

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



**EVALUACIÓN DE LA FACTIBILIDAD TÉCNICO-  
ECONÓMICA DEL USO DE LAS COMPLETACIONES  
INTELIGENTES EN LOS CAMPOS ZAPATOS MATA-R.**

**Presentado Por:  
MARTINEZ PALENCIA, FELIX ANGEL.**

**TRABAJO ESPECIAL DE GRADO PRESENTADO ANTE LA ILUSTRE  
UNIVERSIDAD DE ORIENTE COMO REQUISITO PARCIAL PARA  
OPTAR AL TÍTULO DE**

**INGENIERO DE PETRÓLEO**

**Barcelona, Abril de 2011**

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



**EVALUACIÓN DE LA FACTIBILIDAD TÉCNICO-  
ECONÓMICA DEL USO DE LAS COMPLETACIONES  
INTELIGENTES EN LOS CAMPOS ZAPATOS MATA-R.**

**Presentado Por:  
MARTINEZ PALENCIA, FELIX ANGEL.**

---

**Ing. Félix Acosta  
Asesor Académico**

---

**Ing. Jhonles Morales  
Asesor Industrial**

**Barcelona, Abril de 2011**

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



**EVALUACIÓN DE LA FACTIBILIDAD TÉCNICO-  
ECONÓMICA DEL USO DE LAS COMPLETACIONES  
INTELIGENTES EN LOS CAMPOS ZAPATOS MATA-R.**

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

**APROBADO**

---

**Ing. Acosta, Félix  
Asesor Académico**

---

**Ing. Jhonles Morales  
Asesor Industrial**

---

**Ing. José Rondon  
Jurado Principal**

---

**Ing. Daniel Suárez  
Jurado Principal**

**Barcelona, Abril de 2011**

## **RESOLUCIÓN**

De acuerdo al artículo 44 del reglamento de trabajos de grado:

“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 lo participará al consejo universitario”.

## DEDICATORIA

Dedico este trabajo al todo poderoso **DIOS**, que nunca nos abandona, y que siempre me ayuda, y me regalo una familia tan especial, que indudablemente hace que este trabajo sea dedicado a ellos, que sin su apoyo todo hubiese sido más difícil, soy bendecido con mi familia, como los amo, a mi papa Ángel Martínez er “**chicho**” que siempre me decía, “analiza y lee, documéntate para que seas un Ingeniero integro”, y cuando no entendía algo, me decía “busca el origen de las cosas jeje” gracias por eso papa, a mi mama “**Mi chinita**” que siempre me apoyo así saliera raspao, siempre me decía “tranquilo papa que si vas a pasar la materia” y aunque a veces no la pasaba igual me decía “tranquilo papito, que para el otro semestre si la pasas” tan linda mi madre siempre conmigo brindándome su apoyo, al otro Ángel Martínez **mi Hermano** en todo el sentido de la palabra, Gracias por estar allí hermano, pa cualquier cosa me diste tu apoyo incondicional, y ahora si Dios mediante pronto pagare yo jeje. También va dedicado a mi hermanita **Hanoi Martínez**, que desde muchacho nos cuidabas mucho y siempre estas pendiente de nosotros, también a los terremotos de mis sobrinos hermosos, **Alexandra y Alexander (BEBE)** que en momentos malos, tan solo con su ternura me animaban. **DIOS me los BENDIGA a todos AMEN.**

## **AGRADECIMIENTOS**

A Dios por darme vida y poner todo en mi camino para alcanzar esta meta, a mi familia por todo lo que hacen por mí, este logro es de ustedes, a mi novia fea (Yulianny Álvarez) por estar presente en este momento y brindarme su apoyo cuando lo necesite, Gracias por estar conmigo para que todo saliera bien noviecita fea, a mis amigos incondicionales que estuvieron conmigo en aquellos años que tenía pelo y cuando no también jeje, gracias Mery, Rigoberto, Rene, Ljubljana Panich (Mi yu), a la morena, y aquellos no tan amigos pero que de alguna manera me ayudaron en algún momento de mi carrera.

Agradezco también a los profesores, que durante toda mi carrera me brindaron sus conocimientos y me enseñaron a querer esta profesión, a las secretarias del departamento de petróleo, la señora Maria y Aide, a Jorge (fotocopiadora), por el apoyo, gracias por la confianza de fiarme los libros cuando no tenía el dinero a la mano, a mis tutores Jhonles Morales y mi Tocayo Félix Acosta, por el apoyo brindado, a mis jurados con sus buenas preguntas.

Agradecido, con mis tíos Olivia y Omar, que hicieron posible realizar mi carrera en la Universidad de Oriente Gracias. También Agradezco a PDVSA GAS ANACO, por todos los conocimientos adquiridos estando en mi pasantía, a los muchachos de la Schlumberger e ingenieros de PDVSA por brindarme sus conocimientos sobre como es el trabajo en el campo, a las cuadrillas de los taladros por los conocimientos brindados, al Taladro EDV-39 por su grato trato. Gracias a todos.

## CONTENIDO

RESOLUCIÓN .....	iv
DEDICATORIA .....	v
AGRADECIMIENTOS .....	vi
CONTENIDO .....	vii
LISTA DE FIGURAS .....	xii
LISTA DE TABLAS .....	xiv
LISTA DE GRÁFICOS .....	xv
RESUMEN.....	xvi
INTRODUCCIÓN .....	xvii
CAPÍTULO I. EL PROBLEMA .....	19
1.1 PDVSA GAS ANACO .....	19
1.2 Descripción del Área de Estudio.....	20
1.3 Cuenca Oriental de Venezuela .....	21
1.3.1 Sub-Cuenca de Guárico.....	22
1.3.2 Sub-Cuenca De Maturín.....	22
1.4 Área Mayor De Oficina.....	23
1.4.1 Ubicación Del Área.....	23
1.4.2 Estructura Regional.....	24
1.4.3 Estructura Local .....	25
1.4.4 Estratigrafía del Área Mayor de Oficina.....	26
1.5 Características Litológicas del Área Mayor De Oficina. ....	27
1.5.1 Formación Mesa.....	27
1.5.2 Formación Las Piedras.....	27
1.5.3 Formación Freites. ....	28
1.5.4 Formación Oficina. ....	28
1.5.5 Formación Merecure .....	28

1.6 Características De Las Acumulaciones.....	29
1.7 Campos ZAPATOS-MATA R.....	30
1.7.1 Ubicación del Área de Estudio.....	30
1.7.2 Estratigrafía Local.....	31
1.7.3 Estructura Local.....	31
1.7.4 Sedimentología Local.....	32
1.8 Planteamiento del Problema.....	32
1.9 Objetivos de la Investigación.....	34
1.9.1 Objetivo General:.....	34
1.9.2 Objetivos Específicos:.....	34
CAPITULO II. MARCO TEÓRICO .....	36
2.1 Nociones Generales de las Completaciones Convencionales de Pozos.....	36
2.1.1 Tipos de Completaciones Convencionales.....	39
2.1.1.1 Completación Sencilla .....	40
2.1.1.1.1 Completaciones Sencillas de una sola Sarta para Producir por Flujo Natural: .....	41
2.1.1.2 Completación Múltiple .....	43
2.1.1.2.1. Completaciones Múltiples con una o varias Sargas y de Flujo Natural.....	44
2.2 Completaciones Inteligentes.....	45
2.2.1 Sistema de Completación Inteligente (IC) o IWS.....	46
2.2.2 Herramientas principales de una Completación Inteligente.....	50
2.2.2.1 Empacadura de producción.....	52
2.2.2.2 Reguladores de flujo (Camisas Deslizables).....	53
2.2.2.3 Tipos de camisas usadas en las completaciones inteligentes y sus características.....	54
2.2.2.3.1 Deslizable HCM.....	54
2.2.2.3.2 HCM ENCAPSULADA.....	55
2.2.2.4 Paquetes de Control.....	56

2.2.2.5 Sensores de Fondo.....	57
2.3 Reparación de Pozos.....	58
2.3.1 Tipos de Reparaciones.....	59
2.3.2 Planificación de la Reparación.....	59
2.3.3 Análisis de Pozos Problemas.....	59
2.3.4 Tipos de Reparaciones – Generación de Potencial.....	60
2.3.5 Evaluación de la Reparación.....	61
2.4 Simulador PIPESIM 2003.....	61
2.5 Sistema de Evaluaciones Económicas SEE.....	63
CAPÍTULO III. METODOLOGÍA DE INVESTIGACIÓN.....	64
3.1 Procedimiento Metodológico.....	64
3.3.1 Revisión Bibliográfica.....	64
3.3.2 Recopilación y Validación de Datos.....	65
3.3.3 Selección de Pozos.....	66
3.3.3.1 Población.....	66
ZAPATOS.....	66
3.3.3.2 Muestra.....	66
3.3.4 Jerarquización de las mejores reservas.....	70
3.3.5 Simulación de Producción.....	72
3.3.5.1 Valores Estimados por Pozo para la Corrida de los Análisis Nodales de los diferentes Yacimientos Seleccionados.....	72
3.3.5.2 Análisis del comportamiento de la producción de un pozo vertical. ..	72
3.3.5.3 Suministro de los Datos al Simulador.....	73
3.3.5.4 Yacimiento.....	73
3.3.5.5 Tubería de Producción y Revestidor.....	75
3.3.5.6 Superficie.....	76
3.3.5.6 Fluidos.....	78
3.3.6 Realización de Sensibilidades.....	80
3.3.6.1 Variación en las posiciones de las camisas superior en inferior.....	81

3.3.6.2 Sensibilización variando el porcentaje de apertura de la CAMISA R1L.....	81
3.3.6.3 Sensibilización variando el porcentaje de apertura de la CAMISA S3M.....	82
3.2 Proponer un diseño óptimo de completación inteligente que será utilizado y evaluado en los pozos del campo ZAPATO MATA-R. ....	84
3.3 Realizar una evaluación técnico-económica del proyecto de completación, que permita determinar su rentabilidad.....	85
CAPÍTULO IV. DISCUSIONES Y ANÁLISIS DE RESULTADOS .....	86
4.1 Estudiar los pozos completados duales en el Campo ZAPATO MATA-R (AMO), analizando su condición mecánica y configuración del pozo, prospectos para la implementación de Completaciones Inteligentes.....	86
4.2 Jerarquizar los yacimientos con mejores potencialidades en reservas de hidrocarburos del AMO para obtener los mejores yacimientos que serán utilizados para el estudio.....	87
4.3 Simular con PIPESIM, el comportamiento de producción de los pozos seleccionados, con las Completaciones Inteligentes.....	87
4.3.1 Análisis de las sensibilidades del pozo ZM-351.....	87
4.3.1.1 Sensibilización variando el porcentaje de apertura de la CAMISA R1L con tubería 3-1/2”.....	88
4.3.1 Resultados obtenidos sensibilizando con tubería de 3-1/2 para el pozo ZM-351.....	93
4.3.2 Sensibilización variando el porcentaje de apertura de la CAMISA S3M.....	94
4.3.3 Resultados obtenidos sensibilizando con tubería de 2-7/8.....	97
4.4 Comparación de la producción de la Completación Dual, con la producción obtenida de la Completación Inteligente evaluada con tubería 2-7/8” y 3-1/2”.....	99
4.4.1 Pozo ZM-351 .....	99
4.4.1.1 Condición actual, obtenida de las pruebas de producción a las arenas en estudio.....	99

4.4.1.2 Comparación entre la producción de la Completación Dual y la producción obtenida con la Completación Inteligente.....	100
4.4.1.4 Análisis con tubería 2 7/8.....	101
4.4.1.5 Comparación entre producción obtenida con tubería 2 7/8” y tubería 3-1/2” .	103
4.4.2 Pozo ZG-347 .....	103
4.4.2.1 Condición actual obtenida de las pruebas de producción a las arenas en estudio. ....	103
4.5 Evaluación Económicas de las Completaciones inteligentes.....	104
CONCLUSIONES .....	106
RECOMENDACIONES .....	107
BIBLIOGRAFÍA .....	108
METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO .....	109

## LISTA DE FIGURAS

Figura 1.1. Ubicación Geográfica del Distrito Gas Anaco. <sup>[5]</sup> .....	20
Figura 1.2. Ubicación Geográfica de la Cuenca Oriental. <sup>[5]</sup> .....	21
Figura 1.3. Localización del Área Mayor de Oficina (AMO). <sup>[5]</sup> .....	24
Figura 1.4. Columna Estratigráfica del Área Mayor de Oficina (AMO). <sup>[5]</sup> .....	26
Figura 1.5. Localización de los Campos Zapatos - Mata R. <sup>[5]</sup> .....	31
Figura 2.1. Completación Sencilla. <sup>[3]</sup> .....	40
Figura 2.2. Completación sencilla, de una sola sarta y sin empacadura y de Flujo Natural. <sup>[3]</sup> .....	41
Figura 2.3. Completación sencilla, de una sola sarta y con empacadura y de Flujo Natural. <sup>[3]</sup> .....	43
Figura 2.4. Gráfico Comparativo entre los Costos de desarrollo de una Completación Convencional y una Inteligente. <sup>[5]</sup> .....	49
Figura 2.5. Componentes principales de una Completación Inteligente. <sup>[5]</sup> .....	51
Figura 2.6. Empacadura de producción con pasajes para líneas de control. <sup>[5]</sup> .....	52
Figura 2.7. Camisa deslizante. <sup>[5]</sup> .....	54
Figura 2.8. Deslizante HCM. <sup>[5]</sup> .....	54
Figura 2.9. HCM ENCAPSULADA.....	55
Figura 2.10. Línea de control. <sup>[5]</sup> .....	57
Figura 2.11. Sensores de fondo. <sup>[5]</sup> .....	58
Figura 2.12. Ventana de Entrada al Software PIPESIM 2003. <sup>[1]</sup> .....	62
Figura 2.13. Ventana de Entrada al Software SEE. <sup>[5]</sup> .....	63
Figura 3.1. Ventana de Entrada de Información de Yacimiento.....	74
Figura 3.2. Ventana de Entrada de Información de Tubería de Producción y revestidor.....	75
Figura 3.3. Ventana de Entrada de Información de Tubería de Producción y Revestidor. ....	76
Figura 3.4. Ventana de Entrada de Información del Reductor.....	77

Figura 3.5. Ventana de Entrada de Información de la Línea de Flujo. ....	78
Figura 3.6. Ventana de Entrada de Información de Fluidos. ....	79
Figura 3.7. Ventana de Entrada de Información de Análisis Nodal.....	80
Figura 3.8. Ventana de entrada de sensibilizaciones del análisis nodal ARENA .....	81
R1L.....	81
Figura 3.9. Ventana de entrada de sensibilizaciones del análisis nodal ARENA S3M. ....	83
Figura 4.1. Diagrama de Completación Inteligente con porcentajes de aperturas ideal para tubería 3-1/2” .....	95

## LISTA DE TABLAS

Tabla N° 3.1. Población de la Investigación. ....	66
Tabla 3.2. Datos de Reservas y Producción de los pozos, MVR-142, ZM-351, ZG-349 y ZG-347. ....	68
Tabla 3.3. Propiedades petrofísicas de las arenas seleccionadas del pozo ZM-351. ...	71
Tabla 3.4. Propiedades petrofísicas de las arenas seleccionadas del pozo ZG-347. ....	71
Tabla 3.6 resultados de Pwf, Qo y Qg variando la apertura de la camisa R1L. ....	82
Tabla 3.7. Resultados de Pwf, Qo y Qg variando la apertura de la camisa S3M. ....	83
Tabla 4.1. Resultados de Pwf, Qo y Qg variando la apertura de la camisa R1L. ....	94
Tabla 4.2. Resultados de Pwf, Qo y Qg variando la apertura de la camisa S3M. ....	94
Tabla 4.5. Resultados de Pwf, Qo y Qg variando la apertura de la camisa R1L. ....	97
Tabla 4.6. Resultados de Pwf, Qo y Qg variando la apertura de la camisa S3M. ....	98
Tabla 4.3. Resultados de Pwf, Qo y Qg variando la apertura de la camisa S3U. ....	98
Tabla 4.4. Resultados de Pwf, Qo y Qg variando la apertura de la camisa L1U. ....	99
Tabla 4.7. Condiciones actuales de las arenas, evaluadas con reductor de 3/8 pulgadas, según la última prueba de producción. ....	100
Tabla 4.8 Comparación entre la producción actual y la producción obtenida con la Completación Inteligente evaluada con tubería 3-1/2. ....	101
Tabla 4.9. Comparación entre la producción actual y la producción obtenida con la Completación Inteligente evaluada con tubería 2-7/8. ....	102
Tabla 4.10. Condiciones actuales de las arenas, evaluadas con reductor de 1/2 pulgadas, según la última prueba de producción. ....	104
Tabla 4.11 Evaluación Económica del pozo ZM-351. ....	105

## LISTA DE GRÁFICOS

Gráfico 4.1. comportamiento de la tasa de petróleo, gas y presión de fondo fluyente con la camisa R1L al 10 % de apertura.....	88
Gráfico 4.2. Comportamiento de la tasa de petróleo, gas y presión de fondo fluyente con la camisa R1L al 20 % de apertura.....	89
Gráfico 4.3. Comportamiento de la tasa de petróleo, gas y presión de fondo fluyente con la camisa R1L al 30 % de apertura.....	89
Gráfico 4.4. Comportamiento de la tasa de petróleo, gas y presión de fondo fluyente con la camisa R1L al 40 % de apertura.....	90
Gráfico 4.5. Comportamiento de la tasa de petróleo, gas y presión de fondo fluyente con la camisa R1L al 50 % de apertura.....	90
Gráfico 4.6 Comportamiento de la tasa de petróleo, gas y presión de fondo fluyente con la camisa R1L al 60 % de apertura.....	91
Gráfico 4.7 Comportamiento de la tasa de petróleo, gas y presión de fondo fluyente con la camisa R1L al 70 % de apertura.....	91
Gráfico 4.8. Comportamiento de la tasa de petróleo, gas y presión de fondo fluyente con la camisa R1L al 80 % de apertura.....	92
Gráfico 4.9 Comportamiento de la tasa de petróleo, gas y presión de fondo fluyente con la camisa R1L al 90 % de apertura.....	92
Gráfico 4.10 Comportamiento de la tasa de petróleo, gas y presión de fondo fluyente con la camisa R1L al 100 % de apertura.....	93

## **RESUMEN**

En el presente trabajo se realizó una evaluación técnica-económica del uso de las completaciones inteligentes como propuesta para optimizar los sistemas de Completación de los campos Zapato-Mata-R, pertenecientes al Distrito Gas Anaco. El proyecto está dividido en varias etapas, primeramente se analizaron los pozos completados dualmente existentes en los campos antes mencionados, para seleccionar un pozo para el estudio, la siguiente etapa fue analizar los yacimientos pertenecientes a AMO, tomando en cuenta las mejores reservas de hidrocarburo a través del análisis de la información de campo y registros de producción, volúmenes de hidrocarburo, tamaño del yacimiento etc. de dicha zona de estudio.

Se seleccionó un pozo y se realizaron pruebas de producción utilizando el simulador PIPESIM, esto nos permitió conocer parámetros de interés como; presión de fondo fluyente, tasa de producción de gas y petróleo entre otros que fueron considerados para el diseño de una Completación inteligente.

Finalmente se efectuó un análisis técnico-económico y comparativo del diseño de Completación Inteligente propuesto y la Completación Dual convencional. Y de esta manera se determinó la aplicabilidad y factibilidad de la propuesta. Con el fin de comprobar si se logró alcanzar la meta propuesta, la cual fue mejorar la productividad.

## INTRODUCCIÓN

La primera instalación de una Completación Inteligente, realizada por Saga Petroleum en Agosto de 1997, marcó el inicio de una etapa interactiva en la optimización de la producción. Dos años más tarde, contamos con poco menos de veinte completaciones de avanzada en todo el mundo, la que han permitido aumentar la recuperación de las reservas y demostrado su valor económico y operativo.

La premisa para este tipo de Completación como meta a trazo se puede lograr con una pequeña o ninguna reparación al pozo, solo a través de un análisis de forma continua y supervisando la producción, específicamente usando el sensor del obturador junto con el controlador de fondo del pozo en la zona de producción o inyección. Es un sistema que permite manejar de manera flexible; segura y eficaz, el aumento al máximo de la producción del campo por encima de la vida de sus pozos.

Una completación inteligente operada remotamente puede reducir el número de personas necesarias en la locación del pozo, de manera que se reduce el costo de las operaciones de campo y una mayor cantidad de gente puede permanecer en sus oficinas de trabajo.

También en las completaciones inteligentes se incorporan sondas subterráneas permanentes que permiten la adquisición de datos en forma continua. En líneas generales una Completación Inteligente se define como aquella que cuenta con la capacidad de monitorear y controlar por lo menos una zona de un yacimiento.

Esta Completación es el objetivo de estudio en este trabajo, a través de su análisis y evaluación se podrá determinar si son aplicables a los pozos del Área Mayor Oficina, que es el sitio de desarrollo y cuyos recursos de explotación son

petróleos livianos y condensados, se realizara una evaluación sobre el uso de las Completaciones Inteligentes como propuesta para incrementar y solventar problemas de producción de algunos pozos del Campo ZAPATO MATA-R (AMO) completados con el sistema dual, se propondrá sustituir estas completaciones duales por una Completación de tipo integral o inteligente con el fin de tener control de presión, temperatura, caudales de estos pozos entre otros parámetros de interés y observar si los beneficios ofrecidos por la Completación Inteligente incrementan o no, la producción de hidrocarburos en este campo.

Para lograr esos objetivos, durante la planificación se determinaron numerosos factores. Entre otros, la cuidadosa selección de los pozos candidatos; el análisis de riesgos, las operaciones que se tendrían que llevar a cabo, y la predicción de los índices de producción, ya concluida la conversión y por último, pero no menos importante, la evaluación económica de esta completación.

# **CAPÍTULO I.**

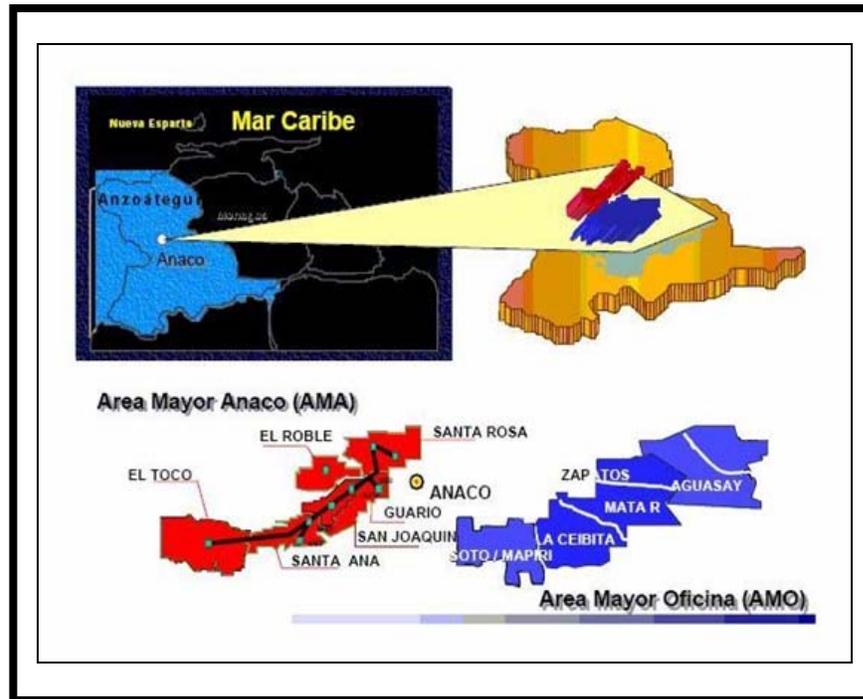
## **EL PROBLEMA**

### **1.1 PDVSA GAS ANACO**

Petróleos de Venezuela S.A. (PDVSA) es la corporación estatal de la República Bolivariana de Venezuela que se encarga de la exploración, producción, manufactura, transporte y mercadeo de los hidrocarburos. PDVSA posee dentro de su organización una parte encargada del manejo del gas producido en el país, denominada PDVSA gas; la cual para ejecutar sus operaciones cuenta con varias sedes o a lo largo del territorio nacional, siendo uno de ellos el Distrito Gas Anaco; ubicado geográficamente en la parte central del estado Anzoátegui, abarcando parte de los estados Monagas y Guárico con un área aproximada de 13.400 km<sup>2</sup> (Figura 1.1). Actualmente el Distrito Gas Anaco está conformado por dos áreas de explotación, que son: Área Mayor de Anaco (AMA) y Área Mayor de Oficina (AMO).

El Área Mayor Anaco (AMA), está localizada en la Cuenca Oriental de Venezuela, sub-cuenca de Maturín, ubicada en el área geográfica de los municipios Freites y Aguasay, a 70 km de la ciudad de Anaco y a 50 km de la ciudad de Cantaura, en dirección Sur-Este, con una extensión superficial de aproximadamente 3.160 km<sup>2</sup>. Está situada en el bloque levantado al Norte del Corrimiento Anaco, cuyo rumbo aproximado es de N50°E, a lo largo del cual resalta la presencia de una serie de domos, que son las estructuras donde se localizan las acumulaciones de hidrocarburos de la región y está conformada por los Campos Santa Ana, San Joaquín, El Toco, Guarío, El Roble y Santa Rosa.

El Área Mayor Oficina (AMO), está ubicada al sur de la zona central del estado Anzoátegui, con un área de 10.240 km<sup>2</sup> y está conformada por los Campos Aguasay, Soto, Mapiri, Zapatos, La Ceibita y Mata-R.



**Figura 1.1. Ubicación Geográfica del Distrito Gas Anaco.** <sup>[5]</sup>

El presente estudio fue desarrollado para la Gerencia de Perforación de PDVSA Distrito Gas Anaco, específicamente para el área de VCD (Visualización, Conceptualización y Desarrollo) del Departamento de Perforación, el cual se encarga de la planificación y desarrollo de los futuros proyectos de perforación y reacondicionamiento de pozos.

## 1.2 Descripción del Área de Estudio

Los Campos Zapatos-Mata R se encuentran ubicados en el Área Mayor de Oficina perteneciente a la Sub-Cuenca de Maturín dentro de la Cuenca Oriental de Venezuela.

### 1.3 Cuenca Oriental de Venezuela

La Cuenca Oriental de Venezuela comprende los estados Guárico, Anzoátegui, Monagas y Delta Amacuro, prolongándose hacia la plataforma Deltana y Sur de Trinidad. Presenta una extensión superficial aproximada de 200 km de anchura en sentido Norte-Sur por 800 km de longitud, en sentido Este-Oeste abarcando un área total aproximada de 165.000 km<sup>2</sup> (Figura 1.2).



**Figura 1.2. Ubicación Geográfica de la Cuenca Oriental.** <sup>[5]</sup>

Está situada en la zona Centro-Este de Venezuela formando una depresión topográfica y estructural limitada al Sur por el curso del río Orinoco, desde la desembocadura del río Arecuna hacia el Este hasta Boca Grande, siguiendo de modo aproximado el borde septentrional del Cratón de Guayana; al Oeste por el levantamiento de El Baúl y su conexión estructural con el mencionado Cratón, que sigue aproximadamente el curso de los ríos Portuguesa y Pao al Norte, por la línea que demarca el piedemonte meridional de la Serranía del Interior Central y Oriental. Hacia el Este la Cuenca continúa por debajo del Golfo de Paria, incluyendo la parte

situada al Sur de la Cordillera Septentrional de la Isla de Trinidad y se hunde en el Atlántico al Este de la Costa del Delta del Orinoco, siendo ésta un área nueva para la explotación de hidrocarburos.

La Cuenca Oriental es la segunda en importancia en Venezuela, en cuanto a reservas petrolíferas se refiere, precedida solamente por la Cuenca del Lago de Maracaibo, aunque si se incluyen las reservas de la Faja Petrolífera del Orinoco, sería entonces una de las cuencas con más reservas de hidrocarburos en el mundo. En ésta se pueden distinguir ocho áreas principales productoras de petróleo: Área de Guárico, Área Mayor de Anaco, Área Mayor de Oficina, Área Mayor de Temblador, Faja Petrolífera del Orinoco, Área Mayor de Jusepín, Área de Quiriquire y Área de Pedernales. La Cuenca Oriental de Venezuela por sus características tectónicas, estratigráficas y sedimentológicas ha sido dividida en dos sub-cuencas: Sub-cuenca de Guárico al Oeste y sub-cuenca de Maturín al Este.

### **1.3.1 Sub-Cuenca de Guárico**

Esta subdivisión comprende los campos del estado Guárico y parte norte del estado Anzoátegui. El flanco Norte de la sub-cuenca se encuentra asociado con el frente de deformación donde se ubica el sistema de fallas de Guárico, el cual sobrecarga rocas cretácicas y terciarias, produciendo un marco tectónico. Hacia el Sur, la estructura es más sencilla con un acuñaamiento de las secuencias cretácicas y terciarias. Las principales trampas son de tipo estructural y estratigráfico.

### **1.3.2 Sub-Cuenca De Maturín**

La sub-cuenca de Maturín constituye la principal unidad petrolífera de la Cuenca Oriental. Podría afirmarse que la deformación estructural y los acuñaamientos de las unidades estratigráficas hacia el sur presentan dos dominios operacionales: uno

al norte del corrimiento de Piritál y otro al sur. La estratigrafía de la Serranía del Interior Oriental representa una buena parte de la sedimentación de la sub-cuenca de Maturín, en el flanco norte, siendo una espesa y compleja secuencia sedimentaria que abarca desde el Cretácico Inferior hasta el Pleistoceno. Mientras que el flanco sur, presenta una estratigrafía más sencilla, presentándose en su parte inferior, como representante del Cretácico y un Terciario suprayacente de edad fundamentalmente Oligoceno – Pleistoceno, en el que se alternan ambientes fluvio - deltaicos y marinos someros, hasta su relleno final de ambientes continentales.

Los principales campos petrolíferos de Oeste a Este y en el Norte de Monagas son los del Área Mayor de Oficina: Quiamare, Jusepín, El Furrial, Boquerón, Quiriquire y Pedernales. En su límite sur la sub-cuenca también incluye la Faja del Orinoco con yacimientos Neógenos y roca madre cretácica con migración distante a lo largo y a través de la discordancia Cretáceo-Neógena y Basamento-Neógeno.

## **1.4 Área Mayor De Oficina.**

### **1.4.1 Ubicación Del Área**

El Área Mayor de Oficina (AMO) está situada en el flanco Sur de la sub-cuenca estructural de Maturín, abarcando una extensión superficial de aproximadamente 14.500 km<sup>2</sup>. Su eje tiene un rumbo Este-Noreste y un declive suave en esa misma dirección, con un buzamiento regional de 2 a 4° hacia el Norte y aumenta gradualmente hacia el eje de la cuenca. Existen algunas estructuras pequeñas, pero lo que realmente controla las acumulaciones de hidrocarburos es la presencia de tres sistemas de fallas normales, dos de ellos con mayor desplazamiento, con rumbos aproximadamente paralelos al eje de la cuenca en dirección Este-Oeste y Noreste-Suroeste, y otro sistema de fallas menores transversales con

rumbo Noreste-Suroeste. Estas acumulaciones de hidrocarburos han dado origen a los Campos Soto- Mapiri, La Ceibita, Oscurote, Zeta, Zacarías, Aguasay y Zapatos- Mata R (Figura 1.4).



**Figura 1.3. Localización del Área Mayor de Oficina (AMO).**<sup>[5]</sup>

#### 1.4.2 Estructura Regional

La estructura del Área Mayor de Oficina se caracteriza por la presencia de homoclinales suaves inclinados hacia el Norte-Noreste, cortados por alineamiento de fallas normales con rumbo entre Este-Oeste franco y Este-Noreste, algunas de las cuales buzcan y presentan desplazamientos hacia el Norte y hacia el Sur. Algunas fallas de este sistema se encuentran ramificadas o unidas a otras fallas convergentes. Éstas se han interpretado como fallas de gravedad, de crecimientos sedimentarias, originadas por el propio peso de los sedimentos y sin relación directa con ninguna

fuerza orogénica externa. Su forma cóncava es típica de este tipo de colapso, que tiene lugar cuando los sedimentos han sido insuficientemente consolidados, pero no en sedimentos quasi líquidos.

Todos los yacimientos comerciales de petróleo y gas en AMO se encuentran en areniscas de las formaciones Oficina y Merecure, aunque se han encontrado indicios de petróleo en el Grupo Temblador del Cretáceo. Las capas productoras varían de espesor, de 10 a más de 100 pies. La extensión lateral de las arenas es también variable, desde considerables depósitos de canales y barras de meandros coalescentes hasta depósitos aislados en forma de canales angostos e individuales. La porosidad se encuentra entre 10 y 35%, la permeabilidad oscila entre 50 y 4.000 milidarcys y pueden alcanzar ocasionalmente varios darcys.

La mayoría de los yacimientos de petróleo tienen un casquete de gas, con secciones petrolíferas que varían de espesor, con un máximo de 550 pies, y algunos yacimientos contienen solamente gas. Los horizontes productores se encuentran a profundidades que van de 4.000 a 14.200 pies y los crudos son de base intermedia, donde se pueden encontrar gravedades entre 8 y 57° API.

### **1.4.3 Estructura Local**

Los Campos Zapato-Mata R están ubicados aproximadamente a 40 km, al sureste de la Ciudad de Anaco con una extensión de 120 km<sup>2</sup>. Desde el punto de vista geológico este campo pertenece al Área Mayor de Oficina, ubicada en el flanco Sur de la Cuenca Oriental de Venezuela, sub-cuenca de Maturín, el cual tiene como campos vecinos La Ceibita al Noreste y Mapiri al Oeste, pertenecientes al área operacional de Anaco.

### 1.4.4 Estratigrafía del Área Mayor de Oficina

La columna estratigráfica se extiende desde el Cretáceo hasta el Pleistoceno y está constituido por las siguientes formaciones: Mesa de edad Pleistoceno, Las Piedras, Freites, Oficina y Merecure del Grupo Terciario, el Grupo Temblador del Cretáceo constituido por la Formaciones Canoa y Tigre. Las principales formaciones productoras del área son Merecure y Oficina. El área de oficina tiene alrededor de 120 arenas diferentes con espesores variables entre 3 y 90 pies, algunas de ellas se extienden como verdaderos mantos por kilómetros cuadrados, otras son arenas de canal situadas preferentemente en la parte media de la formación y se extienden por una distancia considerable (Figura 1.4).

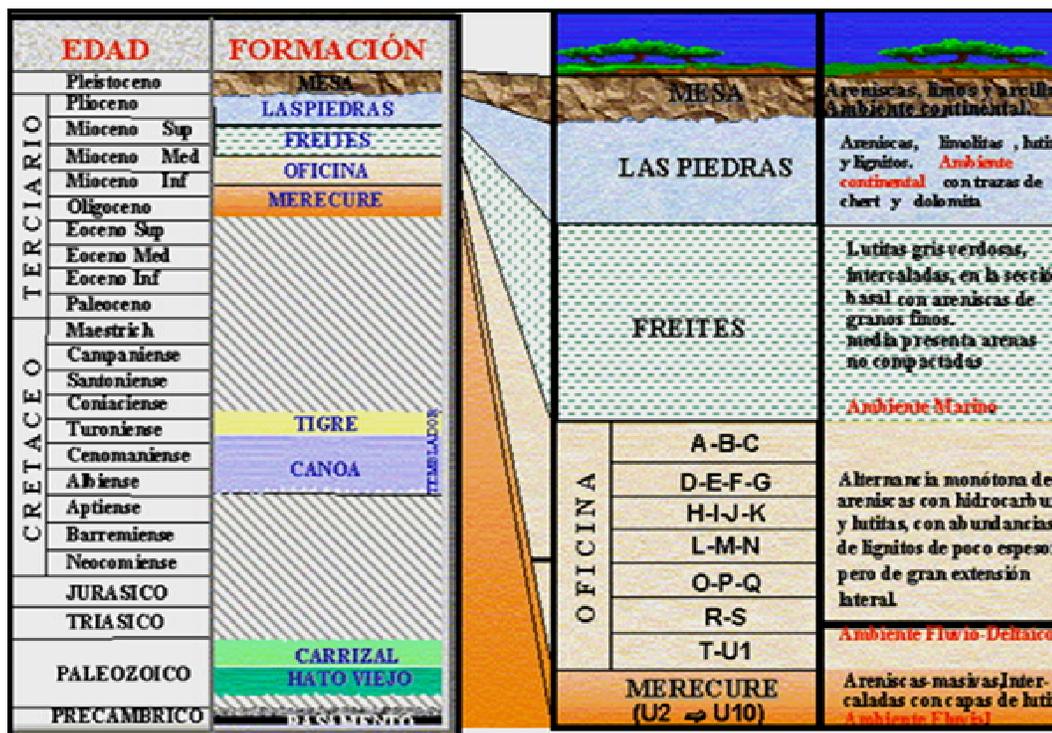


Figura 1.4. Columna Estratigráfica del Área Mayor de Oficina (AMO).<sup>[5]</sup>

## **1.5 Características Litológicas del Área Mayor De Oficina.**

Las observaciones de los pozos perforados permiten reconocer formaciones que van desde el Cretáceo hasta el Pleistoceno, cuyas características litológicas más resaltantes se detallan a continuación.

### **1.5.1 Formación Mesa**

La culminación del proceso sedimentario de la Cuenca Oriental está representada por la Formación Mesa, de ambiente continental. Se extiende por los Llanos Orientales de Guárico,

Anzoátegui y Monagas. Esta formación es considerada de edad Pleistocena, debido a su posición discordante sobre la Formación Las Piedras del Plioceno. Está formada por arcillas solubles de color rojizo, crema y grisáceo, alternando hacia la base con areniscas de grano grueso, guijarros, peñas y peñones.

### **1.5.2 Formación Las Piedras**

En el Área Mayor de Oficina y Monagas Central, esta formación de ambiente continental se presenta transgresiva sobre las Lutitas marinas de la Formación Freites. Hacia el Oeste y en el Norte de Monagas es transgresiva sobre las Lutitas marinas de la Formación La Pica. Al norte del Corrimiento de Anaco y al Oeste de la falla de Urica, ésta al igual que Freites está totalmente ausente y es considerada de edad Mioceno; está conformada predominantemente por arcillas, alternando hacia la base con areniscas grisáceas, verdosas de grano conglomerático y lignitos.

### **1.5.3 Formación Freites.**

De edad Mioceno Medio a Superior, se caracteriza por una gruesa sección de Lutitas gris verdosas (marinas someras) intercaladas, especialmente en las secciones inferior y superior, con areniscas de granos finos.

### **1.5.4 Formación Oficina.**

Está presente en el subsuelo de todo el flanco Sur de los estados Anzoátegui y Monagas. Su litología característica consiste de una alternancia monótona de arenas y Lutitas con abundantes lignitos de muy poco espesor, pero de gran extensión lateral. Individualmente, las areniscas son lenticulares, pero los paquetes de areniscas se extienden a grandes distancias, facilitando la correlación a través de la cuenca. Presenta un ambiente de sedimentación fluvio-deltaico de grandes dimensiones, donde son comunes las arenas lenticulares y de relleno de canales de ríos. Desde el punto de vista de generación y producción de hidrocarburos, la Formación Oficina, es muy importante en la Cuenca Oriental de Venezuela, puesto que las principales arenas productoras están ubicadas dentro de ella así como también las rocas madres constituidas por lutitas de la misma formación.

### **1.5.5 Formación Merecure**

La Formación Merecure en el subsuelo de la región de Anaco, se caracteriza principalmente por la abundancia de areniscas de granos finos a gruesos y espesores en capas masivas mal estratificadas, con estratificación cruzada y colores de gris claro a gris oscuro. La continuidad de capas de areniscas puede estar interrumpida por láminas y capas delgadas de Lutitas negras, duras, carbonosas y por intervalos de arcillas y limolitas grises. Las areniscas se presentan en paquetes de hasta 100 pies de espesor.

La sedimentación de la Formación Merecure ocurrió en aguas de dulces a salobres. Esta formación marca la transgresión del Oligoceno y el desarrollo de la cuenca durante el Oligoceno medio y el Mioceno Inferior. En el Área Mayor de Anaco, Monagas Central, Urica y Norte del Área Mayor de Oficina, esta formación se caracteriza por la abundancia de areniscas masivas de grano medio, sucias, mal escogidas, con estratificación cruzada, presentan intercalaciones, capas de Lutitas que aparecen y desaparecen lateralmente; ésto nos indica que la deposición fue en un ambiente de gran actividad, de origen continental y fluvial.

Informalmente la Formación Merecure se conoce como la arena “U” en el norte de Oficina y Monagas Central, comenzando con la arena “U-2”. En cambio, en el Área Mayor de Anaco y Urica las arenas de Merecure se designan con sufijos de letras mayúsculas del alfabeto español (A, B, C...); comenzando con la arena ME-A en el tope de la formación. En ambas áreas, su correlación entre campos e inclusive entre pozos se hace difícil debido al carácter arenoso y masivo de la unidad y a la ausencia de marcadores regionales.

### **1.6 Características De Las Acumulaciones.**

Los hidrocarburos producidos en el Área Mayor de Oficina fueron generados en horizontes estratigráficos muy cercanos a los recipientes petrolíferos actuales; es decir en las Lutitas de la Formación Oficina inmediatamente por encima y por debajo de cada una de las arenas productoras. Los hidrocarburos migraron lateralmente sólo por distancias moderadas dentro de las arenas de dicha área.

La mayor parte del petróleo producido en esta zona se encuentra atrapado contra algunas de las fallas mayores de rumbo predominantemente Este-Oeste. Las trampas contra las fallas principales se completan por otros accidentes estratigráficos

y tectónicos como: canales de arenas con desaparición lateral de la porosidad y limitación inferior por contactos de agua-petróleo, la oblicuidad entre los rumbos de la falla y el homoclinal con desaparición lateral de la permeabilidad. Por otra parte, es importante destacar que prácticamente todas las acumulaciones de hidrocarburo se encuentran en el lado Norte de las fallas, independientemente que éste sea el lado levantado o deprimido de la misma.

## **1.7 Campos ZAPATOS-MATA R**

### **1.7.1 Ubicación del Área de Estudio**

El área se encuentra ubicada en el Municipio Pedro María Freites, a 50 km aproximadamente al sureste de la ciudad de Anaco y 75 km al sur de Barcelona, estado Anzoátegui (Figura 1.5). Abarca oficialmente una superficie de 1.680 acres (yacimiento U3 ZM-304) y 1.370 acres (yacimiento U4, 5U ZM-304). Los campos Zapatos-Mata R se enmarcan en la parte central de la Cuenca Oriental de Venezuela, Sub-Cuenca de Maturín, Área Mayor de Oficina, y a su vez pertenecen al Cuadrángulo Zeta, el cual está conformado además por los campos Zarza, Zulus, Zacarías y Zanjas, perteneciendo el área asignada a la Unidad de Explotación Liviano/Mediano del Distrito Anaco de PDVSA Gas.



**Figura 1.5. Localización de los Campos Zapatos - Mata R. [5]**

### **1.7.2 Estratigrafía Local**

La secuencia estratigráfica comprende el Grupo Temblador del Cretácico, constituido por las formaciones Canoa y Tigre, las formaciones Merecure, Oficina, Freites y Las Piedras del Terciario y la Formación Mesa de edad Pleistoceno. El intervalo de las arenas U3U, L/U4 y 5U pertenece a la Formación Merecure de edad Oligoceno, la cual da origen a la configuración estratigráfica y estructural de los cuerpos de arenas, que junto a la Formación Oficina, constituyen la principal unidad productora de hidrocarburos en la Cuenca Oriental de Venezuela. Se caracteriza por areniscas fluviales, de grano fino y lutitas carbonáceas delgadas, con cuerpos de arenas con canales, barras y lentes.

### **1.7.3 Estructura Local.**

La estructura Local consiste en un monoclinal fallado con dirección este-oeste y buzamiento al norte. El límite sur del yacimiento está definido por una falla normal de rumbo este-oeste y buzamiento al sur, con un desplazamiento que varía entre 300 y

600 pies. El límite este es otra falla normal de rumbo noreste-suroeste, con buzamiento al sureste y un desplazamiento que varía entre 200 y 400 pies. El límite norte del yacimiento lo constituye un contacto agua/petróleo inferido a 11.450 pbm.

#### **1.7.4 Sedimentología Local.**

Desde el punto de vista sedimentológico es probable que se hayan depositado sedimentos detríticos medios a finos, con períodos de influencia marina (fluviales meándricos, deltaicos y litorales), y poco afectados por discordancias angulares. Además, los sentidos de transporte han sido tanto laterales, desde el Sur (Cratón Guayanés), como longitudinales (paralelos al eje de la cuenca).

Las secuencias sedimentarias con potencial petrolífero del área de estudio están conformadas por los sedimentos de la Formaciones Freites y Oficina. Las formaciones pertenecientes al Cretácico parcialmente erosionado también poseen potencial petrolífero pero en menos cantidad. La Formación Freites; aunque sin carácter francamente de yacimiento, desempeña un papel importante: es el sello regional de la sub-cuenca, por encima del cual no se consiguen hidrocarburos.

#### **1.8 Planteamiento del Problema.**

Petróleos de Venezuela S.A. (PDVSA), para ejecutar sus operaciones cuenta con varios distritos a lo largo del territorio nacional, siendo uno de ellos el Distrito Anaco, situado en el centro del Estado Anzoátegui, y abarcando parte de los Estados Guarico y Monagas, éste reúne un gran número de yacimientos petrolíferos productores de hidrocarburos livianos y condensado, así como también grandes cantidades de gas natural. Uno de los principales objetivos del Distrito Anaco es optimizar los sistemas de producción para recuperar la mayor cantidad de reservas de

gas y crudo existentes, por medio del desarrollo y aprovechamiento de sus yacimientos, lo que conlleva a que cada día se trabaje más en la búsqueda de Nuevas Tecnologías con la finalidad de fortalecer y mejorar las actividades de exploración y producción de yacimientos y en este en particular la prioridad es optimizar los sistemas de completaciones de pozos en el Área Mayor de Oficina, para mejorar la productividad de los yacimientos con mayor potencial.

Como referencia se tiene, que el objetivo final de toda completación de un pozo consiste en producir los fluidos desde el yacimiento y transportarlos hasta la superficie en forma segura, eficiente y económica. Si bien la perforación de un pozo hasta la profundidad deseada podría parecer un objetivo en sí mismo, es necesario realizar muchas otras operaciones y tomar otras tantas decisiones antes de iniciar la producción. Hay que diseñar y seleccionar el revestidor y el resto de las tuberías e instalarlas en el hoyo junto con otras herramientas y equipamientos necesarios para conducir, bombear o controlar la producción o la inyección de fluidos. La integridad de una completación, en pocas palabras, depende de que se haya realizado un buen trabajo ya que, de lo contrario, es probable que surjan inconvenientes desde un principio.

Es evidente que el diseño de la completación deberá estar de acuerdo con el tipo de yacimiento, el mecanismo de drenaje, las propiedades del fluido, la configuración del pozo y cualquier otra complicación que pudiera surgir.

El estudio a realizar se comenzó con la recopilación de la data necesaria sobre las completaciones duales existentes en el área de estudio, analizando los pozos a los cuales se les realizaría el estudio a fin de establecer cual pozo completado dualmente reúne las mejores condiciones para implementar este tipo de completación inteligente, con la finalidad de mejorar la productividad del mismo. Después de recolectada parte de la información (data del pozo y de algunas de las completaciones

duales empleadas en el área) se validó por medio de visitas al campo para visualizar como se realizaba un trabajo de rehabilitación (workover) y el tipo de esquema mecánico que emplean en las completaciones, para evaluar el comportamiento del pozo a través de los diferentes parámetros como son: presión, producción, reservas, entre otros. Y finalmente se analizaron los resultados y se propuso el diseño de completación inteligente que más se adecuaba al área, para luego establecer las conclusiones y las respectivas recomendaciones que permitieron evaluar si el trabajo fue óptimo y la completación adecuada al pozo, esto a través de la perspectiva económica o rentabilidad del proyecto.

## **1.9 Objetivos de la Investigación.**

### **1.9.1 Objetivo General:**

Evaluar la factibilidad técnico-económica del uso de las completaciones inteligentes en el campo ZAPATO MATA-R (AMO), Con la Finalidad de Mejorar la Productividad en el Área de interés.

### **1.9.2 Objetivos Específicos:**

1. Estudiar los pozos completados duales en el Campo ZAPATO MATA-R (AMO), analizando su condición mecánica y configuración del pozo, prospectos para la implementación de Completaciones Inteligentes.
2. Jerarquizar los yacimientos con mejores potencialidades en reservas de hidrocarburos del AMO para obtener los mejores yacimientos que serán utilizados para el estudio.

3. Simular con PIPESIM, el comportamiento de producción de los pozos seleccionados, con las Completaciones Inteligentes.
4. Proponer un diseño óptimo de completación inteligente que será utilizada y evaluada en los pozos del Campo ZAPATO MATA-R.
5. Realizar una evaluación técnico-económica del proyecto de completación, que determinara su rentabilidad.

## **CAPITULO II.**

### **MARCO TEÓRICO**

#### **2.1 Nociones Generales de las Completaciones Convencionales de Pozos.**

La perforación envuelve aquellas operaciones requeridas para penetrar los estratos hasta el intervalo productor y asentar revestimiento, mientras que la completación involucra operaciones posteriores a la asentada del revestimiento de producción (fin de la etapa de perforación del pozo) y procedentes a la llevada a producción o inyección. Las operaciones tradicionales de completación comprenden actividades tales como el cañoneo, la instalación del empaque con grava, niples, cabezal del pozo, la acidificación, el fracturamiento, el asentamiento de tubería de producción o inyección, y las empacaduras.

La terminación o completación de pozos, constituye el primer paso en lo que será la etapa de producción del pozo. Generalmente, la última sarta se cementa luego de haber hecho un análisis completo de las perspectivas de productividad del pozo porque en caso contrario se incurriría en costos innecesarios de la tubería, cementación, cañoneo y pruebas.

La completación de pozos se define como el acondicionamiento del pozo, mediante la ejecución de una serie de procesos que involucran el uso de productos e instalación de equipos y herramientas, que se inicia con la corrida del revestidor de producción, y termina con el logro del objetivo por el cual fue perforado el pozo, por ejemplo, la puesta en producción del mismo.

Cementada la última sarta de revestimiento, que tiene la doble función de revestidor y de sarta de producción, se procede a realizar el programa de terminación del pozo.

El objetivo principal de la completación de un pozo es obtener el mayor recobro (índice de productividad) posible durante la vida productiva del pozo sin comprometer la inversión u costos de la misma. Las apreciaciones más importantes que conducen a una buena terminación son:

- El tipo de hoyo que penetra los estratos perforados: si es vertical, desviado convencional, desviado de largo alcance, inclinado u horizontal.
- El rumbo y el aspecto de la circulación de la trayectoria del hoyo, para que las sartas de revestimiento queden bien centradas y la cementación de las mismas sea eficaz.
- En el caso del hoyo desviado de largo alcance, el inclinado o el horizontal se tomarán las precauciones requeridas para evitar atascos durante las operaciones de revestimiento y cementación de las sartas. Si la sarta horizontal se utiliza como revestidor y como sarta de producción, la medida y colocación en el hoyo requiere esmerada atención para que quede bien centrada, y la cementación y el cañoneo se hagan sin inconvenientes.
- Los gradientes de presión y de temperatura para mantener el fluido de perforación o los especiales de terminación dentro de las exigencias requeridas.

- Revisión del Informe Diario de Perforación para refrescar la memoria sobre los incidentes importantes surgidos como por ejemplo: atascamiento de la sarta de perforación, pérdidas parciales o total de circulación, desviación desmedida del hoyo y correcciones, derrumbes, arremetidas por flujo de agua, gas y/o petróleo.
- Interpretaciones cualitativas y cuantitativas de pruebas hechas con la sarta de perforación en el hoyo desnudo para discernir sobre: presiones, régimen de flujo, tipo y calidad de fluidos: gas, petróleo y agua.
- Registros y/o correlaciones de registros para determinar: tope y base de los estratos, espesor de intervalos presuntamente productivos, zonas de transición, porosidad, permeabilidad, tipo de roca, buzamientos, accidentes geológicos (fallas, plegamientos, adelgazamiento, discordancia, corrimientos, entre otros), características del petróleo a producirse.
- Estudio de historias de perforación, terminación y producción de pozos contiguos, cercanos o lejanos para apreciar procedimientos empleados anteriormente, comportamiento mecánico de las terminaciones, posibles reparaciones realizadas y desenvolvimiento de la etapa productiva de los pozos.

El tipo de completación usada y los trabajos a realizar van a depender simplemente de la productividad inicial, reparaciones futuras y eficiencia operacional del pozo. Debido a estos factores, la selección y diseño del programa de completación toma en cuenta los citados elementos:

1. La tasa de producción esperada.

2. Las reservas de la zona a completar.
3. Los mecanismos de producción que pueden emplearse en la zona de completación.
4. Los trabajos futuros de estimulación (Fracturamiento hidráulico, acidificación, estimulación mediante inyección de vapor, entre otros.
5. Las necesidades de control de arenas.
6. Los procesos de levantamiento artificial mediante bombeo mecánico o el uso de gas.
7. Las inversiones requeridas.
8. Las posibles reparaciones en el futuro.

### **2.1.1 Tipos de Completaciones Convencionales**

Existen varios tipos de terminaciones o completaciones de pozos. Cada tipo es elegido para corresponder a condiciones mecánicas y geológicas impuestas por la naturaleza del yacimiento. Sin embargo, mientras menos aparatosa mejor, ya que durante la vida productiva del pozo, sin duda, se requerirá volver al hoyo para trabajos de limpieza o reacondicionamientos menores o mayores. Además es muy importante el aspecto económico de la terminación elegida por los costos de trabajo posteriores para conservar el pozo en producción.

Son diferentes los criterios para clasificar los tipos de completaciones. En Venezuela la mayoría de estas pueden agruparse en tres categorías, citadas a continuación:

- Completación a Hoyo Abierto.

- Completación con Forro Ranurado o Tubería Ranurada.
- Completación con Tubería de Revestimiento Perforada.

De acuerdo con el número de zonas productoras, las completaciones también pueden ser **sencillas** o **múltiples**.<sup>[3]</sup>

### 2.1.1.1 Completación Sencilla

Es aquella que tiene por objetivo fundamental producir de un solo yacimiento. Esta completación puede subdividirse de acuerdo con el método de levantamiento empleado. Así por ejemplo, se tienen completaciones sencillas para producir por flujo natural, por levantamiento por gas o por bombeo mecánico (Figura N° 2.1).

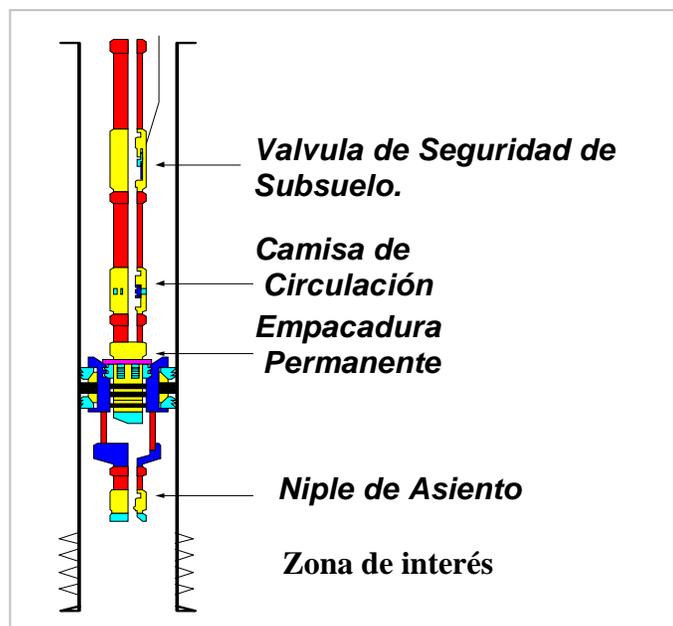


Figura 2.1. Completación Sencilla.<sup>[3]</sup>

- Contempla generalmente una sola zona de interés y una sarta de tubería, para la selección de un solo horizonte productor para que descargue el petróleo hacia el pozo. Sin embargo, existen varias modalidades de la terminación sencilla.

#### 2.1.1.1.1 Completaciones Sencillas de una sola Sarta para Producir por Flujo Natural:

En esta clase de completaciones se ubican los siguientes casos:

- Completación sencilla, de una sola sarta y sin empacadura.
- Completación sencilla, de una sola sarta y con empacadura.

#### a) Completación sencilla, de una sola sarta y sin empacadura y de Flujo Natural

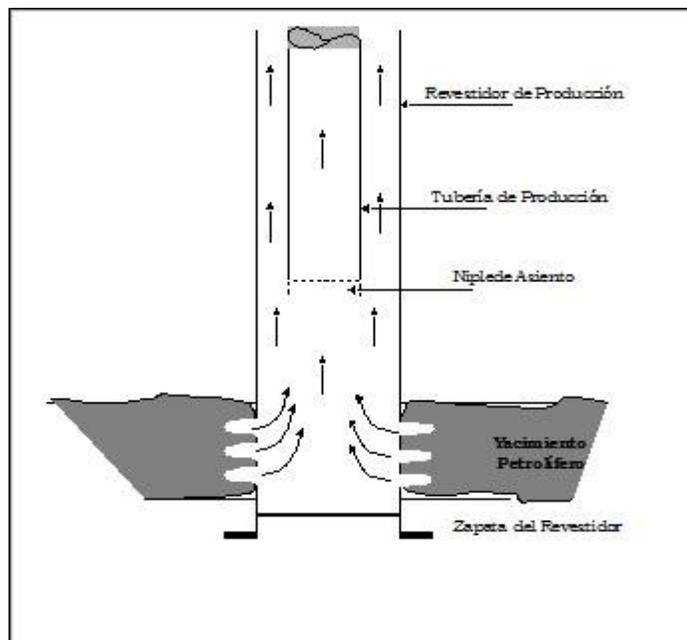
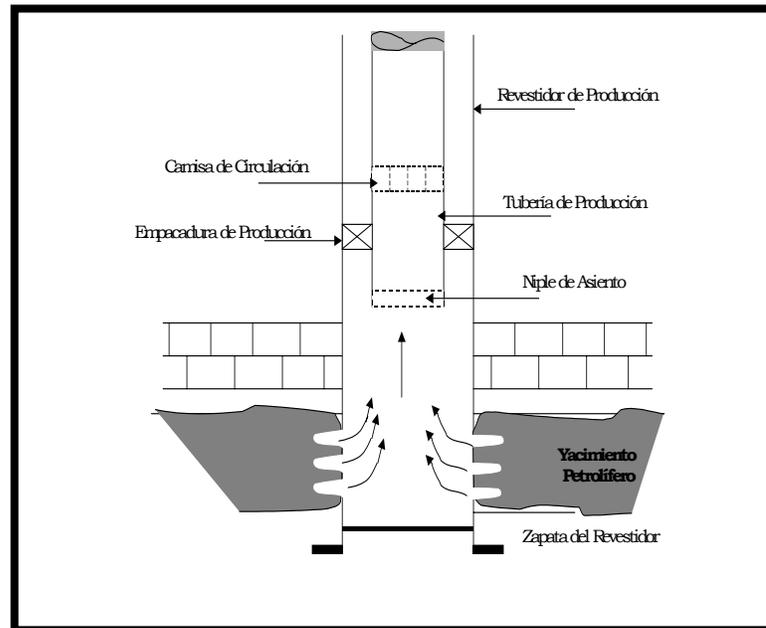


Figura 2.2. Completación sencilla, de una sola sarta y sin empacadura y de Flujo Natural. <sup>[3]</sup>

## **b) Completación sencilla, de una sola sarta y con empacadura y de Flujo Natural**

Es el tipo de completación que más se usa en el país (Figura N° 2.3). El equipo fundamental de esta Completación es el siguiente:

- **Empacadura recuperable:** En general una empacadura, es una herramienta de fondo que se usa para proporcionar un sello entre la tubería de producción y la tubería de revestimiento (o la tubería de producción y el hoyo abierto), a fin de evitar el movimiento vertical de fluidos, desde la empacadura por el espacio anular hacia arriba. Pueden ser recuperables o permanentes. <sup>[2]</sup>
- **Niple de asiento:** Es un dispositivo tubular insertado en la tubería de producción y que es común en el pozo a determinada profundidad. Internamente son diseñados para alojar un dispositivo de cierre para controlar la producción en la tubería de producción; y pueden ser de tipo selectivo y no selectivo. <sup>[2]</sup>
- **Camisa de circulación:** También llamadas mangas deslizantes, son un equipo de comunicación o separación, que es instalado en la tubería de producción. Son dispositivos todo abierto con una manga inferior, la cual puede ser abierta o cerrada por métodos de guaya. <sup>[2]</sup>



**Figura 2.3. Completación sencilla, de una sola sarta y con empaadura y de Flujo Natural.**<sup>[3]</sup>

### 2.1.1.2 Completación Múltiple

Es aquella que tiene por objetivo fundamental poner a producir dos o más yacimientos, utilizando el mismo pozo y sin que se mezclen los fluidos de los diferentes yacimientos. Con el fin de mantener un control de los yacimientos y cumplir con las normas establecidas en el país, se hace necesaria la separación de los fluidos de las diferentes zonas. De estas completaciones la más común es la **Dual**. Sin embargo, su complejidad hace que se prefieran las completaciones sencillas.<sup>[3]</sup>

Entre las razones por las cuales se requiere la producción de varios yacimientos, utilizando el mismo pozo, están las siguientes:

1. Tasas de producción más altas y menores tiempos de retorno del capital invertido. Al existir en un yacimiento intervalos productores con diferentes

índices de productividad, el intervalo más débil producirá a una tasa más alta si se produce por separado que si se mezcla con los intervalos de mayor productividad.

2. Separación de los tipos diferentes de yacimientos. Se considera indeseable mezclar la producción de un yacimiento con empuje por agua con uno de empuje por gas disuelto.
3. Para tener un control apropiado del yacimiento. Esto puede ser importante tanto en las operaciones de recuperación primarias como secundarias. En los yacimientos de empuje por capas de gas o de empuje por agua con varios intervalos productores, una explotación apropiada puede requerir que las diferentes zonas sean producidas a tasas controladas para recuperar la máxima cantidad de petróleo. También puede ser ventajoso efectuar completaciones múltiples en pozos claves, para observar el comportamiento del yacimiento.
4. Por regulaciones gubernamentales, necesidad de la historia exacta de cada yacimiento.

Las completaciones múltiples son más costosas que las sencillas, y aumentan grandemente el riesgo de fallas de equipos y trabajos de pesca. Existen varios tipos de arreglos de tubería-revestidor que se aplican en las diversas completaciones de un pozo. Por ejemplo un pozo puede ser completado con una o varias sartas.

#### **2.1.1.2.1. Completaciones Múltiples con una o varias Sartas y de Flujo Natural**

En esta clase de completaciones se pueden citar los siguientes casos:

- Completación de doble zona, con una sola sarta y una empacadura.
- Completación de doble zona, con una sola sarta y dos empacaduras.
- Completación con más de dos zonas y una sarta.
- Completación de dos zonas, con dos sertas y dos empacaduras.
- Completación de tres zonas con dos sertas y tres empacaduras.
- Completación de cuatro zonas con dos sertas y cuatro empacaduras.

El arreglo mecánico del pozo es un factor predominante para el control de flujo de petróleo, agua y gas, y debe permitir flexibilidad para modificaciones futuras. El sistema debe ser sencillo y confiable.

## **2.2 Completaciones Inteligentes.**

El funcionamiento de un yacimiento resulta bastante difícil de comprender, pero controlarlo constituye un desafío aún mayor. Hoy en día, la tecnología que permite el control remoto del flujo hace posible el máximo aprovechamiento de todo lo que se conoce sobre el yacimiento y el aumento de la eficacia de la producción.

El manejo clave en el desarrollo de las completaciones inteligentes es la economía. Fácilmente las reservas recuperables se hacen más difícil de encontrar. Para sustituir las reservas agotadas y para resolver la demanda futura, los operadores deben explorar formaciones más profundas y los prospectos de interés en aguas profundas (muchas en locaciones geográficamente remotas tienen yacimientos relativamente pequeños). Para que estos prospectos sean económicos, la manera en que es manejado el yacimiento debe cambiar.

La industria ha sabido siempre como optimizar el valor económico a través de la gerencia activa del yacimiento, pero nunca realmente se ha puesto en ejecución.

La tecnología se considera como el medio, pero esta tecnología ha sido conducida por la necesidad de despejar nuevos horizontes económicos; por lo tanto el ímpetu para desarrollar un concepto inteligente de completación.

El mercado para las completaciones inteligentes se ha estimado en el excedente de \$800 millones a \$1 billón en un periodo de cinco años.

Como conocimiento general, se puede hacer un breve comentario, como el caso del lejano planeta Marte, en donde la sonda especial Sojourner logró explorar lugares a los que el hombre no pudo llegar. Dado que la excavación de un hoyo en el subsuelo para introducir un ser humano resultaría sumamente costosa, se ha recurrido a herramientas conducidas por cables, tuberías flexibles o sartas de perforación, durante la construcción del pozo o a posteriori, con el objeto de medir y registrar todo aquello que no podemos observar en forma directa.<sup>[5]</sup>

### **2.2.1 Sistema de Completación Inteligente (IC) o IWS**

El término IC (Inteligents Completions) es usado para abarcar el uso de productos y de tecnologías para la supervisión y control del funcionamiento del yacimiento, sin tener que desplegar un aparejo o equipo para alterar la configuración física del pozo. También llamado IWS (Inteligents Wells Systems), es un sistema integral que permite gerenciar la producción de hidrocarburos, basándose en el control del proceso de drenaje del yacimiento. Éste requiere de un proceso de planificación, ejecución e implementación perfectamente detallada.

## a) Ventajas

Las características básicas de la tecnología requerida por el mercado se pueden analizar en el equipo de la completación (dispositivos, incluyendo el control de flujo), la energía de monitoreo y las comunicaciones.

Todos estos existen en cierta forma, pero necesitan ser modificados y empaquetados apropiadamente para crear una completación inteligente. En algunas áreas, cualquier pozo con datos monitoreados es calificado como inteligente; sin embargo la nueva filosofía del IC va más lejos. La medida real de una completación inteligente "IC" es su capacidad de facilitar el control y medida hoyo abajo.

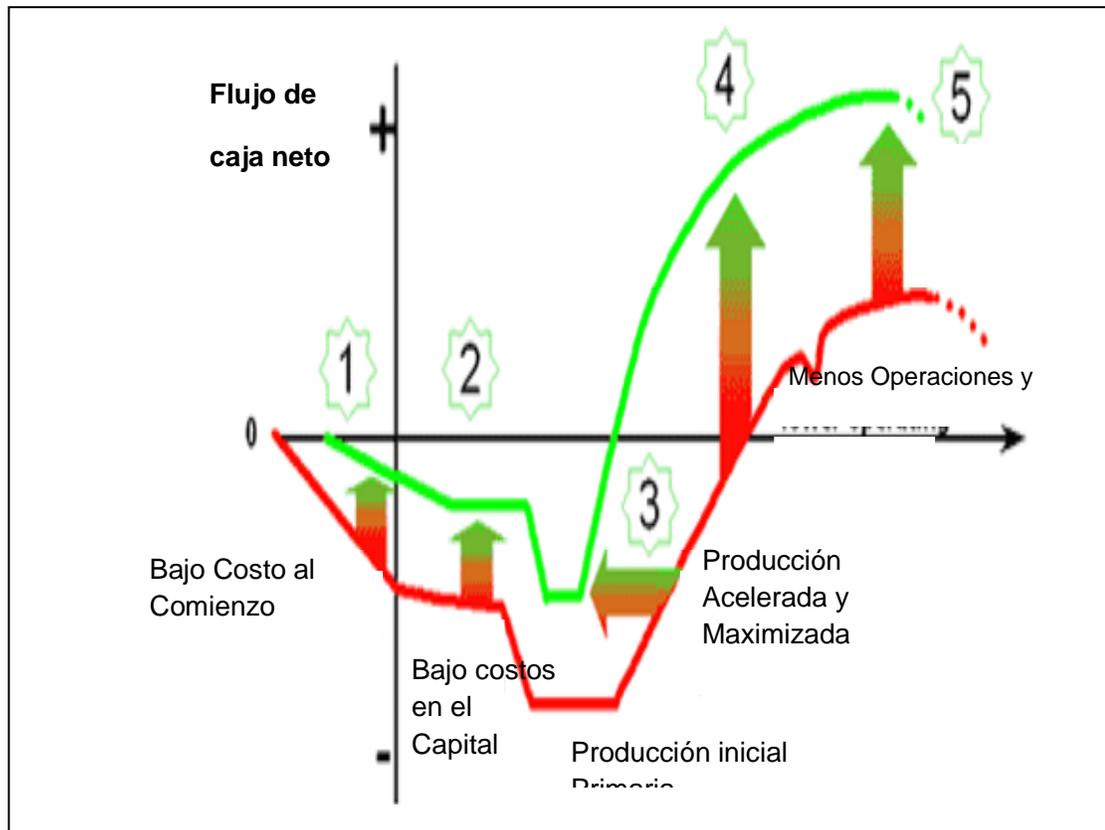
Las ventajas de las Completaciones Inteligentes se centran en la entrega de la flexibilidad de la gerencia de producción entre estas tenemos:

- Los pozos inteligentes mejoran la direccionalidad hacia nuevos pozos.
- Más bajos costos en la infraestructura de superficie.
- Se puede tener flujo entremezclado.
- Reducción de trabajos de rehabilitación.
- Un mejor conocimiento conlleva a aumentar lo recuperable.
- Administración del agua.
- Aparejos recuperables en un solo viaje.

- Permite circular fluidos limpios de completación con el árbol instalado antes de asentar las empaaduras.
- El mandril de las empaaduras no se mueve durante el proceso de asentamiento
- Hace posible utilizar válvulas de seguridad montadas en tubería.
- Las empaaduras pueden ser probadas independientemente después de ser instaladas.
- Los reguladores de flujo (hidráulicos o eléctricos) permiten la producción conjunta.
- Los sensores de P, T y Q (presión, temperatura y tasa de producción) mantienen un registro permanente en tiempo real de las condiciones de flujo de cada uno de los intervalos productores.
- La válvula de seguridad puede ser retirada y reinstalada en el pozo sin necesidad de recuperar la sección inferior de la completación, evitando así una reparación mayor que pudiera generar daño a las formaciones productoras.<sup>[5]</sup>

La Figura 2.4 muestra la diferencia entre desarrollar una completación convencional (línea verde) en comparación con desplegar una completación inteligente (línea roja), desde el punto

de vista de los costos que se generarían desde la perforación del pozo hasta los futuros trabajos de reparación o reacondicionamiento a los cuales pudiera ser sometido el pozo.



**Figura 2.4. Gráfico Comparativo entre los Costos de desarrollo de una Completación Convencional y una Inteligente.** <sup>[5]</sup>

Se puede observar que inicialmente los costos de inversión en la perforación y despliegue de una completación convencional son significativamente mucho menores que los de una completación inteligente (punto 1), pero si se observa, en punto 2 que es la puesta en producción del pozo, se tiene una pronta producción en el pozo inteligente a diferencia del

convencional, además de tener una mayor vida productiva antes de tener que realizar un trabajo de reacondicionamiento (punto 3). Los puntos 4 y 5 representan la etapa de recuperación secundaria, bien sea por la aplicación de métodos de recuperación secundaria o por la implementación de nuevas tecnologías.

Algunas de las aplicaciones específicas del yacimiento implican el control de zonas de bajo nivel de presiones y de tasas de producción; la optimización de la producción apilada o entremezclada; reinyección para levantamiento artificial; y la capacidad de prevenir flujo cruzado en secciones multilaterales y horizontales, realizando un análisis, relacionando interzonas, o interpozos, prueba de interferencia, entre otros.

#### **b) Dispositivos del Sistema de Completación Inteligente ó IWS**

1. Juntas de Expansión
2. Conectores
3. Protectores de cables eléctricos y/o líneas hidráulicas
4. Empacaduras sin movimiento relativo, con pasajes para líneas de control
5. Sensores de Cuarzo y Fibra Óptica.

#### **2.2.2 Herramientas principales de una Completación Inteligente.**

La figura 2.5 ilustra los principales componentes de una Completación inteligente típica: la adquisición de datos en tiempo real es posible con el sensor de fondo de pozo que mide presión, temperatura, rata de flujo, densidad o el corte de agua.

Este dispositivo puede incluir un medidor electrónico convencional, instrumentación con fibra óptica o una combinación de ambas alternativas para el rango de control de flujo en tiempo real desde un regulador de flujo de control remoto hidráulico, electro-hidráulico o netamente eléctrico. Estos dispositivos pueden ser controlados en superficie por válvulas simples de apertura y cierre o multi-posicionales.

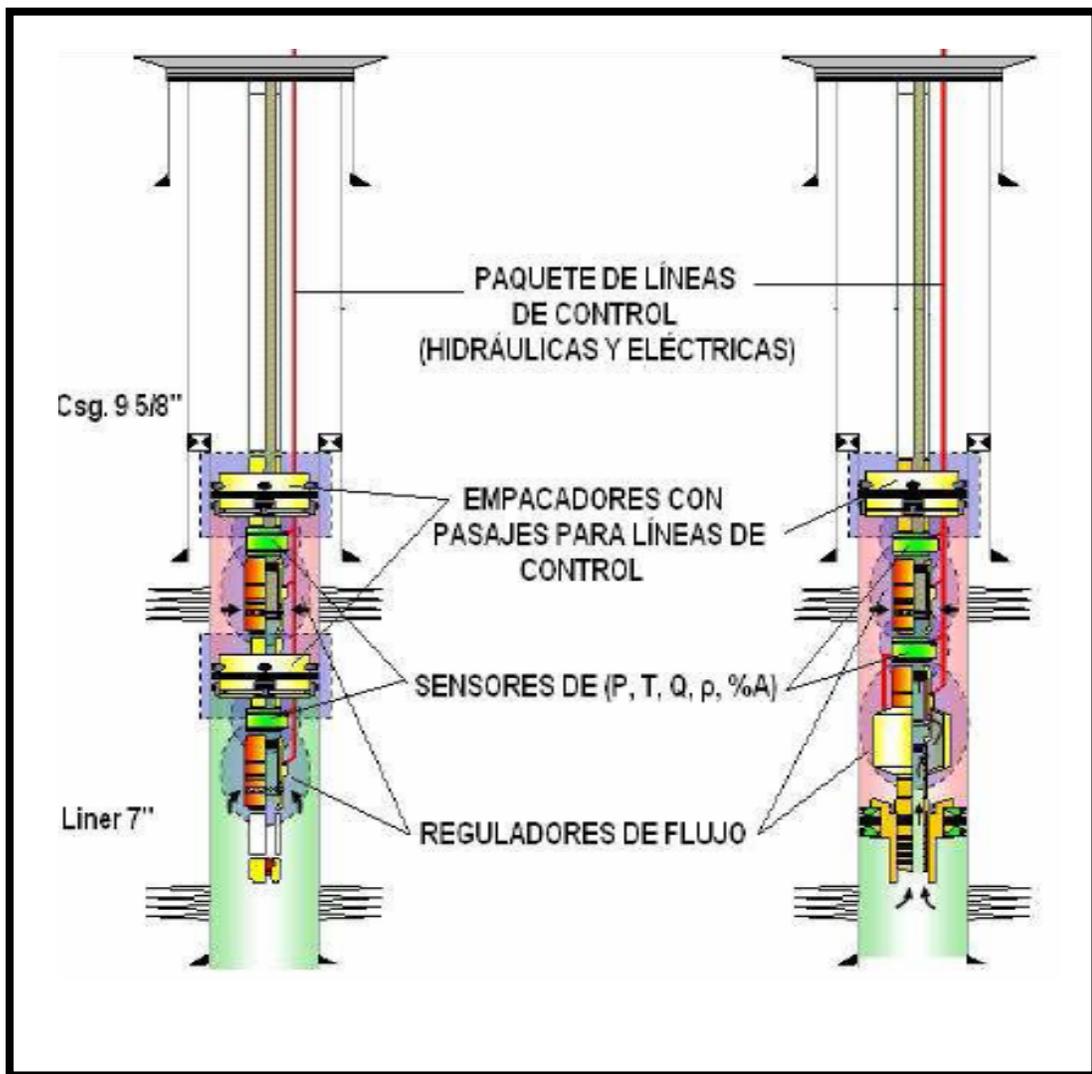


Figura 2.5. Componentes principales de una Completación Inteligente.<sup>[5]</sup>

Empacaduras de producción especializados con pasajes de líneas de control para la factibilidad de alimentación a través de ellos para las líneas de control desde la superficie hasta los sensores de fondo y dispositivos de control de flujo.

Líneas de control electrónicas e hidráulicas enlazadas al monitoreo de datos en superficie y paneles de control de flujo. La protección de fondo de estas líneas es provista por medio del uso de un sistema de abrazaderas y empalmes especializados.

### 2.2.2.1 Empacadura de producción.

Las empacaduras de producción son generalmente clasificadas como tipo permanente y/o recuperable. Como se muestra en la figura 2.8.



**Figura 2.6. Empacadura de producción con pasajes para líneas de control.** <sup>[5]</sup>

Las empacaduras tienen varios propósitos entre los cuales podemos mencionar la protección de la tubería de revestimiento de las presiones del pozo como de

estimulación de fluidos corrosivos; también aísla de fugas a la tubería de revestimiento, aísla los disparos cementados a presión forzada, o intervalos de producción múltiple, cancelan o disminuyen los cabeceos o los suaveos de los fluidos, ayuda a la instalación de equipos de levantamiento artificial y mantiene los fluidos de matados o de tratamiento en el espacio anular.

Para hacer una buena selección de una empacadura se deben tomar en cuenta los siguientes parámetros:

- Diámetro de la tubería de revestimiento o hueco abierto en caso del tipo inflable.
- Grado y peso de la tubería de revestimiento.
- Temperatura a la cual estará sometido.
- Presión de trabajo.
- Diseño de operación.

#### **2.2.2.2 Reguladores de flujo (Camisas Deslizables).**

Las camisas deslizables (figura 2.7) son de alto rendimiento, y permiten la comunicación entre la tubería de producción y la de revestimiento para circulación, seleccionar zonas productoras o aislarlas.<sup>[5]</sup>



**Figura 2.7. Camisa deslizable.** <sup>[5]</sup>

**2.2.2.3 Tipos de camisas usadas en las completaciones inteligentes y sus características.**

**2.2.2.3.1 Deslizable HCM.**

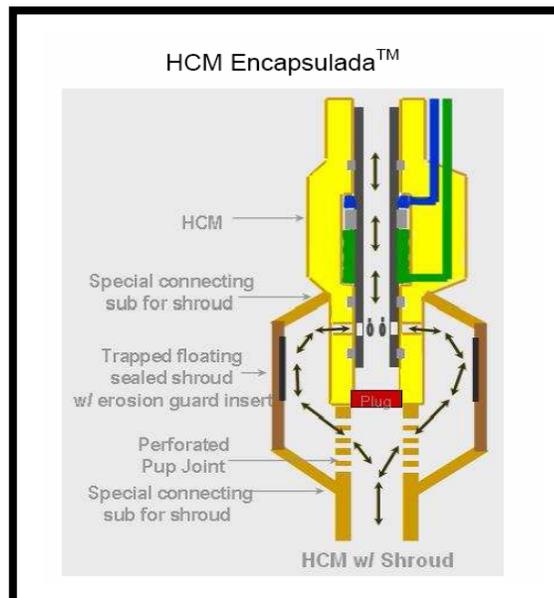


**Figura 2.8. Deslizable HCM.** <sup>[5]</sup>

### CARACTERISTICAS:

- Componente activo principal de fondo que suministra la producción y el control de inyección sin necesidad de intervenciones.
- Reduce la intervención, reduciendo los costos y los riesgos asociados a la para de producción.
- Es Controlada por dos líneas de control hidráulicas desde la superficie igual, que como se hace con las válvulas de seguridad estándares de la industria.
- Controla selectivamente la arena productora abriendo o cerrando la camisa deslizable.

#### 2.2.2.3.2 HCM ENCAPSULADA.



**Figura 2.9. HCM ENCAPSULADA.**

## **CARACTERISTICAS**

- Es la misma camisa HCM pero con una capsula que cierra por debajo de una junta perforada y por encima de los puertos de la camisa.
- Diseñada con una junta perforada ubicada por debajo de un niple de asiento controlador de flujo que esta adjuntada debajo de la camisa deslizante HMC.
- Tiene un tapón preinstalado en el niple de asiento antes de ser bajada en el hueco para desviar los fluidos a través de la válvula. Esto crea un espacio anular entre el diámetro interno de la cápsula y la junta perforada, el niple y una pequeña porción de la camisa.
- Puede ser colocada por encima de la empacadura mientras permite una operación zonal de la empacadura.

### **2.2.2.4 Paquetes de Control.**

La línea de control (Figura 2.10) es la encargada de garantizar el suministro eléctrico hacia el motor, están fabricados de diferentes materiales conductores protegidos, para garantizar su integridad, para sus condiciones de operación y de medio ambiente.

Para su diseño deben ser consideradas todas las condiciones de sobre voltaje, de temperatura y de los fluidos usados por el pozo.



**Figura 2.10. Línea de control.** <sup>[5]</sup>

#### **2.2.2.5 Sensores de Fondo.**

Los sensores de fondo (Figura 2.11) proporcionan información de la temperatura y presión, que son datos de vital importancia ya que la correcta interpretación de estos parámetros indica la posibilidad de cambio de tamaño de las bombas, la cercanía de un reacondicionamiento, el sobrecalentamiento del motor entre otros. No requieren de sistemas especiales, ya que las señales son enviadas a superficie a través de los cables de energía.



**Figura 2.11. Sensores de fondo.** <sup>[5]</sup>

El monitoreo permanente con sensores provee datos de producción de la cara de la formación en el pozo, en tiempo real sin la necesidad de intervención del pozo. Esta información es la base de conocimiento para el manejo del yacimiento.

### **2.3 Reparación de Pozos**

La reparación de pozos para Industria Petrolera es la alternativa más idónea para mejorar y prolongar la vida productiva de los yacimientos al menor costo (inversión) e incluso a ninguno, y provee la posibilidad de evaluar y producir varios horizontes a través de un mismo pozo y a la vez, tener un control sobre los diferentes problemas de producción ( agua, gas, baja presión, daños de formación, entre otros) que se presentan en un yacimiento. De aquí la necesidad de una constante planificación de los pozos a reparar, analizando los problemas específicos en cada

uno o identificar el pozo problema y el tipo de reparación que requiere para el mantenimiento o generación de potencial.

### **2.3.1 Tipos de Reparaciones**

- Reparar filtraciones (fugas) en el revestidor, empaaduras y tuberías de producción.
- Reemplazar tubería de producción, tamices ranurados, tuberías ranuradas u otros equipos de subsuelo.
- Extender el liner de producción hasta la superficie si el revestidor intermedio está dañado.
- Limpiar el hoyo del pozo con el fin de eliminar tapones de arena, parafina, desechos metálicos y otros.

### **2.3.2 Planificación de la Reparación.**

La planificación de las reparaciones se hace con bases en un objetivo específico: Incrementar la productividad o rentabilidad de un yacimiento.

El tipo de reparación (mayor o menor) va a depender de los problemas presentados en el pozo, los cuales pueden localizarse a nivel de pozo o yacimiento.<sup>[2]</sup>

### **2.3.3 Análisis de Pozos Problemas**

Un pozo problema es aquel que, dentro de un marco económico particular, presenta límites específicos como:

- Baja tasa de petróleo o gas ( $\downarrow Q_o, Q_g$ ).
- Alta producción de gas ( $\uparrow RGP$ ).
- Alta producción de agua ( $\uparrow \% A y S$ ); y

- Problemas mecánicos o de otra índole.

Cuando se analiza un pozo de forma individual, se debe considerar si el problema está a nivel de pozo o yacimiento, ya que de esto va a depender el tipo de trabajo a realizar sea mayor o menor.

El análisis se realiza sobre las bases, del yacimiento, un área o pozo individual. Sin embargo de las conclusiones de estos análisis resultan las siguientes recomendaciones:

1. Reacondionamiento.
2. Continuar produciendo hasta un límite económico.
3. Mantener presión con inyección.
4. Recobro mejorado, o
5. Abandonar.

### **2.3.4 Tipos de Reparaciones – Generación de Potencial**

Los tipos de reparación dependen de la magnitud del afecte el pozo. De esta forma existen dos tipos de reparación:

**Menores:** Su objetivo principal es trabajar el pozo, sin sacar la tubería de producción. En este tipo de reparación se puede incluir trabajos como: estimulaciones, cambios de zonas, cañoneo adicional o recañoneo, trabajos de pesca, aperturas de pozos, cambios del método de producción, cambio de reductor, trabajos para individualizar el pozo (LAG, líneas de flujo, entre otras), limpieza y optimizar el LAG.

**Mayores:** Este tipo de trabajo se realiza con taladro en sitio y consiste en sacar la tubería de producción, con el propósito de corregir fallas como: Mala cementación, filtración, recañoneo, estimulación, recompletación, aislar zonas, eliminar zonas productoras de agua y/o gas. [2]

### 2.3.5 Evaluación de la Reparación

Existen básicamente dos formas de evaluar la reparación de un pozo:

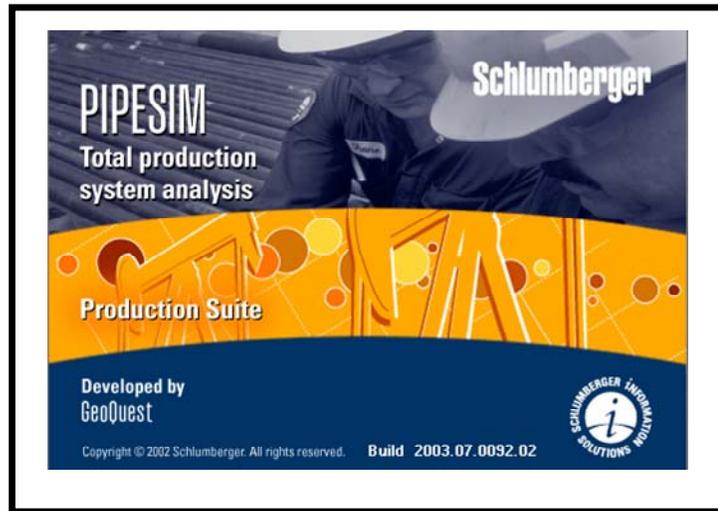
1. Desde el punto de vista económico, la cual debe hacerse previo a la reparación, teniendo como base los pronósticos de producción generados del análisis del pozo y la información financiera relacionada con inversiones, impuestos, costos, inflación, vida útil, entre otros.
2. Desde el punto de vista de los resultados obtenidos. [2]

### 2.3.6 Evaluación Económica

La toma de decisiones relacionada con la ejecución de un proyecto, perforación o reparación de un pozo, está sujeta a las expectativas de rentabilidad que se esperan del mismo; la herramienta utilizada para determinar dicho indicador es la evaluación económica, mediante la cual se introduce la información financiera relacionada con inversiones, costos, impuestos, inflación, vida útil del proyecto, factores de descuento, precios entre otros y se obtiene el balance requerido para comparar opciones, alternativas y casos que permiten la decisión final.

## 2.4 Simulador PIPESIM 2003.

Schlumberger es la empresa que diseñó este simulador de sistemas analíticos conocido como PIPESIM. La presentación de éste se observa en la Figura 4.2.



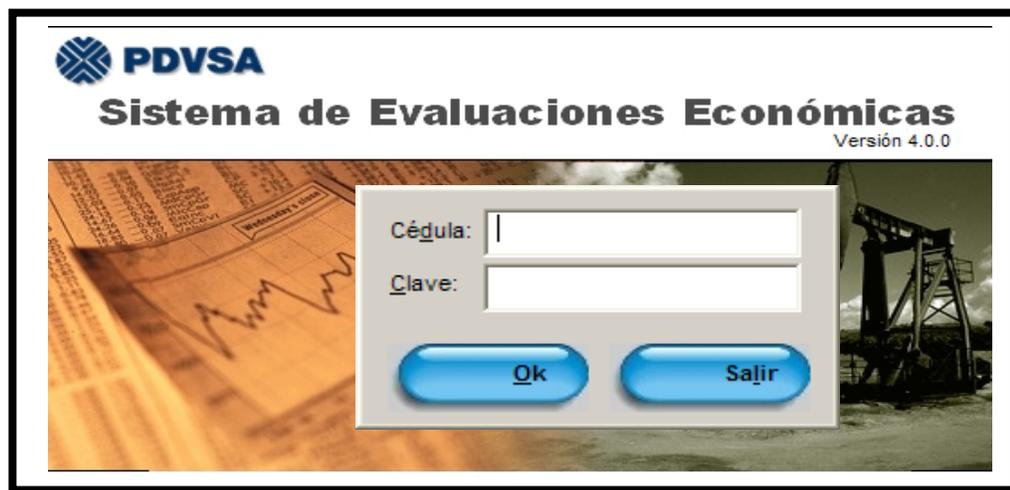
**Figura 2.12. Ventana de Entrada al Software PIPESIM 2003.** <sup>[1]</sup>

PIPESIM ha sido creada para sistemas analíticos, es decir esta herramienta provee soluciones a problemas de flujo obteniéndose resultados puntuales, es un simulador que permite representar el flujo estacionario y multifásico para sistemas de producción de petróleo y gas. Técnicas de análisis gráficos son incluidas en este simulador las cuales son esenciales para el modelaje de diseños de pozos, optimización de sistemas complejos, modelado de las facilidades de superficie y planificación del campo.

Este simulador permite la entrada de los datos de una forma detallada posibilitando caracterizar el fluido (Tipo de fluido, gravedad API, propiedades PVT, etc.); e incorporar datos de temperatura y presión del yacimiento, tubería de producción, línea de flujo y estranguladores. El modelaje del comportamiento de las propiedades de los fluidos puede ser realizado con dos opciones modelo: Petróleo Negro y modelo composicional, dependiendo de la opción seleccionada la determinación de las propiedades físicas de los fluidos se realiza de manera diferente en cada modelo.

## 2.5 Sistema de Evaluaciones Económicas SEE.

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



**Figura 2.13. Ventana de Entrada al Software SEE.** [5]

Debido a que normalmente; las evaluaciones económicas se llevan a cabo considerando períodos largos, los flujos de cajas futuros son estimados y por ello sensibles a posibles variaciones durante las diferentes etapas de un proyecto, por esta razón el sistema está en capacidad de realizar un gráfico de sensibilidad con el propósito de conocer cuán susceptible es el Valor Presente Neto (V.P.N.) del proyecto a los cambios en los parámetros tales como: Inversión, Costos, Volúmenes y Precios. Adicionalmente el sistema tiene la facilidad de poder evaluar varias alternativas de un proyecto bajo diferentes escenarios económicos.

## **CAPÍTULO III.**

### **METODOLOGÍA DE INVESTIGACIÓN**

Este capítulo describe la metodología aplicada para garantizar el cumplimiento y el alcance de los objetivos propuestos, con el fin de llevar a cabo la investigación. De esta manera se toman en cuenta distintas técnicas necesarias para lograr cada una de las etapas establecidas, las mismas se describen a continuación:

#### **3.1 Procedimiento Metodológico.**

Para lograr el cumplimiento de los objetivos del presente trabajo de investigación, se siguió el procedimiento descrito a continuación:

##### **3.3.1 Revisión Bibliográfica.**

Durante esta etapa se consultó material bibliográfico usado como apoyo para llevar a cabo este proyecto, mejorando con ésta el manejo de los términos y procedimientos durante el desarrollo de los objetivos planteados; El primer paso a desarrollar para la realización del trabajo tuvo por objetivo la revisión de la información bibliográfica disponible sobre el tema. El centro de información técnico de PDVSA (**CEDITA**) perteneciente al Distrito Gas Anaco fue uno de los organismos que prestó su ayuda, proporcionando material bibliográfico entre ellos libros, tesis de grado. Además de material suministrado por el Asesor Industrial, el personal de Ingeniería de Operaciones de PDVSA Gas Anaco y también información recopilada de otras empresas de servicios de completación a través de Internet. Se tradujo toda la información al español puesto que se encontraba en inglés, para ello se

requirió de la ayuda de diccionarios de Inglés-Español; Además, de traductores del Internet como el de [www.Google.com.ve](http://www.Google.com.ve) (herramientas de idiomas).

### **3.3.2 Recopilación y Validación de Datos**

La recopilación de los datos (información de los pozos, problemas operacionales) se obtuvo mediante la revisión de los esquemáticos existentes del área; se tomó la data necesaria de las completaciones existentes y se validó la información recopilada de las diferentes fuentes del historial del pozo (registros operacionales, diagrama actual de completación, pruebas realizadas, reservas, costos, entre otros), con la finalidad de obtener cual era la condición actual de los yacimientos, pozos y de las completaciones (equipos).

Para el desarrollo de esta etapa se realizó, a través de aplicaciones digitales (DIMS), reportes operacionales e informes técnicos. Se trabajó con distintos sumarios de operaciones para así identificar las causas que incrementaron los tiempos de trabajo.

La recopilación de la información de los pozos MVR-132, MVR-131, MVR-140, MVR-142, ZG-0315, ZG-0352, ZG-0353, MVR-142, MVR-139, ZG-349, ZM-351, MVR-133. Permitió conocer los acontecimientos ocurridos días tras día durante las operaciones de reacondicionamiento y completación de estos pozos, permitiendo de esa manera, describir los problemas operacionales que se presentaron en cada pozo cuando fueron completados.

### 3.3.3 Selección de Pozos

#### 3.3.3.1 Población

En este trabajo se toman en cuenta pozos que han sido completados en el Área Mayor Oficina, específicamente los pertenecientes al Distrito Gas Anaco en los campos Zapatos y Mata-R. Para la determinación de la población de la investigación se establecieron los siguientes criterios:

- 1.) Pozos completados del 2008 al 2010.
- 2.) Pozos completados originales y pozos recompletados.

**Tabla 3.1. Población de la Investigación.**

<b>CAMPO</b>	<b>FECHA</b>	<b>N° DE POZOS</b>	<b>TOTAL DE POBLACION</b>
<b>ZAPATOS</b>	<b>2008 -2010</b>	<b>5</b>	<b>11</b>
<b>MATA-R</b>	<b>2008 -2010</b>	<b>6</b>	

#### 3.3.3.2 Muestra

Estadísticamente la muestra es una parte de la población, o sea, un número de individuos u objetos seleccionados científicamente, cada uno de los cuales representa

un elemento del universo. Se obtiene con la finalidad de investigar, a partir del conocimiento de sus características particulares, las propiedades de la población. El problema que se puede presentar con la muestra, es garantizar que la misma sea representativa de la población, que sea precisa y que al mismo tiempo contenga el mínimo de sesgo posible.

Para la determinación de la población de la investigación se establecieron los siguientes criterios:

- 1.) Pozos completados de manera dual.
- 2.) Pozos con mejores reservas de hidrocarburos.
- 3.) Pozos que atraviesen dos o más arenas productoras.

Para poder concluir si un pozo es acto o no, para instalar la Completación Inteligente se realiza un procedimiento que permita realizar un análisis eficaz de los pozos y de las zonas con un alto potencial de hidrocarburos, para esperar un funcionamiento óptimo de los mismos, luego de seleccionado el o los pozos analizaremos características propias de cada uno de estos y sus zonas.

La muestra se realizó en dos fases previas:

Para la selección de la muestra, se realizó en una primera fase, en esta se tomaron cuatro pozos de la población total, donde dicha muestra cumple con los parámetros antes establecidos, para la selección.

Como se muestra en la tabla 3.2 donde se fijaron datos de interes de los cuatro pozos preseleccionados, tales como; reservas recuperables, producción actual, producción acumulada y reserva remanente.

**Tabla 3.2. Datos de Reservas y Producción de los pozos, MVR-142, ZM-351, ZG-349 y ZG-347.**

POZO	YAC.	ARE.	RESERVAS RECUPERABLES		PRODUCCION ACTUAL		PRODUCCION ACUMULADA.		RESERVA. REMANENTE	
			PET MBN	GAS MMPCN	PET BND	GAS MMPCGD	PET MBLS	GAS MMPCG	PET MBLS	GAS MMPCG
MVR-142	MVR-91	J2U	78	280	211	0.341	-	-	78	280
	MVR154	R3M	873	10.474	20	2.659	657	9.778	216	696
ZM -351	ZM-318	S3M	676	13.125	464	0.23	599	12.558	77	568
	ZM- 340	R1L	3.068	21.784	555	0.60	773	3.164	2.295	18.620
ZG- 349	ZG-317	R3	7.809	55.556	273	0.36	722	13.308	7.087	60.022
	ZG-304	S3U	18.977	100.068	-	-	11.366	134.328	7.611	8.640
	ZG-307	TL	29	65	17	1.60	26	61	3	4
ZG-347	ZG-303	L1U	21.119	106.946	24	2.5	19.332	251.154	1.787	15.296
	ZG-302	TL	1.352	5.600	--	--	636	2.452	716	3.148
	ZG-304	S3U	18.977	100.068	7	1.4	8.661	104.920	10.316	38.048

Dentro del proyecto se identificó una lista final de cuatro pozos potenciales, candidatos al sistema de Completación inteligente, distribuidos en un área de los campos ZAPATO Y MATA-R. En todos los casos, los pozos candidatos están produciendo actualmente de dos zonas.

Para poder llegar a esta lista de cuatro pozos preseleccionados, se descartaron el sobrante de pozos por no tener las características suficientes para que en estos se pueda realizar la implementación de completaciones inteligentes. De estos cuatro pozos preseleccionados llegamos a una selección final de dos pozos candidatos, que

fueron los que aportaron mejor condición, en cuanto a producción y reservas. Una vez que se obtuvo los pozos finales, se examinaron todos los datos disponibles, para los dos pozos candidatos al sistema de Completación inteligente.

Esta clasificación es un “Primer paso” basado en la revisión de datos de registros del pozo, rendimiento del reservorio, completaciones existentes y otros datos correspondientes para cada pozo.

Los pozos ZM-351 y ZG-347 fueron considerados buenos candidatos al sistema de Completación inteligente, principalmente porque no tenían condiciones importantes que afecten al pozo o al yacimiento, además se considero, para fines de obtener los mejores resultados, las mejores reservas recuperables, de gas y de petróleo.

Específicamente el Área Mayor Oficina presenta yacimientos con volúmenes de condensado y petróleo liviano, lo que facilita la producción de gas, ya que como se dijo anteriormente, tienen altas saturaciones del mismo, de hecho en un principio, muchas de las arenas pertenecientes a esta área fueron cerradas por producir petróleo con altas relaciones gas-petróleo. Entonces tomando estos precepto como base y viendo la prioridad de producir gas; se evaluaron los yacimientos por las reservas remanentes de gas y para ello se extrajo información de las propiedades petrofísicas de los yacimientos, para tenerlas a disposición de ser requeridas para las posibles pruebas que se tuviesen que realizar, ya que lo que busca es determinar si puede ser aplicada la completación estudiada, en estos campos, teniéndose la mayor información de los mismos. (Las propiedades de las rocas y los fluidos de las arenas seleccionadas se pueden ver en la tabla 3.3).

Mientras que los pozos ZG-349, y MVR-142 fueron considerados pobres o malos candidatos al sistema de Completación inteligente debido a que no reunían las

mejores condiciones para ser considerados como candidatos, en el caso del pozo ZG-349, a pesar de que este cuenta con altas reservas de hidrocarburos, actualmente este pozo se encuentra produciendo por una sola arena, por tal razón no fue seleccionado, para el pozo MVR-142 no fue seleccionado ya que, según su historial de pozo, presento altos problemas operacionales durante su construcción, lo que fue considerado como un aspecto negativo para la completación inteligente.

### **3.3.4 Jerarquizacion de las mejores reservas.**

En esta etapa, se estudiaran los yacimientos pertenecientes a AMO, para la selección de las mejores reservas, evaluando los históricos de producción actual de cada yacimiento, se realizó un análisis con toda esta información de interés para realizar la jerarquización, la información fue obtenida, por medio del departamento de procesamiento de datos de PDVSA, el cual lleva el registro actualizado de estos yacimientos, se consideró fundamentalmente aquel yacimiento con mayor reserva de gas y mayor reserva de petróleo recuperable, ya que a través de ello representarían en un futuro el perfil más económicamente rentable, ya que lo que se desea es ver la factibilidad técnica y económica para aplicar la completación inteligente. Inicialmente se consideraron las mejores reservas de gas y de petróleo de los campos, ZAPATO Y MATA-R del Área Mayor de Oficina pertenecientes al distrito Anaco, para determinar la aplicabilidad de la completación inteligente y demostrar su factibilidad, en principio la determinación para la selección de las reservas, se consideró a manera de lograr mayor efectividad en el estudio, se seleccionó un yacimiento con alto contenido de gas y otro de con alto contenido de petróleo del mismo campo así como también las mejores propiedades petrofísicas entre otros parámetros de importancia.

En la tabla N° 3.2, se muestran los valores de las mejores reservas de gas que se encuentran en los pozos seleccionados para este estudio las cuales se presentan en

millones de pies cúbicos y los volúmenes de petróleo en miles de barriles, a partir de la información obtenida, se empezó la selección de los yacimientos como tal para ser evaluados.

Los pozos seleccionados fueron el ZG-347 y ZM-351, ya que estos presentaron las mejores reservas recuperables y mejores condiciones para realizar el estudio. Se extrajo información de las propiedades petrofísicas más importantes de las arenas seleccionadas, para tenerlas a disposición de ser requeridas para las posibles pruebas que se tuviesen que realizar, ya que lo que busca es determinar si esta tecnología puede ser aplicada en estos campos, teniéndose la mayor información de los mismos. (Cada una de las propiedades de las rocas y los fluidos de las arenas seleccionadas se pueden ver en la tabla 3.3 Y 3.4.)

**Tabla 3.3. Propiedades petrofísicas de las arenas seleccionadas del pozo ZM-351.**

ARENA	ESPESOR (Pie)	K (md)	% Ø	A y S %	RGP (PCN/BN)	TWSi (°F)	PWSi (PSI)	°API
R1L	7	69	13	50	1081.08	270	2711	38
S3M	24	49	12	50	495.69	272	2711	37

**Tabla 3.4. Propiedades petrofísicas de las arenas seleccionadas del pozo ZG-347.**

ARENA	ESPESOR (Pie)	K (md)	% Ø	A y S %	RGP (PCN/BN)	TWSi (°F)	PWSi (PSI)	°API
L1U	12	120	15	60	104.767	266	1049	45
S3U	14	48	22	75	200.000	286	1413	41

### **3.3.5 Simulación de Producción.**

Una vez seleccionados los pozos prospectos para implementar la completación inteligente, se simulara el comportamiento de producción utilizando el simulador PIPESIM, que es un módulo utilizado, para el diseño y optimización de sistemas de producción. Esto nos permitirá conocer parámetros de interés como, presiones optimas de fondo fluyente, tasas de gas y de petróleo, que serán considerados para el diseño.

#### **3.3.5.1 Valores Estimados por Pozo para la Corrida de los Análisis Nodales de los diferentes Yacimientos Seleccionados**

Con la selección de los yacimientos y subsecuentemente de los pozos modelos, para el diseño óptimo de las nuevas propuestas de completaciones se corrieron análisis nodales, con la finalidad de determinar las especificaciones ideales para lograr el mejor diseño, algunas de ellas como; el diámetro óptimo de la tubería de producción y así tener un estimado de la producción que se obtendría con la completación.

Algunos de los datos requeridos para la determinación de los análisis nodales fueron: Presiones de yacimiento, temperaturas, permeabilidades efectivas, distancias horizontales de las líneas de flujo, nombre de las estaciones de flujo, porcentajes de agua y sedimentos, gravedades API y la producción de petróleo y gas, entre otras.

#### **3.3.5.2 Análisis del comportamiento de la producción de un pozo vertical.**

Para lograr una efectiva simulación que reproduzca de forma real el comportamiento de producción de un pozo, es necesario validar la información y

cotejar el modelo del pozo. La información validada corresponde a datos petrofísicos como porosidades, permeabilidades, presiones entre otros, que son relacionados con información de pozos vecinos y de esta manera son comparados y validados. Por otro lado para el cotejo del pozo, este consiste en reproducir el modelo del pozo y obtener una presión estática de yacimiento tomando un parámetro de referencia como una tasa de gas, para llevarlo a las condiciones actuales de producción del pozo y del yacimiento, luego con esta presión estática de yacimiento estimada o calculada, se podrá correr el modelo y realizar todas las sensibilidades o afectar todos los parámetros que se deseen y observar el comportamiento de producción, para distintos escenarios.

#### **3.3.5.3 Suministro de los Datos al Simulador.**

La información requerida para la realización de los modelos de simulación se encuentra dividida de la siguiente manera: yacimiento, tubería de producción, revestidor, superficie y fluidos.

#### **3.3.5.4 Yacimiento.**

En esta ventana se incluyen los datos relacionados con las condiciones del yacimiento y la relación del comportamiento de afluencia (IPR). Los parámetros considerados en este menú son: Presión estática de yacimiento (Lpca), temperatura de yacimiento (°F), modelo de terminación, permeabilidad (md), espesor (pie), radio de drenaje (pie), diámetro del pozo (plg).

- **Modelo de Terminación.**

PIPESIM 2003 dispone de numerosas opciones para el cálculo de IPR, tanto para yacimientos de gas como petróleo. Los modelos disponibles son: Well PI, Vogel's Equation, Fetkovitch's Equation, Jones's Equation, BackPressure Equation, Pseudo Steady State, Forchheimer's Equation, Hidraulic Fracture y Transient.

De los mencionados anteriormente, y de acuerdo con las necesidades del estudio se utilizó el modelo Pseudo Steady State, el cual asume que el fluido está en fase simple, que el flujo laminar existe y que el fluido es incompresible; y el modelo de Hidraulic Fracture, el cual a través de parámetros característicos de la fractura permite simular el comportamiento de la producción de los pozos bajo este método de estimulación. En la Figura 3.4 se puede observar la ventana para introducir los datos del Yacimiento.

The screenshot shows a software window titled "Terminación Vertical - R1L ZM-340" with a "General" tab selected. The window contains several input fields and dropdown menus for configuring well and reservoir parameters. The "Datos de Yacimiento" section includes "Presión Estática" (1354 psia) and "Temperatura" (248 F). The "Modelo de Terminación" section has "Tipo de Modelo" set to "Pseudo Steady State". The "Cálculo básico de IPR" section has a dropdown menu. The "Permeabilidad del Yacimiento" section includes "Permeabilidad del Yacimiento" (65 md), "Espesor del Yacimiento" (24 ft), and "Diámetro del Pozo" (8.5 inches). The "Daño Mecánico" section has "Introduzca Daño" (5) selected. The "Tamaño/Forma del Yacimiento" section has "Radio de Drene" (1500 ft) selected. The "Area del Yacimiento" section has "Area del Yacimiento" (31.62 ft2) and "Area del Yacimiento" (ft2) dropdown. At the bottom, there are "Aceptar", "Cancelar", and "Ayuda" buttons.

**Figura 3.1. Ventana de Entrada de Información de Yacimiento.**

### 3.3.5 Tubería de Producción y Revestidor.

Mediante esta herramienta se puede modelar el flujo horizontal de pozos productores. Este accesorio es de conexión y por lo tanto debe colocarse entre dos nodos. La tubería puede ser definida como un modelo simple o detallado, el modelo definido en el trabajo fue el modelo detallado, el cual requiere la siguiente información: Perfil de desviación, perfil geotérmico, configuración de la tubería y equipo de fondo. En la Figura 3.5 y 3.6 se puede apreciar la ventana para introducir la información de la tubería de producción y el revestidor.

	MD de Fondo	DI	Espesor	Rugosidad	DI de Tubería de Revestimiento	Tipo de Flujo	Etiqueta
-	ft	inches	inches	inches	inches		
1	11264	2.992	0.217	0.001	6.004	Tubing	pipe#1_TUB
2			0.5	0.001		Tubing	
3			0.5	0.001		Tubing	
4			0.5	0.001		Tubing	
5			0.5	0.001		Tubing	
6			0.5	0.001		Tubing	
7			0.5	0.001		Tubing	
8			0.5	0.001		Tubing	
9			0.5	0.001		Tubing	
10			0.5	0.001		Tubing	
11			0.5	0.001		Tubing	
12			0.5	0.001		Tubing	

**Figura 3.2. Ventana de Entrada de Información de Tubería de Producción y revestidor.**

	MD	Temperatura Ambiente	Valor U
-	ft	F	Btu/hr/ft <sup>2</sup>
1	0	60	2
2	11264	252	2
3			2
4			2
5			2
6			2
7			2
8			2
9			2
10			2
11			2
12			2
13			2
14			2
15			2

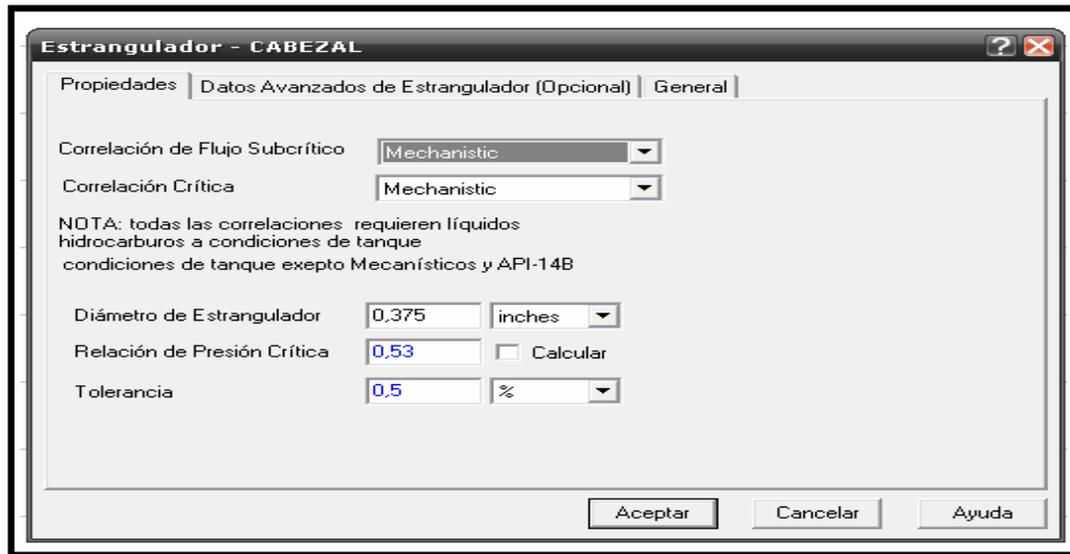
**Figura 3.3. Ventana de Entrada de Información de Tubería de Producción y Revestidor.**

### 3.3.5.6 Superficie.

Esta sección se encuentra conformada por las instalaciones de superficie del sistema de producción, entre ella se encuentran:

- **Reductor de Flujo.**

Permite especificar el diámetro del asiento del reductor, la relación de presión crítica y la tolerancia para el flujo crítico, (Figura 3.7). La data requerida es la siguiente:



**Figura 3.4. Ventana de Entrada de Información del Reductor.**

- **Línea de Flujo.**

Mediante este accesorio se puede modelar el flujo horizontal a través de la tubería. El perfil de la línea puede ser definido como un modelo simple o detallado, (Figura 3.8), se puede observar la ventana de línea de flujo. Para la simulación fue seleccionado el modelo simple en el cual la data requerida es la siguiente: Tasa de ondulaciones, distancia horizontal (Km), diámetro interno de la línea de flujo (pulg), espesor de la pared (pulg), rugosidad de la línea de flujo y temperatura ambiente (°F).

**Línea de Flujo - LINEA DE FLUJO**

Propiedades | Transferencia de Calor | General

Descripción Preferida de Tubería: Vista Simple [Esquema]

Ondulaciones: 10 / 1000

Distancia Horizontal: 0,0001219 km

Diferencia de Elevación: 31,6 ft

Diámetro Interno: 4,5 inches

Espesor: 0,337 inches

Rugosidad: 0,001 inches

Temperatura Ambiente: 60 F

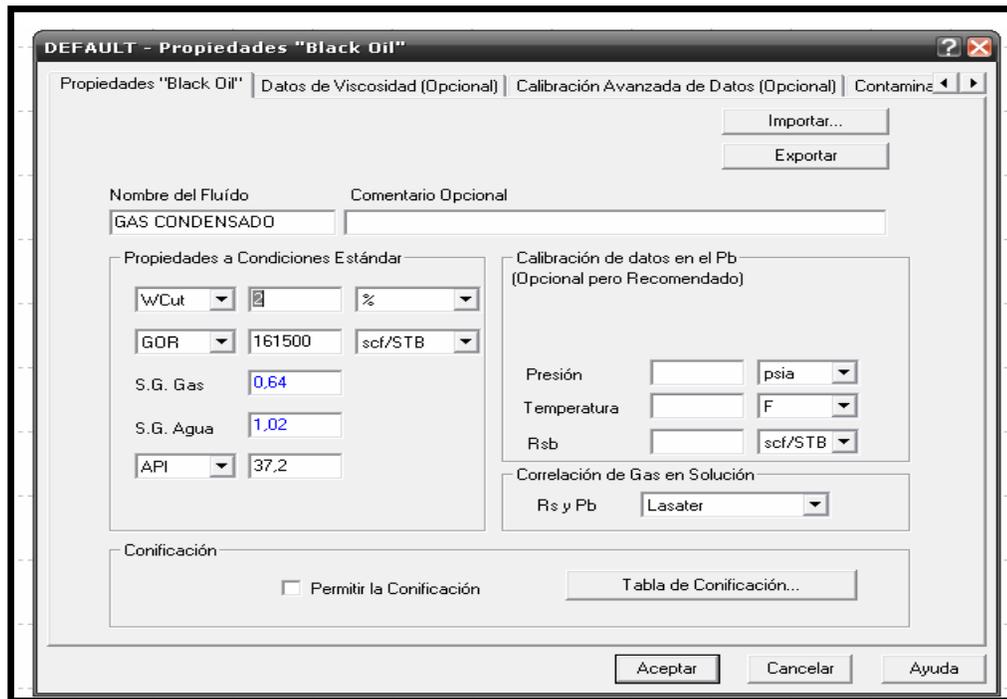
NOTA: Fijar una diferencia de elevación negativa al modelo a la tubería DESCENDENTE, con la dirección del flujo

[Aceptar] [Cancelar] [Ayuda]

**Figura 3.5. Ventana de Entrada de Información de la Línea de Flujo.**

### 3.3.5.6 Fluidos.

En la información de fluidos, se encuentran reflejadas las distintas secciones que presenta el Simulador PIPESIM 2003 Modelo Black Oil, para la caracterización y descripción de las propiedades de la mezcla de hidrocarburos. En el cual los parámetros de entrada son: Corte de agua (%), relación gas-petróleo (PCN/BN), gravedad específica del gas, gravedad específica del agua y gravedad API, (Figura 3.9).



The screenshot shows a software window titled "DEFAULT - Propiedades "Black Oil"". The window has a menu bar with "Propiedades "Black Oil"", "Datos de Viscosidad (Opcional)", "Calibración Avanzada de Datos (Opcional)", and "Contamina...". Below the menu bar are "Importar..." and "Exportar" buttons. The main area is divided into several sections:

- Nombre del Fluido:** A text box containing "GAS CONDENSADO".
- Comentario Opcional:** An empty text box.
- Propiedades a Condiciones Estándar:** A group box containing:
  - W/Cut: A dropdown menu set to "2" and a unit dropdown set to "%".
  - GOR: A dropdown menu set to "161500" and a unit dropdown set to "scf/STB".
  - S.G. Gas: A text box containing "0.64".
  - S.G. Agua: A text box containing "1.02".
  - API: A dropdown menu set to "37.2".
- Calibración de datos en el Pb (Opcional pero Recomendado):** A group box containing:
  - Presión: A text box and a unit dropdown set to "psia".
  - Temperatura: A text box and a unit dropdown set to "F".
  - Rsb: A text box and a unit dropdown set to "scf/STB".
  - Correlación de Gas en Solución:** A dropdown menu set to "Lasater".
- Conificación:** A group box containing:
  - Permitir la Conificación
  - Tabla de Conificación... button

At the bottom of the window are "Aceptar", "Cancelar", and "Ayuda" buttons.

**Figura 3.6. Ventana de Entrada de Información de Fluidos.**

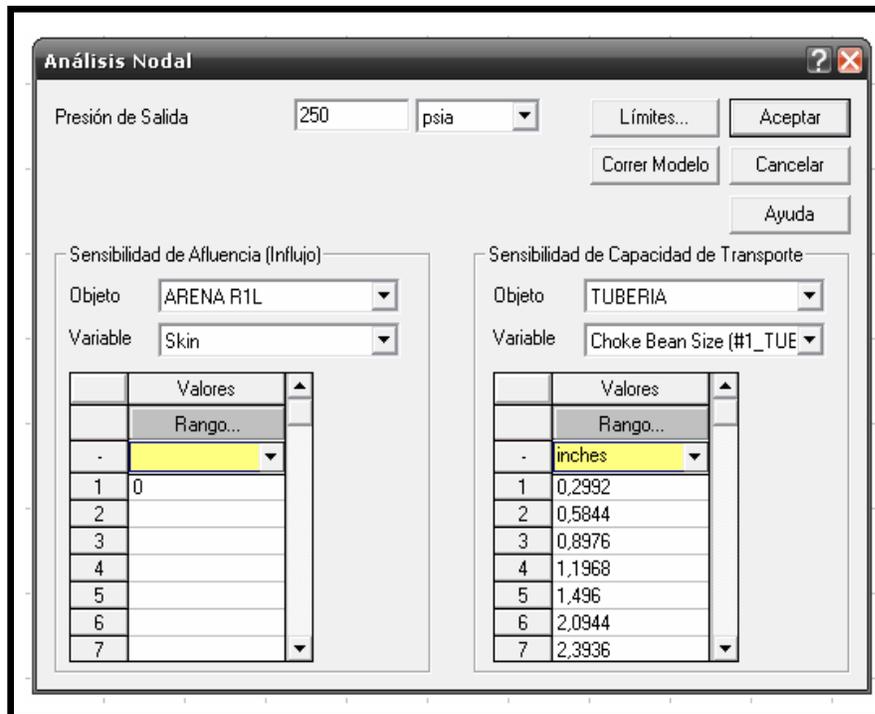
### 3.3.5.7 Análisis Nodal.

Esta opción nos permite estudiar el comportamiento de las curvas de afluencia IPR donde se analizan las curvas de oferta (lo que aporta el yacimiento) con la curva de demanda (la capacidad de transporte del pozo). De allí se optimiza la tasa y las condiciones actuales de producción. La Figura 3.10 representa la ventana principal de esta función.

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

- La presión de salida del sistema, que representa la presión en el nivel de separación.
- La presión de entrada al sistema, que es la presión estática del yacimiento.

- Curva de oferta, se selecciona el objeto a sensibilizar (yacimiento o datos del sistema) y las variables a sensibilizar.
- Curva de demanda, se selecciona el objeto a sensibilizar (choke, tubería de producción o línea de flujo) y las variables a sensibilizar.



**Figura 3.7. Ventana de Entrada de Información de Análisis Nodal.**

### 3.3.6 Realización de Sensibilidades.

Una vez culminado el cotejo del pozo, se procedió a realizar las sensibilidades relacionadas a la apertura de las camisas tanto inferior como superior de cada arena por separado, donde dichos valores fueron introducidos al simulador, variando el % de apertura, primeramente de una camisa de 10 en 10 % hasta llegar al 100% y manteniendo la otra al 100% de apertura y viceversa. De esta manera se observó la variación de la producción de cada arena al abrir las camisas de manera gradual.

Se tomó como referencia de estudio el pozo ZM-351 Y ZG-347, donde se evaluaron dos arenas; R1L/ YAC. ZM-340, S3M/ YAC. ZM-318 Y L1U/ YAC. ZG-303, S3U/ZG-304 respectivamente, cuyas características petrofísicas, se muestran en la tabla 3.3.

### 3.3.6.1 Variación en las posiciones de las camisas superior en inferior

En esta sección se sensibilizaron ambas camisas, para observar el comportamiento de producción en cuanto tasa de gas, tasa de petróleo y presiones de fondo fluente para cada arena.

### 3.3.6.2 Sensibilización variando el porcentaje de apertura de la CAMISA R1L.

Se procedió a sensibilizar variando los diámetros de la camisa R1L, en la ventana de reductor se introdujeron uno a uno el diámetro correspondiente a cada porcentaje de apertura como se muestra en la figura 3.11.

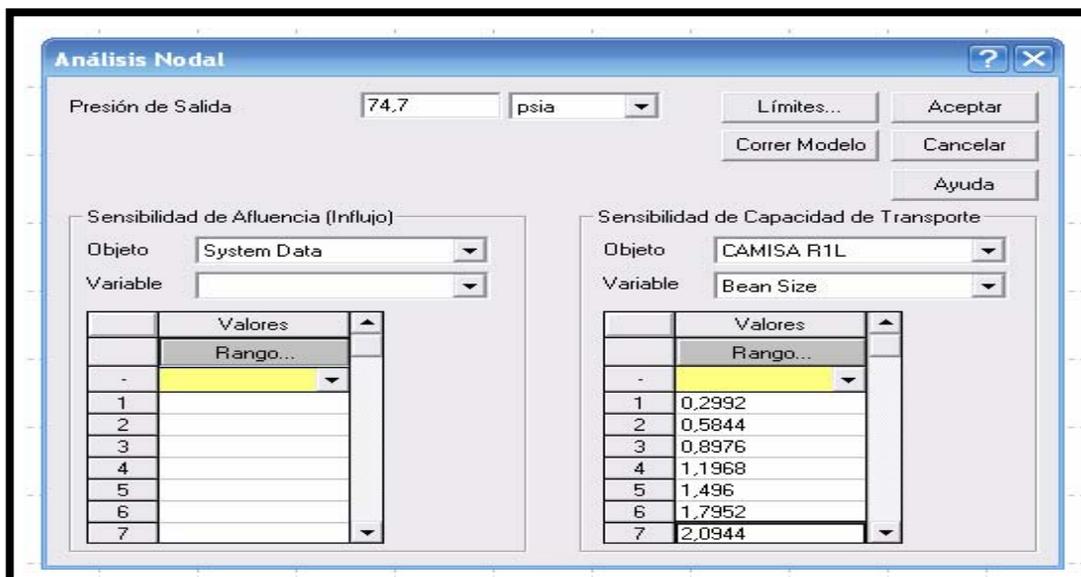


Figura 3.8. Ventana de entrada de sensibilizaciones del análisis nodal ARENA R1L.

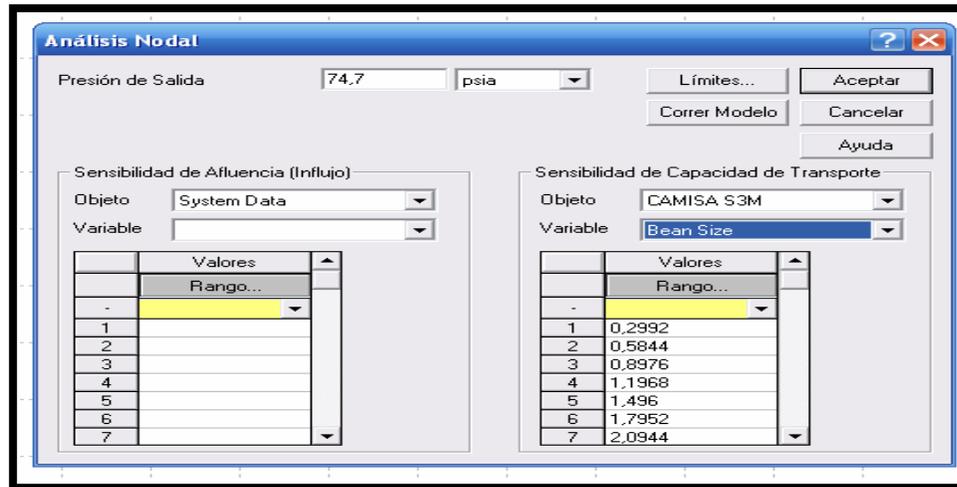
La tabla 3.6 nos muestra los resultados obtenidos al haber realizado las variaciones en los porcentajes de apertura de la camisa R1L, como podemos ver los resultados varían en función de los porcentajes de apertura de la camisa R1L, la ventaja de tener estas camisas, es que nosotros podemos controlar la producción desde superficie, y así de acuerdo a los mejores resultados de producción poder escoger la mejor posición de apertura de la camisa.

**Tabla 3.6 resultados de Pwf, Qo y Qg variando la apertura de la camisa R1L.**

<b>CAM. R1L</b>	<b>D.APERTURA</b>	<b>Pwf</b>	<b>Qo</b>	<b>Qg</b>
% Abierta	Pulg.	Lpc	BNPD	MMPCGD
0	--			
10	0,2992	1033,855	410,409	0,596
20	0,5844	973,893	541,061	0,716
30	0,8976	970,565	556,886	0,727
40	1,1968	968,565	557,891	0,729
50	1,496	965,550	559,533	0,732
60	1,7952	963,419	575,033	0,734
70	2,0944	962,286	560,415	0,731
80	2,3936	960,741	560,415	0,741
90	2,6928	959,700	561,413	0,742
100	2,992	959,600	562,432	0,742

### **3.3.6.3 Sensibilización variando el porcentaje de apertura de la CAMISA S3M.**

Al igual que la camisa R1L se procedió a sensibilizar variando los diámetros de igual manera, pero esta vez de la camisa S3M, en la ventana de reductor se introdujeron uno a uno el diámetro correspondiente a cada porcentaje de apertura como se muestra en la figura 3.12.



**Figura 3.9. Ventana de entrada de sensibilizaciones del análisis nodal ARENA S3M.**

La tabla 3.7 nos muestra los resultados obtenidos al haber realizado la variaciones en los porcentajes de apertura en la camisa S3M, como podemos ver los resultados de  $P_{wf}$ ,  $Q_o$  y  $Q_g$ , varían en función de los porcentajes de apertura suministrados a la camisa, estos resultados son distintos a los obtenidos con la camisa R1L, ya que para ambas arenas se tienen dos condiciones de reservorio totalmente distintas e independiente una de otra lo que influye de manera significativa en todos los resultados.

**Tabla 3.7. Resultados de  $P_{wf}$ ,  $Q_o$  y  $Q_g$  variando la apertura de la camisa S3M.**

CAM. S3M	D.APERTURA	$P_{wf}$	$Q_o$	$Q_g$
% Abierta	Pulg.	Lpc	BNPD	MMPCGD
0	--			
10	0,2992	982,524	415,718	0,312
20	0,5844	977,776	419,003	0,341
30	0,8976	976,254	495,057	0,343
40	1,1968	975,497	498,001	0,344
50	1,496	973,400	500,321	0,341
60	1,7952	970,398	500,398	0,345

70	2,0944	965,390	500,702	0,346
80	2,3936	964,300	500,703	0,346
90	2,6928	963,001	500,702	0,349
100	2,992	962,112	500,701	0,351

De igual manera se realizó el análisis nodal para las arenas del pozo ZG-347, como se puede observar en el apéndice b.

### **3.2 Proponer un diseño óptimo de completación inteligente que será utilizado y evaluado en los pozos del campo ZAPATO MATA-R.**

Una vez seleccionado el pozo candidato para aplicar esta tecnología, el diseño será propuesto de acuerdo a los resultados obtenidos de las sensibilidades de la simulación. Se realizarán varias pruebas y varias simulaciones, hasta tener seguridad y buen criterio para determinar que el diseño arrojará resultados óptimos. Para realizar un diseño de una Completación inteligente en un pozo se desarrollará un procedimiento que servirá para definir las características; relacionando la mecánica del pozo y las condiciones de productividad de cada zona productora, estableciendo el apropiado diseño al cual será sometido.

Ya previamente teniendo el pozo, se realizará el diseño de la completación inteligente más adecuado para dicho pozo, el cual producirá de dos arenas, y se propondrá la sustitución de las completaciones duales, existentes en los pozos ZM-351 y ZG-347, para cambiarlas a sencillas selectivas inteligentes y observar su comportamiento.

### **3.3 Realizar una evaluación técnico-económica del proyecto de completación, que permita determinar su rentabilidad.**

La elaboración del estudio de factibilidad se realizara de manera separada, se iniciara con la factibilidad técnica y posteriormente se estudiara la económica.

Este objetivo se realizara de esta manera, debido a que un proyecto puede ser muy atractivo desde el punto de vista económico, pero técnicamente no ejecutable o viceversa.

En esta etapa se realizará un análisis de tiempo Vs costo, de los costos reales durante las etapas de completación y de los costos que se tendrán utilizando la tecnología de los pozos inteligentes.

## **CAPÍTULO IV.**

### **DISCUSIONES Y ANÁLISIS DE RESULTADOS**

La discusión y análisis de los resultados fueron realizados en función del cumplimiento y requerimiento de los objetivos específicos establecidos en este proyecto.

#### **4.1 Estudiar los pozos completados duales en el Campo ZAPATO MATA-R (AMO), analizando su condición mecánica y configuración del pozo, prospectos para la implementación de Completaciones Inteligentes.**

Las completaciones duales existentes en el campo Zapato Mata-R, son utilizadas para producir dos arenas de forma simultánea, ya que su configuración mecánica lo permite, en los pozos seleccionados el ZM-351 y ZG-347 su análisis y estudio demostró que ambos pozos tienen un diagrama de construcción similar, en cuanto a su configuración mecánica en revestidores y en sus completaciones, y que ambos cuentan con óptimas condiciones en cuanto a la tubería de producción e instalaciones en sus equipos, esto como resultado de que ambos pozos fueron completados en años recientes, para el ZM-351 fue completado en el año 2009 y el ZG-347 en el año 2010, son pozos que se podrían clasificar como nuevos, esto trajo como beneficio que ambos pozos fueran seleccionados para el estudio ya que en su historial de producción no cuentan con problemas operacionales importante debido a la corta trayectoria de producción que poseen ambos pozos.

## **4.2 Jerarquizar los yacimientos con mejores potencialidades en reservas de hidrocarburos del AMO para obtener los mejores yacimientos que serán utilizados para el estudio.**

La jerarquización de las reservas recuperables es uno de los parámetros determinantes para realizar este estudio, las mejores reservas de hidrocarburos tanto de gas como petróleo, son producto de las acumulaciones originales existentes en estos yacimientos, para lograr este objetivo bastó con comparar las reservas de los pozos preseleccionados y por diferencia en cantidad fueron seleccionados el ZM-351 y el ZG-347, porque estos presentaron las mejores reservas de hidrocarburos.

## **4.3 Simular con PIPESIM, el comportamiento de producción de los pozos seleccionados, con las Completaciones Inteligentes.**

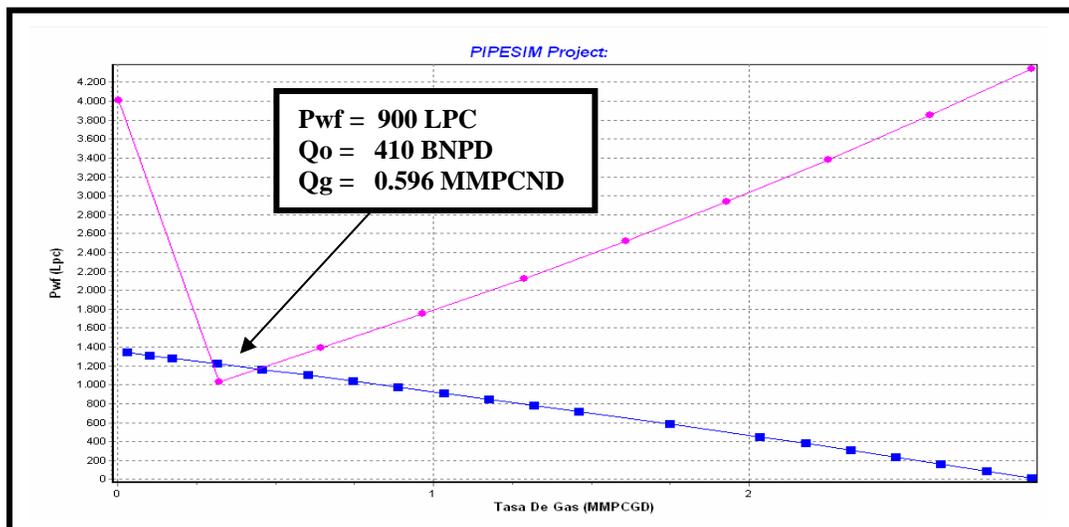
Como se mencionó anteriormente los pozos seleccionados fueron el ZM-351 y ZG-347, en esta etapa se realizó las diferentes sensibilizaciones para cada pozo, según se muestra en el análisis de producción que se hizo en cada pozo.

### **4.3.1 Análisis de las sensibilidades del pozo ZM-351.**

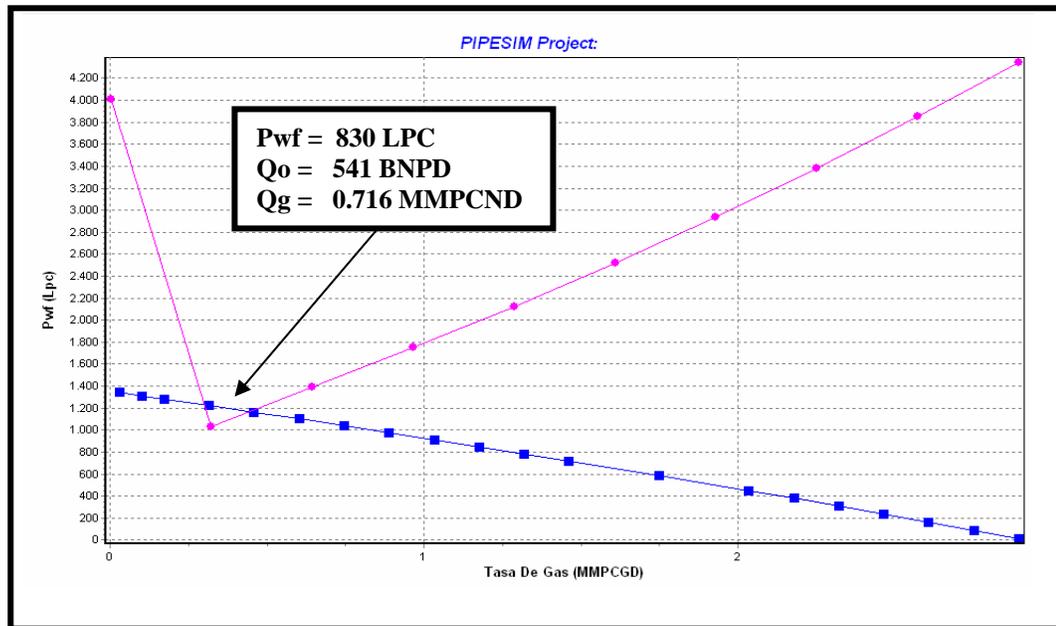
Antes de mencionar a lo que respecta a la sensibilización como tal, es importante mencionar el cotejo del pozo, este fue realizado tomando como referencia la tasa de producción de gas actual, este cotejo nos dio como resultado reproducir las condiciones actuales de nuestro yacimiento y de esta manera poder realizar nuestro análisis. Se procedió a realizar las sensibilidades relacionadas a la apertura de las camisas tanto inferior como superior de cada arena por separado donde dichos valores fueron introducidos al simulador, variando el % de apertura, de una camisa de 10 en 10 % hasta llegar al 100%. De esta manera se observó la variación de la producción de cada arena al abrir las camisas de manera gradual.

#### 4.3.1.1 Sensibilización variando el porcentaje de apertura de la CAMISA R1L con tubería 3-1/2”.

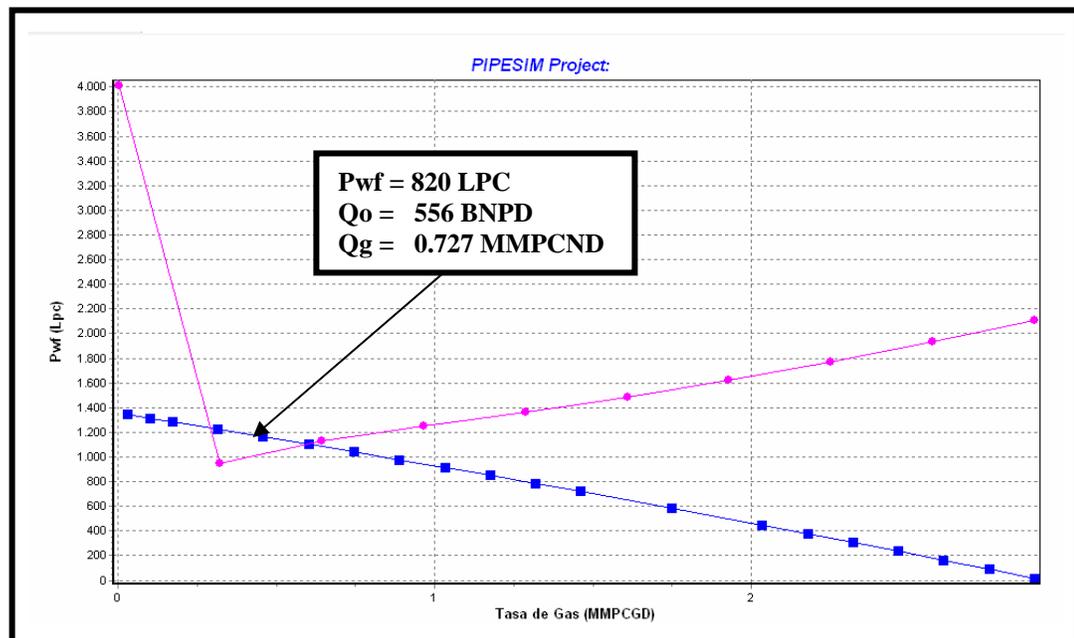
Se procedió a sensibilizar variando los diámetros de la camisa R1L, en la ventana de reductor, se introdujeron uno a uno el diámetro correspondiente a cada porcentaje de apertura, dando como resultado, la variación de la tasa de gas y la tasa de petróleo con respecto a las tasas actuales como se muestra en las siguientes gráficas.



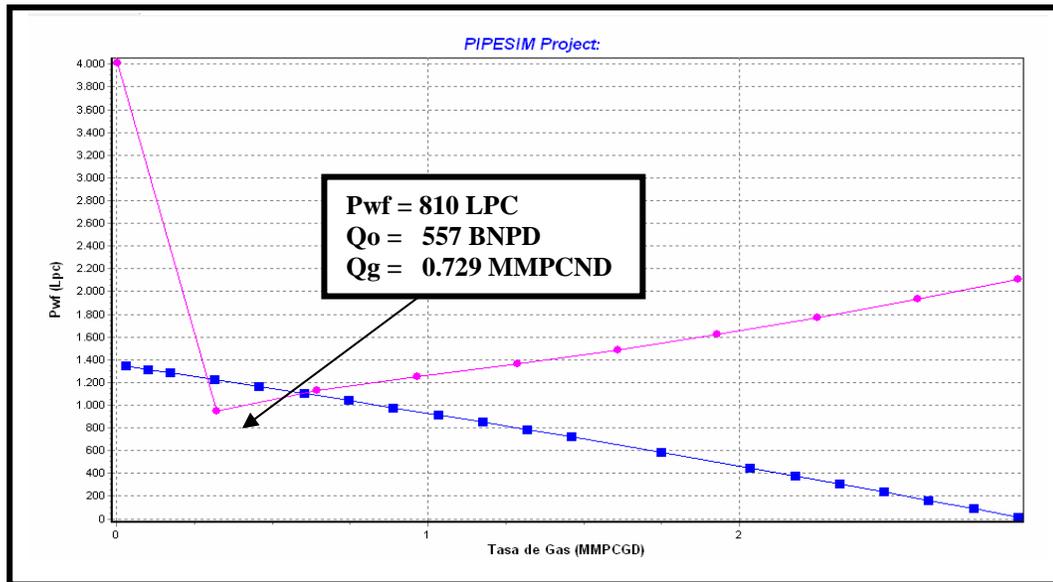
**Gráfico 4.1. comportamiento de la tasa de petróleo, gas y presión de fondo fluyente con la camisa R1L al 10 % de apertura.**



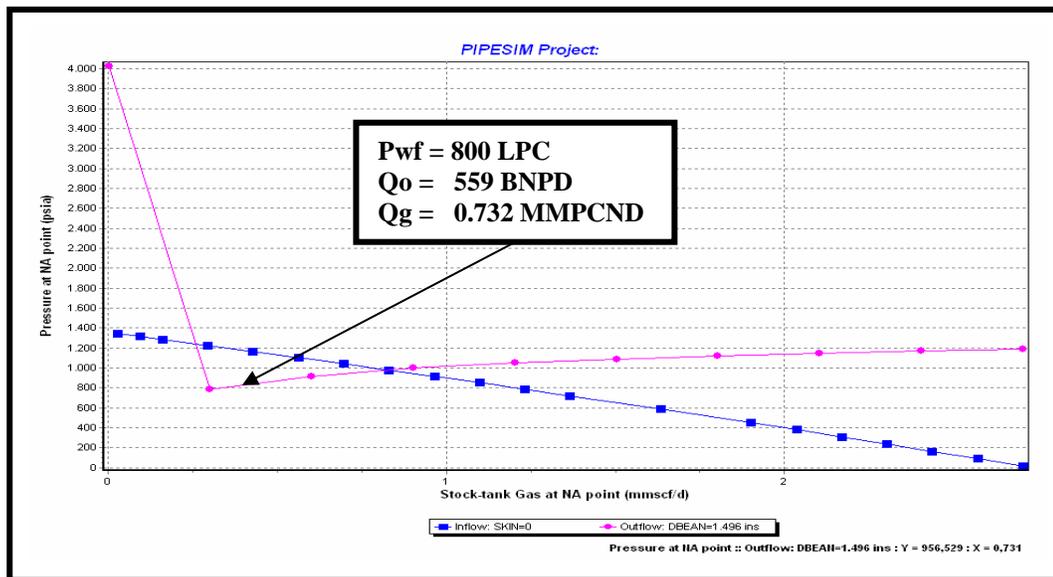
**Gráfico 4.2. Comportamiento de la tasa de petróleo, gas y presión de fondo fluente con la camisa R1L al 20 % de apertura.**



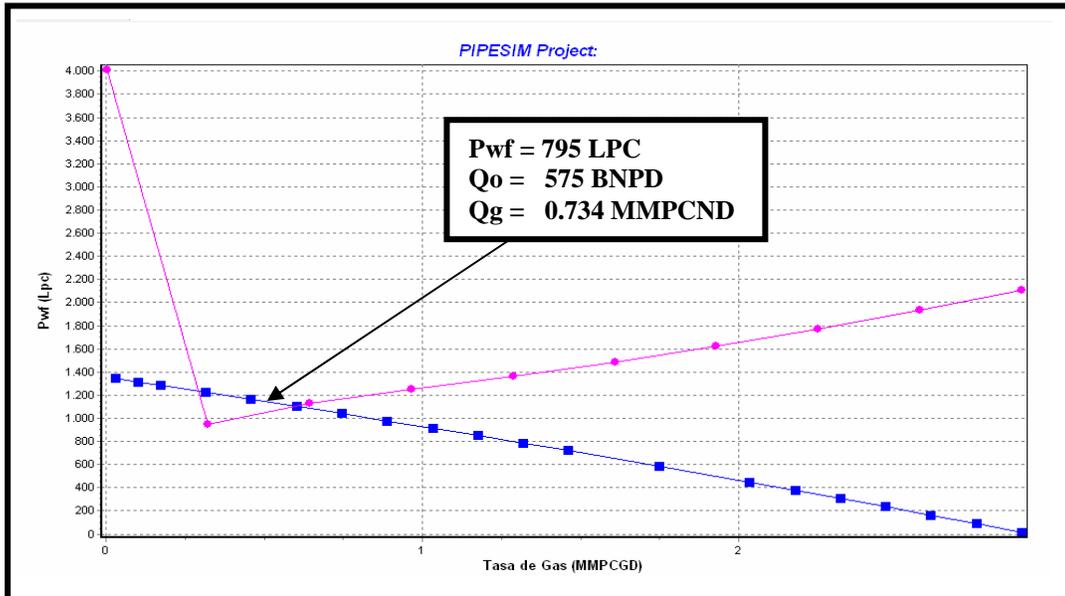
**Gráfico 4.3. Comportamiento de la tasa de petróleo, gas y presión de fondo fluente con la camisa R1L al 30 % de apertura.**



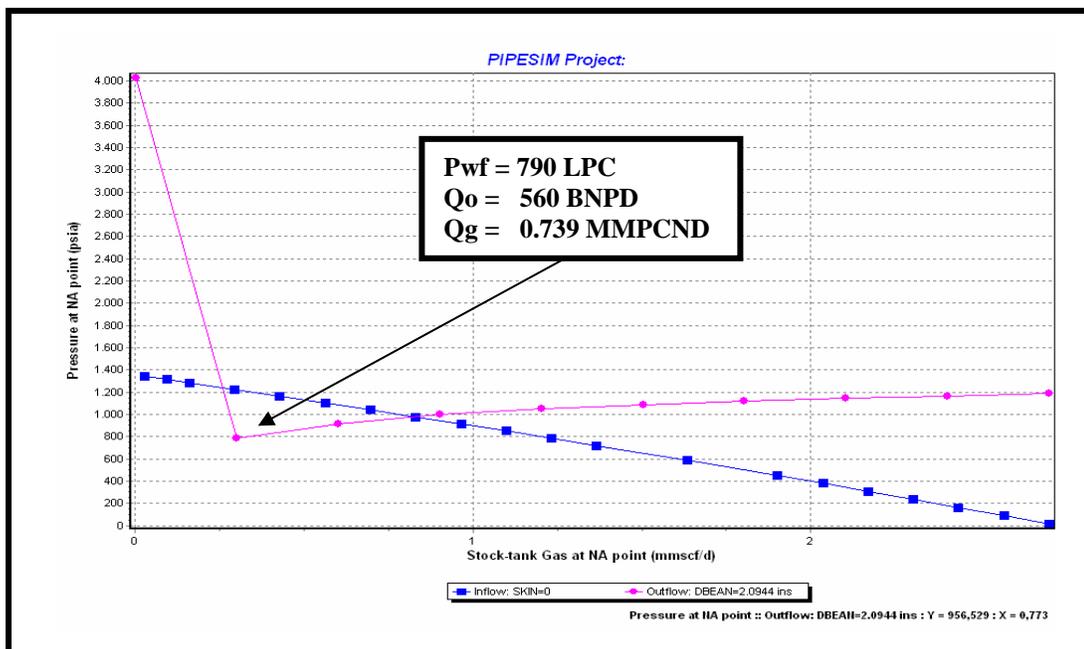
**Gráfico 4.4. Comportamiento de la tasa de petróleo, gas y presión de fondo  
 fluente con la camisa R1L al 40 % de apertura.**



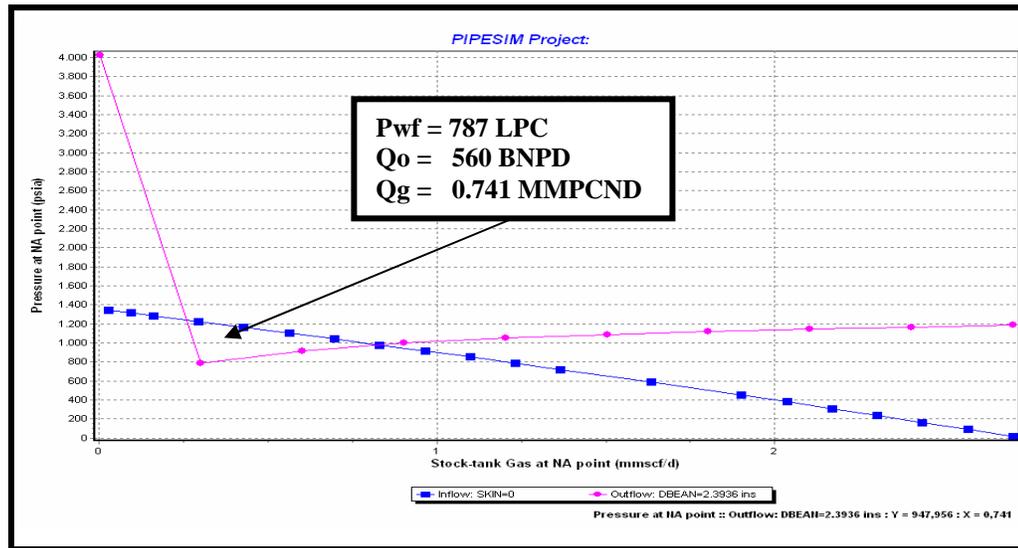
**Gráfico 4.5. Comportamiento de la tasa de petróleo, gas y presión de fondo  
 fluente con la camisa R1L al 50 % de apertura.**



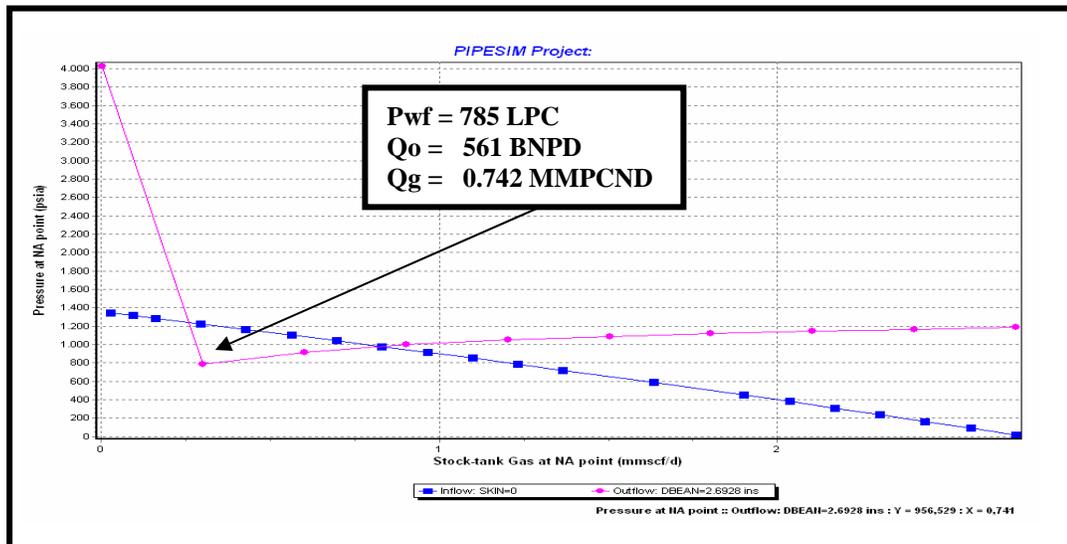
**Gráfico 4.6 Comportamiento de la tasa de petróleo, gas y presión de fondo  
fluyente con la camisa R1L al 60 % de apertura.**



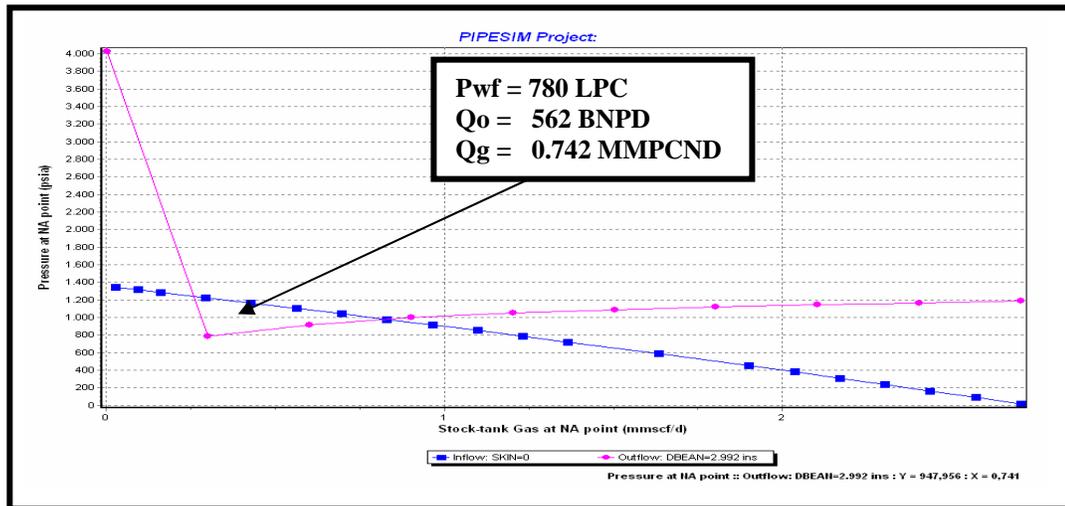
**Gráfico 4.7 Comportamiento de la tasa de petróleo, gas y presión de fondo  
fluyente con la camisa R1L al 70 % de apertura.**



**Grafico 4.8. Comportamiento de la tasa de petróleo, gas y presión de fondo  
 fluente con la camisa R1L al 80 % de apertura.**



**Gráfico 4.9 Comportamiento de la tasa de petróleo, gas y presión de fondo  
 fluente con la camisa R1L al 90 % de apertura.**



**Gráfico 4.10 Comportamiento de la tasa de petróleo, gas y presión de fondo fluyente con la camisa R1L al 100 % de apertura.**

Al igual que la camisa R1L se procedió a sensibilizar todas las arenas de estudio de ambos pozos, variando los diámetros de igual manera, en cada camisa correspondiente a cada arena. En la ventana de reductor se introdujeron uno a uno el diámetro correspondiente a cada porcentaje de apertura, se realizó el análisis con tubería 3-1/2" y 2-7/8", para comparar el comportamiento del pozo con cada tubería, de esta manera se obtuvieron los siguientes resultados como se muestran en las siguientes tablas.

#### **4.3.1 Resultados obtenidos sensibilizando con tubería de 3-1/2 para el pozo ZM-351.**

**Tabla 4.1. Resultados de Pwf, Qo y Qg variando la apertura de la camisa R1L.**

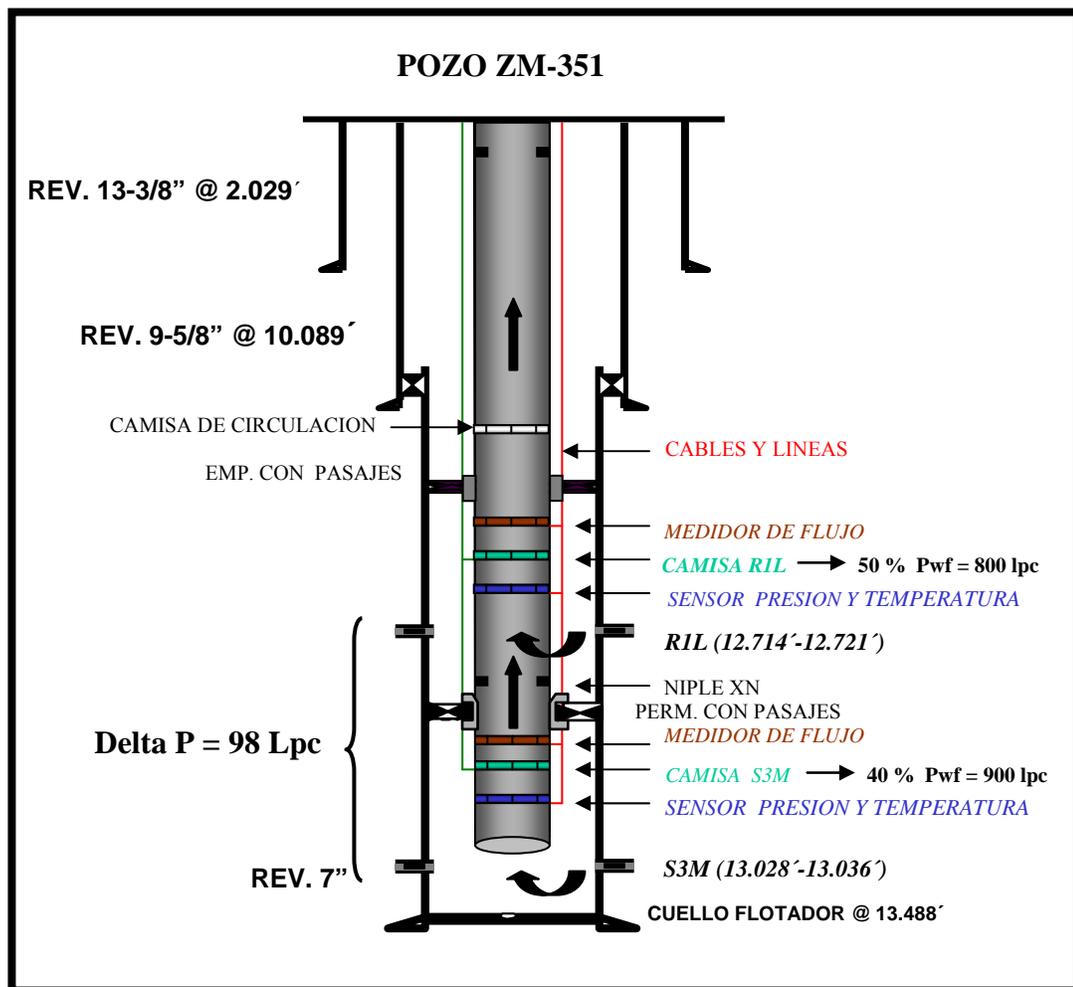
<b>CAM. R1L</b>	<b>D.APERTURA</b>	<b>Pwf</b>	<b>Qo</b>	<b>Qg</b>
% Abierta	Pulg.	Lpc	BNPD	MMPCGD
0	--			
10	0,2992	900,855	410,409	0,596
20	0,5844	830,893	541,061	0,716
30	0,8976	820,565	556,886	0,727
40	1,1968	810,565	557,891	0,729
<b>50</b>	<b>1,496</b>	<b>800,550</b>	<b>559,533</b>	<b>0,732</b>
60	1,7952	795,419	575,033	0,734
70	2,0944	790,286	560,415	0,731
80	2,3936	787,741	560,415	0,741
90	2,6928	785,700	561,413	0,742
100	2,992	780,600	562,432	0,742

#### 4.3.2 Sensibilización variando el porcentaje de apertura de la CAMISA S3M.

**Tabla 4.2. Resultados de Pwf, Qo y Qg variando la apertura de la camisa S3M.**

<b>CAM. S3M</b>	<b>D.APERTURA</b>	<b>Pwf</b>	<b>Qo</b>	<b>Qg</b>
% Abierta	Pulg.	Lpc	BNPD	MMPCGD
0	--			
10	0,2992	922,524	415,718	0,312
20	0,5844	919,776	419,003	0,341
30	0,8976	910,254	495,057	0,343
<b>40</b>	<b>1,1968</b>	<b>900,497</b>	<b>498,001</b>	<b>0,344</b>
50	1,496	896,400	500,321	0,341
60	1,7952	892,398	500,398	0,345
70	2,0944	888,390	500,702	0,346
80	2,3936	880,300	500,703	0,346
90	2,6928	875,001	500,702	0,349
100	2,992	870,112	500,701	0,351

De acuerdo con los resultados obtenidos de la corrida del análisis nodal mostrado en las tablas 3.4 y 3.5 se pudo determinar los porcentajes de aperturas donde se regulan las presiones. Para poner en producción ambas arenas al mismo tiempo sin que una perjudique a la otra, tal como se muestra en el siguiente diagrama de pozo correspondiente a la figura 4.1.



**Figura 4.1. Diagrama de Completación Inteligente con porcentajes de aperturas ideal para tubería 3-1/2".**

Para poner en producción ambas arenas al mismo tiempo sin que una incida operacionalmente en la producción de la otra, no basta con igualar las presiones de

fondo fluyente existentes en la tubería de producción, se debe considerar, el peso de la columna hidrostática que existe entre ambas arenas, de tal forma, que la arena ubicada por debajo de esta columna hidrostática, debe tener una presión capaz de vencer esta presión adicional existente entre arena y arena, y así poder desplazar los fluidos eficientemente a la superficie.

De tal manera se calculó cuanto es el valor de esta presión, la diferencia en longitud entre arena y arena es de 314 pies; para determinar cuánto representa esta longitud en presión, se calculó la presión hidrostática correspondiente a estos 314 pies y de acuerdo a los resultados, la presión generada desde la arena inferior hasta la arena superior es de 99,5 Lpc, esta presión fue considerada para la apertura de la camisa inferior. (Este cálculo se puede observar en el apéndice A)

Como se mencionó anteriormente se logró determinar la apertura a la cual se nivelan las presiones de flujo de cada arena por separado, haciendo consideración de la presión hidrostática existente entre las arenas, calculada y mencionada anteriormente; permitiendo así la puesta de producción de estas arenas en conjunto. Esto es posible ya que en las camisas se crea un choque que estrangula al fluido y afecta la presión de fondo fluyente de cara a la arena, permitiendo así controlarla.

Se observa que tenemos unos porcentajes de aperturas distintos para cada arena, para la R1L se determinó que su porcentaje de apertura óptima es de 50% y para la arena S3M su porcentaje de apertura óptima fue de 40%, para que ambas produjeran de forma conjunta con la misma sarta, estos porcentajes, están directamente relacionados a la presión de yacimiento de cada arena, si nos vamos a la tabla 4.7, observamos que la Pws de la R1L es de 1.354 Lpc y para la S3M es de 1.253 Lpc, es notable que la arena R1L cuenta con una presión ligeramente mayor que la arena S3M, lo que influye de alguna manera que la camisa de la arena S3M sugiera mayor apertura para nivelarse con la otra arena, ya que esta posee menor presión de

yacimiento, en cambio la arena R1L requiere de una apertura menor para nivelarse con la otra arena.

Una vez que se igualaron las presiones con las camisas, para la arena inferior se aperturó la camisa de tal manera de obtener una presión de 100 Lpc por encima de donde se igualan las presiones de tal forma de contrarrestar los 99,5 Lpc que se generan en la longitud existentes entre las arena.

#### 4.3.3 Resultados obtenidos sensibilizando con tubería de 2-7/8.

**Tabla 4.3. Resultados de Pwf, Qo y Qg variando la apertura de la camisa R1L.**

<b>CAM. R1L</b>	<b>D.APERTURA</b>	<b>Pwf</b>	<b>Qo</b>	<b>Qg</b>
<b>% Abierta</b>	<b>Pulg.</b>	<b>Lpc</b>	<b>BNPD</b>	<b>MMPCGD</b>
0	--			
10	0,2992	1060,855	548	0,434
20	0,5844	1026,893	548	0,593
30	0,8976	1020,565	549	5,886
40	1,1968	1012,565	550	0,600
50	1,496	1010,550	551	0,601
<b>60</b>	<b>1,7952</b>	<b>1000,419</b>	<b>553</b>	<b>0,603</b>
70	2,0944	995,286	554	0,605
80	2,3936	990,741	555	0,607
90	2,6928	987,700	556	0,613
100	2,992	984,002	556	0,617

**Tabla 4.4. Resultados de Pwf, Qo y Qg variando la apertura de la camisa S3M.**

CAM. S3M	D.APERTURA	Pwf	Qo	Qg
% Abierta	Pulg.	Lpc	BNPD	MMPCGD
0	--			
10	0,2992	1119	430	0,20
20	0,5844	1110	450	0,201
<b>30</b>	<b>0,8976</b>	<b>1100</b>	<b>458</b>	<b>0,211</b>
40	1,1968	1098	460	0,212
50	1,496	1097	461	0,221
60	1,7952	1095	462	0,222
70	2,0944	1094	463	0,223
80	2,3936	1094	464	0,231
90	2,6928	1093	464	0,232
100	2,992	1093	465	0,23

Para el pozo ZG-347 se obtuvieron los siguientes resultados mostrados en la siguiente tabla:

**Tabla 4.5. Resultados de Pwf, Qo y Qg variando la apertura de la camisa S3U.**

CAM. S3U	D.APERTURA	Pwf	Qo	Qg
% Abierta	Pulg.	Lpc	BNPD	MMPCGD
0	--			
10	0,2992	1019,700	32,419	1,596
20	0,5844	930,833	33,061	1,716
30	0,8976	900,165	34,886	2,000
40	1,1968	899,665	34,891	2,329
50	1,496	896,550	34,533	2,432
60	1,7952	890,439	34,033	2,734
70	2,0944	888,486	35,415	2,731
80	2,3936	878,341	35,415	2,741
90	2,6928	874,900	36,413	2,742
100	2,992	871,230	36,432	2,742

**Tabla 4.6. Resultados de Pwf, Qo y Qg variando la apertura de la camisa L1U.**

<b>CAM. L1U</b>	<b>D.APERTURA</b>	<b>Pwf</b>	<b>Qo</b>	<b>Qg</b>
<b>% Abierta</b>	<b>Pulg.</b>	<b>Lpc</b>	<b>BNPD</b>	<b>MMPCGD</b>
0	--			
10	0,2992	790,855	4,409	1,596
20	0,5844	766,893	5,061	2,616
30	0,8976	764,565	5,886	2,627
40	1,1968	749,565	5,891	2,629
50	1,496	737,550	5,533	2,632
60	1,7952	700,419	6,033	2,634
70	2,0944	698,286	6,415	2,731
80	2,3936	693,741	6,415	2,741
90	2,6928	690,700	6,413	2,742
100	2,992	688,600	7,432	2,742

Analizando los resultados mostrados en las tablas 4.3 y 4.4, los valores de Pwf, no convergen en ningún punto en el cual se nivele la presión de flujo, por tal motivo no es posible realizar una producción en conjunto, ya que con las camisas de flujo en todas sus aperturas no iguala presión, en este caso no hay una factibilidad técnica de parte de la Completación Inteligente. Esto debido al diferencial de presión existente entre las dos arenas, si se observa la tabla 4.10 la presión de yacimiento de la arena L1L tiene 304 Lpc por encima de la presión de la S3U que es de 800 Lpc.

#### **4.4 Comparación de la producción de la Completación Dual, con la producción obtenida de la Completación Inteligente evaluada con tubería 2-7/8" y 3-1/2".**

##### **4.4.1 Pozo ZM-351**

##### **4.4.1.1 Condición actual, obtenida de las pruebas de producción a las arenas en estudio.**

Las condiciones actuales de producción de las arenas en estudio se pueden apreciar en la siguiente tabla.

**Tabla 4.7. Condiciones actuales de las arenas, evaluadas con reductor de 3/8 pulgadas, según la última prueba de producción.**

ARENA	ESPESOR (Pie)	Qo BNPD	Qg MMPCGD	RGP (PCN/BN)	° API	PWS (Lpc)	RESERVAS RECUPERABLES	
							PET MBPN	GAS MMPCN
R1L	7	557	0.60	1081,08	38	1354	3.068	21.784
S3M	24	464	0.23	495,69	37	1241	676	13.125

#### **4.4.1.2 Comparación entre la producción de la Completación Dual y la producción obtenida con la Completación Inteligente.**

Mediante la siguiente tabla se compara los resultados obtenidos del análisis nodal y los costos de la completación Dual y la inteligente realizado al pozo ZM-351, con la condición actual de producción de las arenas en estudio.

#### **4.4.1.3 Análisis con tubería 3-1/2.**

Los resultados que se obtuvieron de la corrida del análisis nodal del pozo ZM-351 y los costos de la completación Dual e Inteligente se muestran en las tabla 4.8, puede observarse que la producción se incrementa un poco en ambas arenas y ya que la Completación Inteligente permite producirlas en forma conjunta al sumarlas tenemos un aumento de un 5.5 % que no es muy significativo en la producción de este pozo con respecto a lo que produce actualmente. Cabe destacar que se tomó la tasa obtenida con las camisas abiertas en su punto óptimo, o donde se igualan las presiones, de tal manera para la R1L se determinó que su porcentaje de apertura óptima es de 50% y para la arena S3M su porcentaje de apertura optima fue de 40%,

para que ambas produjeran de forma conjunta con la misma sarta, obteniéndose una producción total o en conjunto de 1070 BNPD de petróleo y 1,077 MMPCGD, si comparamos lo obtenido, tenemos este incremento en recobro de hidrocarburos se debe a que la Completación inteligente permite producir dos o más arenas por la misma sarta sumando así lo que aporte cada arena.

**Tabla 4.8. Comparación entre la producción actual y la producción obtenida con la Completación Inteligente evaluada con tubería 3-1/2.**

ARENA	Completación Dual		Completación Inteligente 3-1/2	
	Q <sub>o</sub> (BNPD)	Q <sub>g</sub> (MMPCGD)	Q <sub>o</sub> (BNPD)	Q <sub>g</sub> (MMPCGD)
S3M	464	0.23	495.057	0.343
R1L	555	0.60	575.033	0.734
<b>TOTAL</b>	<b>1019</b>	<b>0,83</b>	<b>1070,09</b>	<b>1,084</b>
<b>COSTO</b>	<b>3500 MBfs.</b>		<b>6000 MBfs.</b>	

Además que Para la Completación Inteligente se empleó tubería de 3-1/2", razón por la cual se incrementa la producción, con respecto a la Completación Dual donde se usó tubería de 2-7/8". Esto debido a que la tubería de 3-1/2 posee mayor área de flujo lo que favorece a la producción de los fluidos obteniéndose mayor tasa, pero si observamos la declinación de presión en las tablas 4.1 y 4.2, observamos que para tubería de 3 ½, esta se consume o declinaría más rápidamente, con respecto a la declinación observada con el análisis realizado con la tubería 2-7/8.

#### 4.4.1.4 Análisis con tubería 2 7/8.

Como era de esperarse, la producción con este diámetro de tubería no se incrementa, en comparación con la producción actual de la Completación Dual, haciendo la salvedad, de que la comparación de producción se realiza con la

producción total obtenida por cada Completación, es decir; sumando la producción de ambas sartas en la completación dual, y la producción en la Completación Inteligente, es resultado de la sumatoria de la producción de ambas arenas producidas conjuntamente. En otras palabras el mantener el mismo diámetro de tubería no incrementa la producción sino que la mantiene por el mismo orden que la producción obtenida con la Dual, la ventaja en este caso, es que gracias a las camisas de Choke se logra equilibrar las presiones y manejar la producción de cada arena según nuestro mejor perfil de producción y siempre buscando tener el mayor control del pozo, según los resultados mostrados en las tablas 4.5 y 4.6, es posible producir este pozo con diámetros de apertura en 50 % para la arena R1L y 40 % para la S3M, o si se desea, se puede jugar con aperturas en otros diámetros, ya que las presiones de fondo de las arenas obtenidas con esta tubería, fueron muy cercanas, permitiendo ser niveladas en varios rangos para cada arena, la apertura dependerá del buen criterio de ingeniería a la hora de producir el pozo.

**Tabla 4.9. Comparación entre la producción actual y la producción obtenida con la Completación Inteligente evaluada con tubería 2-7/8.**

ARENA	Completación Dual		Completación Inteligente 2-7/8	
	Q <sub>o</sub> (BNPD)	Q <sub>g</sub> (MMPCGD)	Q <sub>o</sub> (BNPD)	Q <sub>g</sub> (MMPCGD)
S3M	464	0.23	458	0.211
R1L	555	0.60	551	0.601
<b>TOTAL</b>	<b>1019</b>	<b>0,83</b>	<b>1009,735</b>	<b>0,812</b>
<b>COSTO</b>	<b>3500 MBfs.</b>		<b>6000 MBfs.</b>	

#### **4.4.1.5 Comparación entre producción obtenida con tubería 2 7/8" y tubería 3-1/2".**

Se puede observar que los beneficios aportados por la tubería 2-7/8", la ventaja más importante que se refleja, es que mantenemos mayor presión de fondo fluyente lo que nos alarga la vida productiva del pozo evitando matar el pozo de manera apresurada. En cambio con la tubería 3-1/2 obtenemos una tasa un poco mayor pero no lo suficientemente atractiva como para emplear esta tubería, además que a la larga tendremos menor recobro y vida productiva del yacimiento.

Para ambas tuberías, la completación propuesta consta de un equipo conformado por sensores de presión y temperatura, medidores de flujo y camisas de choque, que pueden ser hidráulicas o eléctricas, permitiendo la puesta en producción de todas las arenas involucradas nivelando las presiones de flujo, dicha propuesta se puede ver en el apéndice c.

#### **4.4.2 Pozo ZG-347**

##### **4.4.2.1 Condición actual obtenida de las pruebas de producción a las arenas en estudio.**

Las condiciones actuales de producción de las arenas en estudio se pueden apreciar en la siguiente tabla.

**Tabla 4.10. Condiciones actuales de las arenas, evaluadas con reductor de ½ pulgadas, según la última prueba de producción.**

ARENA	ESPESOR (Pie)	Qo BNPD	Qg MMPCGD	RGP (PCN/BN)	° API	PWS (Lpc)	RESERVAS RECUPERABLES	
							PET MBPN	GAS MMPCN
L1U	12	24	2.5	104.767	45	1104	21.119	106.946
S3U	14	7	1.4	200.000	41	800	18.977	100.068

Para este pozo no se realizó un análisis de producción, debido a que en los resultados obtenidos por la simulación realizada a las arenas L1U y S3U, no se obtuvieron presiones en las cuales fuera posible nivelarlas y poner en producción a las dos arenas en conjunto sin que una afecte a la otra.

#### **4.5 Evaluación Económicas de las Completaciones inteligentes.**

Dentro de los costos de RA/RC y completación, se incluyó el equipo de completación (empacaduras con o sin sellos, niples, camisas, equipo de superficie, colgador, cable y línea. el trabajo de reacondicionamiento (tubería de producción, limpieza del pozo, alquiler de la cabria, entre otros) y las líneas de flujo en superficie. Para las completaciones convencionales (duales), que son las que tienen los pozos actualmente, el costo promedio del distrito Anaco está entre los 3 millones de bolívares fuertes, incluyendo el costo del RA/RC.

Una vez realizado el análisis económico a través del programa SEE, se puede apreciar que, en la evaluación económica de las Completaciones Inteligentes se determinó, que la inversión generada no es viable, ya que la empresa PDVSA S.A., establece que un proyecto con una tasa de interés de retorno (TIR)>15% es considerado rentable, si se observa en la tabla dicho valor está por debajo del 5%

La tabla 4.11, ésta muestra los resultados arrojados por la evaluación económica realizada a las Completaciones Inteligentes. Como se mencionó anteriormente la TIR está por debajo del 5%, y de acuerdo con el tiempo de pago dinámico, éste arroja como resultado 0.00, para ambos casos, lo que indica que la inversión no será recuperada en el tiempo fijado de producción a la cual se realizó la evaluación que es de 7 años, bajo estas condiciones y considerando el elevado costo del equipo de completación, el proyecto no es rentable.

**Tabla 4.11. Evaluación Económica del pozo ZM-351.**

<i>POZO</i>	TIR (%)	TIR MOD (%)	VPN al 12% (MUS\$)	VPN al 15% (MUS\$)
ZM-351	3.10	7.31	-228,46	-354,87

<i>POZO</i>	VPN al 20% (MUS\$)	VPN al 25% (MUS\$)	TIEMPO DE PAGO DINAMICO (Años)
ZM-351	-457,87	-543,08	0,00

## CONCLUSIONES

- Con la tubería 3-1/2 se obtuvo un incremento de un 5 % de petróleo y un 30 % de gas del total producido con la Completación Dual, pero se observó mayor consumo de la presión de fondo fluyente.
- Con la tubería 2-7/8, la tasa de producción se mantuvo en el mismo orden de la Completación Dual, pero se observaron mayores presiones de fondo, que los observados con la tubería 3-1/2.
- Desde el punto de vista de la factibilidad técnica se logró nivelar las presiones de flujo de cada arena para el pozo ZM-351, y tener producción en comingle en este pozo.
- De acuerdo con la evaluación económica en el pozo ZM-351, la completaciones inteligentes no son rentables.
- En el pozo ZG-347 no se logró nivelar las presiones por tanto no fue factible ni técnica ni económicamente.
- El diseño propuesto tiene un costo aproximado al doble de la Completación actual.
- En el pozo ZM-351 se obtuvo factibilidad técnica, más no económica.

## RECOMENDACIONES

- Al momento de planificar la perforación de un pozo, se debe realizar un estudio de las posibilidades de que a este pozo nuevo se le pueda instalar algún tipo de nueva tecnología en el futuro y completarlo con los elementos que a futuro no impidan una nueva instalación de otro tipo de Completación.
- Realizar un estudio para ver la factibilidad de implementar algunos de los dispositivos de monitoreo de fondo que ofrece la Completación inteligente a fin de aminorar los costos, y realizar un análisis para evaluar si es factible, técnica y económicamente para ser aplicada a un pozo.
- Estudiar otros campos u otros pozos donde se tenga buenas potencialidades en producción y reservas, y realizar un estudio donde la Completación de tipo inteligente pueda ser rentable.
- Realizar una evaluación más completa, que incluya un estudio del pozo, dónde se pueda reflejar el rendimiento de una Completación Inteligente, y tener como parámetro principal, las intervenciones de pozos, y de esta manera observa, si estas intervenciones disminuyen y representan una factibilidad económica a futuro.
- Monitorear constantemente la locación, para evitar problemas ajenos a los que nos puedan dar nuestra instalación.

## BIBLIOGRAFÍA

[1] Rodríguez, J. **“Evaluación de las Operaciones de Reparación, Reacondicionamiento y Recompletacion (RA/RC) de Pozos, Aplicadas en el Area Mayor de Anaco, durante el Periodo 2006-2007”**. Trabajo de Grado, Universidad de Oriente, Núcleo Anzoategui. Venezuela (2008).

[2] Tulio, L. **“Manual de completacion”**, Schlumberger Educational Service, Houston Texas (1990).

[3] Coa, J. **“Manual de Completación y Reacondicionamiento de Pozos”**. CIED (Centro de Internacional de Educación y Desarrollo de Petróleos de Venezuela S.A), Venezuela 1998.

[4] Gómez, J. **“Estudio de los diseños de completación aplicados a Pozos Multilaterales en el campo Zuata”**, TESIS DE GRADO, Escuela de Ingeniería y Ciencias Aplicadas, UDO, (2004).

[5] Tiamo, L. **Estudio de la Factibilidad de la completación de Pozos Aplicando Nuevas Tecnologías en el Area Mayor de Oficina.(2005)**.

[6] Rodríguez, L. **“Completación y Reacondicionamiento de Pozos”**. Wokshop International, ESP- OIL International Trianing Group, Perú (2006).

## METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO

TÍTULO	EVALUACIÓN DE LA FACTIBILIDAD TÉCNICO-ECONÓMICA DEL USO DE LAS COMPLETACIONES INTELIGENTES EN LOS CAMPOS ZAPATOS MATA-R.
SUBTÍTULO	

AUTOR (ES):

APELLIDOS Y NOMBRES	CÓDIGO CULAC / E MAIL
<b>Martinez Palencia Felix Angel</b>	CVLAC: V- 17.537.522 E MAIL: felixmartinez@hotmail.com
	CVLAC: E MAIL:
	CVLAC: E MAIL:
	CVLAC: E MAIL:

PALABRAS O FRASES CLAVES:

FACTIBILIDAD TÉCNICO-ECONÓMICA

COMPLETACIÓN INTELIGENTE

REPARACIÓN DE POZOS

SIMULADOR PIPESIM

EMPACADURA DE PRODUCCIÓN

REGULADORES DE FLUJO

## METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO

ÁREA	SUBÁREA
INGENIERÍA Y CIENCIAS APLICADAS	INGENIERÍA DE PETRÓLEO

### RESUMEN (ABSTRACT):

En el presente trabajo se realizó una evaluación técnica-económica del uso de las completaciones inteligentes como propuesta para optimizar los sistemas de Completación de los campos Zapato-Mata-R, pertenecientes al Distrito Gas Anaco. El proyecto está dividido en varias etapas, primeramente se analizaron los pozos completados dualmente existentes en los campos antes mencionados, para seleccionar un pozo para el estudio, la siguiente etapa fue analizar los yacimientos pertenecientes a AMO, tomando en cuenta las mejores reservas de hidrocarburo a través del análisis de la información de campo y registros de producción, volúmenes de hidrocarburo, tamaño del yacimiento etc. de dicha zona de estudio.

Se seleccionó un pozo y se realizaron pruebas de producción utilizando el simulador PIPESIM, esto nos permitió conocer parámetros de interés como; presión de fondo fluuyente, tasa de producción de gas y petróleo entre otros que fueron considerados para el diseño de una Completación inteligente.

Finalmente se efectuó un análisis técnico-económico y comparativo del diseño de Completación Inteligente propuesto y la Completación Dual convencional. Y de esta manera se determinó la aplicabilidad y factibilidad de la propuesta. Con el fin de comprobar si se logró alcanzar la meta propuesta, la cual fue mejorar la productividad.

## METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO

### CONTRIBUIDORES

APELLIDOS Y NOMBRES	ROL / CÓDIGO CVLAC / E_MAIL				
<b>ACOSTA, FELIX</b>	<b>AS</b>	<b>CA</b>	<b>AS</b>	<b>TU X</b>	<b>JU</b>
	<b>CVLAC:</b>				
	<b>E_MAIL</b>	acostafar@gmail.com			
	<b>E_MAIL</b>				
<b>SUÁREZ, DANIEL</b>	<b>JU</b>	<b>CA</b>	<b>AS</b>	<b>TU</b>	<b>JU X</b>
	<b>CVLAC:</b>	V- 11.342.890			
	<b>E_MAIL</b>	uricare2@hotmail.com			
	<b>E_MAIL</b>				
<b>RONDÓN, JOSÉ</b>	<b>JU</b>	<b>CA</b>	<b>AS</b>	<b>TU</b>	<b>JU X</b>
	<b>CVLAC:</b>	V- 8.290.101			
	<b>E_MAIL</b>	RONDONJE@GMAIL.COM			
	<b>E_MAIL</b>				
<b>MORALES, JHONLES</b>	<b>JU</b>	<b>CA</b>	<b>AS X</b>	<b>TU</b>	<b>JU</b>
	<b>CVLAC:</b>	V- 9.726.435			
	<b>E_MAIL</b>	moralesjj@pdvsa.com			
	<b>E_MAIL</b>				

### FECHA DE DISCUSIÓN Y APROBACIÓN:

2011	04	08
AÑO	MES	DÍA

**LENGUAJE: ESPAÑOL**

## METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO

ARCHIVO (S):

NOMBRE DE ARCHIVO	TIPO MIME
TESIS. Evaluación de la Factibilidad Técnico-Económica del Uso de las Completaciones Inteligentes en los Campos Zapatos Mata-R.doc	Application/msword

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

**ALCANCE**

**ESPACIAL:** \_\_\_\_\_

**TEMPORAL:** \_\_\_\_\_

**TÍTULO O GRADO ASOCIADO CON EL TRABAJO:**

Ingeniero de Petróleo

---

**NIVEL ASOCIADO CON EL TRABAJO:**

Pregrado

---

**ÁREA DE ESTUDIO:**

Departamento de Ingeniería de Petróleo

---

**INSTITUCIÓN:**

Universidad de Oriente, Núcleo Anzoátegui

---

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

### **DERECHOS**

De acuerdo al artículo 41 del Reglamento de Trabajo de Grado:

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

---

### **AUTOR**

**Felix Angel Martinez Palencia**

---

### **TUTOR**

**Ing. Félix Acosta**

---

### **JURADO**

**Ing. José Rondón**

---

### **JURADO**

**Ing. Daniel Suárez**

---

### **POR LA SUBCOMISIÓN DE TESIS**

**Prof. Rayda Patiño**