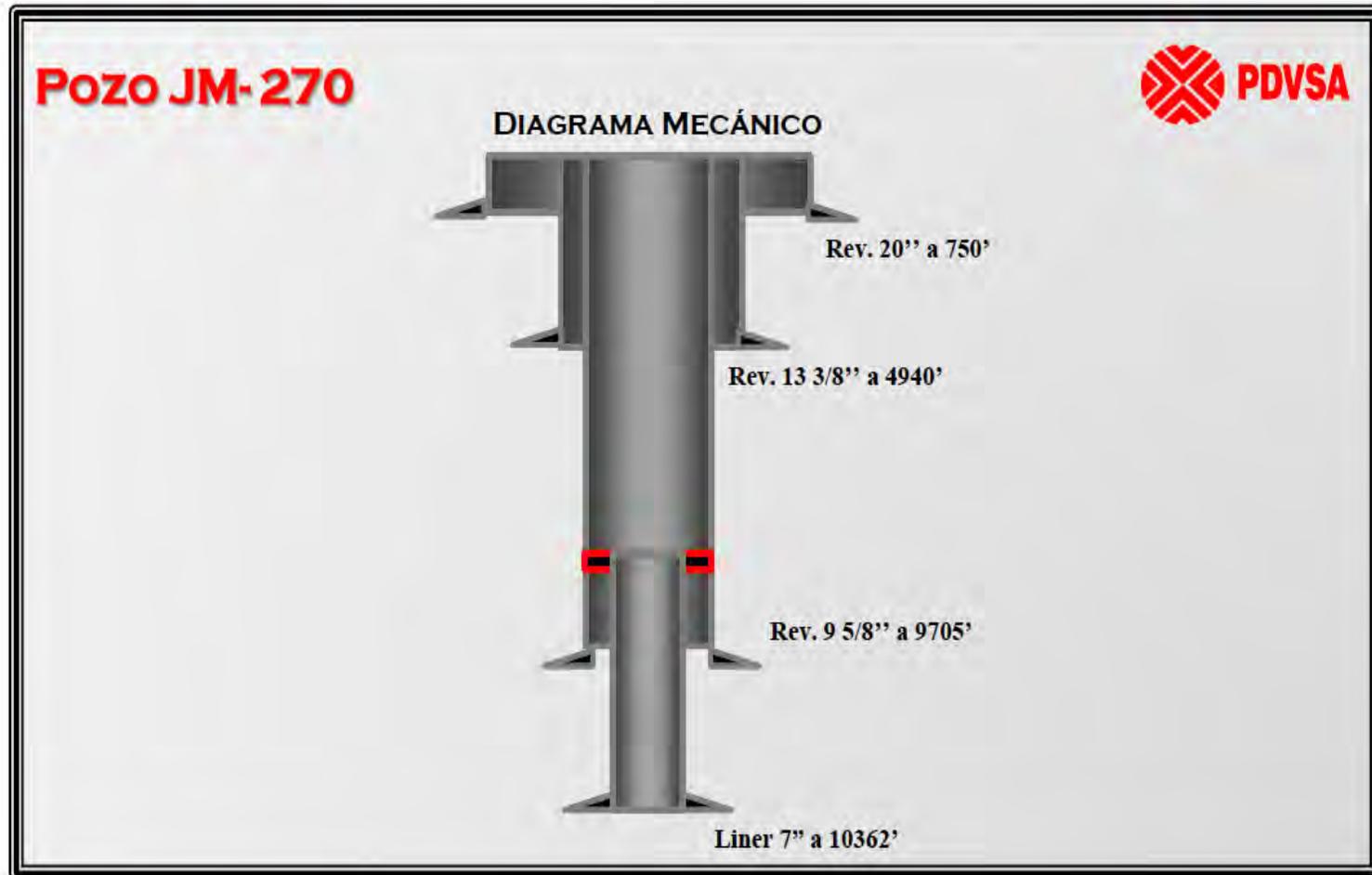


Figura D.9 Diagrama mecánico del Pozo JM- 270.

Fuente: Propia.





APÉNDICE E

ESPECIFICACIONES DE LOS TUBULARES EXPANSIBLES SÓLIDOS DE LA
ENVENTURE GLOBAL TECHNOLOGY

Tabla E.1 Especificaciones de las tuberías solidas expansibles.

Base Casing				SET® Systems										
OD (in.)	Weight (lb/ft)	ID (in.)	Drift (in.)	Pre-Expansion			Initial Wall (in.)	Launcher OD (in.)	Post-Expansion			Exp. Ratio (ID)	API Yield (psi)	Design Collapse Strength (psi)*
				OD (in.)	ID (in.)	Weight (lb/ft)			OD (in.)	ID (in.)	Drift (in.)			
20.000	169.0	18.376	18.188	16.000	15.010	84.0	0.495	18.188	18.188	17.250	17.125	14.9%	3710	810
20.000	133.0	18.730	18.542	16.000	15.010	84.0	0.495	18.325	18.325	17.390	17.265	15.9%	3670	790
20.000	133.0	18.730	18.542	16.000	15.010	84.0	0.495	18.542	18.558	17.630	17.505	17.5%	3610	760
18.625	136.0	17.239	17.051	16.000	15.010	84.0	0.495	17.000	17.089	16.125	16.000	7.4%	4060	1010
18.625	117.5	17.439	17.251	16.000	15.010	84.0	0.495	17.120	17.211	16.250	16.125	8.3%	4020	990
18.625	109.4	17.499	17.311	16.000	15.010	84.0	0.495	17.120	17.211	16.250	16.125	8.3%	4020	990
18.625	94.5	17.689	17.501	16.000	15.010	84.0	0.495	17.375	17.456	16.500	16.375	9.9%	3940	940
18.625	87.5	17.755	17.567	16.000	15.010	84.0	0.495	17.375	17.456	16.500	16.375	9.9%	3940	940
16.000	109.0	14.688	14.500	13.375	12.615	54.5	0.380	14.500	14.586	13.770	13.632	9.2%	3650	770
16.000	97.0	14.850	14.662	13.375	12.615	54.5	0.380	14.570	14.682	13.950	13.811	10.6%	3590	740
16.000	84.0	15.010	14.822	13.375	12.615	54.5	0.380	14.750	14.829	14.100	13.959	11.8%	3540	700
14.000	112.8	12.400	12.250	11.750	11.000	47.0	0.375	12.191	12.238	11.500	11.385	4.5%	4340	1180
14.000	95.8	12.656	12.468	11.750	10.514	74.6	0.618	12.191	12.576	11.375	11.261	8.2%	6870	3500
14.000	82.5	12.876	12.690	11.750	10.514	74.6	0.618	12.191	12.695	11.500	11.385	9.4%	6780	3400
13.625	89.2	12.375	12.250	11.750	11.000	47.0	0.375	12.191	12.189	11.450	11.336	4.1%	4370	1200
13.375	72.0	12.347	12.191	11.750	10.514	74.6	0.618	12.191	12.235	11.020	10.910	4.8%	7150	3780
13.375	72.0	12.347	12.250	11.750	11.000	47.0	0.375	12.191	12.179	11.440	11.326	4.0%	4370	1200
13.375	68.0	12.415	12.259	11.750	10.514	74.6	0.618	12.191	12.336	11.125	11.014	5.8%	7070	3700
13.375	68.0	12.415	12.259	11.750	11.000	47.0	0.375	12.191	12.238	11.500	11.385	4.5%	4340	1180
11.875	71.8	10.711	10.625	9.625	8.921	36.0	0.352	10.616	10.650	9.975	9.875	11.8%	4570	1330
11.750	65.0	10.682	10.625	9.625	8.921	36.0	0.352	10.616	10.577	9.900	9.801	11.0%	4610	1370
11.750	60.0	10.772	10.616	9.625	8.921	36.0	0.352	10.616	10.650	9.975	9.875	11.8%	4560	1330
10.750	71.1	9.450	9.294	8.625	7.921	32.0	0.352	9.150	9.307	8.625	8.539	8.9%	5280	1920
10.750	65.7	9.560	9.404	8.625	7.921	32.0	0.352	9.404	9.403	8.724	8.637	10.1%	5200	1850
10.750	60.7	9.660	9.504	8.625	7.921	32.0	0.352	9.404	9.525	8.850	8.762	11.7%	5100	1760
10.750	55.5	9.760	9.604	8.625	7.921	32.0	0.352	9.404	9.525	8.850	8.762	11.7%	5100	1760
10.750	45.5	9.950	9.794	8.625	7.921	32.0	0.352	9.794	9.767	9.100	9.009	14.9%	4920	1610
10.750	40.5	10.050	9.854	8.625	7.921	32.0	0.352	9.794	9.767	9.100	9.009	14.9%	4920	1610
9.875	66.9	8.539	8.500	7.625	6.625	39.0	0.500	8.180	8.454	7.500	7.425	13.2%	8120	4750
9.875	66.9	8.539	8.500	7.625	6.875	29.7	0.375	8.378	8.418	7.700	7.623	12.0%	6140	2750
9.875	62.8	8.625	8.469	7.625	6.625	39.0	0.500	8.180	8.454	7.500	7.425	13.2%	8120	4750
9.875	62.8	8.625	8.469	7.625	6.875	29.7	0.375	8.378	8.457	7.740	7.663	12.6%	6100	2710
9.625	53.5	8.535	8.379	7.625	6.625	39.0	0.500	8.180	8.425	7.470	7.395	12.8%	8160	4790
9.625	53.5	8.535	8.379	7.625	6.875	29.7	0.375	8.378	8.427	7.710	7.633	12.1%	6130	2740
9.625	47.0	8.681	8.525	7.625	6.625	39.0	0.500	8.378	8.501	7.550	7.475	14.0%	8050	4690
9.625	47.0	8.681	8.525	7.625	6.875	29.7	0.375	8.378	8.505	7.790	7.712	13.3%	6050	2660
9.625	43.5	8.755	8.599	7.625	6.875	29.7	0.375	8.378	8.505	7.790	7.712	13.3%	6050	2660
9.625	40.0	8.835	8.679	7.625	6.875	29.7	0.375	8.662	8.661	7.955	7.875	15.7%	5880	2480
9.625	36.0	8.921	8.765	7.625	6.875	29.7	0.375	8.662	8.661	7.955	7.875	15.7%	5880	2480
9.375	39.0	8.575	8.500	7.625	6.875	29.7	0.375	8.378	8.428	7.710	7.633	12.1%	6130	2740

In Development Special Drift

Fuente: EnventureGT (2011)

Tabla E.1 Especificaciones de las tuberías solidas expansibles. (Continuación)

Base Casing				SET® Systems										
OD (in.)	Weight (lb/ft)	ID (in.)	Drift (in.)	Pre-Expansion			Initial Wall (in.)	Launcher OD (in.)	Post-Expansion			Exp. Ratio (ID)	API Yield (psi)	Design Collapse Strength (psi)*
				OD (in.)	ID (in.)	Weight (lb/ft)			OD (in.)	ID (in.)	Drift (in.)			
7.750	46.1	6.560	6.435	6.000	5.340	20.1	0.330	6.435	6.492	5.854	5.795	9.6%	7070	3700
7.625	39.0	6.625	6.500	6.000	5.340	20.1	0.330	6.435	6.536	5.900	5.841	10.5%	7000	3630
7.625	33.7	6.765	6.640	6.000	5.340	20.1	0.330	6.640	6.689	6.060	6.001	13.5%	6770	3390
7.625	29.7	6.875	6.750	6.000	5.340	20.1	0.330	6.640	6.808	6.185	6.126	15.8%	6590	3210
7.000	38.0	5.920	5.875	5.500	4.840	18.24	0.330	5.800	5.833	5.190	5.131	7.2%	7940	4580
7.000	38.0	5.920	5.875	5.500	4.892	17.00	0.304	5.800	5.785	5.190	5.131	6.1%	7410	4040
7.000	35.0	6.004	5.897	5.500	4.840	18.24	0.330	5.800	5.890	5.250	5.191	8.5%	7830	4470
7.000	35.0	6.004	5.897	5.500	4.892	17.00	0.304	5.800	5.842	5.250	5.191	7.3%	7300	3940
7.000	32.0	6.094	5.969	5.500	4.840	18.24	0.330	5.969	5.967	5.330	5.271	10.1%	7680	4320
7.000	32.0	6.094	5.969	5.500	4.892	17.00	0.304	5.969	5.919	5.330	5.271	9.0%	7160	3800
7.000	29.0	6.184	6.059	5.500	4.840	18.24	0.330	5.969	6.071	5.440	5.381	12.4%	7490	4120
7.000	29.0	6.184	6.059	5.500	4.892	17.00	0.304	5.969	6.024	5.440	5.381	11.2%	6980	3610
7.000	26.0	6.276	6.151	5.500	4.840	18.24	0.330	6.151	6.195	5.570	5.511	15.1%	7260	3900
7.000	26.0	6.276	6.151	5.500	4.892	17.00	0.304	6.151	6.148	5.570	5.511	13.9%	6770	3400
7.000	23.0	6.366	6.241	5.500	4.840	18.24	0.330	6.151	6.262	5.640	5.581	16.5%	7150	3780
7.000	23.0	6.366	6.241	5.500	4.892	17.00	0.304	6.151	6.215	5.640	5.581	15.3%	6670	3290
7.000	20.0	6.456	6.331	5.500	4.840	18.24	0.330	6.151	6.262	5.640	5.581	16.5%	7150	3780
7.000	20.0	6.456	6.331	5.500	4.892	17.00	0.304	6.151	6.215	5.640	5.581	15.3%	6670	3290
5.500	23.0	4.670	4.545	4.250	3.750	10.7	0.250	4.545	4.546	4.060	4.001	8.3%	7690	4330
5.500	20.0	4.778	4.653	4.250	3.750	10.7	0.250	4.545	4.597	4.115	4.056	9.7%	7560	4190
5.500	17.0	4.892	4.767	4.250	3.750	10.7	0.250	4.767	4.688	4.210	4.151	12.3%	7350	3980
5.500	15.5	4.950	4.825	4.250	3.750	10.7	0.250	4.767	4.688	4.210	4.151	12.3%	7350	3980
Nested Systems														
20.000	133.0	18.730	18.542	16.000	15.010	84.0	0.495	18.542	18.559	17.630	17.505	17.5%	3610	750
			17.505	16.000	15.010	84.0	0.495	17.375	17.211	16.250	16.125	8.3%	4020	990
14.000	95.8	12.656	12.468	11.750	10.514	74.6	0.618	12.191	12.576	11.375	11.261	8.2%	6870	3500
			11.261	9.625	8.921	36.0	0.352	11.260	11.180	10.520	10.415	17.9%	4250	1120
13.625	88.2	12.375	12.250	11.750	11.000	47.0	0.375	12.191	12.189	11.450	11.336	4.1%	4370	1200
			11.336	9.625	8.921	36.0	0.352	11.260	11.197	10.538	10.433	18.1%	4240	1120
13.375	68.0	12.415	12.259	11.750	11.000	47.0	0.375	12.191	12.140	11.400	11.286	3.6%	4390	1220
			11.286	9.625	8.921	36.0	0.352	11.030	11.014	10.350	10.247	16.0%	4340	1180
11.750	65.0	10.682	10.625	9.625	8.921	36.0	0.352	10.616	10.577	9.900	9.801	11.0%	4610	1370
			9.801	8.625	7.927	32.0	0.352	9.404	9.525	8.850	8.762	11.7%	5100	1760
			8.762	7.625	6.875	29.7	0.375	8.662	8.707	8.000	7.920	16.4%	5850	2460
10.750	60.7	8.660	9.504	8.625	7.927	32.0	0.352	9.404	9.524	8.850	8.762	11.7%	5100	1760
			8.762	7.625	6.875	29.7	0.375	8.662	8.707	8.000	7.920	16.4%	5850	2460
7.625	29.7	6.875	6.750	6.000	5.340	20.1	0.330	6.640	6.808	6.185	6.126	15.8%	6590	3210
			6.126	5.500	4.840	18.24	0.330	5.969	6.033	5.400	5.341	11.6%	7660	4190

In Development Special Drift

Fuente: EnventureGT (2011)





APÉNDICE F

SISTEMA DE SELECCIÓN DE REVESTIDORES

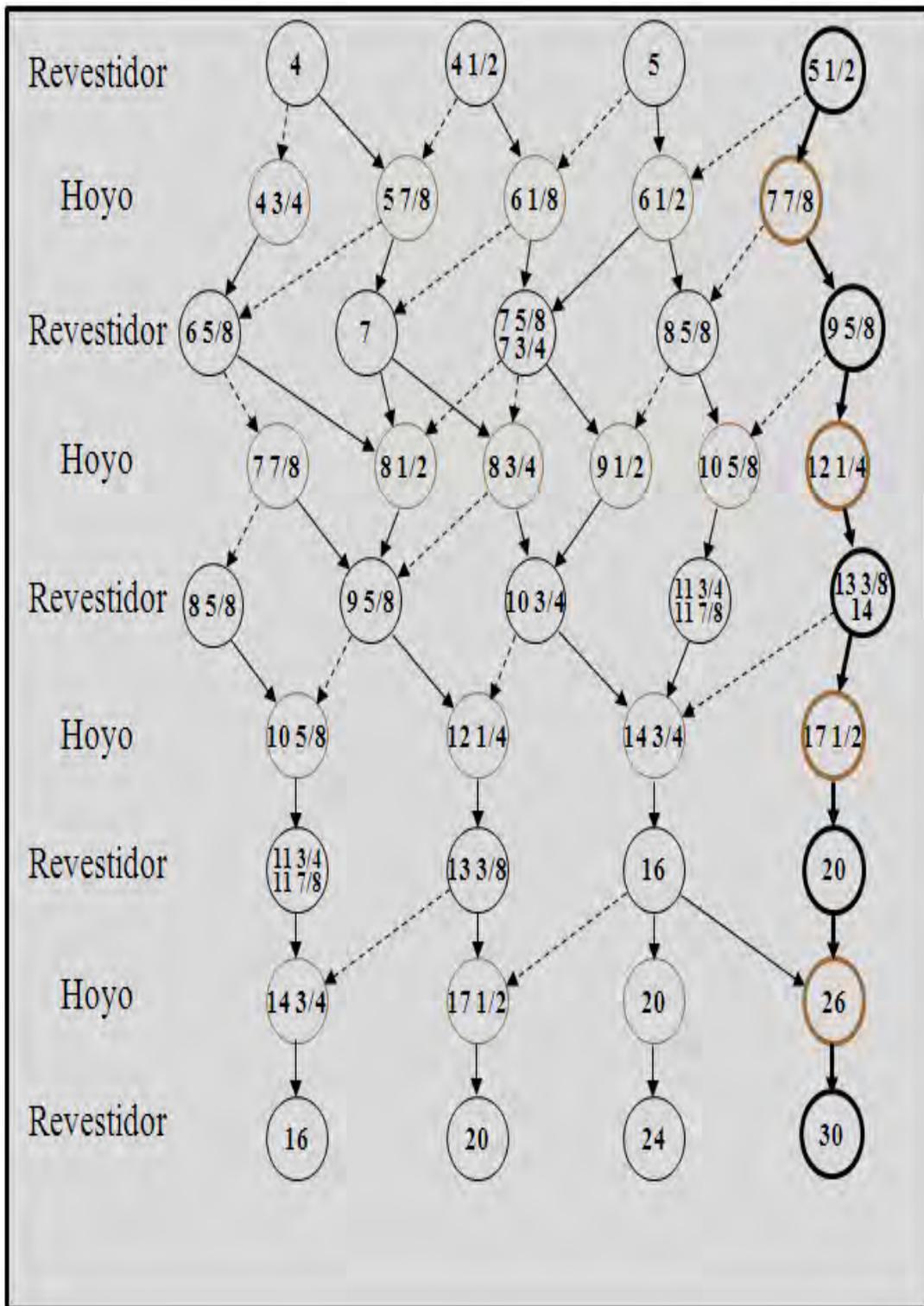


Figura F.1 Diagrama para la selección del diámetro de hoyos y revestidores

Fuente: PDVSA (2000)

SET® System Installation Chart

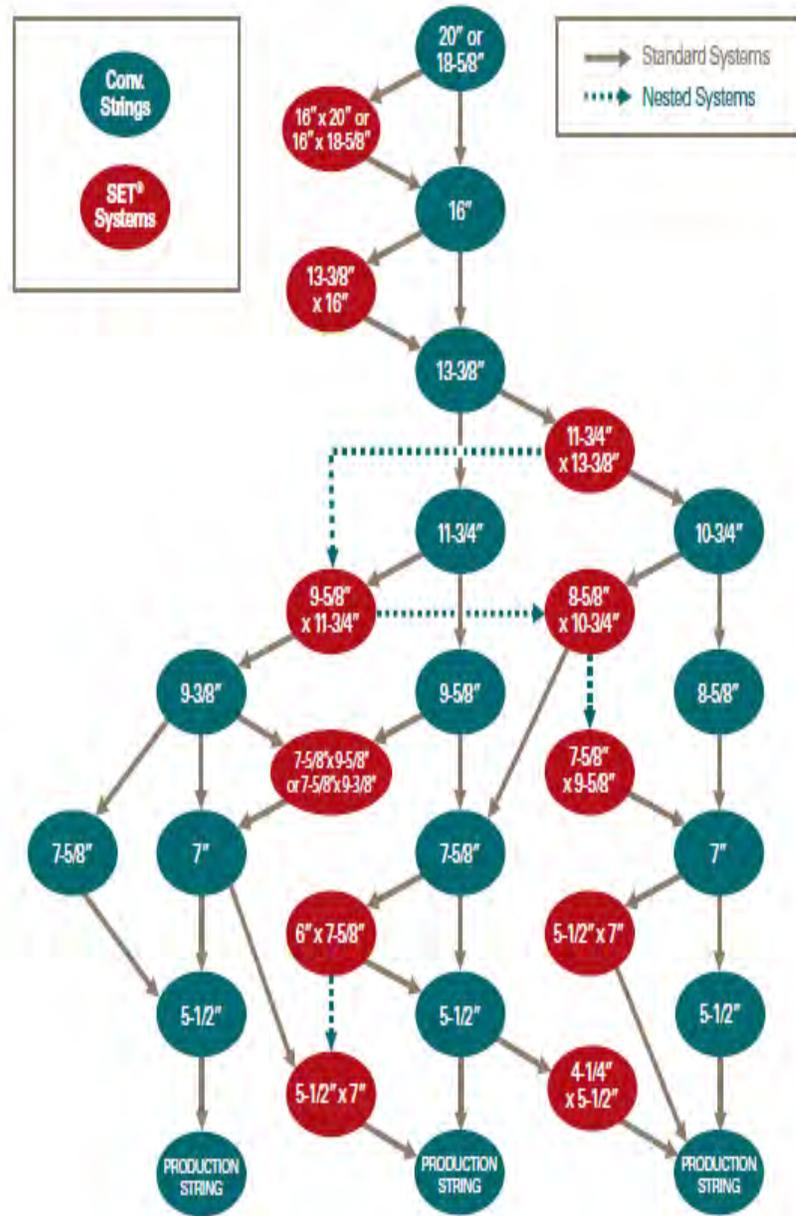


Figura F.2 Sistema de instalación y selección de tuberías expansibles

Fuente: EnventureGT (2011)





APÉNDICE G

Trenes de presiones, temperaturas y trayectoria del pozo JK-IA

Tabla G.1 Tren de presión de poro

Profundidad vertical (pies)	Presión de poro/EMW	
profundidad (pies)	(lpca)	(ppg)
0	0	0,00
2711	1174	8,34
2821	1221	8,33
3641	1577	8,34
3711	1607	8,34
3811	1650	8,33
4001	1732	8,33
4161	1802	8,34
4221	1828	8,34
4271	1849	8,33
4321	1871	8,34
4371	1893	8,34
4431	1919	8,34
4551	1971	8,34
4611	1997	8,34
4661	2018	8,33
4731	2049	8,34
4771	2066	8,34
4811	2083	8,33
4871	2109	8,33
5161	2235	8,34
5291	2291	8,34
5311	2300	8,34
5551	2404	8,34
5581	2417	8,34
5671	1000	3,39
5711	921	3,10
5811	2516	8,33
5951	2577	8,34
6091	2637	8,33
6121	2650	8,33

6161	2668	8,34
6201	2685	8,34
6271	2715	8,33
6331	2741	8,33
6551	2837	8,34
6591	2854	8,34
6791	2941	8,34
6930	3001	8,33
7071	3062	8,34

Fuente: DIMS. (2012).

Tabla G.1 Tren de Presión de poro (Continuación)

Profundidad vertical (pies)	Presión de poro/EMW	
profundidad (pies)	(lpca)	(ppg)
7121	3083	8,33
7151	3096	8,33
7331	3174	8,33
7501	3248	8,34
7541	3265	8,33
7741	3352	8,34
7781	3369	8,33
7811	3382	8,33
7831	3391	8,34
7871	3408	8,33
7901	3421	8,33
7921	3430	8,34
7981	3456	8,34
8041	3482	8,34
8141	3525	8,34
8221	3560	8,34
8301	3594	8,33
8341	3612	8,34
8421	3646	8,33
8511	3685	8,33
8591	3720	8,34

8621	3733	8,34
8801	3986	8,72
9051	1533	3,26
9131	3954	8,34
9151	3874	8,15
9191	3980	8,34
9221	1044	2,18
9251	2713	5,65
9321	2941	6,07
9391	1130	2,32
9671	4550	9,06
9711	1106	2,19
9781	4235	8,33
9841	1554	3,04
9891	4283	8,34
9921	1212	2,35
10000	4311	8,30

Fuente: DIMS. (2012).

Tabla G.2 Tren de presión de fractura

Profundidad vertical (pies)	Presión de fractura/ EMW	
profundidad (pies)	(lpca)	(ppg)
0	0	12,5
2711	1901	12,5
2821	1978	12,5
3641	2553	12,5
3711	2603	12,5
3811	2673	12,5
4001	2806	12,5
4161	2918	12,5
4221	2960	12,5
4271	2995	12,5
4321	3030	12,5
4371	3065	12,5

4431	3107	12,5
4551	3192	12,5
4611	3234	12,5
4661	3269	12,5
4731	3318	12,5
4771	3346	12,5
4811	3374	12,5
4871	3416	12,5
5161	3619	12,5
5291	3711	12,5
5311	3725	12,5
5551	3893	12,5
5581	3914	12,5
5671	3241	12,5
5711	3263	12,5
5811	3019	12,5
5951	4173	12,5
5971	4187	12,5
6031	4230	12,5
6091	4272	12,5
6121	4293	12,5
6161	4321	12,5
6331	4440	12,5
6551	4594	12,5
6591	4622	12,5
6791	4763	12,5

Fuente: DIMS. (2012).

Tabla G.2 Tren de Presión de Fractura (Continuación)

Profundidad vertical (pies)	Presión de fractura/EMW	
profundidad(pies)	(lpcá)	(ppg)
6931	4861	12,5
7071	4959	12,5
7121	4994	12,5

7151	5015	12,5
7331	5141	12,5
7501	5260	12,5
7541	5288	12,5
7741	5429	12,5
7781	5457	12,5
7811	5478	12,5
7831	5492	12,5
7871	5520	12,5
7901	5541	12,5
7921	5555	12,5
7981	5597	12,5
8041	5639	12,5
8141	5709	12,5
8341	5850	12,5
8421	5906	12,5
8511	5969	12,5
8591	6025	12,5
8621	6046	12,5
8801	6172	12,5
8821	5728	12,50
9051	5172	11,00
9131	6404	11
9151	6418	11
9191	6446	12
9221	5269	11,00
9251	5286	11,00
9321	5326	11,00
9391	5366	11,00
9471	5412	11,00
9591	5481	11,00
9671	6531	13,00
9891	6680	13,00
9921	5154	10,00
10000	6720	13,00

Fuente: DIMS. (2012).

Tabla G.3 Tren de temperatura

MD (pies)	Temperatura (°F)
30	80,0
600	88,5,
4803	151,6
5510	162,1
6122	171,1
6638	178,6
7056	184,6
7897	196,6
8521	205,6
8900	211,2
10000	237

Fuente: DIMS. (2012).

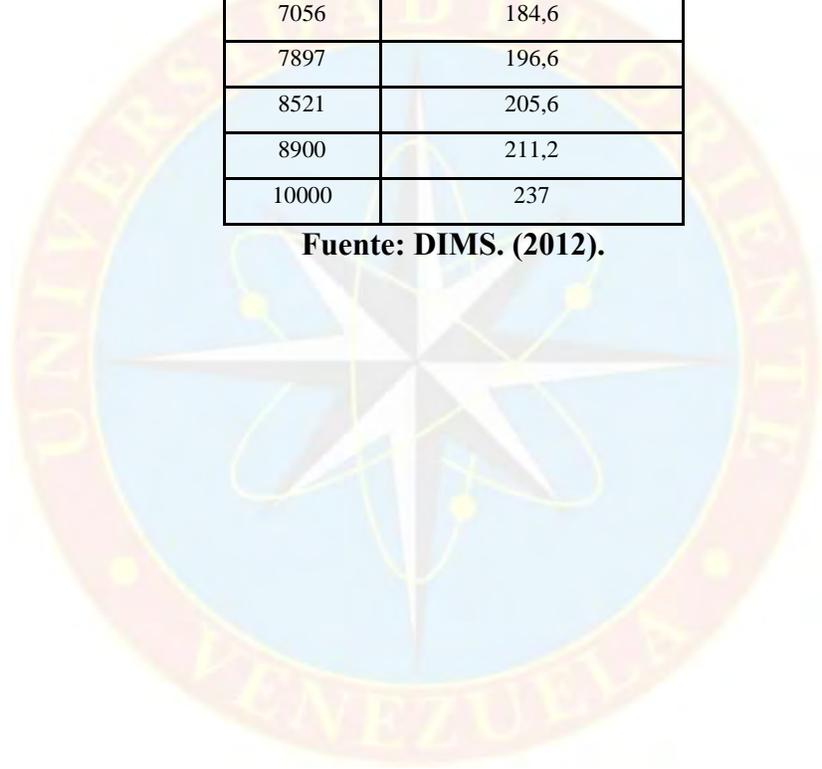


Tabla G.4 Trayectoria del Pozo JK-IA

MD (pies)	INC (grados)	AZ (grados)
(pies)	(grados)	(grados)
0	0,00	0,00
100	0,00	221,00
200	0,00	221,00
300	0,00	221,00
400	0,00	221,00
500	0,00	221,00
600	0,00	221,00
700	1,00	221,00
750	1,00	221,00
800	1,00	221,00
900	1,00	221,00
1000	1,00	221,00
1100	1,00	221,00
1200	1,00	221,00
1300	1,00	221,00
1400	1,00	221,00
1500	1,00	221,00
1600	1,00	221,00
1700	1,00	221,00
1800	1,00	221,00
1900	1,00	221,00
2000	1,00	221,00
2100	1,00	221,00
2200	1,00	221,00
2300	1,00	221,00
2400	1,00	221,00

2500	2,00	221,00
2600	2,00	221,00
2700	2,00	221,00
2800	2,00	221,00
2900	2,00	221,00
3001	2,00	221,00
3101	2,00	221,00
3201	2,00	221,00
3301	2,00	221,00
3401	2,00	221,00
3501	2,00	221,00
3601	2,00	221,00
3701	2,00	221,00
3801	2,00	221,00

Fuente: DIMS. (2012).

Tabla G.4 Trayectoria del pozo JK-IA (continuación)

MD (pies)	INC (grados)	AZ (grados)
(pies)	(grados)	(grados)
3901	2,00	221,00
4002	2,00	221,00
4102	2,00	221,00
4202	2,00	221,00
4302	3,00	221,00
4402	3,00	221,00
4502	3,01	221,00
4603	3,02	221,00
4703	3,03	221,00
4803	3,04	221,00
4904	3,05	221,00
5005	3,06	221,00
5105	3,07	221,00
5206	3,08	221,00
5307	3,09	221,00
5409	3,10	221,00
5510	3,11	221,00

5611	10,00	221,00
5713	10,00	221,00
5815	11,00	221,00
5917	11,00	221,00
6019	12,00	221,00
6122	12,00	221,00
6224	13,00	221,00
6327	14,00	221,00
6431	14,00	221,00
6534	15,00	221,00
6638	15,00	221,00
6742	16,00	221,00
6846	16,00	221,00
6951	17,00	221,00
7056	18,00	221,00
7161	18,00	221,00
7266	18,00	221,00
7371	18,00	221,00
7476	18,00	221,00
7582	18,00	221,00
7687	18,00	221,00
7756	18,00	221,00
7792	17,00	221,00

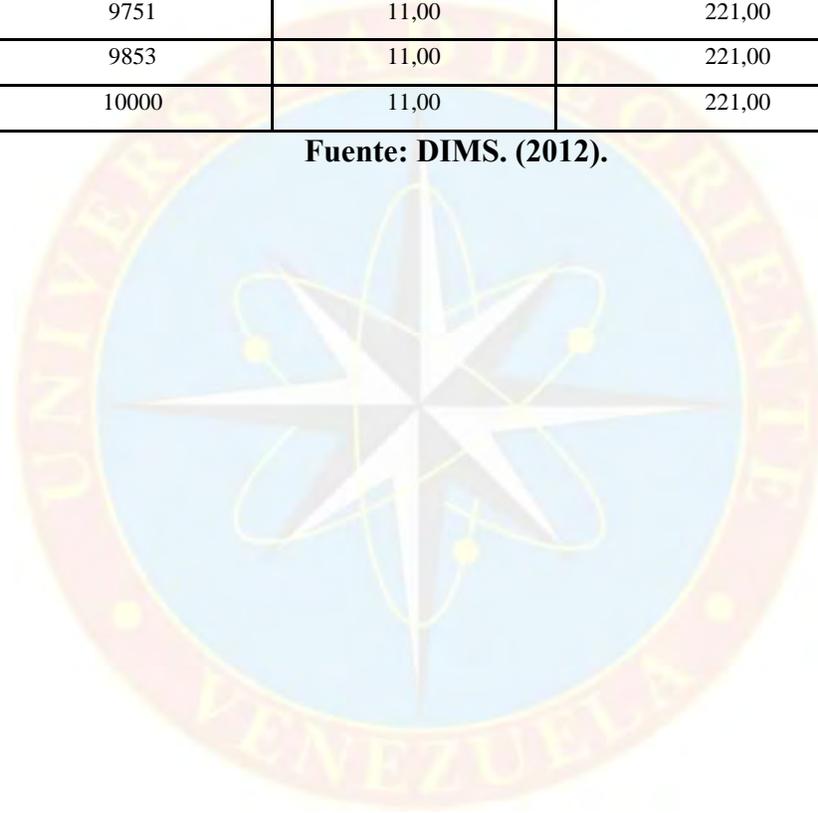
Fuente: DIMS. (2012).

Tabla G.4 Trayectoria del pozo JK-IA (continuación)

MD (pies)	INC (grados)	AZ (grados)
(pies)	(grados)	(grados)
7897	17,00	221,00
8001	16,00	221,00
8418	15,00	221,00
8521	14,00	221,00
8625	14,00	221,00
8728	13,00	221,00
8831	13,00	221,00
8934	13,00	221,00

8939	13,00	221,00
9036	12,00	221,00
9138	12,00	221,00
9197	12,00	221,00
9241	11,00	221,00
9343	11,00	221,00
9445	11,00	221,00
9547	11,00	221,00
9649	11,00	221,00
9751	11,00	221,00
9853	11,00	221,00
10000	11,00	221,00

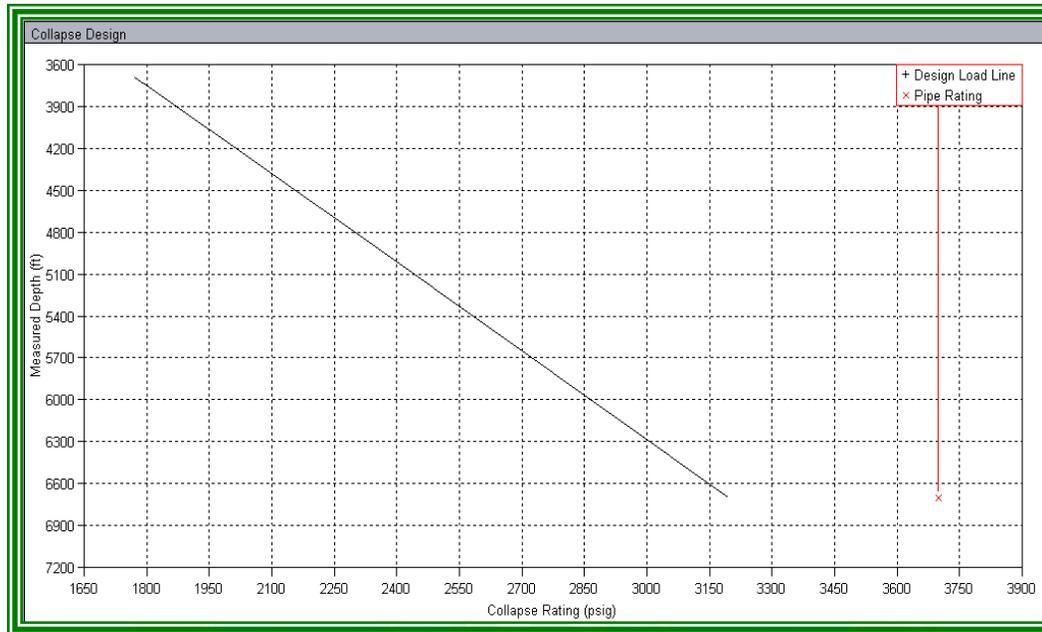
Fuente: DIMS. (2012).





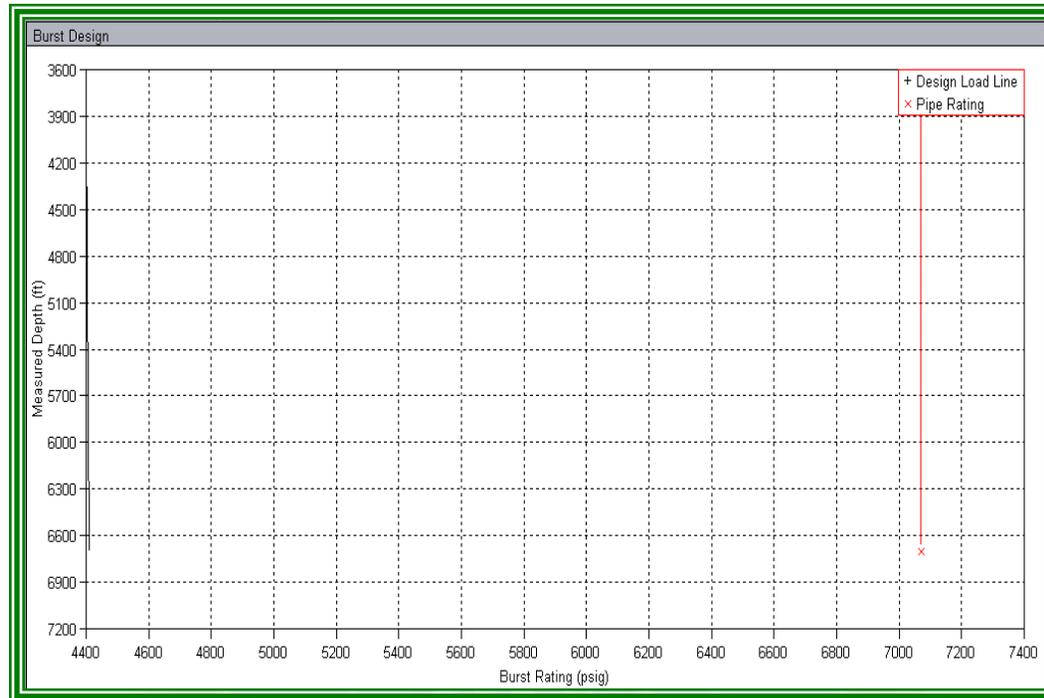
APÉNDICE H

**RESULTADOS OBTENIDOS POR STRESS CHECK EN LAS CONDICIONES DE DISEÑO PARA EL REVESTIDOR
EXPANSIBLE A UTILIZARSE EN EL POZO JK-IA**



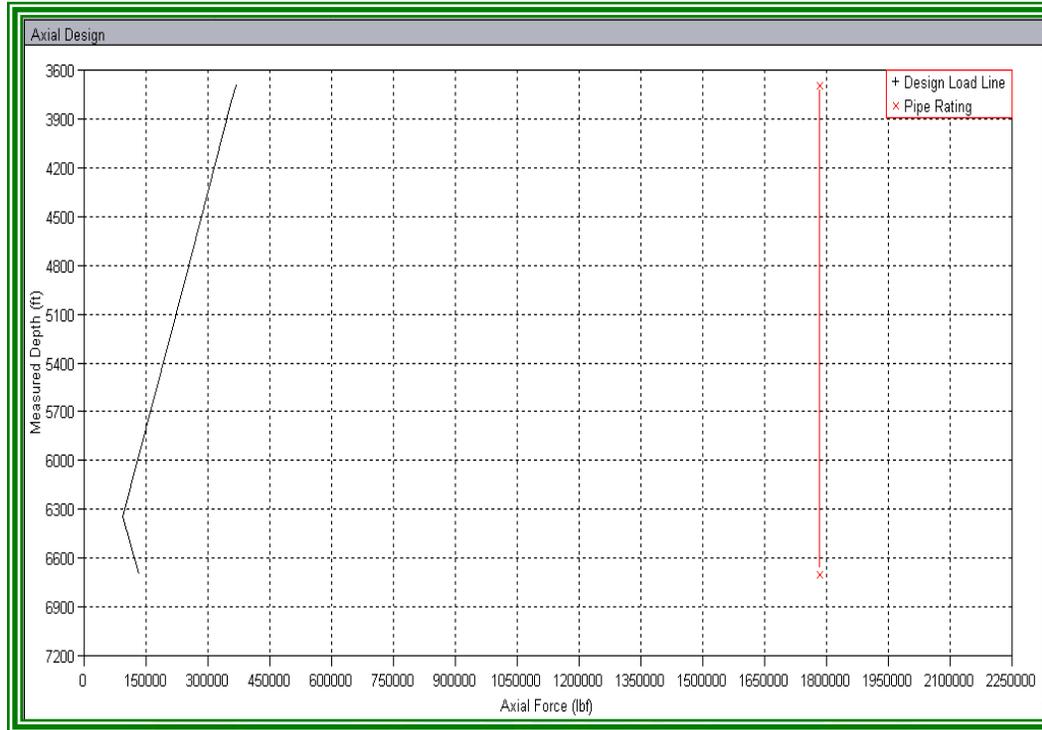
Gráfica H.1 Curva de condición de colapso del expansible OHL™

Fuente: Propia.



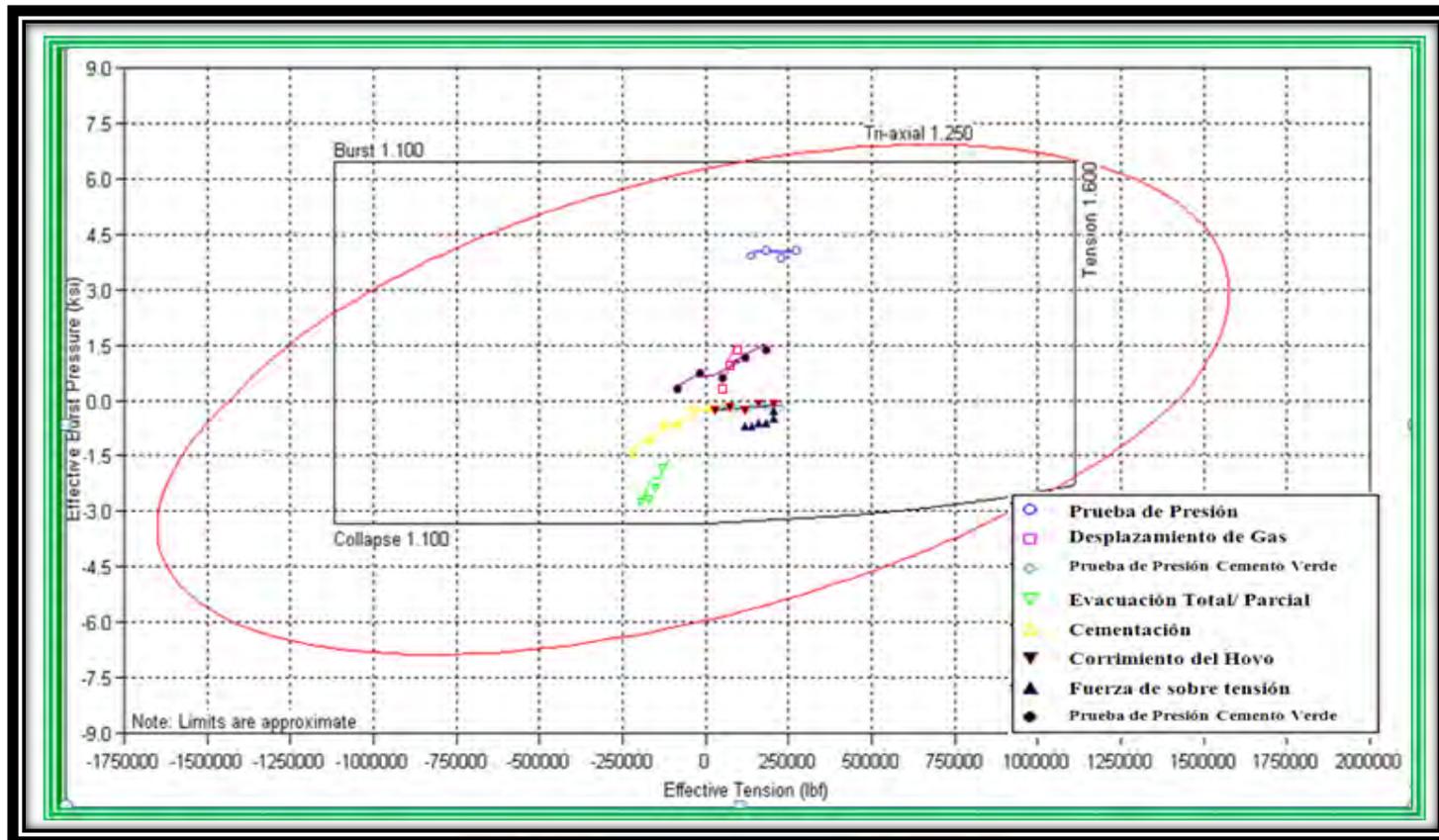
Gráfica H.2 Curva de condición de estallido del expansible OHL™

Fuente: Propia.



Gráfica H.3 Curva de condición de carga axial del expansible OHL™

Fuente: Propia.



Gráfica H.4 Curva de Von Mises para el revestidor expansible OHL™

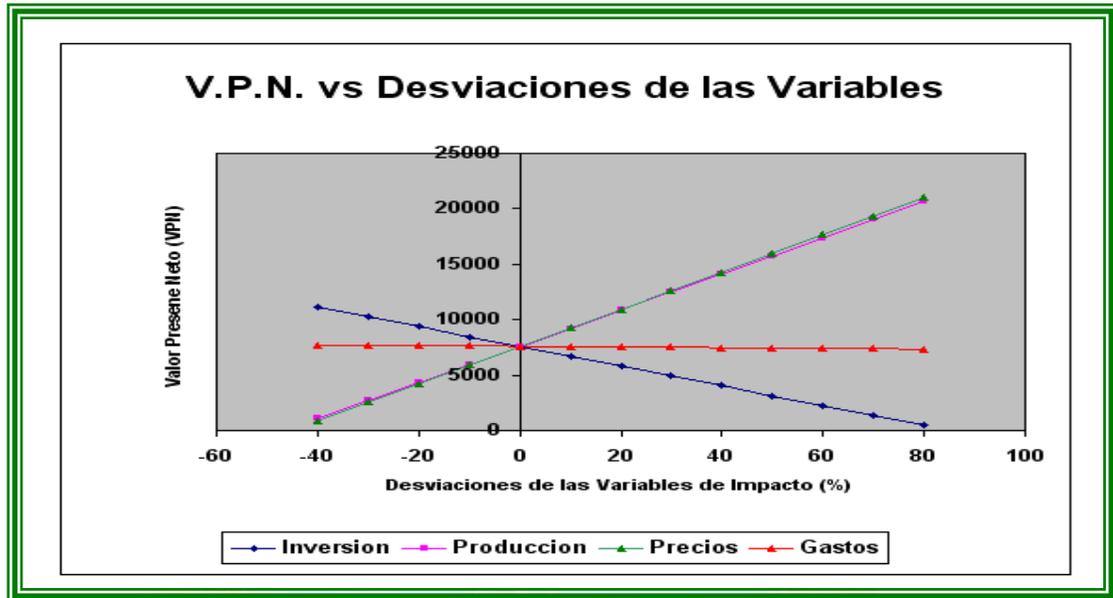
Fuente: Propia.



APÉNDICE I

VALORES OBTENIDOS DE ACTUALIZACIÓN DE COSTOS DE TALADRO Y
RESULTADOS ARROJADOS POR “SEE PLUS”

Fuente: Propia



Gráfica I.2 Representación gráfica de la desviación de las variables de impacto

Fuente: Propia.

Reporte: Flujo de Caja

Indicadores Económicos

MUS\$/Año Constante del Año Base

Proyecto: LOCALIZACION JK- IA
 Alternativa: EVALUACION ECONOMICA LOC. JK-IA
 Año Inicio: 2012 Año Base: 2012
 Año a Someter: 2012 Cantidad de Años: 20 Años

	Costo Total			Costo Remanente		
	Proyecto	Pdvsa	Nación	Proyecto	Pdvsa	Nación
Tasa Interna de Retorno (%)	21,33	21,33	46,88	21,33	21,33	46,88
Tasa Interna de Retorno Modificada (%)	13,46	13,46	17,81	13,46	13,46	17,81
Valor Presente Neto (M\$)						
Tasa de Descuento 1 del 10 %	7.587,83	7.587,83	24.571,49	7.587,83	7.587,83	24.571,49
Tasa de Descuento 2 del 15 %	3.189,08	3.189,08	15.606,39	3.189,08	3.189,08	15.606,39
Tasa de Descuento 3 del 20 %	529,57	529,57	10.185,18	529,57	529,57	10.185,18
Tasa de Descuento 4 del 25 %	-1.194,26	-1.194,26	6.670,58	-1.194,26	-1.194,26	6.670,58
Eficiencia de la Inversión (\$/\$)	1,85	1,85	3,77	1,85	1,85	3,77
Período de Recuperación Dinámico (Años)	6,72	6,72	2,50	6,72	6,72	2,50

10/05/2012 16:11:59 SEE - Sistema de Evaluaciones Económicas - Copyright PDVSA Página 2 de 2

Figura I.3 Indicadores económicos arrojados por SEE plus para el proyecto del pozo JK-IA con tecnología expansible.

Fuente: Propia.

HOJA DE METADATOS

Hoja de Metadatos para Tesis y Trabajos de Ascenso - 1/6

Título	ESTUDIO TÉCNICO-ECONÓMICO DE LA APLICACIÓN DE TUBULARES EXPANSIBLES PARA EL AISLAMIENTO DE ZONAS DEPLETADAS DE LA FORMACIÓN OFICINA, CAMPO SAN JOAQUÍN- ANACO, ESTADO ANZOÁTEGUI
Subtitulo	

El Título es requerido. El subtítulo o título alternativo es opcional.

Autor(es)

Apellidos y Nombres	Código CVLAC / e-mail	
Rivero Noriega José Alberto	CVLAC	C.I. 18.549.769
	e-mail	Joserivero_257@hotmail.com
	e-mail	
	CVLAC	
	e-mail	
	e-mail	

Se requiere por lo menos los apellidos y nombres de un autor. El formato para escribir los apellidos y nombres es: "Apellido1 InicialApellido2., Nombre1 InicialNombre2". Si el autor esta registrado en el sistema CVLAC, se anota el código respectivo (para ciudadanos venezolanos dicho código coincide con el numero de la Cedula de Identidad). El campo e-mail es completamente opcional y depende de la voluntad de los autores.

Palabras o frases claves:

Tubulares Expansibles
Pérdidas de Circulación
Zonas depletadas

El representante de la subcomisión de tesis solicitará a los miembros del jurado la lista de las palabras claves. Deben indicarse por lo menos cuatro (4) palabras clave.

Hoja de Metadatos para Tesis y Trabajos de Ascenso - 2/6
Líneas y sublíneas de investigación:

Área	Sub-área
TECNOLOGÍA CIENCIAS APLICADAS	PETRÓLEO

Debe indicarse por lo menos una línea o área de investigación y por cada área por lo menos un subárea. El representante de la subcomisión solicitará esta información a los miembros del jurado.

Resumen (Abstract):

El propósito de estudiar técnico – económicamente la aplicación de tubulares expansibles para el aislamiento de zonas depletadas de la formación Oficina, campo San Joaquín – Anaco, estado Anzoátegui, surgió con la finalidad de desarrollar una técnica que permita mejorar el proceso de perforación de pozos, controlando los problemas de pérdidas de circulación y las consecuencias que estos acarrean sin perjudicar el diámetro del hoyo en el pozo. Para alcanzar este objetivo se procedió a recopilar información sobre los problemas de pérdidas de circulación ocurridas en los pozos perforados en el periodo 2008 – 2011 del campo San Joaquín, específicamente en la formación Oficina y las arenas asociadas a dicho problema. Una vez determinadas las arenas donde ocurrieron las pérdidas de circulación, se procedió a estudiar las propiedades geológicas y petrofísicas de las mismas. Para posteriormente establecer un diseño de pozo con la tecnología expansible, guiados con diagramas mecánicos estándares del campo, que permitiera el aislamiento de las arenas depletadas, es decir, las zonas donde se producen las pérdidas de circulación en el campo San Joaquín y estudiar la viabilidad técnica de dicho diseño, mediante el uso del simulador “StressCheck”, para finalmente estudiar económicamente la rentabilidad del mismo con el uso del simulador SEE Plus, considerando los indicadores económicos: valor presente neto (VPN), eficiencia de inversión (EI), tasa interna de retorno (TIR) y tiempo de pago dinámico (TPD).

Hoja de Metadatos para Tesis y Trabajos de Ascenso - 3/6

Contribuidores:

Apellidos y Nombres	Código CVLAC / e-mail	
CAÑIZALES FERNANDO	ROL	CA <input type="checkbox"/> AS <input type="checkbox"/> TU <input checked="" type="checkbox"/> JU <input type="checkbox"/>
	CVLAC	5.978.843
	e-mail	Feralcag@gmail.com
	e-mail	
GAMBOA MARÍA	ROL	CA <input type="checkbox"/> AS <input type="checkbox"/> TU <input type="checkbox"/> JU <input checked="" type="checkbox"/>
	CVLAC	15.323.035
	e-mail	Mariaestherjaam@hotmail.com
	e-mail	Mgamboa@udo.edu.ve
DÍAZ JAIME	ROL	CA <input type="checkbox"/> AS <input type="checkbox"/> TU <input type="checkbox"/> JU <input checked="" type="checkbox"/>
	CVLAC	16.3123.449
	e-mail	Diazj.udo@hotmail.com
	e-mail	Jaimediaz@udo.edu.ve

Se requiere por lo menos los apellidos y nombres del tutor y los otros dos (2) jurados. El formato para escribir los apellidos y nombres es: "Apellido1 InicialApellido2., Nombre1 InicialNombre2". Si el autor esta registrado en el sistema CVLAC, se anota el código respectivo (para ciudadanos venezolanos dicho código coincide con el numero de la Cedula de Identidad). El campo e-mail es completamente opcional y depende de la voluntad de los autores. La codificación del Rol es: CA = Coautor, AS = Asesor, TU = Tutor, JU = Jurado.

Fecha de discusión y aprobación:

Año	Mes	Día
2012	11	01

Fecha en formato ISO (AAAA-MM-DD). Ej: 2005-03-18. El dato fecha es requerido.

Lenguaje: spa

Requerido. Lenguaje del texto discutido y aprobado, codificado usando ISO 639-2. El código para español o castellano es spa. El código para ingles en. Si el lenguaje se especifica, se asume que es el inglés (en).

Hoja de Metadatos para Tesis y Trabajos de Ascenso - 4/6

Archivo(s):

Nombre de archivo
Rivero_N.José_A.DOCX

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

Alcance:

Espacial: _____ (opcional)

Temporal: _____ (opcional)

Título o Grado asociado con el trabajo:

Ingeniería de Petróleo

Dato requerido. Ejemplo: Licenciado en Matemáticas, Magister Scientiarum en Biología Pesquera, Profesor Asociado, Administrativo III, etc

Nivel Asociado con el trabajo: Ingeniero

Dato requerido. Ejs: Licenciatura, Magister, Doctorado, Post-doctorado, etc.

Área de Estudio:

Ingeniería de Petróleo

Usualmente es el nombre del programa o departamento.

Institución(es) que garantiza(n) el Título o grado:

Universidad de Oriente Núcleo Monagas

Si como producto de convenciones, otras instituciones además de la Universidad de Oriente, avalan el título o grado obtenido, el nombre de estas instituciones debe incluirse aquí.

Hoja de metadatos para tesis y trabajos de Ascenso- 5/6



UNIVERSIDAD DE ORIENTE
CONSEJO UNIVERSITARIO
RECTORADO

CU N° 0975

Cumaná, 04 AGO 2009

Ciudadano
Prof. JESÚS MARTÍNEZ YÉPEZ
Vicerrector Académico
Universidad de Oriente
Su Despacho

Estimado Profesor Martínez:

Cumplo en notificarle que el Consejo Universitario, en Reunión Ordinaria celebrada en Centro de Convenciones de Cantaura, los días 28 y 29 de julio de 2009, conoció el punto de agenda **"SOLICITUD DE AUTORIZACIÓN PARA PUBLICAR TODA LA PRODUCCIÓN INTELECTUAL DE LA UNIVERSIDAD DE ORIENTE EN EL REPOSITORIO INSTITUCIONAL DE LA UDO, SEGÚN VRAC N° 696/2009"**.

Leído el oficio SIBI - 139/2009 de fecha 09-07-2009, suscrita por el Dr. Abul K. Bashirullah, Director de Bibliotecas, este Cuerpo Colegiado decidió, por unanimidad, autorizar la publicación de toda la producción intelectual de la Universidad de Oriente en el Repositorio en cuestión.



Comunicación que hago a usted a los fines consiguientes.

Cordialmente,

JUAN A. BOLANOS CUNDELA
Secretario



C.C: Rectora, Vicerrectora Administrativa, Decanos de los Núcleos, Coordinador General de Administración, Director de Personal, Dirección de Finanzas, Dirección de Presupuesto, Contraloría Interna, Consultoría Jurídica, Director de Bibliotecas, Dirección de Publicaciones, Dirección de Computación, Coordinación de Teleinformática, Coordinación General de Postgrado.

JABC/YGC/maruja

Hoja de Metadatos para Tesis y Trabajos de Ascenso - 6/6

Derechos:

Artículo 41 del REGLAMENTO DE TRABAJO DE PREGRADO (vigente a partir del II Semestre 2009, según comunicado CU-034-2009): “Los Trabajos de Grado son de exclusiva propiedad de la Universidad, y solo podrán ser utilizados a otros fines, con el consentimiento del Consejo de Núcleo Respectivo, quien deberá participarlo previamente al Consejo Universitario, para su autorización”.



Rivero N, José A.

C.I: 18.549.769

AUTOR



Cañizales, Fernando

C.I: 5.978.843

TUTOR