

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



**“EVALUACIÓN TÉCNICO-ECONÓMICA EN LA  
CONSTRUCCIÓN DE UN POZO VERTICAL FRACTURADO  
VERSUS UN POZO HORIZONTAL EN LA FORMACIÓN  
MORENO DEL CAMPO SANTA ROSA DISTRITO GAS ANACO”**

**Realizado Por:**

**ZORIMAG ESTELA BERMÚDEZ MATA  
MARIHAM JOSÉ BOLÍVAR**

**Trabajo Especial de Grado presentado ante la Universidad de Oriente como  
requisito parcial para optar al Título de:**

**INGENIERO DE PETRÓLEO**

**Barcelona, Marzo de 2011.**

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



**“EVALUACIÓN TÉCNICO-ECONÓMICA EN LA  
CONSTRUCCIÓN DE UN POZO VERTICAL FRACTURADO  
VERSUS UN POZO HORIZONTAL EN LA FORMACIÓN  
MORENO DEL CAMPO SANTA ROSA DISTRITO GAS ANACO”**

ASESOR:

---

**ING. JHONLES MORALES**

**Asesor Académico**

**Barcelona, Marzo de 2011.**

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



**“EVALUACIÓN TÉCNICO-ECONÓMICA EN LA  
CONSTRUCCIÓN DE UN POZO VERTICAL FRACTURADO  
VERSUS UN POZO HORIZONTAL EN LA FORMACIÓN  
MORENO DEL CAMPO SANTA ROSA DISTRITO GAS ANACO”**

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

---

**ING. JHONLES MORALES**

**Asesor Académico**

---

**ING. FÉLIX ACOSTA**

**Jurado Principal**

---

**ING. MARIA GALINDO**

**Jurado Principal**

**Barcelona, Marzo de 2011.**

## RESOLUCIÓN

*“De acuerdo con el artículo 41 del **Reglamento de Trabajos de Grado**, éstos 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

La culminación de este trabajo que con tanto esfuerzo logre realizar, se la dedico primeramente a **DIOS**, nuestro **PADRE CELESTIAL** por haberme dado la vida, por permitir que este sueño se hiciera realidad. Sin **TI** no pudiese haber logrado nada. Gracias por ser mi luz, mi guía y por darme tu protección día a día.

A la mujer más ejemplar y maravillosa de mi vida, **MI MADRE JOSEFA BOLÍVAR**. No hay palabras que te describan, eres **UNICA**, eres mi ejemplo a seguir, mi amiga, mi confidente, mi **TODO**. Gracias por tu apoyo incondicional, por tu confianza, por tus palabras, gracias a ti soy la mujer que soy hoy en día. Este triunfo es tuyo **TE AMO**.

A mi Padre **GUILLERMO**, por creer y desear lo mejor para mí.

A mis hermanos **SARAI** y **ABRAHAM**, por su apoyo durante esta etapa de mi vida. Espero que esta meta alcanzada la sienta igualmente suya. A mi **SOBRINA MARIA GABRIELA**, quien llego a nuestras vidas para llenarnos de alegría. **LOS QUIERO**.

A mi familia, en general, por haber depositado su confianza en mí, por brindarme su apoyo siempre. En especial a mis tíos **IRIS, MARITZA, CLEOTILDE, MARÍA, ELEIDA, CARLOS, ALFREDO, JOSE RAFAEL, ZULEIMA**, y **LUZ**. A mis abuelos maternos **MARÍA** y **JOSÉ** por ser los pilares fundamentales de esta gran Familia. **LOS ADORO**.

*Mariham Bolívar*

## **AGRADECIMIENTOS**

Ante todo agradecer a **DIOS** por guiarme, por darme sabiduría, fortaleza y llenarme de esperanza en los momentos más difíciles de mi vida. **GRACIAS PADRE** por estar cuidando de mí.

A la **UNIVERSIDAD DE ORIENTE**, mi casa de estudios, y en especial a los profesores de la escuela de Ingeniería de petróleo, por brindarme la oportunidad de desarrollarme profesionalmente.

A mis padres **GUILLERMO** y **JOSEFA**. En especial a ti **MAMI**, por confiar en mí y hacer que este sueño se haya hecho realidad. Gracias por tu apoyo, cariño y consejos. Por estar allí cuando más te necesité, por cada palabra de aliento, por tu amor. Doy gracias a Dios de que eres mi madre. **TE ADORO**.

A mis hermanos **SARAI** y **ABRAHAM** por compartir conmigo los momentos más importante de mi vida.

A mis tías **IRIS, MARITZA, CLEOTILDE, MARIA, LUZ, ELEIDA** y **ZULEIMA** y a mis tíos **CARLOS, JOSE RAFAEL** y **ALFREDO**, porque de una u otra forma formaron parte de este logro tan anhelado por mí. Gracias por sus palabras de aliento y su cariño en todo momento.

A mi tutor académico el **Ing. JHONLES MORALES**, por haber compartido su tiempo y dado la orientación necesaria para el desarrollo de este trabajo. **GRACIAS PROFESOR**.

A mis grandes amigos que tuve el placer de conocer durante esta formación universitaria en especial a:

A mi amiga y compañera de Tesis **Zorimag Bermúdez** por estar conmigo en los buenos y malos momentos, por comprenderme, por apoyarme, escucharme y darme sus consejos cuando más lo necesitaba, por integrarme en su familia. Doy Gracias a Dios por conocerte. Te Quiero Amiga. Gracias por tu verdadera Amistad.

A mi amiga incondicional **Ana Sabeh**. Hermana contigo compartir grandes momentos de mi vida, eres y serás especial para mí, gracias por estar presente siempre y por tu apoyo absoluto. Considero que eres mi gran amiga. Dios te bendiga. Te Quiero Mucho Hermana!

A mi Gran amigo **Jonathan Armas** (Bolívar Fuerte), eres sumamente especial para mí, eres un verdadero amigo, gracias por brindarme tu amistad. Viví grandes momentos a tu lado, tantos buenos y malos; y sé que aun contigo cuento. Te Quiero Mucho mi Amigo!

A **Edixon Romero**, eres único mi amigo, espero nunca cambies, contigo realmente se siente esa amistad sincera, me reí tantas veces a tu lado; era imposible estar triste, gracias por sacarme una sonrisa durante esta etapa de mi vida. Nunca te olvidare. Un abrazote. Te Quiero mi Edi.!

A todos mis amigos de estudios **Rosvianny Salcedo, Romer Quijada, Yorbelis Ribas (Gochita), Beltrán Romero, Adriana Sánchez, Jonathan Hernández, Ghazi Harfouche, Andreina González** y a todos los que de alguna u otra manera compartieron conmigo momentos buenos y malos. Gracias por haberme brindado su amistad, apoyo y motivarme. Juntos a ustedes pase momentos felices e inolvidable. Se les quiere.

A **Yenni Marcano**, gracias por tu ayuda y colaboración en el desarrollo de nuestra tesis. De verdad me siento inmensamente agradecida por todo. Dios te Bendiga.

A **Carlos Albornoz** (Carlito), a pesar de que no tuve la oportunidad de compartir contigo durante estos años, le agradezco a Dios por conocerte y por brindarme tu ayuda para poder desarrollar este trabajo.

A mis amigos Vallepascuences en especial a: **Ángel Camacho, Rita Guerra, José Álvarez, Pedro Carpio, Gabriel Noriega, Eduardo Fernández y Andrés Chávez**. Gracias por todo, por poder contar con ustedes y compartir conmigo los buenos y amargos momentos en esta prolongada carrera.

Un agradecimiento muy especial a la familia **COVA YEGUEZ** que además de permitirme entrar a su hogar, me permitieron entrar en sus corazones y familias. A ustedes **CARMEN y DAVID** por convertirse en mis amigos incondicionales, por sus consejos, por cada palabra de aliento cuando más las necesitaba y por brindarme su cariño. De verdad le agradezco a Dios por haberlos conocidos. GRACIAS de todo corazón. También a dos personitas que llenaron mi vida de alegría y sonrisas. Dios me las bendigas, las considero mis sobrinas **CARLA Y AILEEN. SE LES QUIERE MUCHO**.

A todas y cada una de las personas que aun sin saberlo hicieron posible este sueño.

**MUCHISIMAS GRACIAS A TODOS USTEDES.**

*Mariham Bolívar*

## DEDICATORIA

A ti **DIOSITO**, por permitirme estar aquí, por dejarme estar donde quería estar, por escucharme y ser mi guía en todo momento, sé que me escuchaste cuando te pedía hace algunos años que me pusieras aquí. Gracias PAPADIOS sin ti no hubiese podido.

A mis padres **Orlando Bermúdez y Auristela de Bermúdez**, este logro que no termina aquí es todo de ustedes, gracias por confiar en mí y apoyarme incondicionalmente, cualquier palabra que coloque aquí nunca serían suficientes para agradecerles todo lo que han hecho por mí. Gracias papás los quiero inmensamente.

A un ser que llego para llenarme no solo a mí sino a toda la familia de alegría, a ti **Roger**, hijo te dedico este trabajo alentándote a que en un futuro sigas el camino del estudio y el aprendizaje, que seas un hombre bueno y consciente de que la vida la tienes que llevar por el mejor camino. TE AMO HIJO.

*Zorimag Bermúdez*

## AGRADECIMIENTOS

A mis padres **Orlando y Auristela** los pilares de mi familia, no sé qué hubiese hecho sin ustedes, gracias por cada palabra de aliento que me dieron cuando sentían que algo andaba mal. Por decirme que siguiera adelante y alentándome siempre al camino del estudio. Gracias por llevarme por este camino.

A mi hijo **Roger**, fuiste mi inspiración para seguir adelante, eres tan pequeñito pero a la vez una gran inspiración en mi vida para hacer las cosas mejor por ti. Te quiero tanto! Eres lo mejor que me ha pasado, lo más bello que tengo.

A ti **Romer**, gracias por todo tu apoyo, amor y orientación. También fuiste una inspiración para mí, el verte graduar me motivo a lo mismo, me sentí orgullosa de ti y lo siento aun por todos tus logros. Gracias mi Amor.

A mis hermanos **Max y Orlando** que de una u otra forma contribuyeron conmigo a que este logro se hiciera realidad, a ti jon que compartiste conmigo todos estos años aquí en puerto la cruz. Gracias hermanos.

A mis sobrinos **Rudsary, Dhana, Arturo, Kottan y Fabiana** más que agradecerles porque sé que aún están pequeños, los aliento a que tomen el camino del estudio y sean unos profesionales y personas de mucho bien. Los quiero a todos!

A mis amigas **Adriana Sánchez, Rosvianny Salcedo y Milagros Bello** (poyuelas) mis primeras amigas en la UDO con las que compartí los mejores momentos en básico y en la escuela. Son inolvidables poyuelas las quiero enormemente.

A mi amiga y compañera de tesis **Mariham Bolívar**, fuiste tú quien me eligió como tu compañera de tesis, gracias por confiar en mi amiga, compartimos momentos bonitos y nos apoyamos en los más duros, sé que estos últimos años no han sido fáciles pero vendrán mejores. Te quiero amiga!

A **Jonathan Armas**, mi amigo y compañero de estudios, el que mejor explica en toda UDO, al que se le entiende todo jeje, el que dejo de estudiar con los infectados para estudiar con nosotras, gracias amigo por siempre estar allí y brindarme tu amistad. Te quiero mucho!

A **Yorbelis Rivas** (gochita) por brindarme su amistad y compañía por todo este tiempo, por escucharme y compartir bonitos momentos en la udo y fuera de ella. Gracias amiga gochita te quiero un montón.

A **Davianny Martínez**, una buena amiga que encontré en los espacios de la udo con la que compartí y llegue a querer muchísimo!

A mis amigos de básico: **Newman Cabello, Daniel Aguilera, Antonio González y Luis González** con quienes compartí momentos de mucha risa y diversión en la udo. Gracias muchachos.

A **Yenni Marcano**, compañera de clases colaboradora en esta tesis, por estar siempre dispuesta a ayudarnos en cualquier momento. Gracias yenni se te quiere.

A **Carlos Albornoz** por brindarnos y compartir sus conocimientos para poder llevar a cabo este trabajo, gracias Carlitos.

Al profesor **Jhonles Morales** por compartir con nosotros su tiempo y dedicación para ayudarnos en el desarrollo de nuestro trabajo. Mil gracias profesor.

A **Humberlis Sánchez, Yuriby Sánchez y el señor Humberto Sánchez**, gracias por ser mi segunda familia aquí en el puerto, con ustedes conté para cualquier inconveniente que se me presentara, gracias por el cariño recibido, también los quiero.

A **David y Carmen** por permitirme entrar a su casa sin ningún problema para poder trabajar con Mariham en este trabajo. Mil gracias son muy buenos!

A la **UNIVERSIDAD DE ORIENTE** que un día me abrió las puertas, me siento orgullosa de haber estudiado en tus aulas. Siempre estaré orgullosa de ser **UDISTA!**

A cada uno de ustedes gracias, porque todos los nombrados aun sin saberlo hicieron algo para que hoy este trabajo este realizado.

*Zorimag Bermúdez*

## CONTENIDO

RESOLUCIÓN .....	IV
DEDICATORIA .....	V
AGRADECIMIENTOS .....	VI
AGRADECIMIENTOS .....	X
CONTENIDO .....	XIII
LISTA DE FIGURAS .....	XIX
LISTA DE GRÁFICAS .....	XXII
LISTA DE TABLAS .....	XXIII
RESUMEN.....	XXIV
CAPÍTULO I. INTRODUCCIÓN .....	25
1.1 Planteamiento del Problema.....	25
1.2 Objetivos .....	26
1.2.1 Objetivo General: .....	26
1.2.2 Objetivos Específicos: .....	27
CAPÍTULO II. MARCO TEÓRICO .....	28
2.1 Ubicación Geográfica y Geología del Área .....	28
2.1.1 Cuenca Oriental de Venezuela .....	28
2.1.1.1 Límites de la Cuenca Oriental de Venezuela.....	29
2.1.1.2 Desarrollo Estructural de la Cuenca Oriental de Venezuela.....	31
2.2 Ubicación Geográfica del Distrito Gas Anaco .....	33
2.2.1 Área Mayor de Anaco (AMA) .....	34
2.2.1.1 Estructura Regional del Área Mayor de Anaco .....	35
2.2.2 Área Mayor de Oficina (AMO).....	37
2.2.2.1 Estructura Regional del Área Mayor de Oficina .....	40
2.2.2.2 Características de las Acumulaciones.....	40

2.2.2.3 Estratigrafía.....	40
2.3 Yacimiento .....	41
2.3.1 Clasificación Según el Diagrama de Fase .....	41
2.4 Gas Natural.....	43
2.4.1 Clasificación del Gas Natural.....	44
2.4.2 Propiedades de los Gases .....	44
2.5 Clasificación de los Crudos.....	45
2.6 Perforación de Pozos.....	45
2.6.1 Perforación Vertical (0-10°).....	46
2.6.2 Pozos Horizontales.....	48
2.6.2.1 Antecedentes de los Pozos Horizontales .....	49
2.6.2.2 APLICABILIDAD DE LOS POZOS HORIZONTALES .....	51
2.6.2.2.1 Yacimientos Naturalmente Fracturados.....	52
2.6.2.2.2 Yacimientos con Problemas de Conificación de Agua y/o Gas ....	52
2.6.2.2.3 Recuperación Mejorada de Crudo .....	54
2.6.2.2.4 Yacimientos de Gas No Asociado .....	55
2.6.2.2.5 Perforación en Localizaciones Inaccesibles.....	56
2.6.2.3 Ventajas que Ofrece la Perforación de los Pozos Horizontales.....	57
2.6.2.4 Desventajas que Ofrece la Perforación de los Pozos Horizontales .....	58
2.6.2.5 Parámetros a Considerar para la Perforación de un Pozo Horizontal..	59
2.6.2.6 Parametros Importantes de los Pozos Horizontales.....	60
2.6.2.6.1 Longitud del Hoyo .....	61
2.6.2.6.2 Espesor de Formación.....	62
2.6.2.6.3 Perfil del Pozo en el Yacimiento .....	63
2.6.2.6.4 Permeabilidad del Yacimiento.....	65
2.6.2.6.5 Daño a la Formación.....	66
2.7 Daño a la Formación .....	67
2.7.1 Tipos de Daño .....	68
2.7.1.1 Daños de Eflujo .....	69

2.7.1.2 Daños de Influjos .....	69
2.7.1.3 Daño a la Formación Durante Operaciones en el Pozo .....	69
2.7.1.4 Daño Durante la Perforación .....	69
2.7.1.5 Daño Durante la Cementación .....	70
2.7.1.6 Daño Durante el Cañoneo .....	70
2.7.1.7 Daño Durante la Completación y Reparación del Pozo .....	71
2.7.1.8 Daño Durante la Estimulación .....	71
2.7.1.9 Daño Durante la Producción .....	72
2.8 Estimulación .....	72
2.9 Control de Arena .....	73
2.9.1 Tipos de Arenas no Consolidadas .....	73
2.9.1.1 Arena Movediza .....	73
2.9.1.2 Arenas no Consolidadas con Débil Cementación .....	74
2.9.1.3 Arenas Cuasi-Competentes .....	74
2.9.2 Producción de Arena .....	74
2.9.2.1 Origen de la Producción de Arena .....	74
2.9.2.2 Arcos de Arena .....	76
2.9.2.3 Producción de Finos .....	77
2.9.3 Factores que Afectan la Producción de Arena .....	79
2.9.4 Causas de la Producción de Arena .....	80
2.9.4.1 Grado de Consolidación .....	81
2.9.4.2 Reducción de la Presión de Poro .....	81
2.9.4.3 Tasa de Producción .....	82
2.9.4.4 Viscosidad del Fluido del Yacimiento .....	82
2.9.4.5 Aumento de la Producción de Agua .....	83
2.9.5 Efectos de la Producción de Arena .....	83
2.9.5.1 Acumulación en los Equipos de Superficie .....	84
2.9.5.2 Acumulación en el Fondo .....	84
2.9.5.3 Erosión del Equipo de fondo y de Superficie .....	85

2.9.5.4 Colapso de la Formación .....	85
2.9.6 Mecanismos que permiten determinar la Necesidad de aplicar Métodos de Control de Arena.....	85
2.9.7 Métodos de Control de Arena.....	87
2.9.8 Técnicas de Control de Arena .....	88
2.9.9 Método Convencional de Empaque con Grava para la Prevención de Producción de Arena .....	89
2.9.10 Selección del Tamaño de la Grava .....	90
2.9.11 Relación Arena de Empaque con Grava – Arena de Formación.....	91
2.9.11.1 Uniformidad de la Arena .....	91
2.10 Teoría del Fracturamiento Hidráulico .....	92
2.10.1 Fracturamiento Hidráulico.....	93
2.10.2 Razones para Fracturar un Pozo .....	94
2.10.3 Estudios de las Condiciones del Pozo .....	95
2.10.4 Objetivos del Fracturamiento Hidráulico .....	96
2.10.5 Criterios para la Selección de Pozos Candidatos a Fracturamiento .....	96
2.10.6 Tipos de Fracturamiento.....	97
2.10.7 MINIFRAC.....	97
2.10.8 Evaluación durante el Fracturamiento.....	99
2.10.8.1 Evaluación Post-fractura.....	99
2.10.8.2 Geometría de la Fractura.....	100
2.10.9 Fluidos de Fracturamiento .....	101
2.10.9.1 Tipos de Fluidos de Fracturamiento .....	102
2.10.9.2 Selección del Fluido de Fractura .....	103
2.8.9.3 Agente de Sostén .....	105
2.10.9.4 Pad o Colchón.....	106
2.10.9.5 Tratamiento.....	106
2.10.9.6 Conductividad de la Fractura.....	107
2.10.9.7 Crecimiento de la Fractura en el Curso de un Tratamiento .....	108

2.10.9.8 Control de Presiones y Caudales durante el Fracturamiento .....	108
2.10.9.9 Productividad de Pozos Fracturados.....	109
2.10.9.10 Beneficios Adicionales del Fracturamiento.....	112
2.11 Análisis Nodal .....	112
2.12 Índice de Productividad.....	113
2.13 Evaluación Económica en la Industria Petrolera.....	114
2.13.1 Indicadores Económicos.....	115
2.13.2 Nivel de Evaluación .....	116
CAPÍTULO III. METODOLOGÍA .....	117
3.1 Procedimiento Metodológico .....	117
3.1.1 Descripción de los Problemas Operacionales en los Pozos Perforados a Profundidades Someras en el Campo Santa Rosa. ....	117
3.1.2 Análisis de los Mejores Métodos de Control de Arena para los Pozos en Estudio.....	118
3.1.3 Interpretación del Comportamiento de los Pozos a través de Simulaciones .....	118
3.1.3.1 Suministro de los Datos al Simulador .....	119
3.1.3.1.1 Yacimiento.....	119
3.1.3.1.2 Tubería de Producción y Revestidor.....	122
3.1.3.1.3 Superficie .....	123
3.1.3.1.4 Fluidos.....	125
3.1.3.1.5 Análisis Nodal.....	127
3.1.3.1.6 Realización de Sensibilidades.....	128
3.1.4 Proposición de la Mejor Técnica de Construcción y de Producción para los Pozos Someros del Campo Santa Rosa Miembro Moreno .....	128
3.2 Herramientas Utilizadas .....	128
3.2.1 Carpeta de Pozos .....	128
3.2.2 DIMS (Drilling Information Management System).....	130
3.2.3 Simulador PIPESIM 2003 .....	131

3.2.3.1 Módulo PIPESIM .....	132
3.2.4 SEE (Sistema de Evaluaciones Económicas).....	133
CAPÍTULO IV. ANÁLISIS Y DISCUSIÓN DE RESULTADOS .....	135
4.1 Descripción de los Problemas Operacionales en los Pozos Perforados a Profundidades Someras en el Campo Santa Rosa.....	135
4.2 Análisis de los Mejores Métodos de Control de Arena para los Pozos en Estudio.....	140
4.2.1 Liner Ranurado o Rejilla .....	142
4.2.2 Empaque con Grava Interno Revestido .....	143
4.2.3 Empaque Con Grava a Hoyo Abierto.....	144
4.2.4 Rejillas Expandibles .....	145
4.2.5 Rejillas Pre-Empacadas .....	146
4.2.6 Fracturamiento y Empaque.....	147
4.3 Interpretación del Comportamiento de los Pozos a través de Simulaciones....	148
4.3.1 Análisis del Comportamiento de la Producción de un Pozo Vertical .....	148
4.3.1.1 Análisis del Pozo RG-267 .....	148
4.3.2.1.1 Análisis de las Sensibilidades .....	151
4.3.2 Análisis del Comportamiento de la Producción de un Pozo Horizontal ....	154
4.3.2.1 Análisis del Pozo RG-278 .....	154
4.3.2.1.1 Análisis de las sensibilidades.....	157
4.4 Proposición de la Mejor Técnica de Construcción y de Producción para los Pozos Someros del Campo Santa Rosa Miembro Moreno .....	165
4.4.1 Pozo Vertical sin Fracturar (Actual).....	166
4.4.2 Pozo Vertical Fracturado .....	168
CONCLUSIONES .....	173
RECOMENDACIONES.....	175
BIBLIOGRAFÍA .....	176
METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO.....	178

## LISTA DE FIGURAS

<b>Figura 2.1</b> Ubicación de la Cuenca Oriental de Venezuela. <sup>[8]</sup> .....	28
<b>Figura 2.2</b> Cuencas Petrolíferas de Venezuela. <sup>[7]</sup> .....	29
<b>Figura 2.3.</b> Rasgos estructurales de la Cuenca Oriental de Venezuela. <sup>[13]</sup> .....	30
<b>Figura 2.4.</b> Ubicación Geográfica del Distrito Gas Anaco. <sup>[13]</sup> .....	33
<b>Figura 2.5.</b> Ubicación Geográfica de AMA y AMO. <sup>[13]</sup> .....	34
<b>Figura 2.6.</b> Campos del Área Mayor de Anaco. <sup>[13]</sup> .....	35
<b>Figura 2.7</b> Columna Estratigráfica Regional del Área Mayor de Anaco. <sup>[13]</sup> .....	37
<b>Figura 2.8</b> Ubicación Geográfica del Área Mayor de Oficina. <sup>[13]</sup> .....	39
<b>Figura 2.9.</b> Diagrama de Fase. <sup>[3]</sup> .....	43
<b>Figura 2.10.</b> Perforación Vertical y Horizontal. <sup>[4]</sup> .....	46
<b>Figura 2.11</b> Perforación Vertical. <sup>[4]</sup> .....	48
<b>Figura 2.12.</b> Diagrama de un Pozo Horizontal. <sup>[4]</sup> .....	49
<b>Figura 2.13</b> Pozo Horizontal en Yacimiento Naturalmente Fracturados. <sup>[4]</sup> .....	52
<b>Figura 2.14.</b> Efecto de la Conificación de Agua y Gas. <sup>[4]</sup> .....	54
<b>Figura 2.15.</b> Aplicación de Pozos Horizontales en Recuperación Secundaria. <sup>[4]</sup> .....	55
<b>Figura 2.16.</b> Perforación en Localizaciones Inaccesibles. <sup>[4]</sup> .....	56
<b>Figura 2.17.</b> Reducción de Conificación de Agua de un Pozo Horizontal respecto a uno Convencional. <sup>[4]</sup> .....	58
<b>Figura 2.18.</b> Efectos de la Longitud del Pozo para Diferentes Espesores de Yacimiento. <sup>[5]</sup> .....	62
<b>Figura 2.19.</b> Efectos de la Relación Kv/Kh en la Razón de Productividad de Pozo Horizontal/Vertical. <sup>[5]</sup> .....	63
<b>Figura 2.20.</b> Efecto de la Excentricidad en la Productividad de un Pozo Horizontal. <sup>[5]</sup> .....	64
<b>Figura 2.21.</b> Excentricidad de un pozo Horizontal en el plano Vertical. <sup>[5]</sup> .....	65
<b>Figura 2.22</b> Daño a la Formación [6].....	68

<b>Figura 2.23.</b> Arco de Arena Estable alrededor de una Perforación. <sup>[7]</sup> .....	77
<b>Figura 2.24.</b> Migración de finos <sup>[7]</sup> .....	78
<b>Figura 2.25.</b> Ensamblaje del Empaque con Grava <sup>[8]</sup> .....	90
<b>Figura 2.26.</b> Fracturamiento Hidráulico. <sup>[9]</sup> .....	93
<b>Figura 2.27.</b> Dimensiones de una Fractura. <sup>[9]</sup> .....	101
<b>Figura 2.28.</b> Fluidos de Fracturamiento. <sup>[9]</sup> .....	102
<b>Figura 2.29.</b> Gráfico Semi-ideal de las Presiones desarrolladas en Superficie. <sup>[9]</sup> ....	109
<b>Figura 3.1.</b> Reporte Sumario de Operaciones del Pozo RG-278 Generado por DIMS .....	118
<b>Figura 3.2.</b> Ventana de Entrada de Información de Yacimiento para el Modelo de la Terminación Vertical.....	120
Para una terminación horizontal PIPESIM dispone de los siguientes modelos:.....	121
<b>Figura 3.3.</b> Ventana de Entrada de Información de Yacimiento para la Terminación Horizontal. ....	121
<b>Figura 3.4</b> Ventana de Entrada de Información del Perfil de Desviación de la Tubería de Producción. ....	122
<b>Figura 3.5.</b> Ventana para la Configuración de la Tubería de Producción y Revestidor. ....	123
<b>Figura 3.6.</b> Ventana de Entrada de Información del Reductor.....	124
<b>Figura 3.7.</b> Ventana de Entrada de Información de la Línea de Flujo. ....	125
<b>Figura 3.8.</b> Ventana de Entrada de Información de los Fluidos Producidos.....	126
<b>Figura 3.9.</b> Ventana de Entrada de Información de las Temperaturas para el Cálculo de Viscosidad.....	126
<b>Figura 3.10.</b> Ventana de Entrada de Información de Análisis Nodal .....	127
<b>Figura 3.11.</b> Vista Principal de Programas DIMS. ....	131
<b>Figura 3.12.</b> Simulación del Pozo RG-278 Mediante el Modulo PIPESIM 2003. ..	133
<b>Figura 4.1</b> Diseño Mecánico de la Construcción del Pozo RG-0282. ....	139
<b>Figura 4.2</b> Empaque con Grava en Hoyo Abierto.....	144
<b>Figura 4.3</b> Rejilla Pre-empacada.....	147

<b>Figura 4.4</b> Frac-Pack.....	148
<b>Figura 4.5.</b> Arena MO-I/ Yac RG 107, Pozo RG-267. ....	149
<b>Figura 4.6</b> Diagrama Mecánico del Pozo Vertical RG-267.....	150
<b>Figura 4.7</b> Arena MO-I/ Yac RG 107, Pozo RG-278. ....	155
<b>Figura 4.8</b> Diagrama Mecánico de Completación del Pozo RG 278.....	156
<b>Figura 4.9.</b> Diagrama Mecánico del Pozo Vertical RG-267.....	172

## LISTA DE GRÁFICAS

<b>Gráfica 4.1.</b> Concurrencias de los Eventos Presentados en las Distintas Etapas de la Perforación en Cada uno de los Pozos. ....	140
<b>Gráfica 4.2.</b> Comparación entre la Tasa de Gas Real y la Estimada.....	151
<b>Gráfica 4.3</b> Tasa de Gas Variando el Daño.....	152
<b>Gráfica 4.4</b> Tasa de Gas Variando la Longitud de la Fractura.....	154
<b>Gráfica 4.5</b> Comparación de la Tasa de Gas Real versus la Tasa de Gas Simulada.....	157
<b>Gráfica 4.6.</b> Comportamiento de la Tasa de Gas con Longitud de Navegación de 230 pies. ....	158
<b>Gráfica 4.7</b> Comportamiento de la Tasa Actual del Pozo RG-278.....	159
<b>Gráfica 4.8.</b> Comportamiento de la Tasa de Gas con Longitud de Navegación de 300 pies. ....	159
<b>Gráfica 4.9.</b> Comportamiento de la Tasa de Gas con Longitud de Navegación de 325 pies. ....	160
<b>Gráfica 4.10.</b> Comportamiento de la Tasa de Gas con Longitud de Navegación de 350 pies. ....	160
<b>Gráfica 4.11.</b> Comportamiento de la Tasa de Gas con Longitud de Navegación de 400 pies. ....	161
<b>Gráfica 4.12.</b> Comportamiento Actual de la Tasa de Petróleo.....	161
<b>Gráfica 4.13.</b> Comportamiento de la Tasa de Petróleo con Longitud de Navegación de 300 pies. ....	162
<b>Gráfica 4.14.</b> Comportamiento de la Tasa de Petróleo con Longitud de Navegación de 325 pies. ....	162
<b>Gráfica 4.15.</b> Comportamiento de la Tasa de Petróleo con Longitud de Navegación de 350 pies. ....	163
<b>Gráfica 4.16.</b> Comportamiento de la Tasa de Petróleo con Longitud de Navegación de 400 pies. ....	163
<b>Gráfica 4.17.</b> Comparación de la Tasa con Variación de la Longitud. ....	164
<b>Gráfica 4.18</b> Comparación entre los Costos. ....	171

## LISTA DE TABLAS

<b>Tabla 2.1.</b> Efecto del Factor de Daño en Pozos Horizontales. [5] .....	67
<b>Tabla 4.1</b> Problemas Operacionales Presentados en los Pozos Estudiados. ....	136
<b>Tabla 4.2</b> Efectos de los Parámetros Granulométricos en la Producción de Arena. ....	141
<b>Tabla 4.3</b> Valores Obtenidos de la Tasa de Gas Variando el Daño de la Formación. ....	152
<b>Tabla 4.5</b> Valores de la Tasa de Gas y Petróleo Variando la Longitud de la Sección Horizontal. ....	158
<b>Tabla 4.6</b> Tiempo y Costos por Fase para la Construcción de un Pozo Vertical sin Fracturar. ....	166
<b>Tabla 4.7</b> Resultados Obtenidos de la Evaluación Económica. ....	167
<b>Tabla 4.8</b> Costos necesarios para la Aplicación de un Fracturamiento. ....	168
<b>Tabla 4.10.</b> Resultados Obtenidos de la Evaluación Económica de un Pozo Horizontal. ....	170

## **RESUMEN**

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

# **CAPÍTULO I.**

## **INTRODUCCIÓN**

### **1.1 Planteamiento del Problema**

El Distrito Gas Anaco es una de las zonas gasíferas más extensa de Venezuela, ya que cuenta con reservas probadas de gas seco superiores a los 26 billones de pies cúbicos en un área aproximada de 13.400 km<sup>2</sup>. El Distrito social Anaco se caracteriza por poseer dos áreas operacionales: Área Mayor de Anaco (AMA), ubicada en la parte norte de la zona central del Estado Anzoátegui y Área Mayor Oficina (AMO), ubicada en la parte sur del Estado Anzoátegui; ambas se caracterizan por poseer en su subsuelo una inmensa riqueza en gas y petróleo. En el Área Mayor de Anaco se encuentra ubicado el Campo Santa Rosa, el cual es el campo de estudio de este proyecto, éste se ubica en la Cuenca Oriental de Venezuela, la cual se extiende en su mayor parte por los Estados Guárico, Anzoátegui, Monagas y Delta Amacuro. Esta gran depresión de origen tectónico, se encuentra subdividida por el sistema de fallas Anaco-Altamira, en dos subcuencas sedimentarias: la de Guárico, localizada al oeste de la estructura y la de Maturín, situada al este de la misma.

En PDVSA Gas Anaco las actividades están dirigidas a la explotación y producción de más de 1.600 millones de pies cúbicos normales por día (MMPCND) y 10.000 barriles por día (BBL/D) de gas y crudo respectivamente. Es por ello que se hace necesario la construcción y reacondicionamiento de pozos en el Distrito.

Tomando en cuenta el historial de producción de los pozos perforados en el Miembro Moreno del Campo Santa Rosa, en el Distrito se han igualado las producciones de los pozos con terminación Horizontal con respecto a los pozos Verticales, no resultando rentable para la empresa, ya que en el ámbito operacional la

Construcción de Pozos Horizontales en el Distrito resulta más costoso que la Construcción de un Pozo Vertical. Las horas de taladro, los problemas operacionales que se presentan, las horas hombre y el servicio direccional son unas de las causas que hacen la construcción horizontal más costosa.

Se plantea la producción de gas en Pozos Verticales a los cuales se les aplicara una terminación por fracturamiento hidráulico y la construcción y completación de pozos horizontales, todas estas técnicas requieren de una inversión considerable que definirá la rentabilidad de este proyecto; a su vez se analizaran Métodos de Control de Arenas que disminuyan los riesgos operacionales que se presentan durante la producción de los mismos.

Se realizará la comparación de la rentabilidad de aplicarle una terminación por fracturamiento hidráulico a Pozos Verticales ya existentes, versus la Construcción de un Pozo Horizontal, en la formación Moreno del Campo Santa Rosa del Distrito Gas Anaco. Este estudio se realizará a través del uso de paquetes computacionales tales como: PIPESIM 2003 y el Sistema de Evaluaciones Económicas de PDVSA (SEE).

## **1.2 Objetivos**

### **1.2.1 Objetivo General:**

Evaluar Técnica y Económicamente la Construcción de un Pozo Vertical Fracturado versus un Pozo Horizontal en la Formación Moreno del Campo Santa Rosa del Distrito Gas Anaco.

### **1.2.2 Objetivos Específicos:**

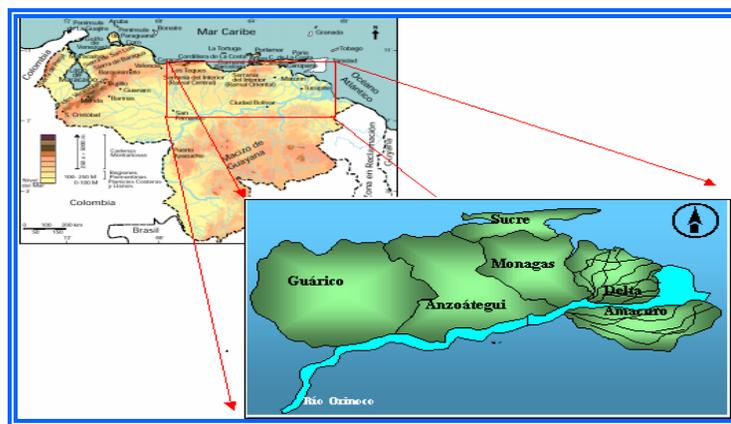
- Describir los problemas operacionales en los pozos perforados a profundidades someras en el Campo Santa Rosa.
- Analizar los mejores métodos del Control de Arena para los pozos en estudio perforado en la Formación Moreno del Campo Santa Rosa.
- Interpretar a través de simulaciones el comportamiento de los pozos propuestos.
- Proponer la mejor técnica de Construcción y de Producción para los Pozos Someros del Campo Santa Rosa Miembro Moreno.

## CAPÍTULO II. MARCO TEÓRICO

### 2.1 Ubicación Geográfica y Geología del Área

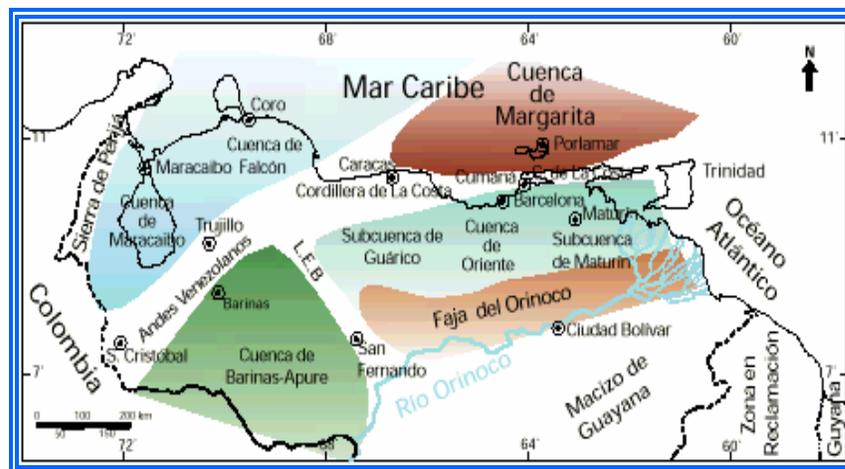
#### 2.1.1 Cuenca Oriental de Venezuela

Está situada en la zona Centro – Este de Venezuela formando una depresión topográfica, asimétrica, estructural y sedimentaria que se inclina hacia el este, limitada al Sur del Orinoco desde la desembocadura del río Arauca, hacia el Este hasta Boca Grande, siguiendo de modo aproximado el borde septentrional del Cratón de Guayana, al Oeste por el levantamiento del 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. El flanco Sur buza levemente hacia el Norte y el flanco Norte está conectado a la zona plegada y fallada de la cordillera que sirven de límite para la cuenca (Figura 2.1).



**Figura 2.1** Ubicación de la Cuenca Oriental de Venezuela.<sup>[8]</sup>

En la Cuenca Oriental de Venezuela se encuentran 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 2 subcuencas: Subcuenca de Guárico al Oeste y Subcuenca de Maturín al Este (Figura 2.2).

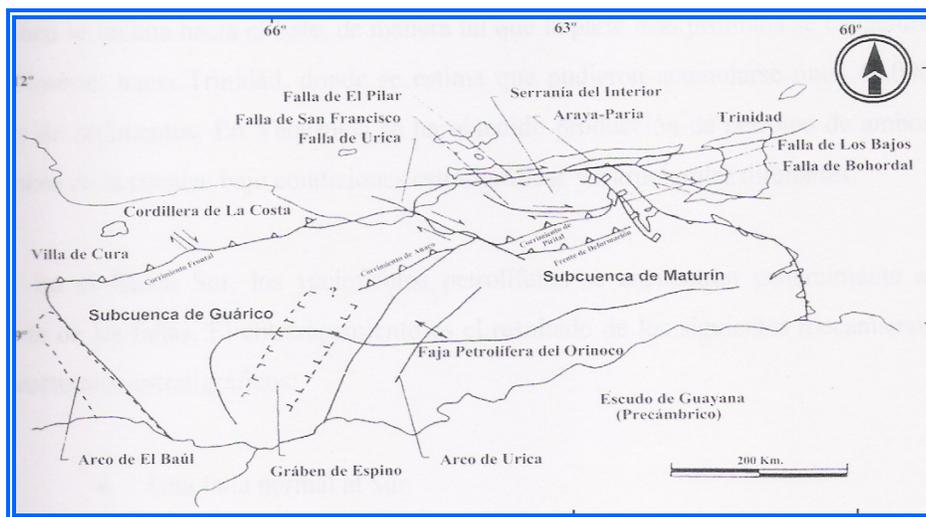


**Figura 2.2** Cuenas Petrolíferas de Venezuela.<sup>[7]</sup>

### 2.1.1.1 Límites de la Cuenca Oriental de Venezuela

Está limitada al norte por el Cinturón Móvil de la Serranía del Interior Central y Oriental; al sur por el Río Orinoco, desde la desembocadura del Río Arauca hacia el este hasta Boca Grande, siguiendo de modo aproximado el borde septentrional del Cratón de Guayana; al este de la cuenca continúa por debajo del Golfo de Paria, incluyendo la parte situada al sur de la Cordillera Septentrional de la Isla de Trinidad y se hunde en el Atlántico al este de la costa del Delta del Orinoco, y al oeste, limita con el levantamiento de El Baúl y su conexión con el Cratón de Guayana, que sigue aproximadamente el curso de los ríos Portuguesa y Pao. Basándose en sus

características sedimentológicas, tectónicas y estratigráficas se subdivide en tres subcuencas, a saber: Subcuenca de Guárico, Subcuenca de Maturín y Subcuenca de Paria.



**Figura 2.3.** Rasgos estructurales de la Cuenca Oriental de Venezuela.<sup>[13]</sup>

El límite que separa la Subcuenca de Guárico de la de Maturín es el Arco de Úrica, el cual estuvo intermitentemente activo durante el Mioceno-Holoceno (Figura 2.3).

Sin embargo, James (2000, p. 142) sostiene que ambas subcuencas están separadas por la falla o Corrimiento de Anaco-Altamira, debido a la considerable actividad sedimentaria de ésta, que permite considerar suplantarse la falla de Úrica.

La Cuenca Oriental de Venezuela es estructuralmente asimétrica y presenta una inclinación general hacia el Este, de manera tal que la parte más profunda se encuentra al Noreste, hacia Trinidad, donde se estima que pudieron acumularse unos 40.000 pies de sedimentos. El flanco Sur buza levemente hacia el Norte, hasta que es interceptado por una zona de complejas perturbaciones tectónicas y plegamientos (mayores buzamientos), que constituyen el flanco Norte. Este último se encuentra

conectado a la zona plegada y fallada que constituye el flanco meridional de las cordilleras que limitan la cuenca en su parte Norte. Se ha obtenido producción de petróleo de ambos flancos de la cuenca, bajo condiciones estratigráficas y estructurales diferentes.

En el flanco Sur, los yacimientos petrolíferos se encuentran generalmente al Norte de las fallas. El entrampamiento es el resultado de los siguientes mecanismos estructurales-estratigráficos: Una falla normal al sur, Buzamiento regional hacia el noreste y un Acuñaamiento arenoso lateral.

Hacia el extremo oriental y el flanco Norte de la cuenca las trampas presentan mayores complejidades estructurales y estratigráficas, en particular en los campos próximos al frente de montañas.

Las características distintivas y de ambientes de sedimentación fluctúan de Este a Oeste, los ambientes más continentales ocupan la parte más oriental y Sur de la cuenca y los más marinos, la región noroccidental.

#### **2.1.1.2 Desarrollo Estructural de la Cuenca Oriental de Venezuela**

En la parte septentrional de la Cuenca Oriental de Venezuela, al Norte del Corrimiento de Anaco y al Oeste de la Falla de Úrica, se encuentra un área extensa caracterizada estructuralmente por domos y braquianticlinales fallados, varios de los cuales han demostrado la presencia de acumulación de hidrocarburos. Han sido agrupados como la subregión Norte de Anzoátegui.

Comprende el Área Guaribe-Chaparro en el extremo Noroccidental, el Área Mayor de Anaco al Sur, y el Área de Úrica al Este.

La historia tectónica del Norte de Anzoátegui presenta una sucesión de largos lapsos extensivos y de períodos cortos compresivos desde el Oligoceno hasta el Cuaternario.

Una primera compresión se observa principalmente en Quiamare y Cerro Pelado, entre el Mioceno inferior y la base del Mioceno Medio, debajo del tope del Miembro Verde de la Formación Oficina.

Una segunda compresión que levantó la Serranía del Interior durante el Mioceno medio a superior, originó en el Norte de Anzoátegui la elevación, pliegues y fallamiento de las rocas anteriores. Las antiguas fallas de crecimiento (evidenciadas en Cerro Pelado y Anaco, desde el tope del Cretáceo hasta el tope del Miembro Naranja de la Formación Oficina) evolucionaron a fallas inversas, y la Falla de Úrica se comporta como una falla transgresiva.

El fallamiento de Úrica, de rumbo Noroeste es una amplia zona de dislocación de más de 10 km. de ancho que se extiende por 400 km. desde el Sur de Barcelona hasta las cercanías de Tucupita.

La zona de falla de Úrica actuó en el Norte de Anzoátegui como una fractura transgresiva dextral, separando dos bloques entre el Mioceno Medio y Superior y el Plioceno con características estructurales diferentes.

El sector Oriental se caracteriza por pliegues volcados y sobre-corrimientos hacia el Sur. La zona occidental no presenta verdaderos corrimientos, sino pliegues amplios afectados por fallas de rumbo, sub-paralelas a la zona de falla de Úrica y con un movimiento dextral.

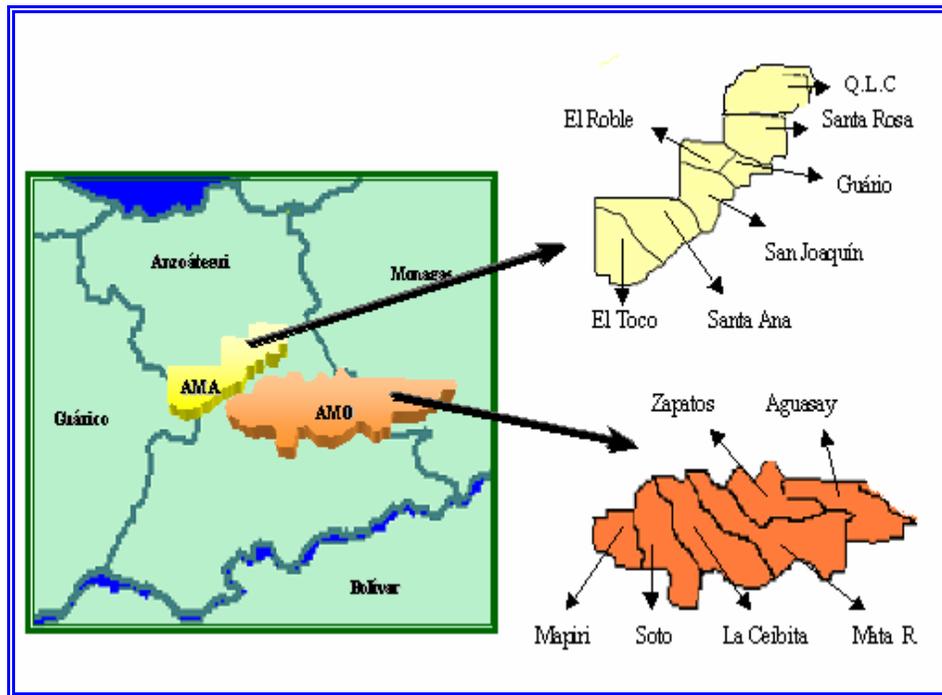
## 2.2 Ubicación Geográfica del Distrito Gas Anaco

El Distrito Producción Gas Anaco (D.G.A), se encuentra geográficamente ubicado en la parte central del estado Anzoátegui, dentro de la Cuenca Oriental de Venezuela, específicamente en la Subcuenca de Maturín, con un área aproximada de 13.400 Km<sup>2</sup>. Posee yacimientos petrolíferos productores de hidrocarburos livianos y condensados, así como también grandes cantidades de gas natural.



**Figura 2.4.** Ubicación Geográfica del Distrito Gas Anaco.<sup>[13]</sup>

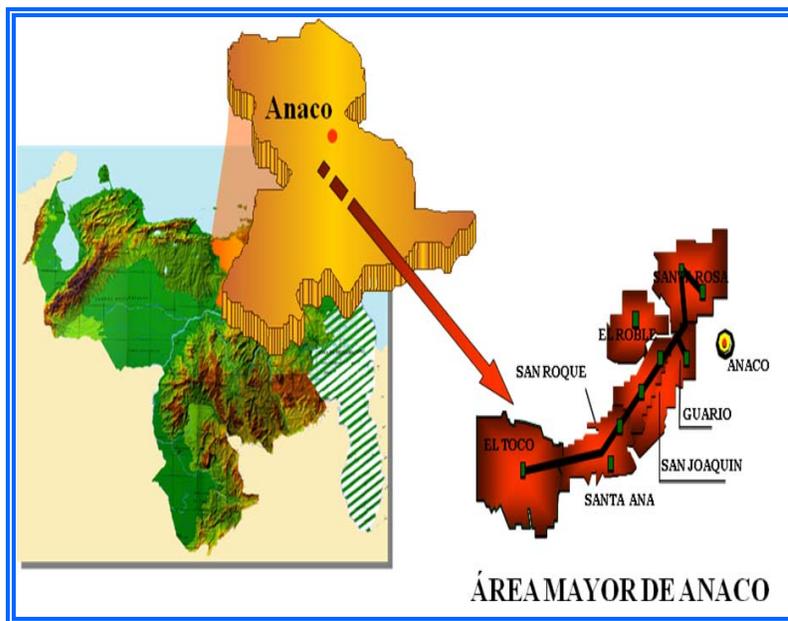
El distrito se encuentra conformado por dos grandes áreas operacionales, el Área Mayor de Oficina (AMO), integrada por los campos Soto-Mapiri, la Ceibita, Zapatos, Mata R y Aguasay, y el Área Mayor de Anaco (AMA), integrada por los campos Santa Rosa, Guarío, San Joaquín, Santa Ana, El Toco y El Roble.



**Figura 2.5.** Ubicación Geográfica de AMA y AMO.<sup>[13]</sup>

### 2.2.1 Área Mayor de Anaco (AMA)

El Área Mayor de Anaco se encuentra ubicada en la Cuenca Oriental de Venezuela, Subcuenca de Maturín, situada en el bloque levantado al Norte del Corrimiento de Anaco, cuyo rumbo aproximado es de N 50° E, de Sur a Norte los campos son: El Toco, sobre un domo del mismo nombre, Santa Ana, en un domo alargado con tres culminaciones menores, El Roble, San Joaquín, con tres elevaciones bien diferenciadas, Guarío, Santa Rosa, un anticlinal fallado.



**Figura 2.6.** Campos del Área Mayor de Anaco.<sup>[13]</sup>

### 2.2.1.1 Estructura Regional del Área Mayor de Anaco

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

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

El corrimiento de Anaco es una falla de tipo inverso, de gran magnitud, que corta en forma oblicua el rumbo general del flanco Sur de la Cuenca Oriental de Venezuela; marca el límite Noroeste del Área Mayor de Oficina y es un rasgo estructural mayor de la Cuenca Oriental.

Se extiende por 85 km. en dirección N 40° E desde el Campo El Toco en el Sur hasta el Este del Campo La Ceiba en el Norte, con un buzamiento del plano de falla promedio de 45° al Noroeste, que decrece notablemente a profundidad y puede llegar a confundirse con los planos de buzamiento. . El desplazamiento de esta falla tiene un máximo de 7.000' en el Campo Santa Rosa y disminuye hasta 700' en Santa Ana; cerca del campo El Toco tiende a desaparecer. Constituye el límite sur de la acumulación de hidrocarburos del Área Mayor de Anaco.

Los campos petrolíferos del Área Mayor de Anaco están ubicados en el bloque Norte, como un conjunto de hasta ocho culminaciones anticlinales en forma de domos alargados con su eje paralelo al corrimiento. De Sur a Norte los campos son: El Toco, sobre un domo del mismo nombre, Santa Ana, en un domo alargado con tres culminaciones menores, San Joaquín, con tres elevaciones bien diferenciadas, Santa Rosa, un anticlinal fallado.

ERA	EDAD	FORMACIÓN	ARENA	LITOLOGÍA		AMBIENTE				
				COLUMNA	DESCRIPCIÓN					
C E N O Z O I C O O	CUAT	PLEISTOCENO	MESA -460'			Conglomerados gruesos, arcillas ferruginosas.	FLUVIO - DELTAICO PALUDAL			
	T E N O C E N O	PLIOCENO	LAS PIEDRAS				Arenisca gris de grano fino interlaminaada con arcilla gris/verdosa	LLANURA		
							Lignitos	DELTAICA		
		M I C E N O	S U P E R I O R	(1640')				Calizas arenosas duras, de color verde		
				-2100'				Areniscas		
				FREITES (1500')				Lutitas fisiles verdes a gris verdoso	TALUD	
		O L I G O C E N O	I N F E R I O R	O F I C I N A	-3600'				Areniscas	
					(4300')	A0 - A6			Lutitas grises, gris oscuro y gris marrón,	F L U V I O  D E L T A I C O
						A7 - A10			intercaladas con areniscas y limolitas de color claro de grano fino a grueso	
						B				
C										
D										
F										
H										
I - J							Algunos lignitos			
K - L										
M - N										
O - P			Los cuerpos de arenas son canales, barras y lentes.							
R										
S										
T										
	OLIGOCENO	MERECURE (300')		U		Areniscas grises masivas y lutitas carbonáceas delgadas	FLUVIO - DELTAICO TRANS GRESIVO			

Figura 2.7 Columna Estratigráfica Regional del Área Mayor de Anaco.<sup>[13]</sup>

### 2.2.2 Área Mayor de Oficina (AMO)

Geológicamente, el Área Mayor de Anaco presenta una columna estratigráfica muy variada y accidentada, ya que su estructura parte desde el Cretáceo de la Era Mesozoica pasando por el Paleoceno, Eoceno, Oligoceno, Mioceno, Plioceno, y por último el más joven Pleistoceno. La Formación Oficina se presenta en el subsuelo

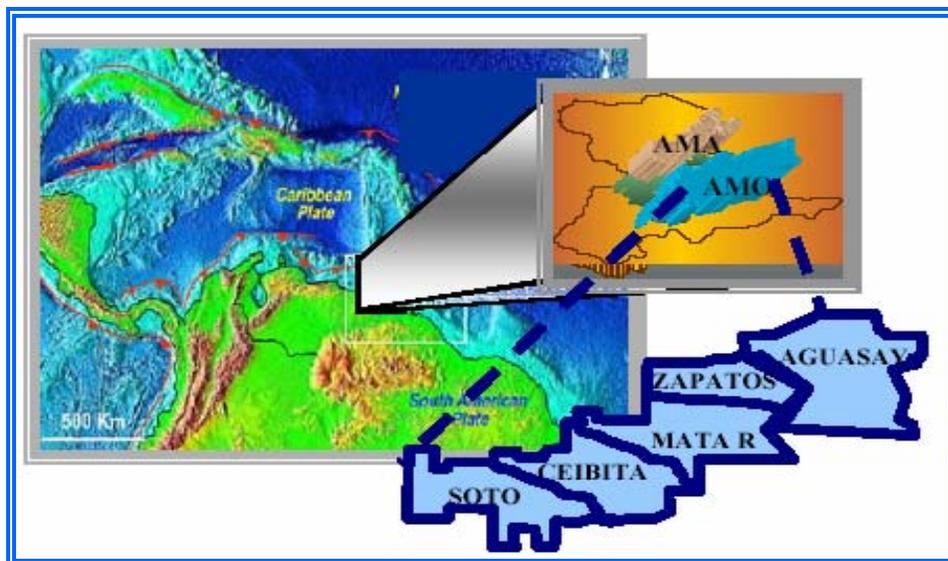
todo el flanco Sur de la Cuenca Oriental, en los estados Anzoátegui y Monagas y está constituida por los siguientes miembros:

- ***Miembro Blanco y Azul (AZ):*** En esta secuencia se encuentran fósiles de aguas marinas y salobres. Está compuesto de arenas poco consolidadas, limos y arcillas plásticas. No hay yacimientos y por lo tanto se considera de poco interés económico.
- ***Miembro Moreno (MO):*** En el tope y la parte media del estrato, el miembro Moreno se encuentra conformado por arcilla de color gris claro - gris verdosa, plástica, soluble, blanda, limosa, con pequeñas intercalaciones de Carbón, escasas intercalaciones de Lutita y Arenisca cuarzo cristalina de grano fino a medio.
- ***Miembro Naranja (NA):*** Está caracterizado en el tope por una secuencia monótona de Lutita gris claro a gris oscuro, en parte quebradiza, hidratable, ocasionalmente limosa, carbonosa, no calcárea. Luego continúa con una Lutita gris oscuro - marrón oscuro, blanda a moderadamente dura, fisible, en parte quebradiza, limosa, micro-carbonosa, levemente calcárea, con intercalaciones de Limolita y Arenisca.
- ***Miembro Verde (VE):*** Está conformado en la parte superior por Lutita gris claro - gris verdoso, en bloque, moderadamente duro, fisible, hidratable, micro-carbonosa, micropirítica, ligeramente calcárea, con delgadas intercalaciones de Arenisca y Limolita.
- ***Miembro Amarillo (AM):*** Predominan las Lutitas gris oscuro - gris medio. Hacia la base del estrato existe abundante Lutita gris claro - marrón claro, en

bloque, en parte laminar, blanda a moderadamente dura, en parte limosa, micro-carbonosa, micropíritica y ligeramente calcárea.

- **Miembro Colorado (CO):** El Miembro Colorado está conformado por intercalaciones de Lutita y bloques de Arenisca. Las Lutitas son de color gris oscuro, gris medio. La Arenisca es blanquecina, beige, cuarzo cristalina, de grano fino a medio, sub-angular a sub-redondeado, matriz arcillosa, cemento silíceo, con inclusiones de carbón, abundante cuarzo libre. También lentes de carbón negro, moderadamente duro.

Dentro de los principales campos operacionales de la región de AMO dentro tenemos además de Mata-R a los Campos: Oscurote, Aguasay, Zapatos, Mata Oeste, Soto, Boca de Mapiri, Cantaura, La Ceibita, Zeta y Zacarías. Figura 2.8.



**Figura 2.8** Ubicación Geográfica del Área Mayor de Oficina.<sup>[13]</sup>

### **2.2.2.1 Estructura Regional del Área Mayor de Oficina**

La estructura del Área Mayor Oficina se caracteriza por la presencia de homoclinales suaves inclinados hacia el Norte-Noreste, con varias fallas normales con rumbo entre Este-Oeste, Este-Noreste y otras varias hacia el Sur.

La Magnitud del Buzamiento está alrededor de 45 grados, lo cual fue estimado por Hedberg (1947) y por medio de Cebull (1972) se calculó entre 22 y 46 grados con un promedio de 34 grados.

### **2.2.2.2 Características de las Acumulaciones**

Los hidrocarburos del Área Mayor de Oficina fueron originados por horizontes estratigráficos muy cercanos a los yacimientos petrolíferos actuales, es decir en las lutitas de la Formación Oficina inmediatamente por encima y por debajo de cada una de las arenas productoras.

La mayor parte del petróleo en ésta zona se encuentra entrampado contra alguna de las fallas mayores de rumbo predominante Este-Oeste. Las trampas contra las fallas principales se completan por otros accidentes estratigráficos y tectónicos entre los cuales se destacan los canales de arena, con desaparición lateral de la porosidad y limitación inferior por contacto agua-petróleo.

### **2.2.2.3 Estratigrafía**

La columna estratigráfica está constituida por las siguientes Formaciones: Mesa, Las Prioras, Freites, Oficina y Merecure.

Las principales formaciones productoras del área son Merecure y Oficina. Esta área posee alrededor de 120 arenas diferentes con espesores variables entre 3 pies y 90 pies.

## **2.3 Yacimiento**

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

Los yacimientos son productos de la naturaleza y en consecuencia poseen características diferentes que varían de uno a otro, lo que significa que no existen dos yacimientos que se comparten exactamente de la misma manera. Por esta razón se hace necesario clasificarlos en función de diferentes criterios.

### **2.3.1 Clasificación Según el Diagrama de Fase**

#### **➤ Yacimientos de Petróleo Negro**

Estos tipos de petróleo también son llamados crudos de bajo encogimiento o petróleos ordinarios. El petróleo negro es líquido a condiciones iniciales en el yacimiento y exhibe punto de burbujeo, a medida que la presión decrece por debajo de este, libera gas en el espacio poroso.

#### **➤ Yacimiento de Petróleo Volátil**

Los petróleos volátiles reciben este nombre debido a que ellos exhiben propiedades de un petróleo que se encuentra en el yacimiento a temperatura cerca de su punto crítico.

➤ **Yacimiento de Gas Seco**

La palabra “seco” en un gas seco indica que el gas no contiene suficientes moléculas para formar hidrocarburos líquidos en superficie. Un yacimiento de gas seco a menudo es llamado yacimiento de gas.

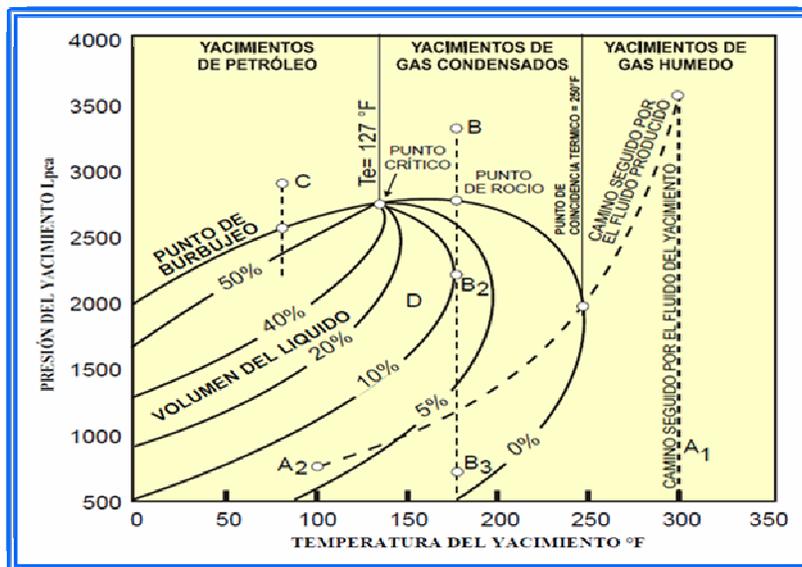
➤ **Yacimiento de Gas Húmedo**

La palabra húmedo en los gases húmedos no significa que el gas este mojado con agua, sino se refiere a los hidrocarburos líquidos los cuales se condensan a condiciones de superficie. Los gases húmedos difieren de los gases condensados en los siguientes:

- No ocurre condensación retrograda durante el agotamiento de presión.
- Tiene menor cantidad de componentes pesados.
- La cantidad de líquido condensado en el separador menor.

➤ **Yacimiento de Gas Condensado**

Se puede definir como una mezcla de hidrocarburos en estado gaseoso con líquido disuelto y cuya temperatura está entre la crítica y la cricondetérmica, por lo cual prevalecen las condiciones bifásicas, durante la vida del yacimiento (Figura 2.9). El gas condensado es también llamado gas condensado retrógrado o gases retrógrados.



**Figura 2.9.** Diagrama de Fase.[3]

## 2.4 Gas Natural

Se denomina gas natural al formado por los miembros más volátiles de la serie parafínica de hidrocarburos, principalmente metano, cantidades menores de etano, propano y butano. Además puede contener porcentajes muy pequeños de compuestos más pesados. Es posible conseguir en el gas natural cantidades variables de otros gases no hidrocarburos, como dióxido de carbono, sulfuro de hidrogeno, nitrógeno, helio, vapor de agua, etc. El gas natural puede obtenerse como tal en yacimientos de gas libre o asociado en yacimientos de petróleo y de condensado.

El metano, principal componente del gas natural, tiene una gravedad específica mucho menor con relación al aire, razón por lo cual, el gas natural presenta esta característica básica de menor peso que el aire, por lo que en la atmósfera se dispersa rápidamente. [3]

### 2.4.1 Clasificación del Gas Natural

- **Gas Dulce:** Es aquel que contiene cantidades de sulfuro de hidrógeno ( $H_2S$ ), menor a 4 ppm. La G.P.S.A define un gas apto para ser transportado por tuberías aquel que contiene menos de 4 ppm de  $H_2S$ ; Menos de 3,0 % de  $CO_2$  y no más de 6 a 7 libras de agua por millón de pies cúbicos en condiciones normales (PCN).
- **Gas Agrio o Ácido:** Es aquel que contiene cantidades apreciables de sulfuro de hidrógeno ( $H_2S$ ), dióxido de carbono ( $CO_2$ ) y otros componentes ácidos ( $COS$ ,  $CS_2$ , mercaptanos, etc.) razón por la cual se vuelve corrosivo en presencia de agua libre.
- **Gas Rico (húmedo):** Es aquel del cual se pueden obtener cantidades apreciables de hidrocarburos líquidos,  $C_3^+$  de aproximadamente, 3.0 GPM (galones por 1.000 pies cúbicos en condiciones normales); Este parámetro no tiene ninguna relación con el contenido de vapor de agua que pueda contener el gas.
- **Gas Pobre (seco):** Es un gas que prácticamente está formado por metano ( $C_1$ ) y etano ( $C_2$ ); Sin embargo, en sistemas de compresión de gas, se habla de gas húmedo, en inglés “wet gas”, al que contiene vapor de agua y gas seco “dry gas”, al que no contiene vapor de agua. <sup>[3]</sup>

### 2.4.2 Propiedades de los Gases

- **Densidad ( $\rho$ ):** Se define como la masa de fluido por unidad de volumen.
- **Volumen específico ( $v$ ):** Es el inverso de la densidad, es decir, es el volumen que ocupa la unidad de masa.

- **Peso específico ( $\gamma$ ):** Se define como el peso de una sustancia por unidad de volumen. También equivale decir, que es igual a la densidad del fluido por la aceleración de gravedad. <sup>[3]</sup>

## 2.5 Clasificación de los Crudos

La clasificación de los crudos por rango de grados API que utiliza el Ministerio de Energía y Minas de Venezuela, es la siguiente:

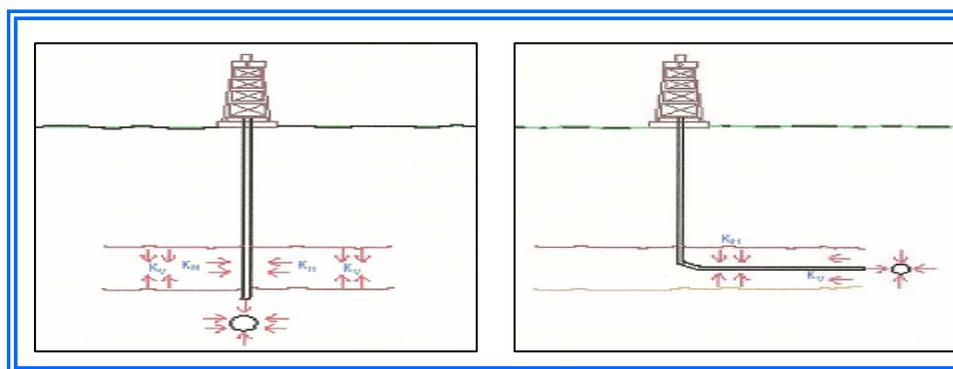
- **Crudos Livianos:** Son aquellos hidrocarburos líquidos que tienen una gravedad comprendida en el rango de 30,0 a 40,0 °API (ambos inclusive).
- **Crudos Medianos:** Son aquellos hidrocarburos líquidos que tienen una gravedad comprendida en el rango de 22,0 a 29,9 °API (ambos inclusive).
- **Crudos Pesados:** Son aquellos hidrocarburos líquidos que tienen una gravedad comprendida en el rango de 10,0 a 21,9 °API (ambos inclusive).
- **Crudos Extrapesados:** Son aquellos hidrocarburos líquidos que tienen una gravedad menor o igual a 9,9 °API y una viscosidad mayor de 10.000 centipoises a condiciones de yacimiento. <sup>[3]</sup>

## 2.6 Perforación de Pozos

Consiste en perforar el subsuelo con herramientas apropiadas para buscar y extraer hidrocarburos. Es una de las operaciones más importantes de la industria petrolera, pues es la única manera de verificar que realmente existe un yacimiento de hidrocarburo, además de ser el instrumento con el cual, se puede establecer una

comunicación yacimiento-superficie, por medio de la construcción de un hoyo, que servirá para poder extraer el valioso combustible. Entre las cuales se observan en la siguiente figura 2.10. [4]

La etapa de perforación se inicia acondicionando el terreno mediante la construcción de planchada y los caminos de acceso, puesto que el equipo de perforación moviliza herramientas y vehículos voluminosos y pesados. Los primeros pozos son de carácter exploratorio, estos se realizan con el fin de localizar las zonas donde se encuentran hidrocarburo, posteriormente vendrán los pozos de desarrollo. [4]



**Figura 2.10.** Perforación Vertical y Horizontal. [4]

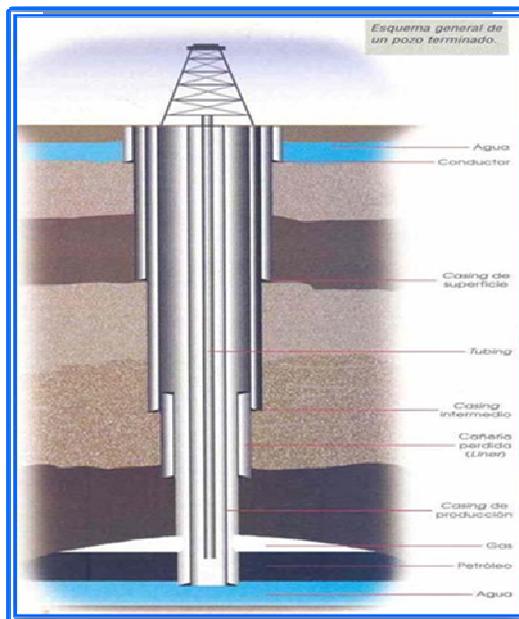
### 2.6.1 Perforación Vertical (0-10°)

En el verdadero sentido técnico y aplicación de la perforación rotatoria, no es fácil mantener el hoyo en rigurosa verticalidad desde la superficie hasta la profundidad final. Mientras más profundo este el yacimiento petrolífero, más control exigirá la trayectoria de la mecha para mantener el hoyo recto. Varios factores mecánicos y geológicos influyen en el proceso de hacer el hoyo. Algunos de estos factores tienen marcada influencia entre sí, la cual, a veces, hace más difícil la posible aplicación de correctivos para enderezar el hoyo. [4]

Entre los factores mecánicos se pueden mencionar: las características, diámetros y peso por unidad de longitud de los tubos que componen la sarta de perforación; el tipo de mecha; la velocidad de rotación de la sarta; el peso de la sarta que se deja actuar sobre la mecha, el tipo y las características tixotrópicas del fluido de perforación utilizando su peso por unidad de volumen para contrarrestar las presiones de las formaciones perforadas, la velocidad y caudal suficientes de salida del fluido por las boquillas de la mecha para garantizar la limpieza del fondo del hoyo y el arrastre del ripio hasta la superficie.<sup>[4]</sup>

Los factores geológicos tienen que ver con la clase y constitución del material de las rocas, muy particularmente el grado de dureza, que influye mucho sobre el progreso y avance de la perforación, el buzamiento o inclinación de las formaciones con respecto a la superficie como plano de referencia. La intercalación de estratos de diferentes durezas y buzamiento influyen en que la trayectoria de la mecha sea afectada en inclinación y dirección por tales cambios, y más si los factores mecánicos de la sarta y del fluido de perforación sincronizan con la situación planteada.

Desde los comienzos de la perforación rotatoria se ha tolerado que un hoyo es razonable y convencionalmente vertical cuando su trayectoria no rebasa los límites del perímetro de un cilindro imaginario, que se extiende desde la superficie hasta la profundidad total y cuyo radio, desde el centro de la mesa rotatoria, toca las cuatro patas de la torre de perforación. En la práctica se acepta una cierta desviación del hoyo. Figura 2.11.



**Figura 2.11** Perforación Vertical. [4]

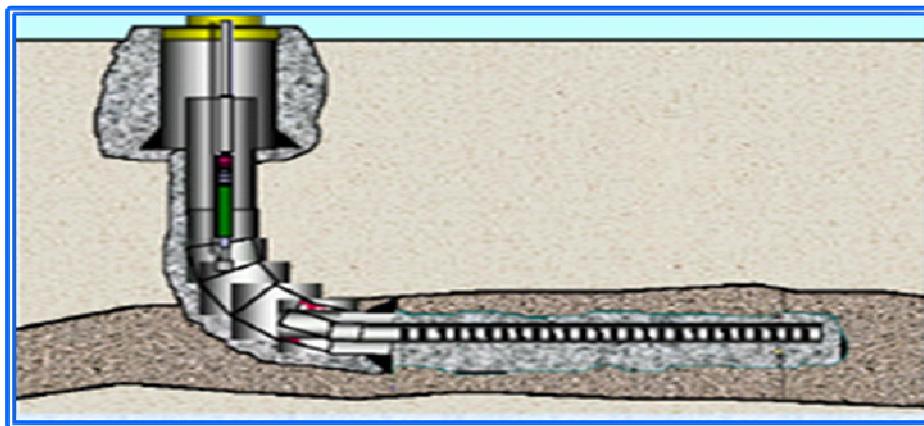
### 2.6.2 Pozos Horizontales

Se definen como pozos horizontales aquellos que son perforados paralelamente a los planos de estratificación del yacimiento (o hasta alcanzar 90 grados de desviación con respecto a la vertical), siempre y cuando se inicie la perforación desde superficie, debido a que cuando se comienza a perforar desde un pozo ya existente se denomina ‘‘Re-entry’’. [4]

El término ‘‘pozo horizontal’’ se refiere a pozos de 90 grados de inclinación con respecto a la vertical, pero también se denominan pozos horizontales aquellos con un ángulo de desviación no menor de 86 grados. Este presenta una fractura de conductividad finita donde la altura de la fractura es igual al diámetro de la sección horizontal del pozo.

Esta técnica consiste básicamente, en penetrar en forma horizontal un estrato productor. Así se aumenta el área de exposición al flujo dentro del yacimiento, reduciendo a su vez la caída de presión entre el borde exterior del mismo y el pozo (Figura 2.12).

El interés en los pozos horizontales ha sido acelerado debido al mejoramiento de la tecnología de perforación y completación. Esta ha permitido aumentar la eficiencia y economía en el recobro de petróleo. Los pozos horizontales aumentan la tasa de producción y mejoran el recobro en los yacimientos maduros comparado con los pozos verticales. <sup>[4]</sup>



**Figura 2.12.** Diagrama de un Pozo Horizontal. <sup>[4]</sup>

### 2.6.2.1 Antecedentes de los Pozos Horizontales

En la década de los años cuarenta se comenzaron a perforar los Pozos Horizontales en el Campo Yarega en la Unión Soviética, y debido a que las técnicas con las que se contaban para esa época eran limitadas los resultados obtenidos no fueron satisfactorios, sin embargo se continuaron realizando estudios sobre este

trabajo entre los cuales se encuentra el realizado por el matemático ruso Merkulov en el año 1958, en el cual se desarrollan ecuaciones basadas en la Ley de Darcy, que fueron modificadas mediante la incorporación de factores geométricos, permitiendo entender el régimen de flujo resultante de un pozo atravesando una formación en forma horizontal, y así predecir el comportamiento de producción del mismo.

Durante los años siguientes el esfuerzo en perforación se concentró en asegurar la verticalidad del pozo, con el objeto de garantizar el espaciamiento y el arreglo entre pozos en el yacimiento.

Tres décadas después, Italia retoma la Perforación Horizontal y basándose en ella, en unión de los adelantos para ese entonces disponibles en materia de estudios de yacimientos y navegación en el subsuelo, obtiene un notable éxito.

Estos adelantos tecnológicos permitían perforar pozos con alto ángulo de desviación, un adecuado control y eventualmente 100% horizontales. Entre estas técnicas tenemos:

- Modelos matemáticos capaces de predecir el comportamiento de producción de estos pozos o de arreglo de pozos horizontales con verticales.
- Técnicas sofisticadas de control de direccionamiento, así como, toma de registros convencionales durante la perforación (Measurement While Drilling – MWD).
- Bombas de alto caudal con posibilidades de colocarlas en alto ángulo de inclinación.
- Técnicas de cementación y empaque con grava con pozos horizontales, y otras.

En Venezuela se perforó el primer pozo horizontal en el Campo La Paz, en la parte occidental de Venezuela, en el año 1952, por Venezuela Oil Concessions. P.D.V.S.A., División Oriente viene manejando la utilización de esta técnica desde 1991. En 1992 se llevó a cabo el proyecto de Radio Ultracorto, en el Campo Budare, donde los recientes adelantos de nuevas herramientas han convertido la técnica de reentrada en un método más atractivo, económico y seguro, lo cual permitió para el año 1993, la planificación de tres reentradas y un pozo nuevo, proyectos que hoy muestran una fachada exitosa en todas sus etapas.

El primer pozo perforado bajo este esquema se denominó 21-B-8 y alcanzó una profundidad final de 1.856 pies y una longitud horizontal de 1.069 pies. Este pozo obtuvo las marcas de primer pozo de reentrada con mayor sección horizontal en Venezuela, primero en cementarse en toda su sección horizontal.

Este pozo inició su producción a finales de Junio por flujo natural con el empleo de diferentes reductores a fin de observar el comportamiento del pozo. En su operación inicial produjo 2.272 barriles por día de crudo liviano.

P.D.V.S.A ha acumulado valiosas experiencias con la tecnología de perforación horizontal, y por medio de ella se han obtenido índices, tanto en la tasa interna de retorno, como en la eficiencia de la inversión, superiores a los registrados en los pozos convencionales.

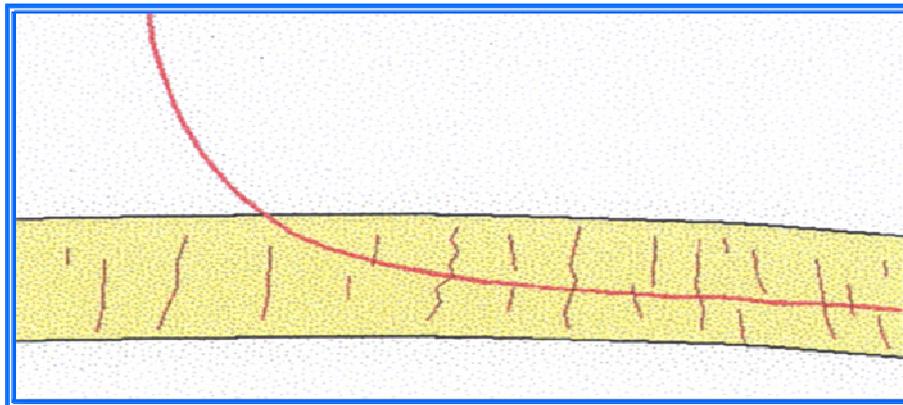
#### **2.6.2.2 APLICABILIDAD DE LOS POZOS HORIZONTALES**

En los últimos años, algunos pozos horizontales han sido perforados alrededor del mundo con diferentes propósitos de aplicación. Estos propósitos van a variar dependiendo de las condiciones de acumulación de hidrocarburos en el subsuelo. Entre las aplicaciones más comunes se tienen:

### 2.6.2.2.1 Yacimientos Naturalmente Fracturados

Existen yacimientos que están penetrados por fracturas verticales o aproximadamente verticales. Si se quiere obtener una alta productividad es necesario que exista conexión entre el pozo y las fracturas, lo cual es difícil de lograr con un pozo vertical.

Los pozos horizontales son aplicables en esta situación, debido a que las fracturas naturales permitan drenar en forma efectiva altas tasas de producción cuando son interceptadas perpendicularmente. Debido a la gran longitud que permiten alcanzar los pozos horizontales en este tipo de yacimiento, la productividad se incrementa en proporciones importantes (Figura 2.13).<sup>[4]</sup>



**Figura 2.13** Pozo Horizontal en Yacimiento Naturalmente Fracturados.<sup>[4]</sup>

### 2.6.2.2.2 Yacimientos con Problemas de Conificación de Agua y/o Gas

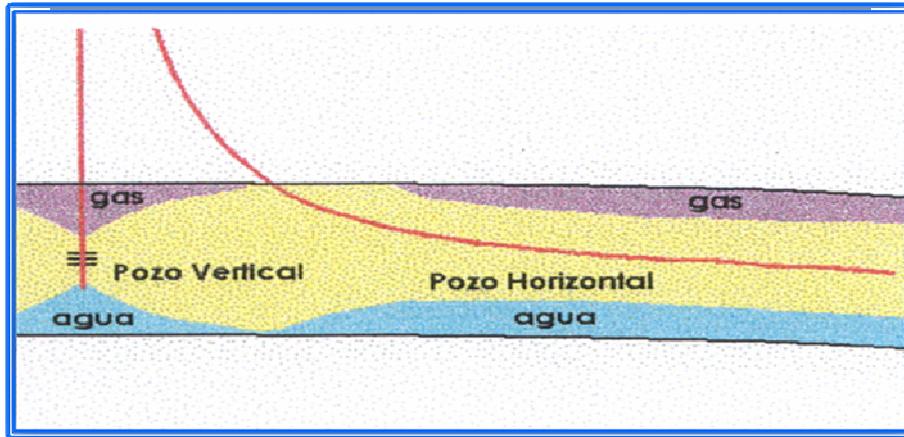
Uno de los factores más importantes que limitan la producción de petróleo mediante pozos verticales cuando existe un acuífero o una capa de gas asociada al yacimiento, es la tendencia de estos fluidos a invadir la zona de producción del pozo. Es necesario reducir este tipo de problema debido a que por esta causa disminuye el

recobro de petróleo del yacimiento. Los pozos horizontales permiten reducir las conificaciones de agua y/o gas, ya que la caída de presión alrededor del pozo es menor que en un pozo vertical (Figura 2.14). Obviamente en un pozo vertical podría minimizarse la caída de presión y la tasa de producción son directamente proporcionales, no resultando rentable por ende un pozo de este tipo.

Es necesario hacer notar que la caída de presión en un pozo horizontal es menor que en un pozo vertical, debido a que los pozos horizontales poseen una mayor área de exposición al flujo con la ventaja adicional que se obtienen menores velocidades de los fluidos.

En este caso entonces, el objetivo de los pozos horizontales es maximizar la producción del crudo reduciendo la producción de gas y/o agua en comparación con un pozo vertical.

La reducción de la conificación de agua y/o gas puede ser considerada como una mejora en la eficiencia del barrido vertical, aumentando la productividad y el recobro. Otra forma de incrementar la productividad es reduciendo la caída de presión como se mencionó antes, lo cual reduce también la producción de agua y/o gas, resultando ventajoso, ya que la capacidad para el manejo de grandes cantidades de fluidos indeseables del yacimiento es limitada.<sup>[4]</sup>

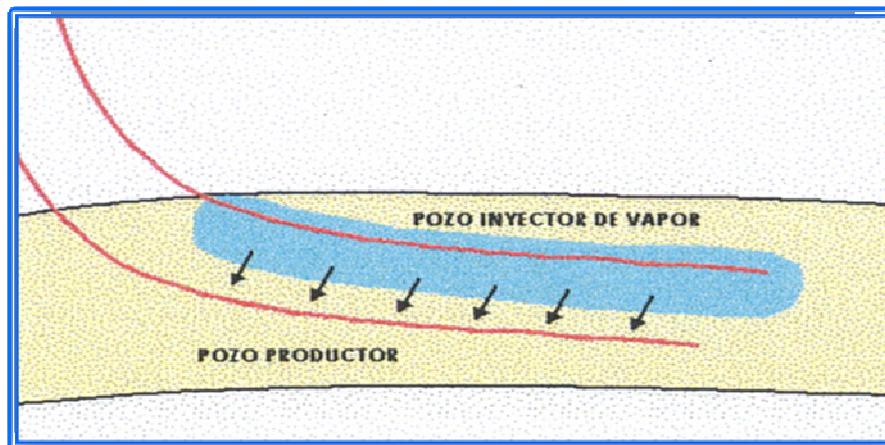


**Figura 2.14.** Efecto de la Conificación de Agua y Gas.<sup>[4]</sup>

#### 2.6.2.2.3 Recuperación Mejorada de Crudo

Los pozos horizontales son aplicables en proyectos de recuperación mejorada, tales como: inyección de agua, fluidos miscibles y recuperación de petróleo por métodos térmicos, ya que pueden ser empleados como productores o inyectores.

Los pozos horizontales son usados como inyectores para lograr un mayor desplazamiento de los fluidos hacia los pozos de producción, un incremento en la eficiencia de barrido, ya que poseen una mayor área de contacto con el yacimiento y reducen el número de pozos requeridos para desarrollar el campo (Figura 2.15).



**Figura 2.15.** Aplicación de Pozos Horizontales en Recuperación Secundaria.<sup>[4]</sup>

#### 2.6.2.2.4 Yacimientos de Gas No Asociado

Tanto en yacimientos de alta como de baja permeabilidad, los pozos horizontales surgen como alternativa para solventar los problemas derivados de la producción de gas no asociado. Por ejemplo se puede disminuir la turbulencia alrededor del hoyo y también los problemas de arenamiento, en formaciones de poca consolidación.

##### a) En Yacimientos de Alta Permeabilidad se tiene que:

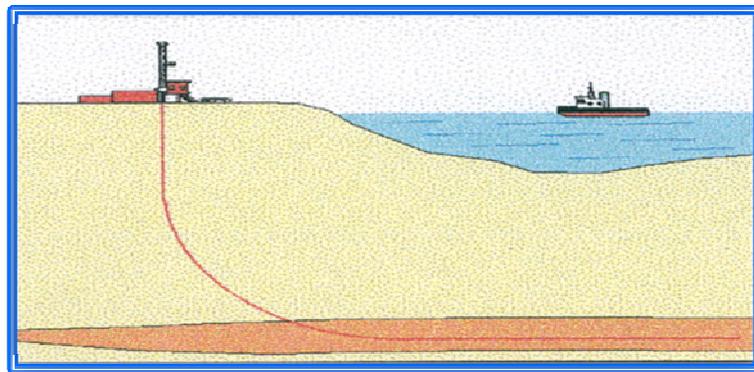
- En pozos verticales, la velocidad del gas en la cercanía del pozo es alta lo cual produce un efecto de turbulencia que origina una disminución de la presión restringiéndose la tasa de gas.
- En pozos horizontales la tasa de gas producida por unidad de longitud es menor disminuyéndose la velocidad del gas en la cercanía del pozo y por ende la turbulencia.

**b) En Yacimientos de Baja Permeabilidad se tiene:**

- Los pozos verticales difícilmente drenan grandes volúmenes de gas debido a que la permeabilidad es baja, siendo necesario un fracturamiento o una estimulación para drenar el yacimiento.<sup>[4]</sup>
- Los pozos horizontales surgen como una alternativa, ya que reducen el número de pozos verticales requeridos para drenar el yacimiento, debido a que el espaciamiento entre los pozos debe ser menor en comparación con un yacimiento de alta permeabilidad.

**2.6.2.2.5 Perforación en Localizaciones Inaccesibles**

Un pozo horizontal constituye la mejor opción cuando el objetivo se encuentra justo bajo zonas urbanas, industriales o áreas para las cuales las actividades de perforación representan riesgo ambiental (Figura 2.16).



**Figura 2.16.** Perforación en Localizaciones Inaccesibles. <sup>[4]</sup>

La ventaja más importante de la perforación horizontal es que incrementa notablemente el retorno de la inversión. Esta tecnología requiere de mayor complejidad en las operaciones de perforación, completación y puesta en servicio de un pozo petrolero, si se le compara con un pozo vertical, pero el contacto entre la arena petrolífera y la tubería del pozo es mayor y por tanto, el índice de productividad del pozo aumenta, con el obvio beneficio que esto representa.

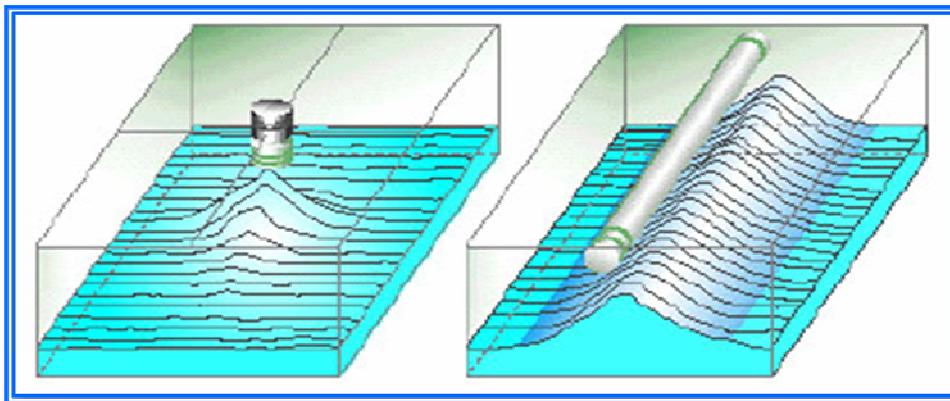
Esto puede resultar en un incremento sustancial en las tasas de producción a una caída constante de presión, o a una reducción en la caída de presión a tasas de producción constantes. La reducción de la caída de presión es particularmente beneficiosa en yacimientos propensos a la conificación y canalización con problemas de control de agua. <sup>[3]</sup>

### **2.6.2.3 Ventajas que Ofrece la Perforación de los Pozos Horizontales**

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

- Aumenta el índice de productividad de tres a cinco veces, para una misma caída de presión.
- Incrementa el área de drenaje por pozos en el yacimiento.
- Reduce la conificación y canalización de agua y/o gas (Figura 2.17).
- Mayor petróleo producido por pozo al final de su vida, con la consecuente reducción del número de pozos requeridos para desarrollar un yacimiento.
- Puede reemplazar hasta cuatro pozos verticales dentro de un mismo yacimiento.
- Mayor eficiencia de barrido y exposición a la inyección por tener un área de contacto mayor.

- La sección horizontal puede ser perforada a lo largo del tope de la arena productora, lo cual permite optimizar la distancia entre el intervalo perforado y el contacto agua petróleo.
- Incrementa notablemente el retorno de la inversión.
- Mejor conocimiento de la heterogeneidad del yacimiento.<sup>[4]</sup>
- En yacimientos altamente fracturados, un pozo productor o un inyector perforado perpendicular al plano de las fracturas debe proporcionar mayor productividad e inyectividad que un pozo convencional, debido a que conecta al pozo mayor cantidad de fracturas.



**Figura 2.17.** Reducción de Conificación de Agua de un Pozo Horizontal respecto a uno Convencional. <sup>[4]</sup>

#### 2.6.2.4 Desventajas que Ofrece la Perforación de los Pozos Horizontales

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

- Altos costos de perforación, debido a que se requiere mayor tiempo de taladro que en un pozo vertical y el incremento del riesgo a presentar problemas operacionales.

- Las barreras de permeabilidad vertical limitan la eficiencia de barrido vertical.
- Las opciones de recompletación son limitadas, en los casos en que se desee controlar los problemas ocasionados por altos cortes de agua y/o altas relaciones gas/petróleo.
- Requieren fluidos especiales y libres de sólidos para prevenir el daño a la formación. <sup>[4]</sup>

#### **2.6.2.5 Parámetros a Considerar para la Perforación de un Pozo Horizontal**

➤ **Grado de Agotamiento del Yacimiento:** La productividad que se logra con un pozo horizontal es de 2 a 8 veces más alta que la de un pozo vertical. Si el yacimiento se encuentra altamente drenado, la perforación de un pozo vertical no aumentaría la producción lo suficiente como para justificar económicamente el pozo. Sin embargo, un yacimiento agotado podría tener suficientes reservas como para justificar el aumento de los costos de la perforación horizontal en función de una mayor producción. No obstante, debe ser la evaluación económica la que indique finalmente la factibilidad del proyecto.

➤ **Espesor del Yacimiento:** Un pozo horizontal en un yacimiento de espesor delgado se comporta como un pozo vertical que intercepta una fractura de conductividad infinita con una longitud igual a la del pozo horizontal. El espesor de la arena objetivo debe conocerse para escoger el nivel óptimo de navegación dentro de esta.

Este espesor aparente se puede determinar con secciones de registros y diagramas paneles de pozos vecinos, así como mapas Isópacos–Estructurales, soportados con los mismos pozos perforados y sísmica 2D y/o 3D.

➤ **Permeabilidad Vertical:** Para que un pozo horizontal presente una buena productividad, debe drenar de un yacimiento con buena comunicación vertical.

Una baja permeabilidad vertical reduce la productividad del pozo, es por ello que este tipo de pozo no es conveniente en formaciones que presenten abundantes barreras lutíticas.

➤ **Geología del Área:** Es importante disponer de la mejor descripción geológica del área para obtener un pozo exitoso. Se deben tomar en cuenta los parámetros como buzamientos, presencia de fallas, cambios de porosidad y contactos Agua/Petróleo o Gas/Petróleo. El buzamiento estructural es un parámetro importante que debe considerarse en la planificación de la trayectoria de un pozo horizontal, ya que éste permitirá definir el ángulo óptimo con el cual se penetrará la arena objetivo. Igualmente la trayectoria del pozo debe ajustarse a la inclinación del cuerpo arenoso a fin de garantizar una navegación óptima dentro del objetivo propuesto.

➤ **Espaciado de los Pozos:** en yacimientos altamente drenados la perforación de pozos muy próximos entre sí, puede producir una rápida interferencia entre estos, mientras que en el caso de yacimientos con empuje de agua o gas el espaciado entre los pozos dependerá de la distancia mínima requerida para evitar la conificación de agua o gas entre dos pozos adyacentes. <sup>[4]</sup>

#### **2.6.2.6 Parametros Importantes de los Pozos Horizontales**

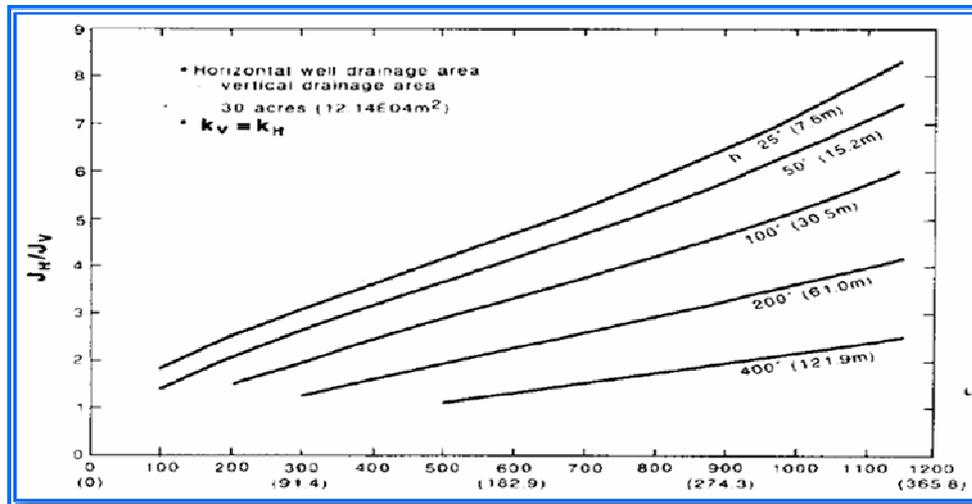
Los casos de estudio y la literatura actual han mostrado que dependiendo del hoyo, los parámetros geológicos y de yacimientos puede mejorar la productividad de 2 a 5 veces aquella de un pozo vertical.

### **2.6.2.6.1 Longitud del Hoyo**

El diseño de un pozo horizontal incluye definir la longitud óptima del hoyo. Para investigar la productividad de un pozo horizontal el pozo es visualizado como una fractura vertical de conductividad infinita.

De acuerdo a investigaciones, un pozo horizontal puede obtener de 2.5 a 3.8 veces mayor productividad que la de un pozo vertical no estimulado. El comportamiento de producción también mejoró con una relación creciente de  $K_v/K_h$ .

La mejora de productividad relativa sobre un pozo no estimulado es mayor en un yacimiento delgado que un yacimiento de gran espesor. Uno de los factores más importantes que influyen sobre la productividad, es la longitud del pozo. Dependiendo de los parámetros del hoyo la recuperación de hidrocarburos es influenciada por la longitud del mismo. La figura 2.18 presenta el efecto de la longitud de pozo sobre la relación de productividad para varios espesores de yacimiento. <sup>[5]</sup>

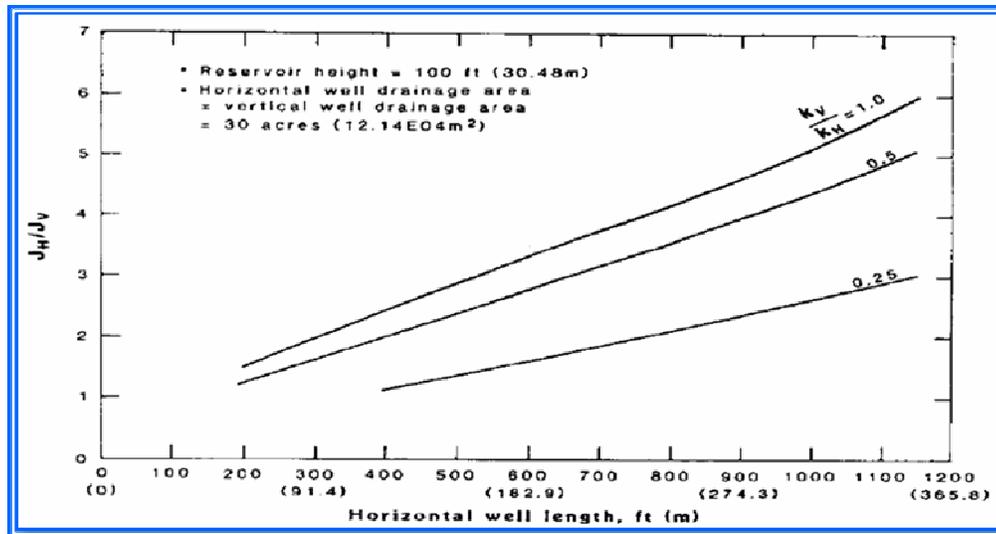


**Figura 2.18.** Efectos de la Longitud del Pozo para Diferentes Espesores de Yacimiento. <sup>[5]</sup>

#### 2.6.2.6.2 Espesor de Formación

La influencia del espesor del yacimiento en la relación de productividad de un pozo horizontal a vertical puede apreciarse en la figura 2.18, donde se muestra el cambio en la relación de productividad como una función de la longitud del pozo horizontal y el espesor de la formación.

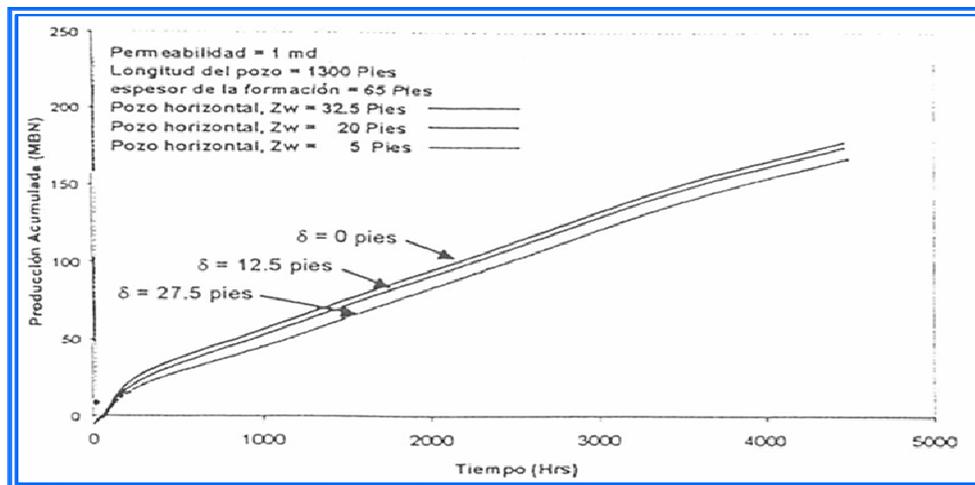
Para una longitud horizontal de una formación dada la relación de productividad aumenta cuando disminuye el espesor de la formación el efecto del espesor de formación en presencia de varios  $K_v/K_h$  se ilustra en la figura 2.19. Para una longitud de pozo horizontal dada la relación de productividad aumenta cuando  $K_v$  aumenta. El efecto de una permeabilidad vertical menor se hace más pronunciada cuando el efecto se hace mayor, en otras palabras para formaciones delgadas el efecto de la permeabilidad vertical de la formación será solamente significativa si es mucho menor que la permeabilidad horizontal. <sup>[5]</sup>



**Figura 2.19.** Efectos de la Relación  $K_v/K_h$  en la Razón de Productividad de Pozo Horizontal/Vertical. <sup>[5]</sup>

### 2.6.2.6.3 Perfil del Pozo en el Yacimiento

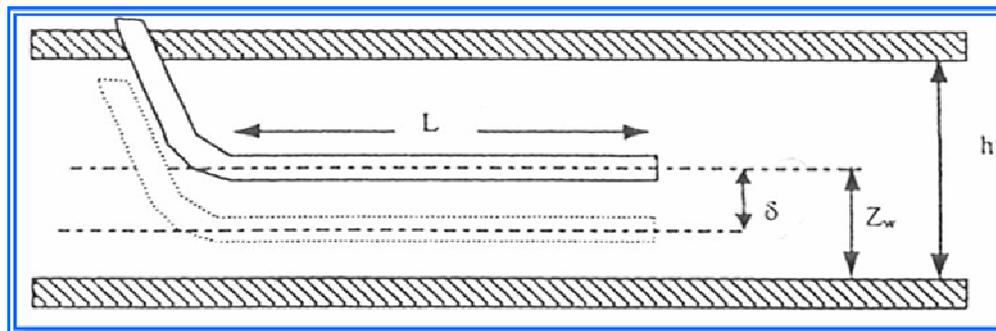
Usando la solución del estado continuo figura 2.20, muestra el efecto de la excentricidad del pozo sobre la efectividad del pozo horizontal. Se puede notar que la ubicación de un pozo dentro del yacimiento tiene una influencia directa sobre la productividad del pozo.



**Figura 2.20.** Efecto de la Excentricidad en la Productividad de un Pozo Horizontal.

[5]

La tolerancia al pozo en relación a la ubicación al plano vertical figura 2.21, ha sido referida como la excentricidad del pozo. Varias ecuaciones previamente examinadas asumen que el pozo horizontal está ubicado en el centro del plano vertical de la formación, si una formación particular tiene un límite superior o tope cerrado y un límite inferior o base, una capa de gas o una capa de agua de fondo presente, la ubicación ideal del pozo estaría en el centro de la formación ( $h/2$ ). Cualquier pérdida de producción pudiera ser atribuida como resultado de que un pozo no esté centrado verticalmente en la formación.



**Figura 2.21.** Excentricidad de un pozo Horizontal en el plano Vertical. <sup>[5]</sup>

Desde que el pozo efectivamente funciona como una fractura vertical que intercepta toda la altura del yacimiento la pérdida de productividad es menor que en un pozo más largo. Joshi (1) describe el pozo horizontal como un conducto de retiro de fluido que puede ser ubicado en cualquier lugar, en el plano vertical de la formación con pérdida de productividad mínima. La pérdida de productividad mínima se calcula para un pozo horizontal ubicado  $\pm h/4$  del centro del yacimiento. La pérdida de producción será menor que el 10 % de la máxima productividad del pozo. Sin embargo, si la longitud del hoyo es menor que 2 veces el espesor de la formación  $L < 2h$  una gran excentricidad tendrá una influencia sobre la productividad del pozo horizontal. Esto es simplemente debido a la distancia relativamente corta que los hidrocarburos tendrían que viajar en la dirección vertical comparada a la dirección horizontal. <sup>[5]</sup>

#### 2.6.2.6.4 Permeabilidad del Yacimiento

La permeabilidad del yacimiento, tiene una influencia sobre el grado de flujo de fluido en el yacimiento.

El valor del efecto de daño, el radio de drenaje, y la productividad de un pozo, son toda función de la permeabilidad promedio del yacimiento. Cuanto mayor sea la

permeabilidad del yacimiento mejor será el rendimiento de producción esperado. Esto es cierto tanto para pozos verticales como para pozos horizontales.

La anisotropía de la permeabilidad tiene una influencia sobre la productividad de un pozo horizontal. Cuando existen grandes relaciones de anisotropía el pozo horizontal debería ser perforado perpendicularmente a la máxima permeabilidad a fin de maximizar la producción.

La permeabilidad vertical es algo difícil de evaluar. Las mediciones son generalmente tomadas de datos de núcleos que pudieran ser deferentes a la permeabilidad vertical real en el yacimiento. Tomando en cuenta que el análisis de núcleo es conducido sobre una pequeña porción de la zona, el efecto general de la lutita o arcilla no puede ser estimado. La medición estándar para permeabilidad vertical promedia es de 1/10 a 1/5 de la permeabilidad horizontal. Los valores comunes usados en simulación numérica inicialmente comienzan 1/10 sobre la permeabilidad horizontal. En formaciones de arenas limpias y gruesas la permeabilidad puede ser ligeramente diferente de la permeabilidad horizontal y la relación  $K_v/K_h$  se aproximaría a 1. <sup>[5]</sup>

#### **2.6.2.6.5 Daño a la Formación**

La magnitud del daño de formación parece tener poco efecto en la eficiencia de flujo de un pozo horizontal. El daño a la formación ocurre por operaciones relacionadas con la operación y completación que afectan la caída de presión en condiciones cercanas al pozo. Sin embargo, cuando la longitud del pozo es considerable, los efectos de daños de formación sobre la caída total de presión pueden ser despreciados.

La influencia del daño en formaciones de relación  $K_v/K_h$  altas es menos dañina en pozos horizontales que en pozos verticales, esto debido a que al aumentar la longitud de los pozos horizontales reducirá ligeramente la influencia de daño o sobre la eficiencia de flujo la tabla 2.1, muestra el efecto del daño en la eficiencia de flujo de pozos horizontales y verticales en formaciones de diferentes relaciones de  $K_v/K_h$ .

**Tabla 2.1.** Efecto del Factor de Daño en Pozos Horizontales. [5]

Factor de Daño	EF Pozo Vertical	EF Pozo Horizontal		
		$K_h/K_v=1$	$K_h/K_v=2$	$K_h/K_v=3$
0	1.00	3.34	3.14	2.49
1	0.89	0.96	0.94	0.91
5	0.62	0.83	0.76	0.76
10	0.44	0.71	0.61	0.50
20	0.29	0.55	0.45	0,34

Como puede observarse en la tabla 2.1, que la permeabilidad vertical es menor que la permeabilidad horizontal, la relación de anisotropía magnificará el efecto del daño en el pozo horizontal.

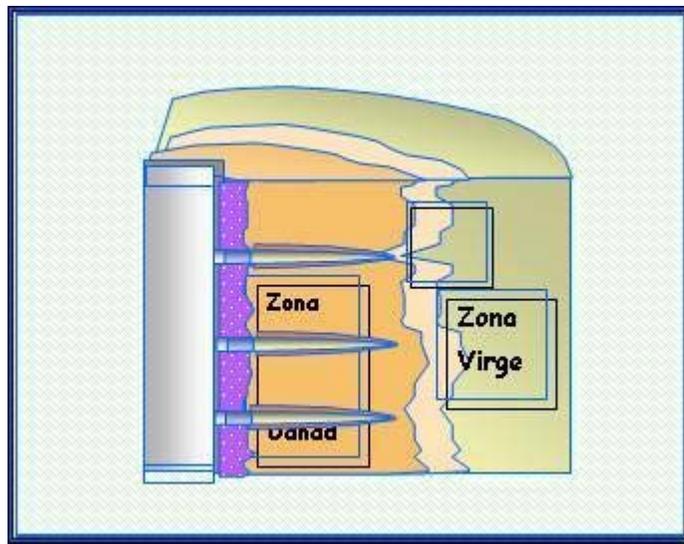
Existe la hipótesis que el daño alrededor de un pozo horizontal sería uniforme ya sea radial o axialmente. En la dirección axial se espera que el radio de daño cerca del talón de la horizontal sería mayor que su radio al pie del pozo. El tiempo de exposición es responsable de este efecto. [5]

## 2.7 Daño a la Formación

Se define como una restricción al flujo de fluidos en el medio poroso, que se traduce en una reducción de la permeabilidad en la vecindad del pozo ocasionada, en

su mayoría, por la producción de fluidos o por la introducción de fluidos durante las operaciones de perforación, terminación y/o rehabilitación del pozo, y que puede ser eliminada mediante tratamientos de estimulaciones (químicas, fracturamientos hidráulicos, entre otros), permitiendo al pozo recuperar la mayor parte de su capacidad original de producción.

La Figura 2.22 esquematiza una zona dañada o Skin cuyo efecto origina, en los pozos, menor producción de su potencial real y causa una caída de presión adicional en sus inmediaciones; asimismo se muestra la zona virgen que representa parte de la formación que no ha sido alcanzada por el fluido causante del daño a la misma. <sup>[6]</sup>



**Figura 2.22** Daño a la Formación [6]

### 2.7.1 Tipos de Daño

Existen diferentes formas de daño a la formación, los cuales pueden ser clasificados según su naturaleza en: daño de eflujo y daño de influjo.

### **2.7.1.1 Daños de Eflujo**

Son causados por el movimiento de fluido del hoyo hacia la formación. Este tipo de daño puede ser controlado, ya que proviene de las operaciones de perforación, completación o reacondicionamiento del pozo. Los daños más comunes que presentan son: taponamientos, arcillas hidratadas, cambio de humectación de la roca y formación de emulsiones. [6]

### **2.7.1.2 Daños de Influjo**

Son causados por el movimiento de fluidos desde la formación hasta el hoyo. Son muy difíciles de controlar y puede traer reducción en la tasa de producción a tratar de removerlos. Los daños más comunes que se presentan son: movimiento de partículas, precipitación de asfaltenos y parafinas, cambio en permeabilidad relativa. [6]

### **2.7.1.3 Daño a la Formación Durante Operaciones en el Pozo**

La terminación de un pozo requiere de una serie de procesos tales como: perforación, cementación, cañoneo, estimulación y producción. Durante estos procesos existen movimientos de fluidos desde y hacia la formación, que pueden causar el daño de formación. [6]

### **2.7.1.4 Daño Durante la Perforación**

En este proceso es que radica la causa más común del daño en la formación. El proceso de perforación altera las condiciones de equilibrio físico-químico,

termodinámicos y de esfuerzos que existen entre la roca, sus minerales constituyentes y los fluidos que la saturan, durante la penetración con la mecha y los fluidos usados.

El fluido de perforación puede causar el daño tanto por el filtrado de la fase líquida como por la invasión de los sólidos en el medio poroso, ocasionando de esta forma taponamientos en la cara de la arena, hidratación del material arcilloso y una marcada reducción de la permeabilidad de la formación en la vecindad del pozo. <sup>[6]</sup>

#### **2.7.1.5 Daño Durante la Cementación**

Los daños ocasionados por esta operación son similares a los ocasionados por el lodo. Los líquidos usados para el pre-lavado pueden contener sólidos o sustancias químicas que no sean compatibles con la formación. La invasión de sólidos, también es otro problema. Aunque el tamaño de las partículas de cemento es de magnitud mayor que el tamaño de los poros, éstos pueden invadir la formación en operaciones de cementación forzada, o si hay una pérdida de circulación durante la cementación primaria, existe la posibilidad de forzar sólidos hacia la formación, pero en forma de una fractura no de invasión al medio poroso. <sup>[6]</sup>

#### **2.7.1.6 Daño Durante el Cañoneo**

Los residuos de cargas explosivas y los sólidos contenidos en los fluidos de reacondicionamiento pueden taponar los canales formados por las cargas explosivas, así como a la formación misma. Este daño se puede eliminar o disminuir cuando se cañonea con presión diferencial a favor de la formación, utilizando cañones transportados por tubería. <sup>[6]</sup>

### **2.7.1.7 Daño Durante la Completación y Reparación del Pozo**

Durante el proceso de completación de un pozo, es necesario utilizar un fluido de trabajo que controle la presión de la formación abierta. Los fluidos usados en este tipo de operaciones de completación, reparación y empaque con grava, son en general, salmueras con altas concentraciones de sales (Na, Ca, Zn, Li, Mg), que pueden contener algún polímero para poder sostener sólidos inhibidores de corrosión y surfactantes.

La penetración de agua en la formación puede causar bloqueo por agua al disminuir la permeabilidad relativa a los hidrocarburos, incrementándose si hay arcillas presentes. El alto contenido de sales evita que las arcillas se hidraten, pero siempre hay un choque por efecto del Ph si éste es muy alto, produciendo desestabilización y migración de partículas de arcillas.

Adicionalmente, la sarta de producción puede contener partículas de parafinas, asfáltenos, escamas de óxido de hierro u otras sustancias que al separarse de ella pueden taponar la formación. <sup>[6]</sup>

### **2.7.1.8 Daño Durante la Estimulación**

El objetivo de un trabajo de estimulación es aumentar o restaurar el potencial de producción del pozo, mediante la remoción del daño existente. Por lo tanto los fluidos que se utilicen en el trabajo deben ser cuidadosamente seleccionados, para evitar precipitaciones insolubles y emulsiones que agravan el nivel de daño de la formación. <sup>[6]</sup>

### **2.7.1.9 Daño Durante la Producción**

La implantación de un esquema inadecuado de producción, puede inducir prematuramente la conificación o canalización de agua y/o la condensación en la cara de la arena en el caso de yacimientos de gas condensado, ocasionando cambios desfavorables en la permeabilidad relativa al gas. <sup>[6]</sup>

## **2.8 Estimulación**

Se conoce como estimulación de pozos a una serie de tratamientos que tienen por objeto eliminar el daño a la formación y restaurar la capacidad natural de producción del pozo, o según sea el caso, incrementar por encima de su valor natural.

Se define también como el proceso mediante el cual se restituye o se crea un sistema extensivo de canales en la roca productora de un yacimiento que sirven para facilitar el flujo de fluidos de la formación al pozo, o de este a la formación.

La estimulación de pozos tiene como objetivos principales incrementar la producción de hidrocarburos (para pozos productores); aumentar la inyección de fluidos, tales como agua, gas o vapor (para pozos inyectoros); y optimizar los patrones de flujo (para procesos de recuperación secundaria y mejorada).

Si la inyección del tratamiento se realiza a tasa y presiones inferiores a los necesarios para vencer la resistencia mecánica de la roca, el tratamiento será matricial; si se excede la resistencia mecánica de la roca, será un tratamiento de fracturamiento. <sup>[6]</sup>

## **2.9 Control de Arena**

Se conoce así al conjunto de técnicas mediante las cuales se elimina, total o parcialmente, la producción de sólidos que soportan las cargas provenientes de la formación productora, los cuales se producen conjuntamente con los hidrocarburos, sin restringir la productividad del pozo.

Los problemas de producción de arena suelen presentarse en aquellas formaciones no consolidadas, cuyos componentes mayoritarios son granos finos donde el material cementante no provoque suficiente fuerza de cohesión como para soportar los esfuerzos ocasionados por el paso de fluidos a través de ellos, lo que origina un desmoronamiento de la arena y por consiguiente el arrastre de las partículas más finas hacia el interior del pozo.<sup>[7]</sup>

### **2.9.1 Tipos de Arenas no Consolidadas**

En un trabajo de control de arena es importante tener una idea de cómo una formación no consolidada o poco consolidada se presenta, antes de intentar la selección de la técnica a aplicar. Existen diversos tipos de formaciones no consolidadas, entre las cuales se encuentran:

#### **2.9.1.1 Arena Movediza**

En éste tipo de formación no existe material cementante que mantenga los granos de arena unidos, por los cuales estos son fácilmente suspendidos en hidrocarburos o agua.

Esta arena es altamente móvil y una gran cantidad puede ser producida o inyectada sin que esto realice ningún cambio aparente en las características de la

formación. En este tipo de formación existe mayor dificultad para controlar la producción de arena.<sup>[7]</sup>

### **2.9.1.2 Arenas no Consolidadas con Débil Cementación**

En éste tipo de formación los granos de arena están en contacto uno con el otro, pero el material de cementación que los mantiene unidos es muy débil. La fuerza de cohesión entre los granos no es lo suficientemente fuerte como para resistir las fuerzas de arrastre ocasionadas por los fluidos producidos.

### **2.9.1.3 Arenas Cuasi-Competentes**

En éste tipo de formación los granos de arena están generalmente muy bien consolidados, pero no con la suficiente firmeza como para soportar las fuerzas ejercidas por los fluidos producidos.<sup>[7]</sup>

## **2.9.2 Producción de Arena**

La producción de arena ocurre cuando parte del material perteneciente a la formación viaja del yacimiento al pozo y a la superficie, junto con los fluidos producidos. Este material comúnmente denominado arena, se define como toda partícula con un tamaño entre 2 mm y 0,063 mm de diámetro.

### **2.9.2.1 Origen de la Producción de Arena**

Las condiciones que puedan originar la producción de arena y el estado en que probablemente se encuentra la formación detrás de la tubería de revestimiento, una vez producida dicha arena, se determinan en función de varios factores. Estos factores deben describir tanto la naturaleza del material de la formación que se produce, como

las fuerzas que ocasionan la falla en la estructura de la misma, siendo ellos principalmente los siguientes:

- Cantidad y tipo de cemento que mantiene la cohesión entre los granos.
- Fuerza de fricción existentes entre los granos.
- Presión del fluido en los poros de la roca.<sup>[7]</sup>
- Fuerzas de presión capilar.

En base a la cantidad de arena producida, se pueden identificar tres etapas de severidad del problema de arenamiento, cada una de las cuales genera un impacto económico.<sup>[7]</sup>

La primera etapa ocurre cuando la producción de arena es baja, causando desgaste del equipo, obligando a veces, la disminución de la producción de petróleo para evitar que ocurra dicho fenómeno, creándose así un potencial de producción diferido.

Una segunda etapa sucede cuando la producción de arena es mediana, cuando adicionalmente al impacto técnico y económico de la primera etapa, se presenta taponamiento de la tubería, originando la inactividad del pozo, lo cual implica un mayor impacto económico por los gastos adicionales de reacondicionamiento (RA/RC) y la pérdida de producción.

La tercera etapa, de mayor gravedad, ocurre cuando la producción de arena es muy alta, ocasionando todos los problemas técnicos y económicos anteriormente descritos, pero adicionalmente la gran cantidad de arena producida deja enormes cavernas alrededor del revestidor, pudiendo este colapsar, perdiéndose por completo el pozo.

Un pozo con problemas de arenamiento sin la atención adecuada progresará por las etapas planteadas y su condición empeorará con el tiempo. El fenómeno de arenamiento tiene su origen cuando los esfuerzos desestabilizadores (esfuerzo de arrastre y gradientes de presión) son mayores que la resistencia mecánica de la formación. Cuando esto ocurre se origina una inestabilidad, que causa el desprendimiento del material de la formación, el cual puede ser en forma de granos individuales de arena, que se producen continuamente, o pedazos enteros de la formación.<sup>[7]</sup>

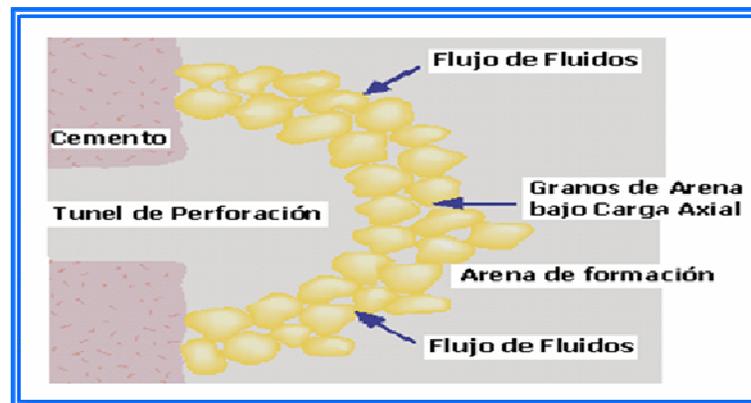
Originalmente el sistema roca – fluido se encuentra bajo un estado confinado de esfuerzos. Al perturbarse el sistema mediante el cañoneo de la arena, se vence la resistencia de la roca, determinada fundamentalmente por las fuerzas de fricción intergranulares, lo cual produce que falle la matriz de la roca alrededor de los cañoneos, generándose un estado no confinado de esfuerzos.<sup>[7]</sup>

Cuando el grado de consolidación (cementación intergranular) es bajo, los esfuerzos que provocan la falla de la roca, son el esfuerzo que se deriva del material de sobrecarga y las fuerzas de arrastre vinculadas al flujo de fluidos viscosos que circulan a través de la matriz de la roca. El esfuerzo de sobrecarga es sustentado parcialmente por la presión de poro de la roca, por lo tanto, el esfuerzo efectivo, aquel que realmente actúa para ocasionar la falla de la roca, es la diferencia entre el esfuerzo total aplicado y la presión de poro.

### **2.9.2.2 Arcos de Arena**

Después de iniciada la producción, en ocasiones se forma un arco en la zona que rodea los cañoneos, Figura 2.23, el cual debe poseer resistencia suficiente como para sustentar y soportar las cargas generadas por el efecto de los esfuerzos verticales.

En determinadas ocasiones, puede tolerarse la producción de una cantidad limitada de arena, permitiéndose el desarrollo de un arco de arena, tras lo cual cesaría la producción de arena de formación, debido a que se crearía un filtro natural en la cara de las perforaciones que evitaría el paso de los granos a través de él.<sup>[7]</sup>



**Figura 2.23.** Arco de Arena Estable alrededor de una Perforación.<sup>[7]</sup>

El arco adquiere mayor estabilidad cuando están presentes fuerzas de cohesión entre los granos; sin embargo, la estabilidad del arco es limitada en el tiempo, ya que el estado existente alrededor de los cañoneos se transforma constantemente, debido a los cambios que registran las tasas de flujo, la presión del yacimiento, el corte de agua, etc., provocando el rompimiento del arco, que luego se formará en reiteradas oportunidades a lo largo de la vida del pozo.

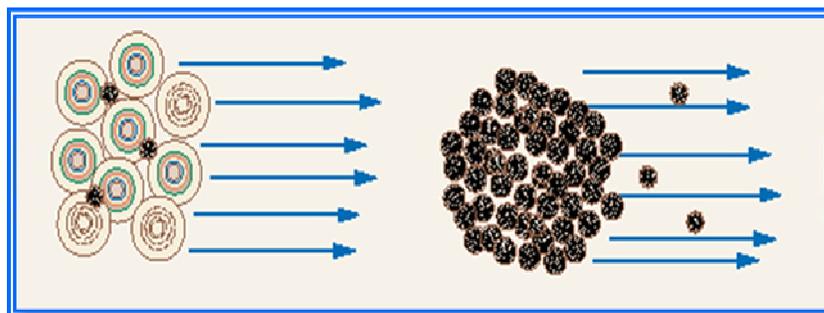
### 2.9.2.3 Producción de Finos

En ocasiones el fenómeno de migración de finos es confundido con el fenómeno de arenamiento. Con la palabra finos se definen aquellas partículas que pasan a través de la malla o tamiz # 200, que son partículas con tamaño menor a 0,074 mm (74 micras). Los finos están compuestos por limos, partículas con tamaños

entre 0,074 mm y 0,002 mm, y por arcillas, partículas con tamaños menores de 0,002 mm.

El problema de arenamiento es radicalmente distinto al problema de migración de finos, desde el punto de vista del mecanismo que causa el desprendimiento de las partículas, aunque ambos estén relacionados con el transporte de partículas desde la migración.<sup>[7]</sup>

El desprendimiento de partículas en el arenamiento es causado por una interacción física entre los fluidos y sólidos de la formación, debido a las fuerzas de arrastre y gradientes de presión que actúan sobre el esqueleto mineral. La migración de finos es causada, principalmente, por una interacción química entre los fluidos y sólidos de la formación, como consecuencia de cambios químicos que ocurren en los fluidos originando el desprendimiento de partículas de arcilla; caso distinto es el de los limos, los cuales no se separan de la formación, debido a que los mismos no reaccionan con los fluidos y sólidos de la formación, Figura 2.24. Las partículas de arcilla migran y pueden causar taponamiento de los poros, aumentando considerablemente el daño a la formación<sup>[7]</sup>.



**Figura 2.24.** Migración de finos<sup>[7]</sup>.

### 2.9.3 Factores que Afectan la Producción de Arena

Los esfuerzos desestabilizadores y la resistencia mecánica de la formación, pueden ser afectados sustancialmente por las operaciones tradicionales de pozos, tales como perforación, completación, producción y estimulación. Por lo tanto, para poder analizar el fenómeno de arenamiento en toda su amplitud, se deben analizar todas aquellas operaciones que puedan incidir sobre los esfuerzos desestabilizadores y la resistencia mecánica de la formación. En tal sentido, dichas operaciones pueden disminuir la resistencia mecánica de la formación, y/o aumentar las velocidades de los fluidos, generando esfuerzos de arrastre excesivos.<sup>[7]</sup>

A las actividades de pozos que pueden causar problemas de arenamiento ya mencionadas, se le suman las siguientes: cementaciones, cañoneos, cambios en las tasas de bombeo (arranque y paradas de pozos) y estimulaciones.

El daño que causa la actividad de perforación a la resistencia mecánica de la formación, es proporcional a la tasa de penetración. Adicionalmente, los fluidos de perforación pueden ocasionar daño, por pesos demasiados altos que causan rompimiento mecánico de la formación (fractura hidráulica no planificada) y problemas de invasión de lodo, originándose daño a la formación en las inmediaciones del pozo ( skin damage) y reduciendo además la formación en esa zona. Aunque la perforación siempre ocasionara algún daño a la formación, estas operaciones deben optimizarse para minimizar sus efectos.

Las actividades de cementación, pueden fomentar problemas de arenamiento, especialmente si quedan canales entre la formación y el revestidor, pues estos se volverán canales preferenciales de flujo con velocidades excesivas y, por lo tanto, se originaran mayores fuerzas de arrastre. Adicionalmente, si el cemento no hace buen

contacto con la formación, entonces, ésta no tendrá el confinamiento óptimo y los esfuerzos efectivos serán muy bajos.

Los cañoneos deben ser planificados y ejecutados, para producir cavidades estables a largo plazo. Los parámetros de diseño de dichos cañoneos, tales como: diámetro, longitud, penetración, densidad, ángulo de fase, entre otros, deberán ser especificados en función de las propiedades mecánicas de la formación, para evitar condiciones inestables en la formación que propicien el arenamiento.<sup>[7]</sup>

Finalmente, las actividades de producción quizás sean las más perjudiciales desde el punto de vista del arenamiento. Si un pozo se produce con una tasa de producción indiscriminadamente elevada, ello puede generar graves problemas de arenamiento, ya que probablemente se sobrepase la tasa crítica de la formación y se generen fuerzas de arrastre excesivas. Dicho problema se agrava en aquellos pozos que sufran bruscas variaciones de tasas en cortos periodos de tiempo, bien sea por aperturas y cierres, o por cambios de reductores o equipos de superficie.<sup>[7]</sup>

#### **2.9.4 Causas de la Producción de Arena**

El material sólido que se produce en un pozo consta tanto de finos de formación, como de sólidos que soportan la carga, por lo que, si los finos se mueven libremente a través de los canales de la arena gruesa, ellos no taparan el canal. Así, el “control de arena” realmente se refiere al control de la sobrecarga de las partículas.

El factor crítico para evaluar el riesgo de producción de arena de un pozo en particular, consiste en definir si la producción de partículas que soporta la carga puede mantenerse por debajo de un nivel aceptable a las tasas de flujo y condiciones de producción que, de acuerdo a lo previsto, harán que la producción del pozo sea rentable.<sup>[8]</sup>

Los factores que se presentan a continuación se encuentran clasificados entre los efectos de la resistencia de la roca y los efectos del flujo de fluidos, los cuales resumen muchas de las causas que inciden en la tendencia de un pozo a producir arena. Entre ellos se tienen:

#### **2.9.4.1 Grado de Consolidación**

La capacidad de mantener túneles de perforación abiertos es dependiente del grado de consolidación existente entre los granos de arena alrededor los mismos. La cementación de la arenisca suele constituir un proceso geológico secundario y, por lo general, los sedimentos más antiguos tienden a estar más consolidados que los más recientes. Esto significa que la producción de arena constituye normalmente un problema cuando se origina en formaciones sedimentarias Terciarias que son superficiales y geológicamente más jóvenes.<sup>[7]</sup>

Las formaciones Terciarias jóvenes suelen poseer poco material de matriz (material de cementación) que mantenga unidos los granos de arena, por lo que estas formaciones pueden calificarse de “poco consolidadas” o “no consolidadas”.

#### **2.9.4.2 Reducción de la Presión de Poro**

La presión del yacimiento sustenta parte del peso de la roca suprayacente, a medida que esta se agota a lo largo de la vida productiva de un pozo se pierde parte del soporte que poseía la roca suprayacente.

La disminución de la presión del yacimiento genera una cantidad creciente de esfuerzo en la arena de formación promoviendo que, en un momento determinado, los granos se separen de la matriz o se trituren, ocasionando finos que se producen

conjuntamente con los fluidos del pozo. La compactación de la roca yacimiento por reducción de la presión de poro puede producir el fenómeno de subsidencia de la superficie.<sup>[7]</sup>

#### **2.9.4.3 Tasa de Producción**

La producción de fluidos de yacimiento genera un diferencial de presión y fuerza de arrastre friccionar que pueden combinarse para vencer la resistencia a la compresión de la formación.

Esto indica que existe una tasa de flujo crítica para la mayoría de los pozos por debajo de la cual el diferencial de presión y las fuerzas de arrastre friccionar no son lo suficientemente grandes como para exceder la resistencia a la compresión de la formación y ocasionar la producción de arena. Una técnica que se emplea para minimizar la producción de arena consiste en reducir la tasa de flujo hasta llegar a la tasa de flujo crítica a la cual no se produce arenamiento o el nivel de producción es aceptable.

#### **2.9.4.4 Viscosidad del Fluido del Yacimiento**

La fuerza de arrastre friccionar que se ejerce sobre los granos de arena de la formación es creada por el flujo de fluido del yacimiento. Dicha fuerza es directamente proporcional a la velocidad del flujo de fluido y la viscosidad del fluido que se está produciendo.

La fuerza de arrastre friccionar sobre los granos de arena de la formación es mayor en el caso de los fluidos de yacimiento de elevada viscosidad, en comparación con los de viscosidad baja.<sup>[7]</sup>

#### **2.9.4.5 Aumento de la Producción de Agua**

La producción de arena podría incrementarse o iniciarse cuando comience a producirse agua o aumente el corte de agua debido, posiblemente, a dos razones.<sup>[7]</sup>

En primer lugar, en el caso de una formación de arenisca mojada en agua, parte de la cohesión existente entre los granos se deriva de la tensión superficial del agua de formación que rodea a cada grano. Al inicio de la producción de agua, el agua de formación tiende a adherirse al agua producida, lo que disminuye las fuerzas de tensión superficial y, por ende, la cohesión intergranular. El segundo mecanismo mediante el cual la producción de agua afecta la producción de arena está asociado a los efectos de la permeabilidad relativa. A medida que aumenta el corte de agua, disminuye la permeabilidad relativa al crudo, por lo cual se requiere un diferencial de presión mayor para producir crudo a la misma velocidad. Todo aumento del diferencial de presión en la zona cercana a la cara de la formación genera una fuerza de cizallamiento mayor en los granos de arena de la formación<sup>[7]</sup>.

#### **2.9.5 Efectos de la Producción de Arena**

La problemática ocasionada por la producción de arena es casi siempre perjudicial para la productividad del pozo a corto y/o a largo plazo. Si bien algunos pozos normalmente experimentan una producción de sólidos dentro de límites “manejables”, estos pozos constituyen la excepción y no la regla.

En general, tratar de manejar los efectos de una producción severa de arena a lo largo de la vida del pozo no representa una opción económicamente atractiva o prudente. Algunos efectos son:

### **2.9.5.1 Acumulación en los Equipos de Superficie**

Cuando la velocidad de producción es lo suficientemente rápida para transportar arena hacia arriba por la tubería de producción, esta arena se queda atrapada en el separador, la caldera o la línea de producción.

Si el volumen de arena que permanece atrapada en alguna de estas áreas es muy grande, será necesario efectuar una limpieza para que el pozo pueda producir eficazmente. Con el fin de restablecer la producción, habrá que cerrar el pozo, abrir el equipo de superficie y extraer manualmente la arena. En este caso, deberán considerarse los costos de limpieza, y aquellos que genera el diferimiento de la producción.<sup>[8]</sup>

### **2.9.5.2 Acumulación en el Fondo**

Cuando la velocidad de producción no es suficientemente elevada como para arrastrar arena hasta la superficie, esta queda atrapada en la línea de producción o cae y empieza a llenar el interior de la tubería de revestimiento.<sup>[8]</sup>

Eventualmente, el intervalo productor podría quedar totalmente cubierto de arena. Cualquiera que sea el caso, la tasa de producción declinará hasta que el pozo este totalmente arenado, y la producción cese.<sup>[8]</sup>

En situaciones como esta, se requiere adoptar medidas correctivas para limpiar el pozo y restablecer la producción, algunas técnicas de limpieza las constituyen las operaciones con guaya fina (slinkline) y Coiled Tubing.

### **2.9.5.3 Erosión del Equipo de fondo y de Superficie**

En pozos altamente productivos, los fluidos que circulan a gran velocidad y transportan arena pueden erosionar excesivamente tanto el equipo de fondo como el de superficie, lo que implica la necesidad de efectuar trabajos frecuentes de mantenimiento para reemplazar los equipos dañados.<sup>[8]</sup>

### **2.9.5.4 Colapso de la Formación**

Grandes volúmenes de arena podrían ser acarreados desde la formación por los fluidos producidos. Si la velocidad de producción de arena es suficientemente elevada y el proceso se extiende por un lapso largo de tiempo, se desarrollará un vacío detrás de la tubería de revestimiento, el cual continuará ampliándose a medida que se produzca más arena; por lo que la lutita suprayacente o la arena de formación que se encuentra por encima de dicho vacío podría colapsar hacia él, debido a la falta de material que proporcione soporte y probablemente se pierda totalmente la producción<sup>[8]</sup>.

### **2.9.6 Mecanismos que permiten determinar la Necesidad de aplicar Métodos de Control de Arena**

La dificultad que implica determinar si un pozo requiere o no de un mecanismo de control de arena, se incrementa cuando el mismo se perfora en un área donde existe poca o ninguna experiencia de producción y donde los diversos factores de yacimiento son ligeramente distintos de los que se manifestaron en regiones explotadas con anterioridad. Incluso cuando las propiedades del yacimiento y la

formación son prácticamente idénticas a otras explotaciones, las condiciones operativas y los riesgos podrían exigir la utilización de estrategias distintas.

El procedimiento general que sigue la mayoría de los operadores para determinar si el control de arena es necesario o no, consiste en definir la dureza de la roca de la formación. Dado que la resistencia a la compresión de la roca se expresa en las mismas unidades que el diferencial de caída de presión “drawdown” del yacimiento, los dos parámetros pueden compararse para así establecer límites de “drawdown” para cada pozo.<sup>[8]</sup>

La porosidad de una formación, puede utilizarse como orientación para determinar la necesidad de aplicar alguna técnica de control de arena. Si la porosidad de la formación es superior al 30%, las probabilidades de que se requiera el control de arena son mayores, mientras que, si por el contrario, la porosidad es inferior al 20%, las probabilidades de que se necesite dicho control son menores. El intervalo de porosidad comprendido entre el 20% y el 30% es el que suele plantear incertidumbre. Intuitivamente, se asocia la porosidad al grado de cementación existente en una formación, por lo que las razones que justifican la utilización de esta técnica son comprensibles.

El diferencial de caída de presión asociado con la producción puede ser un indicador del potencial de producción de arena de formación. No puede haber producción de arena con bajos diferenciales de presión alrededor del pozo, mientras que con altos diferenciales de presión se puede causar la producción de material de formación a niveles inaceptables. La cantidad del diferencial de caída de presión esta normalmente asociada con la permeabilidad de la formación y con la viscosidad de los fluidos producidos.<sup>[8]</sup>

Los fluidos de baja viscosidad como el gas experimentan diferenciales de caída de presión bajos, contrario al diferencial de caída de presión que estaría asociado con un fluido 1000 cps producido en el mismo intervalo. Por lo tanto, una producción de arena alta esta usualmente asociada con fluidos viscosos.<sup>[8]</sup>

### **2.9.7 Métodos de Control de Arena**

#### **➤ Métodos Mecánicos**

Con estos se controla la arena de formación a través de la utilización de rejillas o forros ranurados y empaque con grava. Este método se basa en formar un puente o filtro de manera que los granos de mayor diámetro sean puenteados en las ranuras de los forros ranurados o de las rejillas y/o en los empaques de grava, éstos a su vez serán utilizados en el puenteo de los granos más pequeños de la formación. El diámetro del grano de la grava a usarse y el de las aperturas de las rejillas o forros ranurados debe ser seleccionado cuidadosamente para asegurarse de que la formación esté bien puenteadada. Los forros ranurados son de muy bajo costo y relativamente fáciles de instalar, pero en busca de una mayor longevidad del pozo se ha recurrido a otras técnicas como los empaque con grava, que en sus diversas formas han sido, hasta el momento, un tipo de control de arena efectivo.<sup>[7]</sup>

#### **➤ Métodos Físico-Químicos**

Se basan en la consolidación de los granos de arena de la formación a través de la inyección de resina, fusión de metales (Al, Ni, Cu) o la coquificación, estos elementos proporcionan una unión intergranular creando una red de granos

compactos. Los tratamientos físico-químicos de consolidación son primordialmente aplicables en los intervalos o en zonas múltiples donde se desea utilizar el diámetro interno máximo del pozo para la productividad. Un tratamiento químico exitoso es aquel en el cual no se restringe la productividad y acondiciona la formación, dándole suficiente resistencia para soportar fuerzas tendientes a destruirlas.

### **2.9.8 Técnicas de Control de Arena**

La selección de un método de control de arena depende de varios factores, condiciones específicas de campo, prácticas operativas y factores económicos; las técnicas más utilizadas para el control de arena son:

- Variación de la tasa de flujo
- Completaciones selectivas
- Consolidación plástica
- Sistema grava – resina
- Grava recubierta con resina
- Forros ranurados y/o rejillas
- Rejillas pre-empacadas
- Rejillas con empaque con grava
- Frack pack
- Forzamiento arena petróleo<sup>[7]</sup>

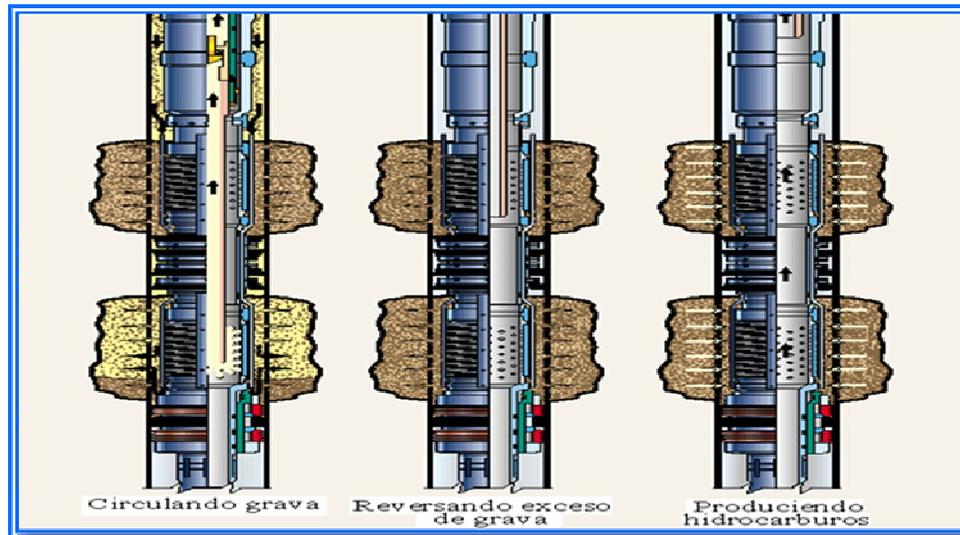
### **2.9.9 Método Convencional de Empaque con Grava para la Prevención de Producción de Arena**

A medida que el yacimiento descarga petróleo hacia el pozo, con el tiempo se va acumulando arena en el fondo del pozo, esta acumulación puede ser de tal magnitud y altura que puede disminuir drásticamente o impedir completamente la producción del pozo.

Los casos de arenamiento son más graves y más frecuentes cuando los estratos son inestables.

Cuando se dan estratos de este tipo, la terminación del pozo se hace de manera que, desde el inicio de la producción el flujo de arena y sedimentos sea lo más leve por él más largo tiempo posible. Para lograr esto el tramo de la sarta de revestimiento y de producción que cubre el estrato productor es de tubos ranurados especialmente. Las ranuras, cortadas de afuera hacia dentro y de apariencia uniforme, tienen una abertura lo suficientemente estrecha, según análisis granulométrico de la arena, para retener la arena y lograr que el apilamiento de los granos sea compacto y estable y, por ende, no fluyan junto con el petróleo hacia el pozo.

Según el tipo de completación al cual está asociado, el empaque con grava se puede clasificar en: interno y a hoyo abierto. En ambos casos, la operación consiste en colocar grava a manera de filtro entre dos paredes cilíndricas, con el propósito de acondicionar adecuadamente el espacio anular entre el tubo ranurado y el revestidor, o entre el tubo ranurado y las paredes del hoyo, figura 2.25. El objetivo de esto es que la grava soporte las paredes de la formación, evitando desmoronamiento de material, y al mismo tiempo sea capaz de impedir que entre al pozo el material desintegrado de las formaciones no consolidadas.<sup>[8]</sup>



**Figura 2.25.** Ensamblaje del Empaque con Grava <sup>[8]</sup>.

Además del método anterior existen otras modalidades para contener el flujo de arena. Hay tuberías ranuradas y pre-empacadas, es decir, que la tubería ranurada viene cubierta por otras tuberías y el espacio anular entre estas dos tuberías está relleno de arena o material granular, lo que en sí forma un filtro retenedor prefabricado <sup>[8]</sup>.

### 2.9.10 Selección del Tamaño de la Grava

La función principal del empaque con grava es la de actuar como un filtro, permitiendo el movimiento natural del fluido y a la vez evitar que los granos de arena de la formación productora y otros sólidos entren en el pozo. Bloquear la formación contra el empaque de grava es la clave para controlar el movimiento de la arena. <sup>[8]</sup>

El éxito de un empaque con grava depende, en gran parte, de la selección correcta del tamaño de la grava y de su colocación apropiada alrededor del forro

ranurado o rejilla. Si el tamaño de la grava a emplearse no es seleccionado, migrará la grava, por lo cual se restringirá la permeabilidad efectiva y esto disminuirá la producción. El empaque con grava debe cubrir completamente los alrededores de la tubería ranurada o rejilla, ya que si quedan cavidades estas permitirán la migración y producción de arena de la formación <sup>[7]</sup>.

### 2.9.11 Relación Arena de Empaque con Grava – Arena de Formación

Esta relación se define como la razón que existe entre el tamaño de grano de grava y el tamaño del grano de la arena de formación, este parámetro es de vital importancia para la selección correcta del rango de grava a utilizarse en un empaque.

Las recomendaciones sobre la relación grava – arena que actualmente se utilizan para la selección del tamaño de grava de un empaque, se han basado en estudios de diferentes investigadores, tal es el caso de: SAUCIER, el cual parte de la premisa básica de que el control óptimo de arena se logra cuando el tamaño medio de los granos de arena del empaque con grava no es más de seis (6) veces mayor que el tamaño medio de los granos de la arena de formación, esta relación fue establecida por medio de una serie de experimentos con flujo a través de núcleos.

#### 2.9.11.1 Uniformidad de la Arena

El grado de uniformidad de la arena de formación tiene un efecto significativo en el diseño del empaque con grava y está determinado por el coeficiente de uniformidad,  $C\mu$  el cual se calcula de la siguiente manera:

$$C\mu = \frac{D(40)}{D(90)} \quad (\text{Ec. 3.1})$$

Donde,  $D(40)$  y  $D(90)$  corresponden al tamaño de grano en el nivel acumulado del 40 y 90 percentil respectivamente, derivado del gráfico de análisis granulométrico [8].

## 2.10 Teoría del Fracturamiento Hidráulico

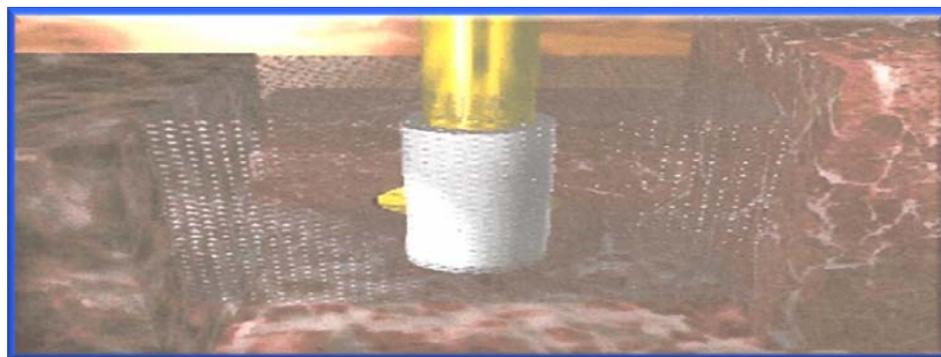
Toda masa geológica tiene discontinuidades naturales, tales como las fallas y grietas, y sus propiedades composicionales son, por lo general, heterogéneas. Estas discontinuidades resultan de procesos deposicionales, tectónicos y diagenéticos que ocurren durante la historia geológica de la formación. Adicional a estas discontinuidades, frecuentemente se introduce una multitud de nuevas fracturas mientras se generan y desarrollan las reservas de petróleo y gas.

En algunos casos, tales como aquellos relacionados con fracturas hidráulicas, utilizadas para estimular formaciones muy compactadas, las fracturas son altamente deseables, mientras que en otros casos (derrumbes y ovalizaciones del hoyo durante la perforación), estas grietas son una amenaza para la integridad de la formación o de las operaciones.<sup>[9]</sup>

Después de perforar el pozo, el petróleo y el gas se desplazan hacia el mismo por distintos medios, tales como: expansión de fluido, desplazamiento natural o artificial del fluido, drenaje por gravedad, etc. los distintos procesos pueden trabajar juntos o en forma independiente para impulsar hidrocarburos al pozo a través de canales ya existentes. En muchos casos, la producción de un pozo puede ser insuficiente desde el punto de vista comercial, ya sea porque los fluidos de perforación o el filtrado del cemento han penetrado y taponado los canales de flujo o porque los canales naturales que van hacia el pozo son insuficientes, por ello es necesario tratar el yacimiento de tal forma que aumente el flujo de fluidos hacia el pozo.<sup>[9]</sup>

### 2.10.1 Fracturamiento Hidráulico

Es el proceso de inyectar fluido en un pozo para crear esfuerzos tensionales en una formación expuesta a la presión del fluido, de tal manera que los esfuerzos locales creados excedan la resistencia a la tensión de la roca. La técnica consiste en aplicar presión hidráulica a una formación hasta que se produzca la ruptura o fractura de la misma mediante la inyección a alta presión y a altas tasas de un fluido viscoso. Luego se procede a llenar la fractura creada con un agente de soporte, de manera que no pueda cerrarse por completo al cesar el bombeo, creándose un canal de alta conductividad para la producción de fluidos. (Figura 2.26).



**Figura 2.26.** Fracturamiento Hidráulico.<sup>[9]</sup>

Con esta fractura se crea un canal de flujo de gran tamaño que no solo conecta fracturas naturales sino que produce una gran área de drenaje de fluidos desde el yacimiento.

Este tipo de estimulación tiene como objetivos principales: mejorar la producción, desarrollar reservas adicionales, extender la vida productiva del pozo, superar el daño a la formación, minimizar problemas de arenamiento y/o reducir deposiciones de asfáltenos.

### **2.10.2 Razones para Fracturar un Pozo**

Las mayores razones por las cuales se fracturan pozos son para incrementar su producción y/o su inyectabilidad, a fin de controlar las producciones de arena y la precipitación de asfáltenos, eliminar daños naturales (arena y/o asfáltenos), daños inducidos (fluidos de perforación, completación, etc.) y bajas permeabilidades.

#### **➤ Incremento del Régimen de Producción**

Asumiendo que un pozo tenga gas o petróleo para producir y suficiente presión de yacimiento para fluir hacia las fracturas, la estimulación generalmente incrementa su producción y resulta en un más rápido retorno de la inversión, pues las reservas son recuperadas en un breve periodo de tiempo.

Otra razón por la cual la fractura incrementa la producción es que el método de estimulación incrementa el radio efectivo del pozo, ya que la eficiencia del drenaje decrece naturalmente con las distancias, es obvio que al extender los canales de flujo en la formación, permitirá que más hidrocarburo alcance el borde del pozo.<sup>[9]</sup>

#### **➤ Incremento del Régimen de Inyección**

Una caída notable de presión en la cara de la formación puede causar la precipitación de asfáltenos, la conificación de agua o gas en el borde del pozo, o el pozo puede taponarse por un bloqueo de gas que se desprende de la solución cerca del borde del pozo.

En algunos yacimientos, donde no hay empuje de gas o agua, se requieren pozos inyectoros para mantener la presión del yacimiento, y con ello, la producción

en condiciones económicas. En estos yacimientos, las fracturas pueden incrementar los valores de inyectividad, aumentando la capacidad de flujo de cada pozo inyector.

### **2.10.3 Estudios de las Condiciones del Pozo**

Para que un pozo produzca hidrocarburos a caudal comercial, el yacimiento deberá tener suficiente petróleo y una potencialidad de movimiento adecuada; esto es, presión en el yacimiento (energía) y conductividad (permeabilidad y espesor).

A estas condiciones de producción se suma la posibilidad de que cerca del borde del pozo se haya producido una reducción de la permeabilidad, o sea, que haya daño en la formación. En resumen, las posibles causas de reducción de la producción se deben a:

#### **➤ Reducción de la Permeabilidad en las Cercanías del Pozo**

El daño afecta principalmente al borde del pozo, que es justamente la zona donde confluye el flujo radial de la formación. Los medios para eliminar el daño son tratamientos químicos (ácidos, solventes, surfactantes, etc.), pero con fracturas de reducido tamaño es posible pasar más allá del daño y canalizar la producción a lo largo de la fractura de alta conductividad.

#### **➤ Baja Permeabilidad Natural de la Formación**

En estos casos, el petróleo contenido se produce a caudales relativamente bajos. Generalmente, la mejor solución para acelerar el ritmo de extracción es una fractura profunda o de gran penetración.<sup>[9]</sup>

### ➤ **Baja Presión de Yacimiento**

Esta baja presión puede deberse a que el yacimiento no está naturalmente presurizado, o bien que ha estado tanto tiempo en producción que se ha agotado. En cualquiera de estos casos, la fractura hidráulica difícilmente puede notablemente incrementar la producción.

#### **2.10.4 Objetivos del Fracturamiento Hidráulico**

- Incrementar la tasa de flujo de petróleo y/o gas de yacimientos de baja y alta permeabilidad.
- Incrementar la tasa de petróleo y/o gas de pozos que han sido dañados.
- Conectar fracturas naturales presentes en la formación.
- Disminuir el diferencial de presión (declinación) alrededor del pozo, para minimizar la producción de arena.
- Disminuir el diferencial de presión alrededor del pozo para minimizar problemas de asfáltenos.
- Incrementar el área de drenaje o la cantidad de formación en contacto con el pozo.
- Conectar la producción de intervalos lenticulares.
- Disminuir la velocidad de flujo en la matriz rocosa.
- Disminuir el número de pozos necesarios para drenar un área.
- Retardar el efecto de conificación de agua.
- Desarrollar reservas adicionales.<sup>[9]</sup>

#### **2.10.5 Criterios para la Selección de Pozos Candidatos a Fracturamiento**

Los parámetros a considerar para la selección de un pozo candidato a fracturamiento son:

- Permeabilidad de la formación.
- Viscosidad del fluido del yacimiento.
- Presión del yacimiento.
- Factor de daño.
- Reservas de petróleo y de gas.
- Profundidad.
- Condición mecánica del pozo.

#### 2.10.6 Tipos de Fracturamiento

- **Fracturamiento Convencional:** Se refiere al tratamiento de fracturamiento que toma intervalos de espesor promedio de arena de 100 pies que están cañoneados casi en su totalidad.
- **Fracturamiento Selectivo:** Se refiere al tratamiento donde seleccionan varios intervalos de un espesor promedio de 5-10 pies cañoneados en su totalidad y se realiza un fracturamiento en cada intervalo de la zona productora. También es llamado fracturamiento por etapas.
- **Minifracturamiento:** Se refiere al tratamiento que se realiza a un intervalo de espesor promedio de 50 pies y se fractura la formación, pero la cantidad de material sosten es casi nula, por el orden de los 30 sacos, realmente corresponde a la etapa de minifrac.<sup>[9]</sup>

#### 2.10.7 MINIFRAC

Es un fracturamiento previo de diagnóstico y evaluación, con un volumen menor pero representativo del tratamiento principal, es decir, al mismo caudal y con

el mismo fluido de fractura, aunque con muy pequeña cantidad de agente apuntalante. Consiste en una prueba de calibración ejecutada antes de la fractura para determinar algunos parámetros para el diseño final del tratamiento: presión de inicio y cierre de fractura, tiempo de cierre de fractura, eficiencia del fluido fracturante, tortuosidad y restricciones de la completación. Luego del minifrac se efectúa un segundo registro de temperatura con la finalidad de determinar la altura de la fractura abierta.<sup>[9]</sup>

El fluido inyectado produce un enfriamiento de la formación a través de las zonas abiertas por la fractura. Con toda esta información recopilada se efectúa el diseño final del tratamiento y se ejecuta la fractura hidráulica.

**El procedimiento experimental a seguir en el campo es el siguiente:**

- Llenar tubería con gel lineal.
- Inyectar gel reticulado (dependiendo el tipo de diseño) en tres etapas (la etapa intermedia con bauxita).
- Desplazar con el gel reticulado y medir fricción (ISIP). Durante el bombeo, registrar las zonas del intervalo productor que toman mayor cantidad de fluido.
- Realizar pruebas de Falloff y determinar la presión y tiempo de cierre, eficiencia de fluido, pérdida de filtrado y estimar la altura de la fractura creada.
- Tomar registro de temperatura después de alcanzar la estabilización de la presión de la formación.
- Comparar con el registro de temperatura base y determinar la altura de la fractura y la zona más permeable a fracturar.
- Optimizar el diseño de la fractura principal, utilizando los resultados obtenidos del Minifrac y del registro de temperatura.<sup>[9]</sup>

### **2.10.8 Evaluación durante el Fracturamiento**

Durante la operación de fracturamiento, principalmente en el Minifrac, se obtienen los diferentes parámetros operativos, así como información cualitativa de las propiedades mecánicas de las rocas y la propagación vertical de la fractura. Los nuevos sistemas que permiten el monitoreo y análisis de la información en tiempo real, son de gran ayuda para modificar, rediseñar y reconsiderar el fracturamiento.

En el momento del fracturamiento la atención está centrada, casi completamente, en el seguimiento de los parámetros operativos, por lo que los análisis y evaluaciones se efectúan una vez concluida la operación.

#### **2.10.8.1 Evaluación Post-fractura**

La condición final del pozo luego de la fractura es evaluada mediante la corrida de registros de temperatura, registros de producción (PLT, temperatura, presión) y de presión para obtener la altura de la fractura abierta y empacada, comportamiento de fluencia de cada estrato y las propiedades de la fractura (conductividad, daño, longitud). Esto permite planificar las condiciones de producción del pozo, de manera que a nivel de la formación se reduzca el diferencial de presión y a nivel del pozo se incremente el perfil de presión, y así evitar problemas de producción y garantizar condiciones estables de producción en el tiempo. Además se deben comparar los resultados operativos, productivos y económicos con los pronósticos efectuados, a fin de mejorar el proceso de selección de candidatos, el diseño y la capacidad de pronóstico en los futuros fracturamientos.

### 2.10.8.2 Geometría de la Fractura

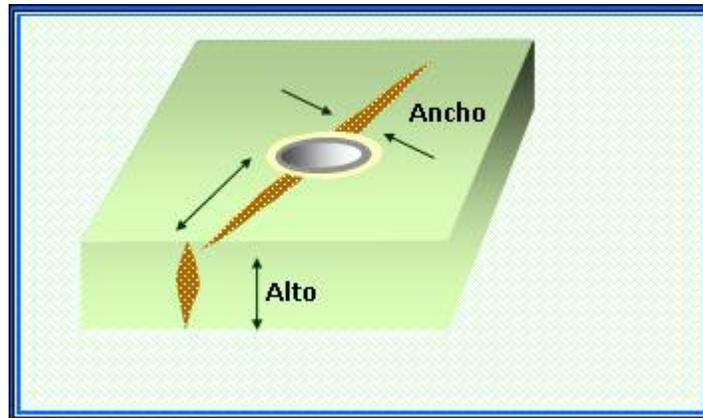
La forma y dimensiones de la fractura creada en condiciones dinámicas es un problema sumamente complejo, ya que intervienen factores de diversa naturaleza: propiedades mecánicas de la formación, propiedades del fluido de tratamiento y parámetros hidráulicos durante el proceso de fracturamiento en el campo (presión de bombeo, tasa y tiempo de inyección, volumen de fluido fracturante, cantidad de agente de soporte y otros); estos valores varían notablemente en cada operación. En el caso de la fractura hidráulica, resulta difícil evaluar la fidelidad con que esos modelos describen la realidad por carecerse de medios para hacer comprobaciones directas.

Estas suposiciones y simplificaciones implícitas en los modelos de cálculo disponibles limitan su aplicación más o menos confiable a areniscas. El solo hecho de presumir propiedades mecánicas y petrofísicas homogéneas (incluyendo isotropía) restringe severamente la aplicación a formaciones naturalmente fracturadas.<sup>[9]</sup>

En fracturas verticales, se considera en principio que la altura es constante. La grieta se extiende rápidamente hasta encontrar estratos resistentes que la limitan por encima y por debajo de la zona de interés. Para completar esta definición es preciso determinar su ancho y longitud.

En las fracturas horizontales, la geometría se describe con solo dos parámetros: ancho y radio de penetración. Para el cálculo de ambos pares de valores se necesitan dos tipos de relaciones: por un lado se plantea un balance de masa que consiste en igualar la cantidad de tratamiento inyectado a la fractura a la cantidad que queda en el interior de la misma, más el fluido perdido por las caras hacia la formación. Se obtiene así una relación entre dimensiones de fractura (ancho, longitud y altura), propiedades del fluido (filtrado) y parámetros de la operación (volumen y caudal).

Por otro lado, se vinculan el ancho de la fractura creada con la presión desarrollada en el interior de la fractura. Esta segunda relación incluye propiedades de la operación y propiedades reológicas del fluido (fricción con las paredes).



**Figura 2.27.** Dimensiones de una Fractura.<sup>[9]</sup>

### 2.10.9 Fluidos de Fracturamiento

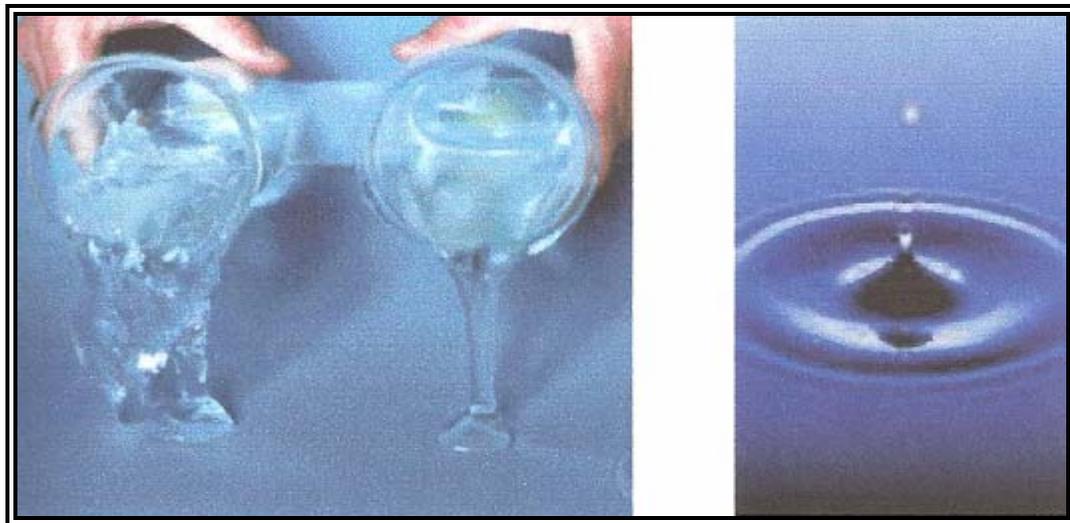
Los fluidos de fractura transmiten la presión hidráulica desde las bombas a la formación, la cual crea una fractura, y luego transporta el material apuntalante a la fractura creada. Los fluidos que invaden a la formación son finalmente removidos (clean up) de la formación, permitiendo así la producción de hidrocarburos.

Para la correcta selección del fluido de fractura, en el diseño del tratamiento y posterior ejecución del mismo, deben tomarse en cuenta las siguientes consideraciones: temperatura de la formación, duración del fluido en la fractura, volumen propuesto de tratamiento, tasa de bombeo, tipo de formación, sensibilidad de la formación a los fluidos, sensibilidad de los fluidos del yacimiento, presión de yacimiento, limitaciones de presión y fricción en la tubería, así como también tipo y cantidad de agente de sostén requerido para mantener abierta la fractura una vez que se detiene el bombeo.<sup>[9]</sup>

### 2.10.9.1 Tipos de Fluidos de Fracturamiento

Se utilizan dos tipos de fluidos cuyas características y composiciones están bien definidas en trabajos de fracturamiento hidráulico: fluido de base acuosa y otros de base hidrocarburo. Dentro de estos grupos principales, existe un gran número de fluidos de características variables que han surgido a través del tiempo con el perfeccionamiento de la técnica del fracturamiento. Por ejemplo, se han utilizado fluidos débilmente gelificados, de alta gelificación, emulsiones acuosas, ácidos emulsionados, petróleos, ácidos gelificados, espumados, etc., y hoy en día se cuenta con una completa, variada y actualizada gama de ellos.

En una fractura hidráulica, la selección de un adecuado fluido de transporte es uno de los principales factores a tener en cuenta, para el éxito de la operación. Su adecuada selección dependerá de un gran número de consideraciones previas de la operación surgidas del análisis de las condiciones particulares del pozo, equipamiento disponible, costo, etc.



**Figura 2.28.** Fluidos de Fracturamiento.<sup>[9]</sup>

Las propiedades más importantes que debe cumplir un fluido de fractura son las siguientes: baja pérdida del fluido, buena capacidad de transporte de agente de sostén, baja pérdida de fricción, fácilmente recuperable de la formación, compatible con los fluidos de la formación, compatible con productos, causar el mínimo daño a la formación, ser estable a la temperatura de fondo y seguridad en la manipulación.

### **2.10.9.2 Selección del Fluido de Fractura**

La expresión fluido de fractura estrictamente se refiere a un sistema de composición y propiedades características. A partir de un fluido base y con el uso de aditivos es posible modificar las diversas propiedades para mejorar el comportamiento del sistema total. Se han analizado criterios acordes para su selección, entre los cuales están:

#### **➤ Viscosidad**

Si el objeto de la estimulación es una formación de permeabilidad elevada y la penetración óptima es reducida, puede ser aceptable el uso de un fluido de baja viscosidad. En cambio, cuando se pretenden penetraciones mayores es necesario incrementar la capacidad de transporte, a sea, la viscosidad. Esto también facilita crear fracturas más anchas y mezclar en superficie concentraciones mayores de agentes de sostén. Penetraciones muy altas exigirán el empleo de los fluidos más viscosos disponibles. Sin embargo, esto puede resultar contraproducente si consideramos la fricción desarrollada, ya que las altas presiones de bombeo pueden superar algún valor crítico, induciendo fracturas secundarias (transversales a la principal) o extendiendo el crecimiento vertical de la fractura hacia estratos adyacentes.

- **Control de Pérdida de Filtrado**

El control de filtrado es crítico para la eficiencia en los tratamientos de gran volumen con fluidos costosos (penetración considerable).

Incidentalmente, el valor del coeficiente de filtrado tiene gran influencia en las estimaciones de diseño. Su determinación confiable tiene importancia comparable a la de la altura creada. Esto es, que durante el fracturamiento, parte del fluido inyectado se filtra dentro de la matriz de la formación y no está disponible para extender la fractura. Para ello se utilizan ciertos aditivos de control de pérdida de filtrado que forman un revoque sobre la superficie de la fractura y minimiza la filtración.

Las características de pérdida de fluido de un fluido de fractura se expresan por los valores  $C_c$ ,  $C_v$  o  $C_w$ .  $C_c$  es una expresión de que tan rápido se fuga el líquido en la roca cuando tiene oposición de fluidos de compresión que ya están en el sitio.  $C_v$  determina que tan rápido se fuga el líquido debido a la restricción de su propia viscosidad, y  $C_w$  es el valor de la fuga determinado por agentes electrolíticos dentro del fluido de fractura.<sup>[9]</sup>

- **Reología**

Las propiedades reológicas se convierten en un factor importante con velocidades de inyección altas o fluidos de alta viscosidad. Los fluidos de fractura tienen una estructura compleja y, excepto para ciertas clases de fluidos, sus reologías son mucho más complejas que las de un fluido no newtoniano.

Por ejemplo, se han observado que los fluidos reticulados presentan un incremento rápido en su viscosidad luego de la adición del agente reticulante, seguido de un comportamiento de degradación (cuando aumenta la temperatura).

### **2.8.9.3 Agente de Sostén**

Los agentes de soporte (también llamados agentes de sostén) son materiales utilizados para crear el canal de flujo adecuado en la fractura y generar el contraste de conductividad entre la formación y el pozo. La correcta selección y colocación del agente de sostén gobernara el incremento de la productividad del pozo, después del trabajo de fracturamiento.

El objetivo de la colocación del agente de sostén, en el interior de la fractura, es mantener la conductividad deseada de la misma, dentro de los límites económicos pertinentes.

La conductividad de la fractura depende de una serie de factores, relacionados entre sí, como son: tipo, tamaño y uniformidad del agente de sostén, grado de empaque del mismo, grado de trituración y/o deformación, cantidad y manera de colocación.

Como los agentes de soporte deben oponerse a los esfuerzos de la tierra para mantener la fractura abierta después que la presión hidráulica del fluido decae, el material apuntalante debe ser suficientemente resistente para soportar el esfuerzo del cierre, para que este no triture el material y disminuya la conductividad de la fractura. Los apuntalantes más usados son: arena, bauxita, cerámicos recubiertos con resinas.

#### **2.10.9.4 Pad o Colchón**

Es un volumen de fluido bombeado inicialmente para inducir la fractura y abrirla lo suficiente para colocar el agente de sostén. Sus características más importantes son: generar una grieta con ancho deficiente para permitir el ingreso del propante, absorber las pérdidas mayores por filtrado (“spurt loss” y mayor velocidad de filtrado cerca de la punta de la fractura), reducir la pérdida de filtrado de fluido con agente de sostén y mantener los granos del agente de sostén alejados de la zona de rápido estrechamiento.

#### **2.10.9.5 Tratamiento**

Consiste de un agente de sostén que apuntala la fractura y la llena de sostén. Con el correr de los años se perforaron pozos cada vez más profundos, lo cual llevo a tener que desarrollar productos más resistentes que fueran capaces de soportar las altas presiones de confinamiento de fondo de pozo. Últimamente se producen agentes apuntalantes de muy buena calidad, capaces de soportar las condiciones de trabajo más rigurosas.<sup>[9]</sup>

Los agentes de sostén tienen una importancia crítica en el éxito de un tratamiento de fractura. La fractura soportada (no la creada) es la que determina la productividad del pozo tratado y, por lo tanto, la efectividad del tratamiento.

El incremento de la productividad generado por el Fracturamiento Hidráulico depende de los nuevos canales que el agente de sostén de elevada permeabilidad deja abiertos al fluido, luego de que la grieta se ha cerrado. En todas las secciones donde no hay agente de soporte, la fractura termina por cerrar, y en consecuencia, no aporta substancialmente a la estimulación.

La selección inadecuada del agente de soporte, puede conducir al fracaso de la operación, o en muchos casos, los resultados no satisfacen las expectativas.

Por ejemplo, el uso de un agente de sostén inadecuado y a una baja concentración, puede producir la trituración del mismo cuando se fracturan formaciones duras, generando una baja conductividad de fractura, lo cual afecta la productividad esperada del pozo.<sup>[9]</sup>

#### **2.10.9.6 Conductividad de la Fractura**

Se define como el producto del espesor de la fractura apuntalada por la permeabilidad del agente sostén dentro de la fractura. Es una medida de la capacidad de flujo y comúnmente se expresa en md-pie. Este parámetro es de suma importancia para el éxito de una operación, ya que de ella depende, en parte, el índice de productividad. En yacimientos de alta permeabilidad, es más importante la conductividad de la fractura que su longitud empaquetada. Lo contrario ocurre en yacimientos de baja permeabilidad.<sup>[9]</sup>

La capacidad de flujo de una fractura empaquetada depende de las características del agente sostén, de su granulometría y su concentración, para las mismas condiciones de trabajo. La concentración superficial de los agentes de sostén se expresa en lb/pie<sup>2</sup> ó lb/1000 pie<sup>2</sup>.

El ancho de una fractura empaquetada depende de la concentración superficial del agente de sostén y del incrustamiento que se produzca en la formación.

### 2.10.9.7 Crecimiento de la Fractura en el Curso de un Tratamiento

Después de aplicar presión hidráulica a la formación para originar una falla o fractura, se requiere continuar su aplicación para extenderla más allá del punto de rotura. Esta presión adicional se denomina presión de propagación.

Teóricamente se han determinado algunos factores capaces de afectar la propagación de la fractura. Por ejemplo, la variación de los esfuerzos in situ existentes en las diferentes capas de la roca, el espesor efectivo de la formación en la proximidad de la fractura, variación en las propiedades mecánicas de la roca (Módulo de Young, Relación de Poisson, entre otras), la presión ejercida por los fluidos durante el fracturamiento, la variación de la presión de poros de una zona a otra, y los esfuerzos locales (comportamiento de las capas de rocas adyacentes en presencia de los esfuerzos), al dominar la orientación y crecimiento de la fractura (altura, longitud y ancho) y los regionales, al impactar en la tendencia de las fracturas hidráulicas.

### 2.10.9.8 Control de Presiones y Caudales durante el Fracturamiento

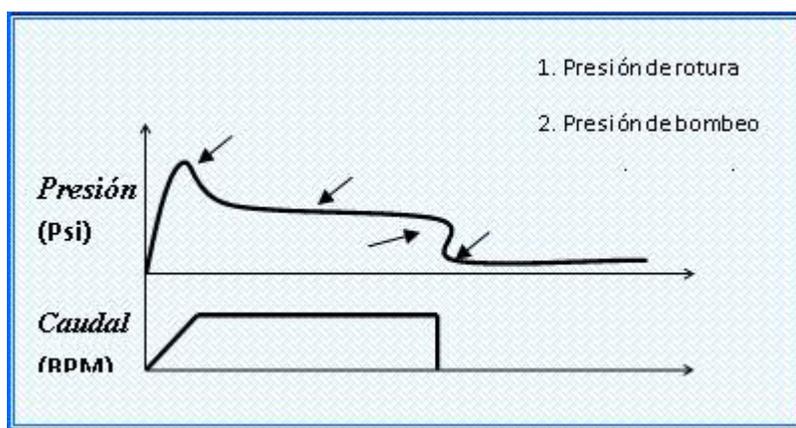
Para poder seguir un control de la operación de fractura, normalmente se registran las presiones, caudales y dosificaciones de agente de sostén, con sus correspondientes equipos e instrumental.<sup>[9]</sup>

En la Figura 2.29, se muestra un gráfico semi-ideal de las presiones desarrolladas en superficie, como por ejemplo:

- **Presión de Rotura:** Al iniciarse el bombeo se incrementa la presión en el fondo hasta un punto en que la formación falla y se rompe.
- **Presión de Bombeo:** Ya rota la formación, la presión necesaria para extender la fractura se reduce, aun manteniendo el caudal constante.

- **Presión Instantánea de Cierre:** Al cesar el bombeo ( $Q=0$ ) desaparecen todas las presiones de fricción, y quedan solo la presión dentro de la fractura y la hidrostática del pozo.
- **Declinación Post-fractura:** En ciertas condiciones es posible hacer algunas estimaciones con el comportamiento de la difusión desde la fractura hacia la formación.

Generalmente, además de considerar la presión, se registra el caudal. Es normal que en el diseño se imponga cierto caudal constante. El caudal relacionado con el tiempo de bombeo, es representativo del volumen total de fluido, el cual incide directamente en el tamaño de la fractura creada. Por otro lado, el caudal relacionado con la presión resulta en la potencia hidráulica necesaria para realizar el bombeo.



**Figura 2.29.** Gráfico Semi-ideal de las Presiones desarrolladas en Superficie.<sup>[9]</sup>

### 2.10.9.9 Productividad de Pozos Fracturados

El objetivo principal de una estimulación de pozos es incrementar la productividad del mismo removiendo el daño en las inmediaciones del hoyo o por la superposición de una estructura de muy alta conductividad en la formación. Entre las técnicas de estimulación más conocidas están las acidificaciones matriciales en arenas

y calizas, las fracturas hidráulicas masivas en arenas de baja permeabilidad, las fracturas con ácidos en calizas y los fracturamientos en arenas de alta permeabilidad. Cada una de estas técnicas de estimulación tiene como objetivo proveer un aumento neto en el índice de productividad, el cual puede ser usado para aumentar la tasa de producción o para disminuir el diferencial de presión de producción (drawdown). Una disminución de este diferencial ( $\Delta$ ) puede aliviar o eliminar problemas de producción de arenas (arenamiento) y/o producción de aguas.

Para hablar de productividad definimos  $J$  conocido como índice de productividad que relaciona la tasa de producción ( $q$ ) y el diferencial de presión de la siguiente manera:

$$q = J * \Delta P \quad (\text{Ec. 3.2})$$

Durante la vida de un pozo, el mismo está sujeto a una gran variación de condiciones, donde destaca bajo condiciones de estado constante la tasa de producción del pozo para un valor fijo de drawdown, de la siguiente manera:

$$q = \frac{K * h}{141,2 * B * \mu * \ln\left(\frac{re}{rw}\right)} * \Delta P \quad (\text{Ec. 3.3})$$

Donde:

$q$ : Tasa de producción (BN/D).

$K$ : Permeabilidad de la formación productora (md).

$h$ : Altura de la formación productora (pies).

$re$ : radio efectivo de drenaje del pozo (pies).

$rw$ : Radio del pozo (pies).

$B$ : Factor volumétrico (PCN/PCY).

$\mu$ : Viscosidad (Cps).

Debido a la naturaleza radial del flujo en un pozo productor, la mayoría de la caída de presión ocurre cercana al hoyo y cualquier zona de daño en esta región causa un aumento significativo en la caída de presión. El impacto de la zona de daño alrededor del pozo puede ser representativo por el parámetro “S” conocido como “Skin” que se relaciona con el índice de productividad de la siguiente manera:

$$J = \frac{K * h}{141,2 * B * \mu * \left( \ln \frac{re}{rw} + S \right)} \quad (\text{Ec. 3.4})$$

“S” es una idealización que captura todos los aspectos importantes del daño e implica que la caída de presión adicional producto del daño es proporcional a la tasa de producción.

Muchos investigadores prefieren hablar de pseudo daño en algunas ocasiones para poder incluir otros efectos, que aunque físicamente no son daño al pozo, representan una restricción de flujo hacia el pozo y puede ser modelado matemáticamente con el parámetro “S”.

En pozos con fracturas hidráulicas, la productividad debe incluir no solo la caracterización de la roca de formación, sino también las características de la fractura y por lo tanto se introdujo el parámetro de conductividad de fractura adimensional y conjuntamente con la longitud de la fractura controlan el comportamiento de producción de los pozos fracturados.

### **2.10.9.10 Beneficios Adicionales del Fracturamiento**

- Disminuye la velocidad del flujo en la cara de la matriz de la roca.
- Incrementa el área efectiva de drenaje de un pozo.
- Disminuye el número de pozos necesarios para drenar un área.
- Reduce la necesidad de perforar pozos horizontales.
- Disminuye la caída de presión en la matriz al romper la convergencia radial.
- Controla la producción de arena, deposición de asfaltenos/parafinas y escamas.
- Retarda el efecto de conificación de agua, al disminuir la caída de presión.<sup>[9]</sup>

### **2.11 Análisis Nodal**

El Análisis Nodal está definido como un sistema que permite el acceso para la optimización de pozos de gas y petróleo, es usado completamente para la evaluación completa del sistema de producción.

Los objetivos del Análisis Nodal son: Optimizar el sistema de producción a una tasa de flujo más económica, chequear cada componente del sistema de pozo para determinar si hay restricciones innecesarias en las tasas de producción y permitir el rápido reconocimiento del personal de ingeniería de operaciones a manera de incrementar la tasa de producción.

Este sistema de producción consiste en tres (3) componentes: el yacimiento, la tubería de producción y el equipo de superficie. Los fluidos comienzan a fluir desde el yacimiento hasta el pozo a través del intervalo completado, entonces el flujo sube a superficie a través de la tubería de producción, y finalmente fluye hacia los separadores a través de las líneas de producción de superficie. Un pequeño

incremento en la caída de presión ocurre como resultado del flujo de fluidos a través de cada segmento.

De acuerdo a su ubicación y la caída de presión asociada a ellos, los nodos pueden ser de dos tipos:

- **Nodo Funcional:** Es una ubicación o etapa intermedia del sistema que representa una pérdida de presión inmediata en una distancia corta, y la respuesta de presión o flujo puede ser representada mediante una función matemática o física, ejemplo: reductor de superficie, válvulas de seguridad, restricciones de fondo, etc.
- **Nodo Solución:** Es el punto o nodo que refleja una solución del sistema, ejemplo: en el yacimiento, el fondo del pozo, el cabezal, etc.

Utilizando Análisis Nodal se determinan las curvas de comportamiento de fluencia para varias condiciones, las cuales incluyen la condición actual del pozo (dañado) y la condición luego de efectuar el fracturamiento hidráulico (estimulado). Las condiciones de producción tales como diámetros de reductores y presión de separación son incorporadas para construir diferentes curvas de transporte. Al graficar las curvas de comportamiento y las curvas de transporte se puede visualizar rápidamente cuáles serán los límites de producción del pozo en sus condiciones actuales y como se podría mejorar la producción del pozo sin alcanzar las condiciones críticas de arenamiento y/o precipitación de asfáltenos.

## 2.12 Índice de Productividad

Es el número total de barriles de líquido, a condiciones de almacenamiento, producidos por día por cada lpc, debido a la caída de presión, es decir:

$$\text{Diferencial\_de\_presion} = P_{yac} - P_{wf} \quad (\text{Ec. 3.5})$$

Para pozos de petróleo:

$$\text{Índice\_de\_productividad} = J = \frac{Q_o}{P_{yac} - P_{fw}} \quad (\text{Ec. 3.6})$$

Donde:

J: Índice de Productividad, BNPD/lpc.

$P_{yac}$ : Presión de Yacimiento, lpc.

$P_{wf}$ : Presión de fondo fluyente, lpc.

Q: Tasa de producción de crudo, BNPD.

El incremento del índice de productividad obtenido con un fracturamiento se corresponde con la menor caída de presión necesaria para alcanzar un caudal debido a los canales de flujo adicionales generados. Además, el fracturamiento puede incrementar el caudal de producción si superando restricciones o barreras al flujo pone en comunicación con el pozo un área mayor del yacimiento.

### 2.13 Evaluación Económica en la Industria Petrolera

Un proyecto es la búsqueda de una solución inteligente al planteamiento de una oportunidad o necesidad tomando en consideración que los recursos son un bien limitado. Cualquiera que sea la idea que se desee implementar, cualquiera la inversión, cualquiera la metodología o la tecnología a aplicar, ella conlleva necesariamente a la búsqueda de proposiciones coherentes que satisfagan los requerimientos planteados dando el uso más eficiente a los recursos.<sup>[10]</sup>

La Evaluación Económica de Proyectos consiste en comparar los beneficios económicos asociados a una inversión con su correspondiente flujo de caja e

indicadores de rentabilidad, donde la decisión de inversión se tomara para aquellas opciones que tiendan a aumentar el valor, en términos monetarios, de la corporación. A continuación se presentan las definiciones básicas para una evaluación económica de proyectos:

**Horizonte Económico:** Se refiere al periodo de tiempo establecido en años, durante el cual se calcularan los flujos de cajas de una propuesta de inversión. En la industria, se considera el horizonte económico igual a la vida útil del activo principal, generalmente se usa 20 años.

**Flujo de Caja:** Se refiere a los ingresos y egresos que ocurren anualmente durante el horizonte económico del proyecto. En el caso de la industria petrolera, el flujo de caja viene dado por: ingresos y egresos. <sup>[10]</sup>

### 2.13.1 Indicadores Económicos

**Tasa de Descuento (TD):** Es el porcentaje del beneficio mínimo esperado por la inversión a realizar o costo de oportunidad y representa la medida del valor del dinero en el tiempo. La tasa de descuento establecida por PDVSA es del 10%.

**Valor Presente Neto (VPN):** También llamado flujo acumulado de caja descontado. Es la sumatoria del valor presente de los flujos de caja del proyecto correspondiente a cada año del horizonte económico.

En el caso de la industria, si:

$VPN > 0$ , el proyecto es rentable.

$VPN = 0$ , mínima rentabilidad.

$VPN < 0$ , se rechaza el proyecto.

**Tasa Interna de Retorno (TIR):** Es la tasa de interés promedio que iguala el valor presente de un flujo de ingresos y gastos con la inversión inicial. Es un indicador de referencia de cuán rápido se recupera la inversión, mientras mayor es, más violenta será la recuperación del capital (Rentabilidad del Proyecto).

En el caso de la industria, sí:

TIR = 10 %, se recupera (Inversión + Costo del Capital).

TIR > 10 %, se recupera (Inversión + Costo del Capital + Ganancia Adicional).

TIR < 0, se rechaza el proyecto.

**Eficiencia de la Inversión (EI):** Es la rentabilidad que se obtiene, en términos reales, por cada unidad monetaria invertida. Se define como el cociente entre el VPN del proyecto y el valor presente de las inversiones realizadas, la cual debe ser mayor a 1.

**Tiempo de Pago (TP):** Es el tiempo en el cual se logra recuperar la inversión realizada, es decir, cuando el Flujo de Caja acumulado pasa de ser negativo a positivo, teóricamente el proyecto se ha pagado en ese momento. <sup>[10]</sup>

### 2.13.2 Nivel de Evaluación

**Nación:** Calcula el flujo de caja antes del Impuesto Sobre la Renta (sin incluir regalías ni aporte legal).

**PDVSA:** Calcula el flujo de caja después del ISLR (sin incluir aporte legal).

**Exploración y Producción:** Calcula el flujo de caja después del ISRL (incluye aporte legal). <sup>[10]</sup>

## **CAPÍTULO III.**

### **METODOLOGÍA**

#### **3.1 Procedimiento Metodológico**

La revisión bibliográfica constituye la columna principal del trabajo de investigación propuesto; se recopiló toda la información teórica necesaria a través de libros, publicaciones, manuales, internet, folletos especializados, tesis de grado referente al tema, presentaciones de fracturamiento hidráulico entre otros. Estos permitieron adquirir conocimientos previos para el desarrollo del proyecto y/o afianzar los conocimientos relacionados con el tema en estudio, lo cual permitió un fácil manejo de los términos y procedimientos durante el desarrollo de los objetivos planteados.

##### **3.1.1 Descripción de los Problemas Operacionales en los Pozos Perforados a Profundidades Someras en el Campo Santa Rosa.**

Para el cumplimiento de esta etapa fue necesario obtener los reportes diarios de las operaciones de perforación y completación de los diferentes pozos en estudio, de tal manera de identificar o reconocer los problemas operacionales durante la perforación y terminación de los pozos, con la finalidad de conocer acerca de la existencia de algún factor inherente a tales operaciones que pueda estar afectando la productividad de los mismos, haciendo mayor énfasis en los pozos horizontales.

Se identificaron los correspondientes problemas operacionales para cada uno de los 6 pozos en estudio ubicado en el Campo Santa Rosa, mediante el uso de los reportes operacionales encontrados a través del software corporativo DIMS en el cual se cargan todos los reportes de las operaciones (figura 3.1) realizada.

PDVSA		PDVSA		PDVSA		PDVSA		PDVSA		PDVSA		PDVSA	
Reporte Sumario de Operaciones													
Nom. Legal Pozo:	43212-RG -0278A			Fec. Inicio:		02/10/2007		Inic Perf:		02/10/2007			
Nom. Común Pozo:	RG -0278			Fec. Liberac:				Fec. Fin:					
Evento:	PERFCN/ORIGINAL							Grupo:					
Contratista:	CNPC												
Tal./Gab.:	GW-57												
Fecha	Desd-Hast	Hrs.	T.Op	Fase	Etapa	Activ.	Sub Act.	Hoyo	Descripción de Operaciones				
02/10/2007	15:00 - 23:00	8.00	P	M	DE	DEQ			CNPC DEVIENDIENDO EQUIPO. CABINA MUD LOGGING (GTS) UN 30% DEVESTIDO.				
03/10/2007	23:00 - 05:00	6.00	P	M	DE	DEQ			NOTA:DEVIENDIENDO TOP DRIVE 15% DE AVANCE CNPC DEVIENDIENDO EQUIPO. CABINA MUD LOGGING (GTS) 30% DEVESTIDO. DEVESTIDO TOP DRIVE UN 20%. LIMPIEZA DE TANQUE 5%				
	05:00 - 11:00	6.00	P	M	DE	DEQ			CNPC DEVIENDIENDO EQUIPO. CABINA MUD LOGGING (GTS) 35% DEVESTIDO. TRANSPORTE PVCA 5% DEVESTIDO TOP DRIVE UN 90%. LIMPIEZA DE TANQUE 15%				
	11:00 - 18:00	7.00	P	M	DE	DEQ			CNPC DEVIENDIENDO EQUIPO 10% CABINA MUD LOGGING (GTS) 90% DEVESTIDO. TRANSPORTE PVCA 15% DEVESTIDO TOP DRIVE UN 100%. LIMPIEZA DE TANQUE 50%.				
04/10/2007	18:00 - 23:00	5.00	P	M	DE	DEQ			CNPC DEVIENDIENDO EQUIPO 15%				
	23:00 - 05:00	6.00	P	M	DE	DEQ			CNPC DEVIENDIENDO EQUIPO. 20% CABINA MUD LOGGING 90%. LIMPIEZA DE TANQUES 80 %				
	05:00 - 11:00	6.00	P	M	DE	DEQ			CNPC DEVIENDIENDO EQUIPO. 30% CABINA MUD LOGGING 90%. LIMPIEZA DE TANQUES 90 %, PEVECA DESVT 30 %.				
	11:00 - 18:00	7.00	P	M	DE	DEQ			CNPC DEVIENDIENDO EQUIPO. 50% CABINA MUD LOGGING 100%. LIMPIEZA DE TANQUES 100 %, PEVECA DESVT 45 % EQUIPO DE CONTROL DE SÓLIDO ESVENCA 100% BAJO CABRIA, DESGUARNIO BLOQUE VIAJERO, BAJO JIRAFÁ DE CABLES ELÉCTRICOS Y CASA DEL PERRO, RETIRO EN CUPELLADERO.				
05/10/2007	18:00 - 23:00	5.00	P	M	DE	ELD			ESPERANDO LUZ DEL DIA				
	23:00 - 06:00	7.00	P	M	DE	ELD			ESPERANDO LUZ DEL DIA				
	06:00 - 11:00	5.00	P	M	DE	DEQ			CNPC DEVIENDIENDO EQUIPO. 65% PEVECA DESVT 50 % MUDANZA PVCA 03 %.				

**Figura 3.1.** Reporte Sumario de Operaciones del Pozo RG-278 Generado por DIMS.

### 3.1.2 Análisis de los Mejores Métodos de Control de Arena para los Pozos en Estudio

Para la realización de esta etapa se recopiló toda la información necesaria en cuanto a los mejores métodos de control de arena se refiere, con la finalidad de analizarlos para disminuir los riesgos operacionales que puedan afectar la productividad de los pozos en estudio.

### 3.1.3 Interpretación del Comportamiento de los Pozos a través de Simulaciones

Luego de haber recolectado y validado toda la información de los pozos en estudio, se procedió a simular cada pozo mediante el software PIPESIM 2003, lo cual permitió modelar el comportamiento de producción actual de cada uno de ellos.

Posteriormente, bajo un modelo de terminación por fracturamiento hidráulico, se realizó nuevamente la simulación para uno de los pozos, lo cual permitió modelar el comportamiento de la productividad del pozo ejecutando sensibilidades variando sus parámetros de afectación como daño y longitud de la fractura. Finalmente, se realizó la simulación de un pozo horizontal, con la finalidad de estudiar el comportamiento de la producción alterando la longitud del pozo, para posteriormente realizar una interpretación del comportamiento de la producción en los tres escenarios simulados (actual, fracturamiento hidráulico y horizontal).

### **3.1.3.1 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 y revestidor, superficie y fluidos.

#### **3.1.3.1.1 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 (Psia), temperatura de yacimiento (°F), modelo de terminación, permeabilidad (md), espesor (ft), radio de drenaje (ft), diámetro del pozo (in), daño.

#### **➤ Modelo de Terminación Vertical**

PIPESIM 2003 dispone de numerosas opciones para el cálculo de IPR, tanto para yacimientos de gas como para de 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 3.2 se puede observar la ventana para introducir los datos del Yacimiento.

Terminación Vertical - Pozo Vertical RG-267

Propiedades | General

Datos de Yacimiento

Presión Estática 871.29 psia

Temperatura 137 F

Modelo de Terminación

Tipo de Modelo Pseudo Steady State

Cálculo básico de IPR

Permeabilidad del Yacimiento 293 md

Espesor del Yacimiento 84 ft

Diámetro del Pozo 8.5 inches

Daño Mecánico

Introduzca Daño 5

Calcular Opciones de Terminación...

Tamaño/Forma del Yacimiento

Radio de Drene 1500 ft

Factor Tipo 31.62

Area del Yacimiento ft2

Aceptar Cancelar Ayuda

**Figura 3.2.** Ventana de Entrada de Información de Yacimiento para el Modelo de la Terminación Vertical.

Para una terminación horizontal PIPESIM dispone de los siguientes modelos:

- PSS Gas (Babu & Odeh).
- PSS Oil (Babu & Odeh).
- SS Gas (Joshi).
- SS Oil (Joshi).
- Distributed PI.

Para la realización del estudio se tomó el modelo de Joshi para gas. En la Figura 3.3 se puede observar la ventana para introducir los datos del yacimiento para la terminación horizontal.

The screenshot shows a software window titled "Terminación Horizontal - HorizWell\_1" with a "General" tab. The window is divided into several sections for data entry:

- Datos de Yacimiento:**
  - Presión Estática: 1486.3 psia
  - Temperatura: 131 F
- Modelo de Terminación:**
  - Selected:  IP Puntual (Conductividad Infinita)
  - Unselected:  IP Distribuido (Conductividad Finita)
  - Tipo de Modelo: SS Gas (Joshi)
- Tamaño del Yacimiento:**
  - Rextrn: 1640.5 ft
  - Espesor: 202 ft
- Propiedades del Yacimiento:**
  - Kx: 409 md
  - Ky: 409 md
  - Kz: 163.6 md
- Propiedades del Pozo:**
  - Posición del Pozo: Eccen: 0 ft
  - Longitud: 281 ft
  - Rw: 4.9375 inches
  - daño: 5 (with "Opciones..." button)
  - Calcular Daño
- Propiedades del Fluído:**
  - Factor Z: 0.8628
  - Viscosidad: 0.9967623 cP
- Calculación:**
  - Calcular IP: 7.6524e-006 mmscf/d/psi2

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

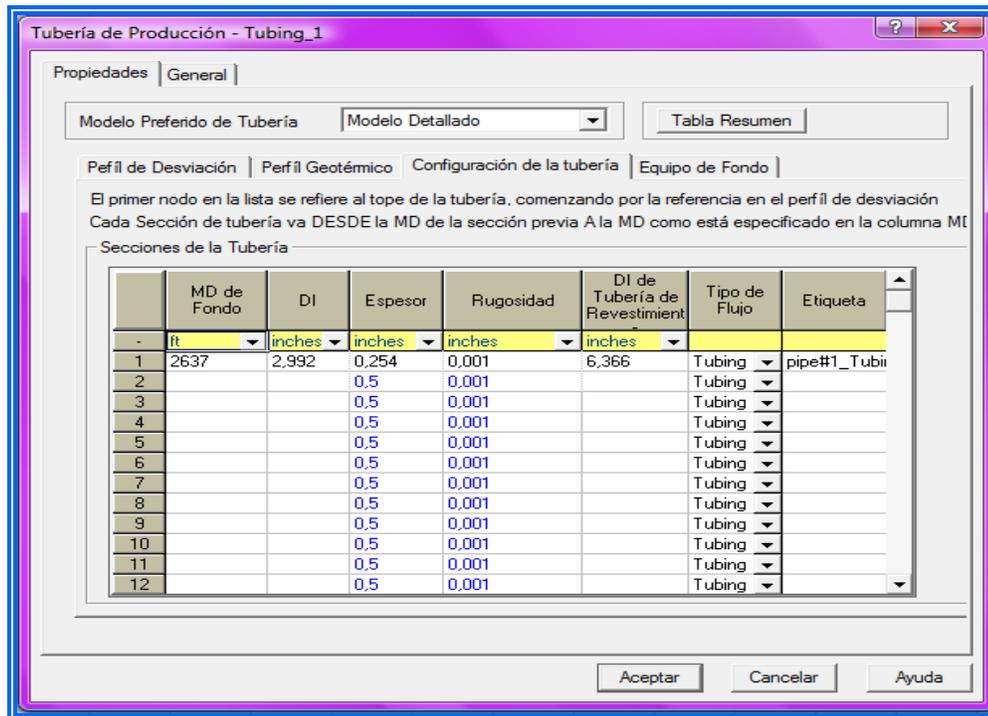
**Figura 3.3.** Ventana de Entrada de Información de Yacimiento para la Terminación Horizontal.

### 3.1.3.1.2 Tubería de Producción y Revestidor

Mediante esta herramienta se puede modelar el flujo vertical y 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 las Figuras 3.4 y 3.5 se puede apreciar la ventana para introducir la información de la tubería de producción y el revestidor.

	MD	TVD	Angulo
	ft	ft	( Deg )
1	0	0	0
2	2637	2637	0
3			
4			
5			
6			
7			
8			
9			
10			
11			
12			
13			
14			
15			
16			
17			

**Figura 3.4** Ventana de Entrada de Información del Perfil de Desviación de la Tubería de Producción.



**Figura 3.5.** Ventana para la Configuración de la Tubería de Producción y Revestidor.

### 3.1.3.1.3 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 3.6). La data requerida es la siguiente:

**Correlación de Flujo Subcrítico:** Se establece la correlación de flujo cuando la relación de presión a través del estrangulador es del tipo subcrítico. Las correlaciones disponibles son: Mechanistic, Formulación API-14B y Ashford Pierce.

**Correlación de Flujo Crítico:** Se establece la correlación de flujo cuando la relación de presión a través del estrangulador es del tipo crítico. Las correlaciones disponibles son: Mechanistic, Ashford Pierce, Omana, Gilbert, Ros, Baxendell y Achong.

Estrangulador - Reductor

Propiedades | Datos Avanzados de Estrangulador (Opcional) | General

Correlación de Flujo Subcrítico: Mechanistic

Correlación Crítica: Mechanistic

NOTA: todas las correlaciones requieren líquidos hidrocarburos a condiciones de tanque condiciones de tanque excepto Mecanísticos y API-14B

Diámetro de Estrangulador: 0.75 inches

Relación de Presión Crítica: 0.53  Calcular

Tolerancia: 0.5 %

Aceptar Cancelar Ayuda

**Figura 3.6.** 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 3.7), 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: Rata 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).

**Figura 3.7.** Ventana de Entrada de Información de la Línea de Flujo.

#### 3.1.3.1.4 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 (scf/STB), gravedad específica del gas, gravedad específica del agua y gravedad API, (Figuras 3.8 y 3.9).

DEFAULT - Propiedades "Black Oil"

Propiedades "Black Oil" | Datos de Viscosidad (Opcional) | Calibración Avanzada de Datos (Opcional) | Contamina

Importar...  
Exportar

Nombre del Fluido: Gas Condensado  
Comentario Opcional: Pozo RG-267

Propiedades a Condiciones Estándar

WCut	20	%
GOR	352058	scf/STB
S.G. Gas	0.64	
S.G. Agua	1.02	
API	49.6	

Calibración de datos en el Pb (Opcional pero Recomendado)

Presión: [ ] psia  
Temperatura: [ ] F  
Rsb: [ ] scf/STB

Correlación de Gas en Solución  
Rs y Pb: Lasater

Conificación  
 Permitir la Conificación  
Tabla de Conificación...

Aceptar Cancelar Ayuda

**Figura 3.8.** Ventana de Entrada de Información de los Fluidos Producidos.

DEFAULT - Propiedades "Black Oil"

Propiedades "Black Oil" | Datos de Viscosidad (Opcional) | Calibración Avanzada de Datos (Opcional) | Contamina

Viscosidad del Crudo Muerto

Correlación: Beggs & Robinson

Temperatura	Viscosidad
137 F	1.2383803 cP
60 F	7.2057381 cP

API = 50

Método de Cálculo de la Viscosidad de Líquido

Límite de % de Agua: 60 %

Fija igual a la: Viscosidad del crudo a la del agua <= límite de agua , viscosidad del agua > límite de agua

Relación de Volúmenes de las viscosidades del crudo y agua

Usa la Correlación de Woelfin a porcentajes del agua <= límite de agua , y fija igual a la viscosidad del agua > límite de agua

Viscosidad del Crudo Vivo: Chew & Connally

Viscosidad del Crudo Bajosaturado: Vasquez & Beg

Aceptar Cancelar Ayuda

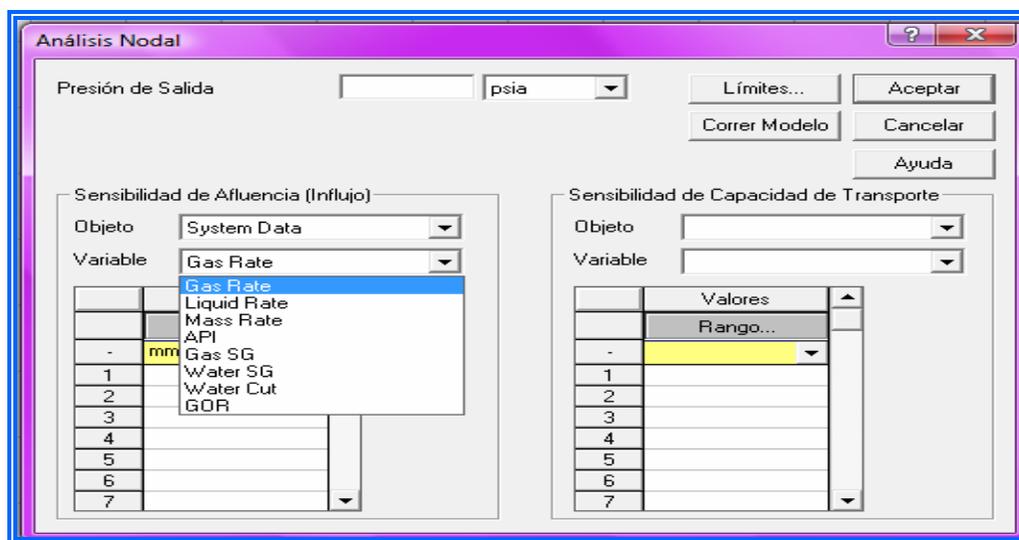
**Figura 3.9.** Ventana de Entrada de Información de las Temperaturas para el Cálculo de Viscosidad.

### 3.1.3.1.5 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 3.10.** Ventana de Entrada de Información de Análisis Nodal

### **3.1.3.1.6 Realización de Sensibilidades**

Una vez culminado el cotejo de todos los pozos, se procedió a realizar las sensibilidades relacionadas al diámetro del reductor, daño, longitud de la fractura y la sección horizontal.

### **3.1.4 Proposición de la Mejor Técnica de Construcción y de Producción para los Pozos Someros del Campo Santa Rosa Miembro Moreno**

Se obtuvieron las diferentes gráficas que representan el comportamiento de afluencia de los pozos en estudio mediante la realización de las sensibilidades como la variación de determinados parámetros como los son: daño, Longitud de la fractura y longitud de la sección horizontal. Esto no permitió evaluar la productividad de los pozos, tanto bajo condiciones normales, condiciones de fractura y condiciones horizontales; y de esta manera se determinó la capacidad de producción de dichos pozos, si se le llegase realizar dichas variaciones. Para posteriormente proponer la mejor técnica de construcción y producción de estos pozos desde un nivel técnico y económico, para disminuir el problema en las producciones relativamente iguales que presentan los Pozos Verticales y los Horizontales en este campo.

## **3.2 Herramientas Utilizadas**

### **3.2.1 Carpeta de Pozos**

#### **➤ Archivos Físicos (Carpeta de Pozo).**

En este sistema de archivo en físico se encuentran las carpetas que contienen información de historia de los pozos, específicamente trabajos y operaciones de perforación y producción comenzando desde su perforación, posterior completación,

hasta el momento del cierre del pozo. Estas carpetas se encuentran ubicadas en el archivo interno de PDVSA Gas-Anaco.

Esta herramienta se utilizó para buscar una serie de datos, a partir de trabajos de pruebas de presión aplicados a los pozos objetivo, como por ejemplo: BHP-BHT, Build up; Así como también, pruebas de producción, carta de aceptación de producción del pozo, memorándum de los resultados de los análisis nodales del pozo, análisis PVT, análisis cromatográficos y trabajos de completación de los pozos y su correspondiente diagrama mecánico.

➤ **Archivo de Pozo (SIMDE\_WEB)**

PDVSA cuenta dentro de sus instalaciones, con un programa de tipo base de datos, el cual almacena toda la información tanto de reportes, análisis y todos aquellos documentos que poseen la historia de los pozos característica desde su propuesta, aceptación, inicio y transcurso de su desempeño y trabajos aplicados a los mismos hasta la fecha. Este programa tiene una distribución de carpetas por diferentes áreas, las cuales a su vez contienen otro conjunto de subcarpetas para cada campo que contienen información concerniente a pozos de determinadas zona del país, por lo tanto, es posible visualizar de manera digital todo el contenido que poseen las carpetas de pozos. Dentro de cada subcarpetas se encuentran diferentes Items que ofrecen diferentes documentos, como es el caso de:

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

- Reportes Operacionales.

### **3.2.2 DIMS (Drilling Information Management System)**

Es un sistema corporativo de reporte de operaciones que es extensamente usado en la industria, este se muestra como un sistema de gestión que presenta una base de datos totalmente integrada que permite la comunicación de datos de ingeniería durante la perforación, completación y servicios a pozos, facilitando así el control de la gestión y la toma de decisiones. En la figura 3.11 puede ser vista la ventana principal del programa.

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



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.

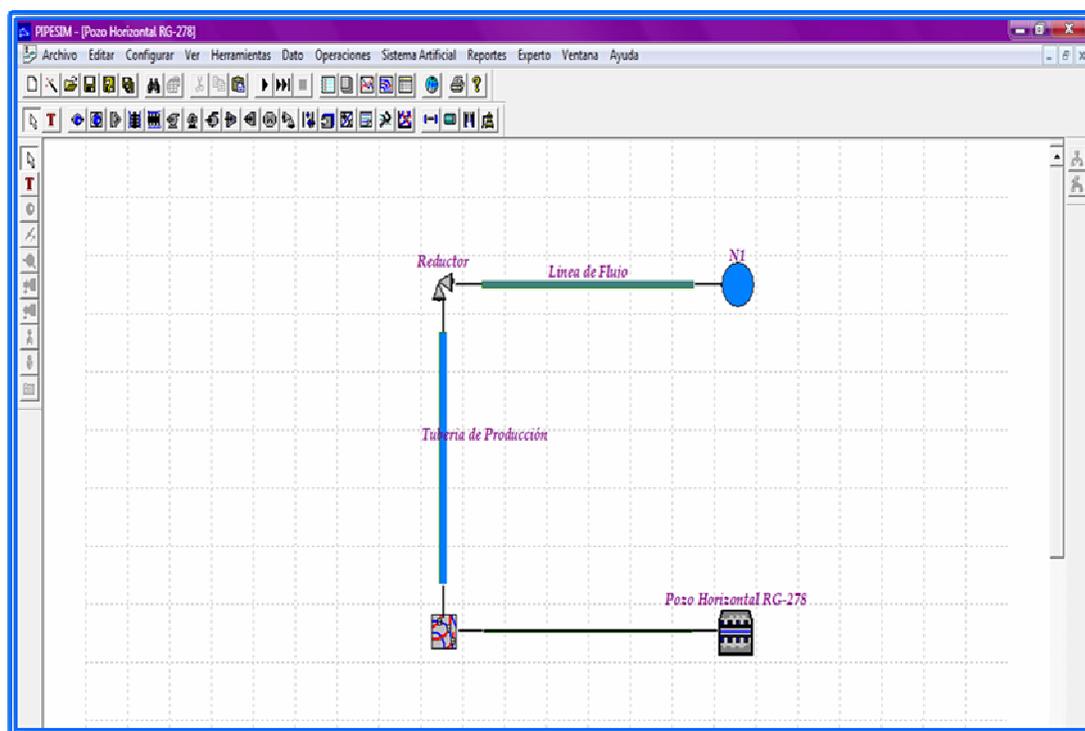
### **3.2.3.1 Módulo PIPESIM**

Permite modelar el comportamiento del pozo (yacimiento-pozo-línea de flujo), siendo posible realizar rápidas comparaciones de diferentes escenarios.

Permite la entrada de los datos de una forma detallada, siendo posible caracterizar el fluido producido por el yacimiento (tipo de fluido, °API, propiedades PVT, etc.). Del mismo modo es posible incorporar detalles de la tubería de producción así como la línea de flujo. Este programa incorpora a su vez, dos módulos donde se puede modelar el comportamiento del pozo bajo levantamiento artificial por gas u operando bajo bombeo electro-sumergible. Además permite:

- Modelaje de la curva de comportamiento de afluencia y completación.
- Información de análisis presión-volumen-temperatura (ajusta las propiedades PVT, calculadas a través de correlaciones).
- Cálculo de temperatura.
- Correlaciones para modelar el flujo crítico y subcrítico en reductores, incluyendo modelos mecánicos.
- Ajustes de los resultados obtenidos mediante correlaciones de flujo, basándose en los datos medidos, como por ejemplo medidas de presiones dinámicas en el pozo.

En la figura 3.12, se puede visualizar un diagrama generado mediante el módulo PIPESIM 2003 al simular el comportamiento del Pozo RG-278, Arena MO-I, Yacimiento RG-107 del Campo Santa Rosa.



**Figura 3.12.** Simulación del Pozo RG-278 Mediante el Módulo PIPESIM 2003.

### 3.2.4 SEE (Sistema de Evaluaciones Económicas)

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

El SEE fue desarrollado por el grupo de Evaluaciones Técnico-Económicas de Intevp e Intesa por requerimiento de la Gerencia de Presupuestos de Inversión de

PDVSA M&M, con el fin de obtener una herramienta que permitiera homologar procedimientos, conceptos y lineamientos en la determinación de los indicadores económicos de los proyectos de Refinación, Suministro y Comercio.

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

## **CAPÍTULO IV.**

### **ANÁLISIS Y DISCUSIÓN DE RESULTADOS**

#### **4.1 Descripción de los Problemas Operacionales en los Pozos Perforados a Profundidades Someras en el Campo Santa Rosa.**

El Distrito social Anaco se caracteriza por poseer dos áreas operacionales: Área Mayor de Anaco (AMA), ubicada en la parte norte de la zona central del Estado Anzoátegui y que está conformada por los campos Santa Rosa, Guarío, San Joaquín, Santa Ana, El Toco y El Roble y el Área Mayor Oficina (AMO), ubicada en la parte sur del Estado Anzoátegui integrada por los campos Soto-Mapiri, la Ceibita, Zapatos, Mata R y Aguasay; ambas se caracterizan por poseer en su subsuelo una inmensa riqueza en gas y petróleo.

Geológicamente, el Área Mayor de Anaco presenta una columna estratigráfica muy variada y accidentada, ya que su estructura parte del Cretáceo de la era Mesozoica pasando por el Paleoceno, Eoceno, Oligoceno, Mioceno, Plioceno, y por último el más joven Pleistoceno. Los yacimientos del Campo Santa Rosa pertenecen a la Formación Oficina, y datan de la Edad Mioceno Inferior-Medio, por lo que son geológicamente jóvenes. Comúnmente se localizan a profundidades someras, en donde los sedimentos no han logrado compactarse totalmente y tienen cementación intergranular relativamente pobre. La profundidad de los yacimientos completados en los pozos de estos campos, se encuentran entre los 2500 y los 5000 pies, y por ende, aumenta la posibilidad de que los problemas de arenamiento atiendan a inconsolidación del material rocoso.

Para analizar los problemas operacionales presentados en la perforación y completación de los pozos someros perforados en el Campo Santa Rosa, miembro

moreno del Distrito Gas Anaco se tomaron en cuenta los historiales de perforación y completación de 6 pozos ( RG-267, RG-264, RG-261, RG-282, RG-278 y RG-284), de los cuales 3 de estos pozos son direccionales (RG-282, RG-278 y RG-284) y 3 verticales (RG-267, RG-264, RG-261).

Una vez estudiados los historiales de los pozos ya mencionados, se procedió a la descripción de los problemas operacionales que presentaron cada uno de ellos donde los más relevantes fueron: repasos, arrastres, pérdidas de circulación, apoyo, gas de fondo, arremetidas y taponamiento con arcilla. Todos estos eventos se generan debido a que estos yacimientos se encuentran en formaciones someras, donde la compactación de la roca es pobre, originando de esta manera la inestabilidad de la formación por la inadecuada o pobre cementación de los sedimentos, así como también por la poca compresibilidad ejercida por las capas suprayacentes.

En la tabla 4.1 se presentan detalladamente cada uno de los eventos que se originaron durante la perforación y completación de los diferentes pozos en estudio.

**Tabla 4.1** Problemas Operacionales Presentados en los Pozos Estudiados.

<b>Pozos</b>	<b>Arrastres</b>	<b>Apoyos</b>	<b>Repasos</b>	<b>Pérdida de Circulación</b>	<b>Corte de Lodo</b>	<b>Embolamiento</b>	<b>Total</b>
<b>RG-0267</b>	<b>1</b>	<b>1</b>	<b>4</b>	<b>1</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>7</b>
<b>RG-0282</b>	<b>6</b>	<b>0</b>	<b>4</b>	<b>1</b>	<b>2</b>	<b>1</b>	<b>14</b>
<b>RG-0264</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>6</b>	<b>1</b>	<b>5</b>	<b>0</b>	<b>12</b>
<b>RG-</b>	<b>2</b>	<b>1</b>	<b>10</b>	<b>1</b>	<b>1</b>	<b>0</b>	<b>15</b>

<b>0261</b>							
<b>RG-0278</b>	<b>1</b>	<b>4</b>	<b>6</b>	<b>0</b>	<b>7</b>	<b>0</b>	<b>18</b>
<b>RG-0284</b>	<b>0</b>	<b>9</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>9</b>	<b>0</b>	<b>18</b>

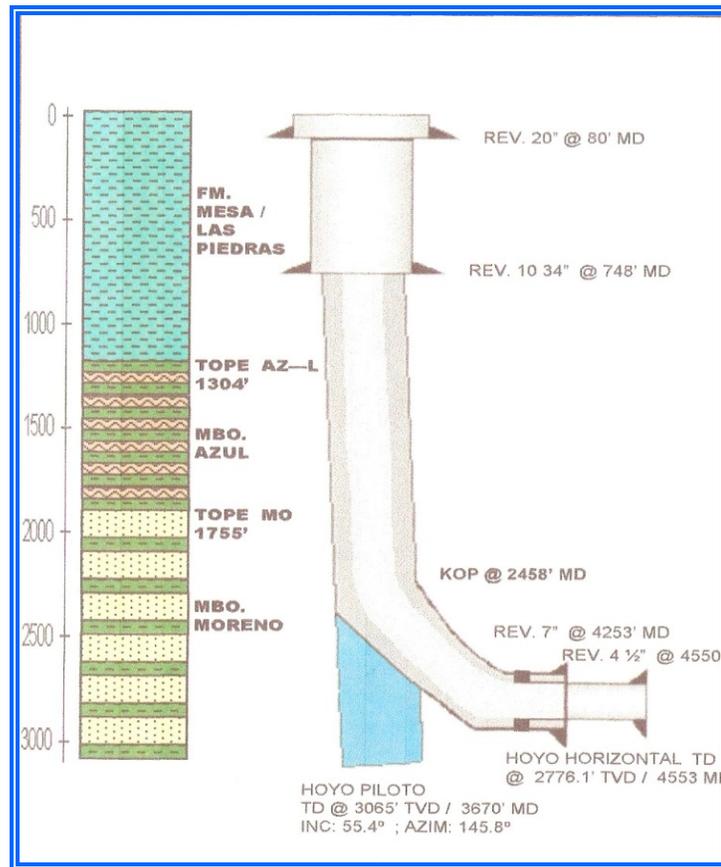
En la tabla 4.1 se evidencia que los pozos que presentaron mayor número de problemas durante su construcción fue el RG-0278 y RG-0284, estos pozos manifestaron un total de 18 eventos; lo cual no causa desconcierto al saber que uno de ellos es de tipo horizontal y el otro un pozo direccional. Estos tipos de pozos suelen presentar mayores incidentes.

Otros problemas como la inestabilidad del pozo, la tubería pegada, e incluso los reventones, son consecuencias de la pérdida de circulación, este último evento estuvo presente en cuatro (4) de los pozos (RG-0267, RG-0282, RG-0264, RG-0261), esto pudo deberse a que la presión ejercida por el lodo es mayor que la presión de la formación lo que genera esta pérdida.

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

El pozo RG-0282 es un pozo de tipo Horizontal con 4553' de profundidad, este mismo presentó 14 problemas operacionales durante su perforación con 6 arrastres, 4 repasos, 2 picos de gas, un embolamiento y una pérdida de circulación. Cada uno de estos problemas se fueron presentando en distintas zonas, con características

geológicas distintas, a 569' ocurrió un embolamiento total (100%) de la mecha, a esta profundidad se perforaba una arena compuesta de cuarzo blanquesino, esto puede explicar el deterioro de la mecha, ya que el mineral que compone la roca es fuerte y deteriora la misma al ser perforado. La primera etapa de perforación fue un hoyo de 17<sup>1/2"</sup> y tuvo como objetivo una profundidad de 750', la misma fue perforada con un lodo Inhibido- Amina con un peso de 12,5 lb/gal. El siguiente objetivo fue perforar un hoyo piloto de 9<sup>7/8"</sup> con una profundidad de 4.256', para este se usó un lodo invertido de 12, 5 lb/gal, es importante mencionar que a partir de este segundo objetivo se presentaron 6 arrastres de la tubería; en esta etapa de la perforación, la formación presentó una litología bastante particular que podía haber ayudado a que ocurrieran estos arrastres, lutitas grises oscuras, gris claro en bloques compactas y microcarbonosas fueron predominantes en esta etapa. La arcilla es el sedimento que compone a las lutitas, estas son hinchadas por el lodo en circulación y ocurre la obstrucción de la tubería provocando el arrastre a la hora de retirar la misma, entre los 2140' y los 2796' ocurrieron tres repasos, estas fueron formaciones lutíticas carbonosas, el e/p marrón, gris claro, moderadamente compacta en bloque con inclusiones de carbón y limosa. Estas actuaron de la misma manera, se hincharon y redujeron el diámetro del hoyo, provocando estos repasos al momento de volver a introducir la tubería, otro repaso se produjo en la zona de producción a la profundidad de 4.252', esta ocurrió por la existencia de una arenisca poco consolidada de grano muy fino. Para la perforación del hoyo horizontal de 5<sup>7/8"</sup> se utilizó un lodo viscoelástico de 9.0 lb/gal, en esta etapa ocurrió un arrastre y un pico de gas, este último pudo haber ocurrido ya que en muchas perforaciones se trabaja Sobre Balance (200-300 lpc por encima de la presión de formación), aquí se pudo haber perforado con presiones menores a estas o casi en balance y por ello pudo haber escapado gas de formación.



**Figura 4.1** Diseño Mecánico de la Construcción del Pozo RG-0282.

Durante la perforación de cualquier pozo se cuenta con tres zonas a perforar, como lo son la zona superficial, intermedia y la zona de producción. En cada una de estas zonas, se presentaron los diferentes problemas antes mencionados.

A continuación se explicara de manera gráfica, en que parte del hoyo se observó mayor concurrencias de estos problemas.



**Gráfica 4.1.** Concurrencias de los Eventos Presentados en las Distintas Etapas de la Perforación en Cada uno de los Pozos.

Los problemas operacionales ocurridos en el hoyo de producción en los pozos estudiados son en su mayoría picos de gas y repasos, lo que origino dichos problemas, ya se explicó anteriormente en el análisis del pozo RG-0282, el cual se tomó como el pozo patrón para el análisis de cada uno de estos eventos.

#### **4.2 Análisis de los Mejores Métodos de Control de Arena para los Pozos en Estudio**

Los yacimientos del Campo Santa Rosa datan de la edad mioceno inferior medio, por lo que son geológicamente jóvenes. Estos se localizan a profundidades bajas y por lo tanto sus granos no han logrado compactarse lo suficiente, presentándose una cementación relativamente pobre. La profundidad de los yacimientos completados en los pozos de estos campos, se encuentran entre los 2.500 y los 5000 pies, es decir que los mismos son someros y por ende, aumenta la posibilidad de que los problemas de arenamiento tiendan a inconsolidación del material rocoso.

De acuerdo a los análisis granulométricos realizados anteriormente a la formación oficina, miembro moreno se determinó que el tamaño de la arena es de media a fina con una geometría angular a sub- angular, con empaques de cubico a rómbicos y porosidades de (20% a 30%) y 15% respectivamente como se muestra en la tabla 4.2.

La cohesión de estos granos se ve afectada por la porosidad de la formación, ya que la misma puede utilizarse como orientación para determinar la necesidad de aplicar alguna técnica de control de arena. Si la porosidad de la formación es superior al 30% las probabilidades de que se requiera el control de arena son mayores mientras que si por el contrario la porosidad es inferior al 20%, las posibilidades de que se necesite dicho control son menores. Cuando tenemos una formación con buena porosidad tendremos granos pocos consolidados lo que conlleva a una alta probabilidad de producción de arena.

**Tabla 4.2** Efectos de los Parámetros Granulométricos en la Producción de Arena.

<b>Tamaño</b>	<b>Geometría</b>	<b>Empaque</b>	<b>Porosidad</b>	<b>Cohesión</b>	<b>Calidad de la Arena</b>	<b>Probabilidad de Producción de Arena</b>
	<b>Angular</b>	<b>Cúbico</b>	<b>(20-30) %</b>	<b>Baja a</b>	<b>Mediana</b>	<b>Mediana</b>
<b>Media</b>	<b>Sub-</b>	<b>Rómbico</b>	<b>(10-15) %</b>	<b>Media</b>	<b>a Alta</b>	<b>a Alta</b>
<b>A</b>	<b>Angular</b>	<b>Irregular</b>	<b>&lt; 10 %</b>	<b>Alta</b>	<b>Baja</b>	<b>Baja</b>
<b>Fina</b>	<b>Sub-Redondeada</b>	<b>Cúbico</b>	<b>(30-48) %</b>	<b>Baja</b>	<b>Alta</b>	<b>Alta</b>
	<b>Redondeada</b>	<b>Rómbico</b>	<b>(20-30) %</b>			
	<b>Bien Redondeada</b>	<b>Irregular</b>	<b>&lt; 15 %</b>	<b>Alta</b>	<b>Mediana</b>	<b>Baja</b>

Todos estos datos obtenidos de la granulometría realizada a la formación es necesaria para el buen análisis de los métodos de control de arena para los pozos estudiados.

#### **4.2.1 Liner Ranurado o Rejilla**

Este método constituye la manera más sencilla de controlar la producción de arena en pozos horizontales dependiendo lógicamente del grado de consolidación de la arena a producir, sin embargo la aplicación de este, no fue adecuada para ninguno de los seis pozos estudiados, debido a que este mecanismo debe emplearse, sólo si se tiene una arena bien distribuida y limpia, con un tamaño de grano grande; como se explicó anteriormente la granulometría de la formación Oficina indicó que el tamaño de los granos de la arena eran de media a fina, esta es una limitante de este método, porque de lo contrario la rejilla o forro terminará taponándose. La presencia de muchas arcillas en la formación no permite emplear esta técnica, ya que si la formación presenta suficiente arcilla, los puentes de arena que se forman en la rejilla o en el “liner” podrían obstruirse. Si el rango de tamaño de las partículas de arena es amplio y/o diverso, es posible que la rejilla o “liner” ranurado se obstruya con granos de arena. Otro factor es el tipo de formación (parcialmente consolidada ó no consolidada).

La formación estudiada es no consolidada, por lo cual se derrumbarán y llenaran las perforaciones y el espacio entre el revestidor y la rejilla con la subsecuente reducción de la permeabilidad en las perforaciones y en el espacio del revestimiento/rejilla.

#### **4.2.2 Empaque con Grava Interno Revestido**

Esta técnica de control de arena es una de las de mayor uso en la actualidad, su aplicación se ha generalizado en todos los campos petrolíferos con problemas de producción de arena. La función principal del empaque con grava es la de actuar como filtro, y a la vez evitar que los granos de arena de la formación productora y otros sólidos entren en el pozo. Bloquear la formación contra el empaque de grava es la clave para controlar el movimiento de la arena. Cuando se obtiene un bloqueo efectivo tanto de la arena como de otras partículas sólidas que son arrastradas por los fluidos de la formación, ambas son depositadas en la periferia del empaque, de tal manera que solo pasen fluidos limpios.

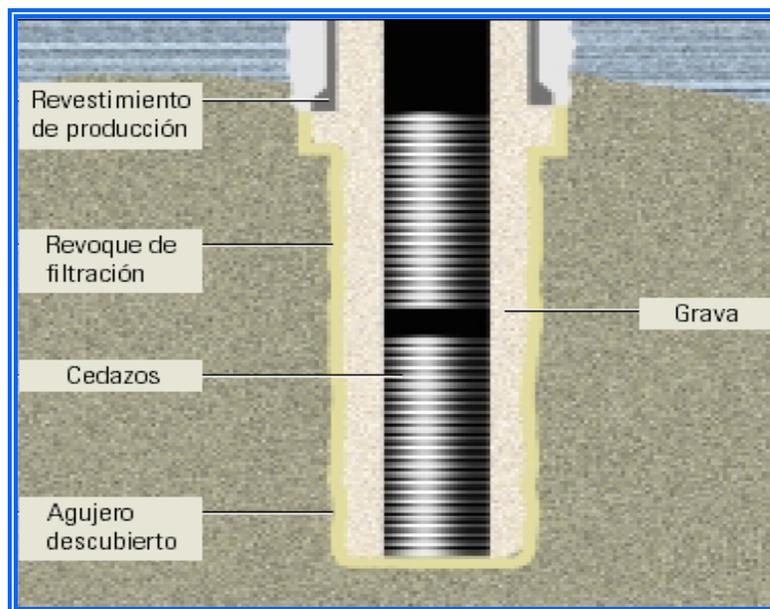
La operación consiste en colocar grava a manera de filtro entre dos paredes cilíndricas, con el propósito de acondicionar adecuadamente el espacio anular entre el tubo ranurado y el revestidor, o entre el tubo ranurado y las paredes del hoyo. El objetivo de esto es que la grava soporte las paredes de la formación, evitando desmoronamiento del material, y al mismo tiempo sea capaz de impedir que entre al pozo el material desintegrado de las formaciones no consolidadas.

La elección de esta técnica dependerá de las características particulares del pozo tales como su profundidad, este método fue aplicado a uno de los 6 pozos estudiados (RG-0267).

Al igual que el resto de los pozos, este se encuentra a una profundidad somera con 2748' produciéndose un desmoronamiento de la formación por lo cual se requiere la aplicación de este método para controlar la producción de arena.

### 4.2.3 Empaque Con Grava a Hoyo Abierto

En un empaque de grava, el anular entre la pared del hueco y una rejilla se rellena con grava de un tamaño tal que impida el paso de la arena del pozo al empaque, Figura 4.2. La grava puede ser pre-empacada dentro de la rejilla o bombeada posteriormente en el anular después de la colocación de la rejilla. Los empaques con grava a hoyo abierto son usados principalmente donde las características de la formación permiten completar a hoyo abierto y donde la instalación del control de arena debe permitir la producción máxima de tal forma de obtener un alto aprovechamiento; para llevar a cabo este tipo de empaque se pueden usar algunos equipos y procedimientos especiales para situaciones alternas, siendo estas la completación en zonas simples y en zonas múltiples. Para efectuar esta completación en zonas simples se procede a la ampliación del hoyo, limpieza, colocación en sitio de la rejilla y bombeo de la grava, fijación del colgador y limpieza interna del “liner” ranurado. En zonas múltiples es una combinación de hoyo abierto y entubado en pozos perforados en dos o más arenas no consolidadas.



**Figura 4.2** Empaque con Grava en Hoyo Abierto.

Generalmente, lo que se hace es correr revestidor y cementar hasta la profundidad total y luego se baja con fresa y se abre una ventana o zona productora más profunda, posteriormente a esto, se amplía el hoyo. Después se procede a empacar el pozo (procedimiento similar al caso del empaque en hoyo abierto), pero sin asentar el colgador se saca la sarta con la herramienta de empaque (crossover), dejando el ensamblaje malla-empaque en el hoyo. Luego, se baja y asienta una empacadura con tapón recuperable dejando caer grava sobre ella. El tapón y la grava son para aislar la zona productora inferior y a la vez evitar que cualquier desperdicio generado en el trabajo de la zona productora superior, pueda dañar u obstruir la rejilla.

La zona superior es cañoneada, se limpian las perforaciones y se empaca con grava. Para poner en producción el pozo, en las zonas empacadas, este es completado con una empacadura de producción doble, donde la sarta larga es conectada a la empacadura inferior y la sarta corta es conectada en la empacadura de producción doble.

Cabe destacar que esta técnica no fue utilizada en ningunos de los pozos, ya que todos estos, son pozos revestidos debido a la in consolidación del material rocoso.

#### **4.2.4 Rejillas Expandibles**

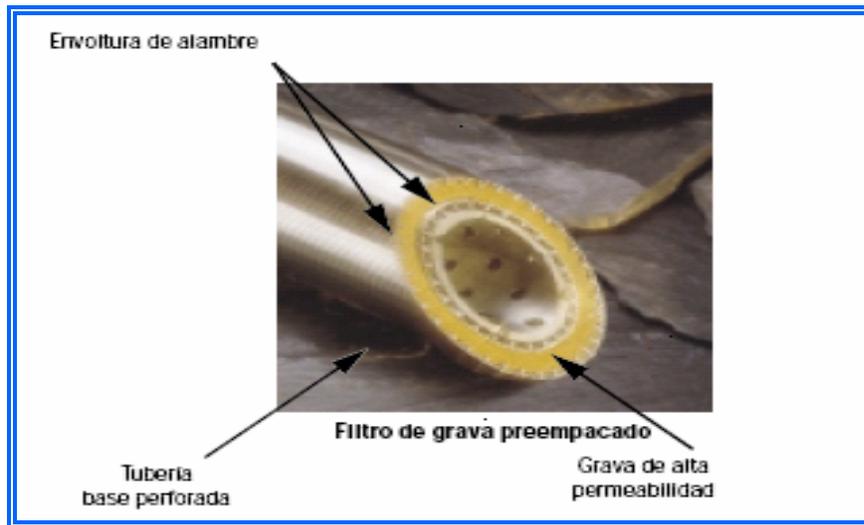
Este método de control de arena controla la producción de la misma en yacimientos altamente permeables. Poseen una característica particular de ser expansible, ya que tiene un diámetro reducido que se adhiere a la pared del pozo después de su colocación. A pesar de que proporciona integridad al control de producción de arena, el comportamiento a largo plazo de este, aún se encuentra en evaluación. Esta técnica no fue aplicada en ningunos de los pozos en estudio,

podemos suponer que es por su alto costo y a su vez la complejidad del mismo a la hora de la instalación. Otro aspecto que afecta la selección de las rejillas expansibles es el área de flujo de la rejilla ya expandida. El área de flujo afecta de manera significativa el desempeño del pozo, ya que una menor área de flujo constituye una restricción la cual resulta en un aumento progresivo de la caída de presión a lo largo de la cara de la arena.

#### **4.2.5 Rejillas Pre-Empacadas**

A pesar de que los pozos del campo Santa Rosa, miembro Moreno cumple con los requerimientos (zonas largas, pozos muy desviados, pozos horizontales y formaciones heterogéneas) para la aplicación de esta técnica, esta no fue utilizada probablemente por su alto costo, de allí que su uso esté limitado para casos especiales, donde el empaque no se justifique técnicamente, como por ejemplo en yacimientos con arena muy fina o intervalos cortos de producción (menor de 10 pies).

Las rejillas pre-empacadas son, en general, un filtro de dos etapas con las envolturas externas e internas de la rejilla que entranpan el medio filtrante, Figura 4.3. El medio filtrante (típicamente grava) no deja pasar los granos de la formación más pequeños, esta arena actúa como agente punteante cuando se produce arena de formación mientras que la envoltura exterior de la rejilla filtra los granos de la formación más grandes.

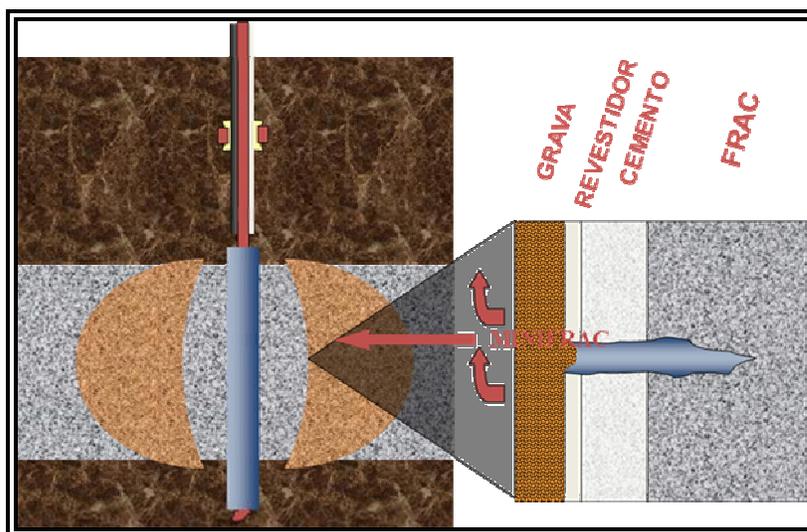


**Figura 4.3** Rejilla Pre-empacada.

#### 4.2.6 Fracturamiento y Empaque

El fracturamiento y empaque conocido con el nombre de Frac-Pack se refiere a tratamiento de fracturamiento en los que se induce un arenamiento para controlar el largo de la fractura, estos tratamientos crean fracturas cortas y anchas y empaican grava detrás de los filtros; todo en una sola operación. Las fracturas apuntaladas y altamente conductivas resultantes sobrepasan el área dañada alrededor de la boca del pozo y mitigan la migración de finos, mediante la reducción de la caída de presión y de la velocidad de flujo cerca del pozo.

La técnica de fracturamiento y empaque constituye una defensa frontal contra la producción de arena, y los tratamientos de fracturamiento diseñados apropiadamente son útiles para el éxito de esta importante técnica de terminación de pozos. Esta técnica no fue aplicada en ninguno de los pozos propuestos para esta investigación, esto porque la técnica de Frac-Pack induce a un fracturamiento lo cual generaría gastos que no serían rentables para la empresa, porque la formación MO-I al tener características petrofísicas excelentes no requiere de un fracturamiento.



**Figura 4.4** Frac-Pack.

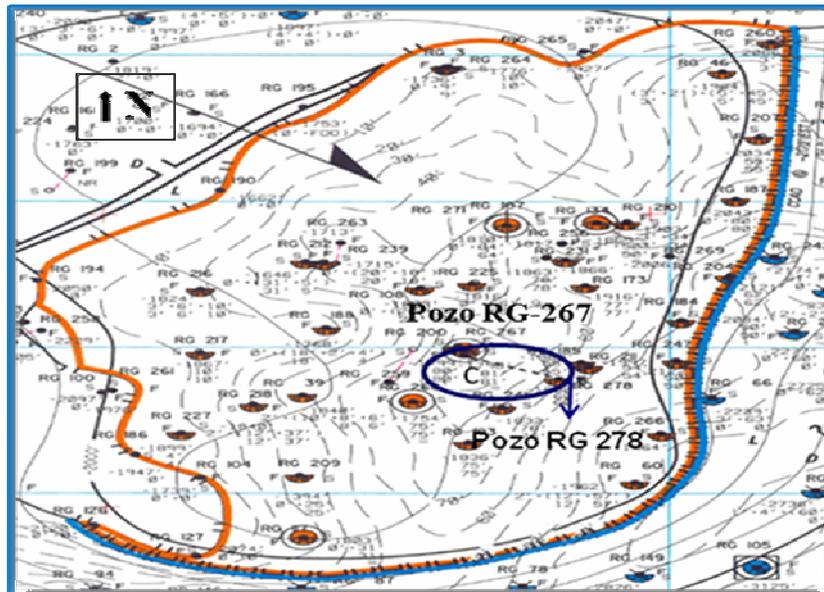
### **4.3 Interpretación del Comportamiento de los Pozos a través de Simulaciones**

#### **4.3.1 Análisis del Comportamiento de la Producción de un Pozo Vertical**

##### **4.3.1.1 Análisis del Pozo RG-267**

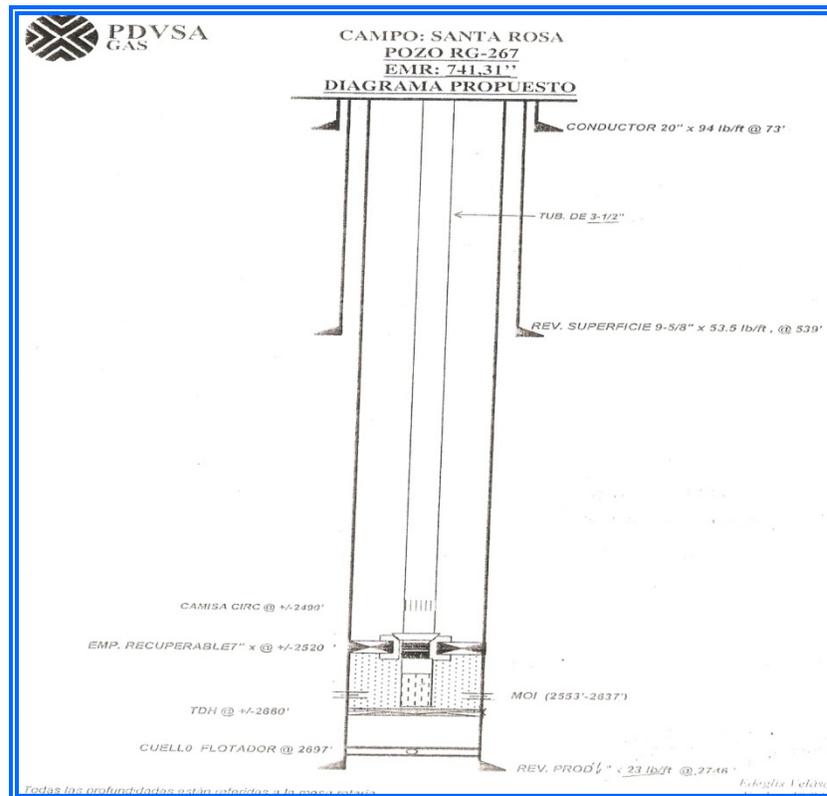
El pozo RG-267 atraviesa varias arenas entre las más prospectivas se encuentra la arena MO-I la cual representa un yacimiento de gas condensado conformado por una estructura de tipo estructural-estratigráfica Fig 4.5, el cual según la historia de producción acumula 5.202 MMPCN de gas y 4,1MBls por lo que sus reservas recuperables son estimadas en 21.174 MMPCN para gas y 207 Mbls para condensado, solo se ha drenado el 24,57% y 2,0% respectivamente, quedando remanente una cifra significativa y atractiva por drenar, del punto de vista petrofísico la arena MO-I en el pozo RG-267 según los registros eléctricos posee porosidades entre 27 y 31%, permeabilidades entre 93 y 484 Md y espesor neto de hidrocarburos

de 81 pies. Estas propiedades promediadas por espesor arrojan como resultado 29% de porosidad y 293 md. Lo cual es característico del miembro Moreno.



**Figura 4.5.** Arena MO-I/ Yac RG 107, Pozo RG-267.

La última prueba de producción de este pozo reporto una tasa de gas de 7,393 MMPCGD, una tasa de petróleo de 21 BNPD con una gravedad API de 49,6. La presión de cabezal para ese momento fue de 620 Psi y este pozo se aprueba con un reductor de  $\frac{3}{4}$ " y por ende la completación oficial. Fig 4.6.



**Figura 4.6** Diagrama Mecánico del Pozo Vertical RG-267.

Tomando en cuenta la prueba con que fue aceptado el pozo y los datos de las estimaciones previas de la tasa de gas esperada para dicho pozo, se calculó un porcentaje de error entre la tasa real para el momento de la aceptación del pozo y la tasa esperada por parte de las simulaciones realizadas.

Mediante la gráfica 4.2 se puede notar los resultados de las tasas y el porcentaje de desviación entre estas.



**Gráfica 4.2.** Comparación entre la Tasa de Gas Real y la Estimada.

Como se mostró mediante el gráfico 4.2, el porcentaje de desviación en cuanto a producción se refiere es de 0,068 %, es un porcentaje de error muy aceptable para el cotejo si tomamos en cuenta que los valores de porcentaje que se manejan para las tasas de producción son de 10 %, con lo que se verifica y garantiza la veracidad de los resultados obtenidos por el modelo de simulación.

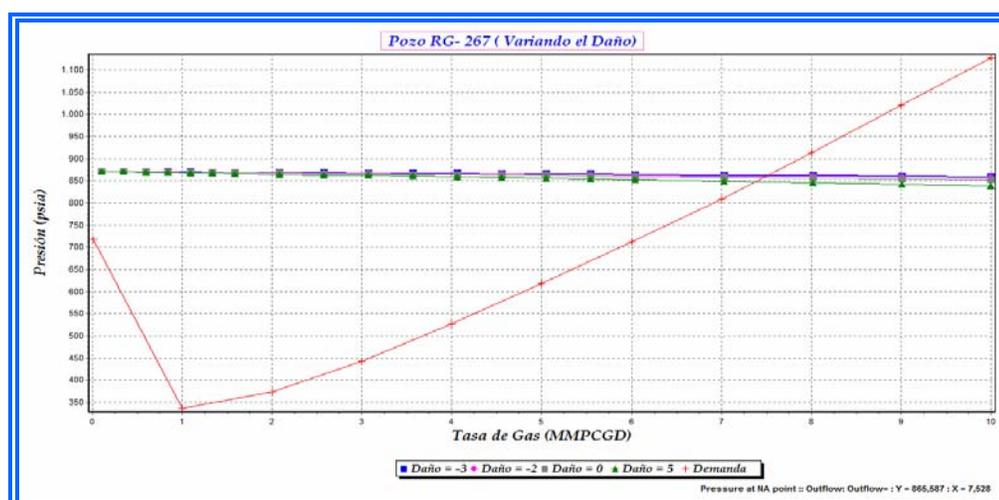
#### 4.3.2.1.1 Análisis de las Sensibilidades

Con los datos de la última prueba de producción del pozo se procedió a analizar la variación de parámetros que podrían afectar la producción del mismo, el primer parámetro a sensibilizar fue el daño a la formación, este se varió con valores menores a cero para simular una fractura, en la tabla 4.3 se muestran los valores obtenidos.

**Tabla 4.3** Valores Obtenidos de la Tasa de Gas Variando el Daño de la Formación.

<b>Pozo RG-267</b>	
<b>Daño</b>	<b>Tasa de Gas (MMPCGD)</b>
<b>-3</b>	7,528
<b>-2</b>	7,491
<b>0</b>	7,463
<b>5</b>	7,36

Observada la tabla 4.3 se puede observar la pequeña o diminuta variación de la tasa de gas, concordando con la teoría se demuestra notablemente que la tasa de gas disminuye si le reducimos el daño a la formación y que al aumentar este, la tasa de gas se ve afectada desfavoreciendo la producción de gas en el pozo. A consecuencia del fracturamiento de un pozo la tasa de gas aumenta y seguidamente el daño es reducido, por ello a medida que disminuimos el daño por debajo de cero la tasa, aunque fue insignificativamente aumentó y con un daño de 5 la tasa se vio afectada disminuyendo su valor. A continuación se puede visualizar de manera gráfica lo antes mencionado (Gráfica 4.3).

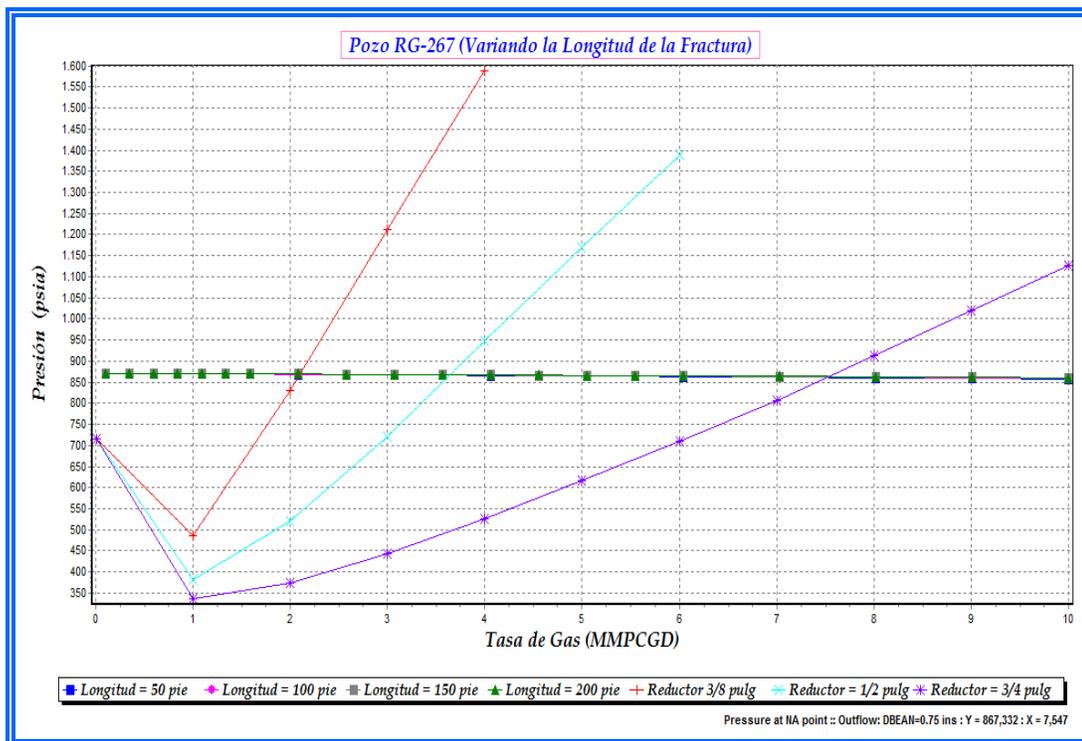
**Gráfica 4.3** Tasa de Gas Variando el Daño.

Otro parámetro que se alteró para observar la variación de la tasa de gas fue la longitud de la fractura, en la tabla 4.4 observaremos los resultados obtenidos de esta variación con un reductor de  $\frac{3}{4}$ ".

**Tabla 4.4** Valores Obtenidos de la Tasa de Gas Variando la Longitud de la Fractura.

<b>Pozo RG-267</b>	
<b>Longitud de Fractura (Pie)</b>	<b>Tasa de Gas (MMPCGD)</b>
<b>50</b>	7,491
<b>100</b>	7,528
<b>150</b>	7,537
<b>200</b>	7,556

Notablemente se observó en la tabla 4.4 que la tasa de gas se vio muy poco afectada por el aumento de la longitud de la fractura, de todos estos datos obtenidos podemos decir que en otras formaciones con características geológicas diferentes se pudiera haber apreciado un resultado en la tasa más notable, pero debido a que este pozo se encuentra en la formación MO-I, que es una formación con características geológicas muy buena, con una porosidad de casi 30% y una permeabilidad de 293 md no se puede observar una tasa más alentadora que la que presenta actualmente, es decir las características de esta formación son excelentes y no necesita de ningún tipo estimulación para aumentar la tasa de producción. En la gráfica 4.4 se puede evidenciar los valores arrojados por la simulación.



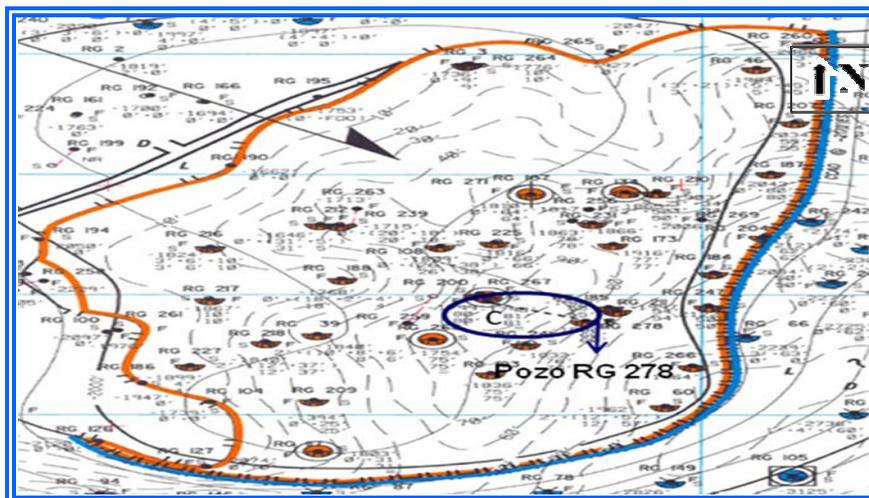
**Gráfica 4.4** Tasa de Gas Variando la Longitud de la Fractura.

### 4.3.2 Análisis del Comportamiento de la Producción de un Pozo Horizontal

#### 4.3.2.1 Análisis del Pozo RG-278

La arena MO-I/ Yac RG-107 (Figura 4.7), corresponde a un yacimiento de gas condensado, con excelentes características geológicas y petrofísicas, se encuentra delimitado al Sur y Este por un contacto de agua original estimado @ -2120 pbnm y al Norte y Oeste por un límite de roca. Se localiza a profundidades someras, en donde los sedimentos no han logrado compactarse totalmente y tienen cementación intergranular relativamente pobre. En dicha arena (Yac RG-107) se encuentra completado el pozo RG-278 el cual, es un pozo horizontal productor de gas condensado, ubicado en el campo Santa Rosa y se encuentra ligado a la unidad de explotación del Área Mayor de Anaco. A través de un registro de presión MDT

realizado en el pozo RG-278 el 26/10/2007, se dio lugar a la última prueba de presión en este yacimiento, reportándose una presión de 936 lpc y mediante registros de temperatura se reportó la misma en unos 131 °F.

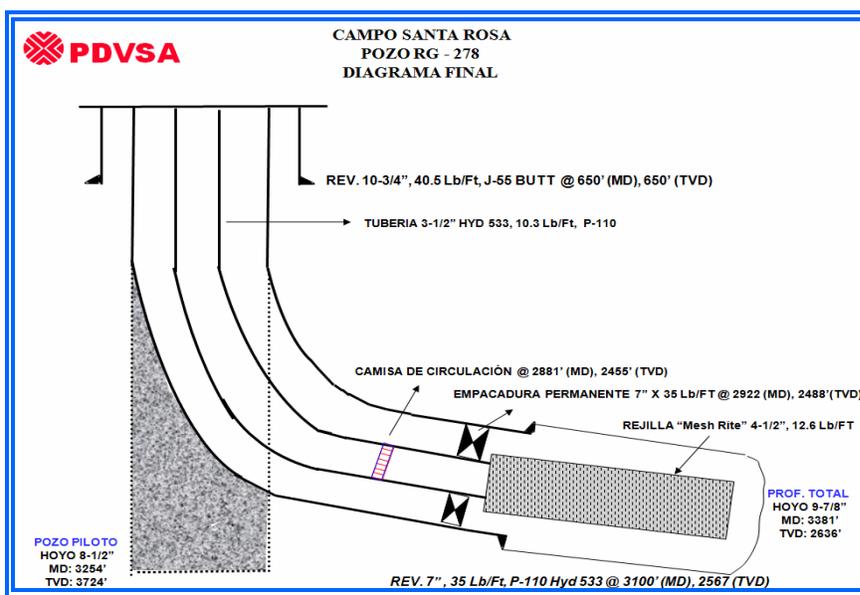


**Figura 4.7** Arena MO-I/ Yac RG 107, Pozo RG-278.

Desde el punto de vista petrofísico, según las evaluaciones por la división de subsuelo, la arena MO I en el pozo RG 278 presenta una porosidad de 18 % (promedio ponderado por espesor) presentándose en un rango de 21 % y 14 %, mientras que la permeabilidad absoluta varía en un rango de 567 y 116 md, su promedio es de 409 md.

El pozo RG-278 se encuentra ubicado en una zona del yacimiento donde representa un buen punto para drenar las reservas remanentes que posee el yacimiento en ese horizonte, hallándose estructuralmente a una profundidad de -1800'. Cabe destacar que este pozo se localiza a profundidades someras en donde los sedimentos no han logrado compactarse totalmente y tienen cementación intergranular relativamente pobre, por lo tanto es importante considerar que en los pozos donde las arenas son pocas o no consolidadas junto con el gas, petróleo y el agua se pueden producir granos de arena sueltos y partículas finas como las arcillas aumentando la

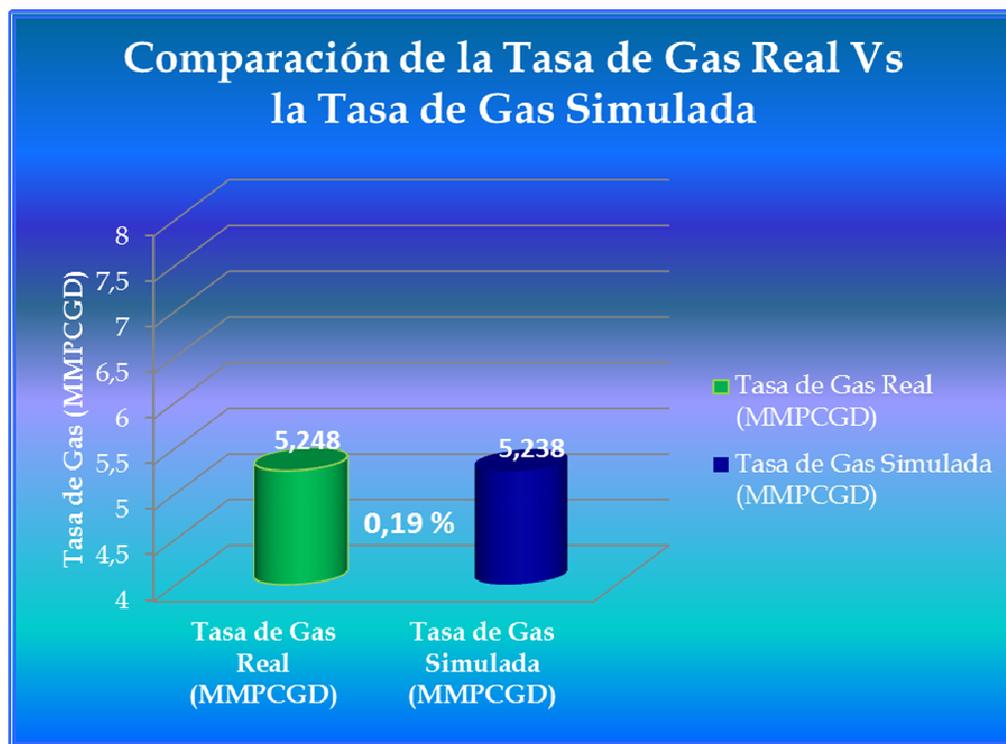
posibilidad de que los problemas operacionales atiendan a in consolidación del material rocoso. La configuración mecánica del pozo es mostrada mediante la figura 4.8



**Figura 4.8** Diagrama Mecánico de Completación del Pozo RG 278.

Para el momento de su aceptación, este pozo fue probado con reductores de  $\frac{1}{2}$ ",  $\frac{3}{4}$ ", y aceptado con el reductor de  $\frac{1}{2}$ ", esta prueba reportó una tasa de gas de 5,248 MMPCGD, una tasa de líquido 18 BBPD, un fluido de 54 °API y registró una presión de cabezal de 973,678 psia.

Antes de realizar el análisis de las sensibilidades se cotejo la tasa de gas, en la Gráfica 4.5 se muestran los resultados.



**Gráfica 4.5** Comparación de la Tasa de Gas Real versus la Tasa de Gas Simulada.

En la gráfica 4.5 se muestra la comparación de la tasa real de gas con la tasa simulada con un porcentaje de error de tan solo 0,19%, este porcentaje de error es indicador de que el cotejo de la tasa está bien ya que el porcentaje de error permitido tendría que ser menor al 10%.

#### 4.3.2.1.1 Análisis de las sensibilidades

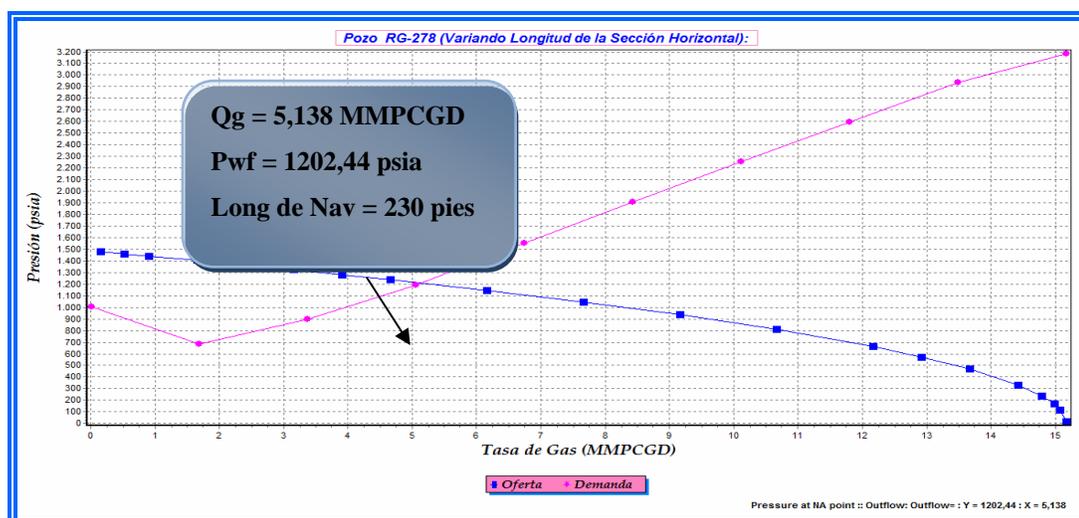
Para la realización de la simulación del pozo RG-278 se tomaron los datos de la prueba con que fue aceptado, todos estos datos se introdujeron en el simulador (software PIPESIM 2003) en el mismo se fue variando la longitud de la sección horizontal del pozo para observar la variación en la tasa de producción, este pozo tiene una longitud original de 281 pies, la misma se fue variando por encima y por

debajo de la original (400, 350, 325, 300, 281 y 230 pies), arrojando los resultados que se observan a continuación en la tabla 4.5.

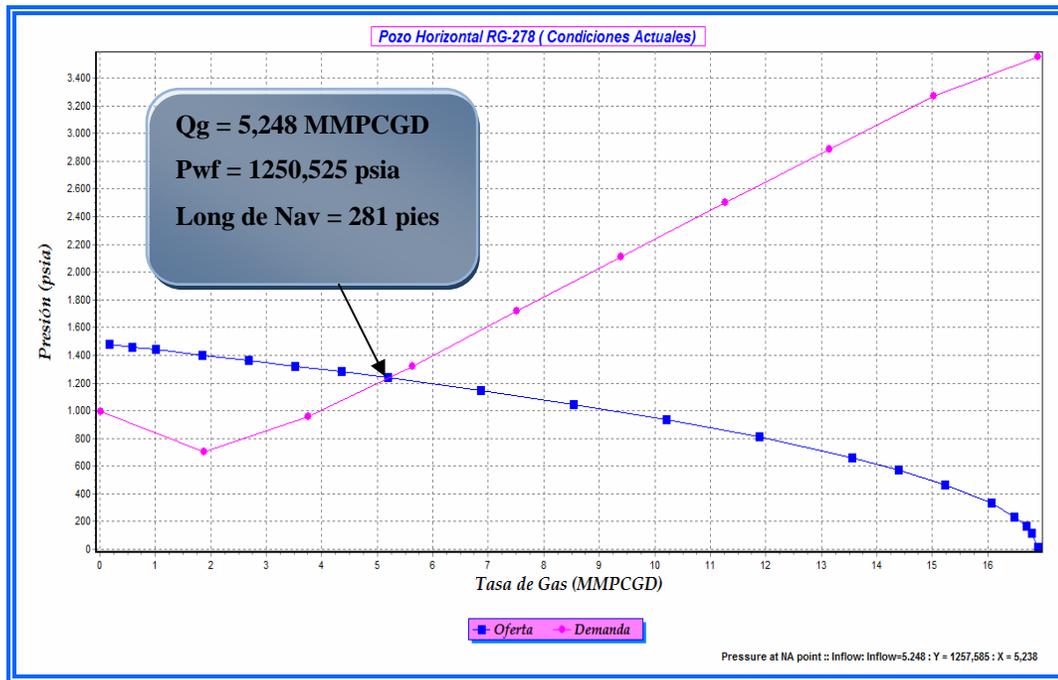
**Tabla 4.5** Valores de la Tasa de Gas y Petróleo Variando la Longitud de la Sección Horizontal.

Pozo RG-278		
Longitud (pie)	Tasa de Gas (MMPCGD)	Tasa de Petróleo (BNPD)
230	5,138	9,854
281	5,238	10,006
300	5,304	10,116
325	5,332	10,168
350	5,387	10,241
400	5,474	10,333

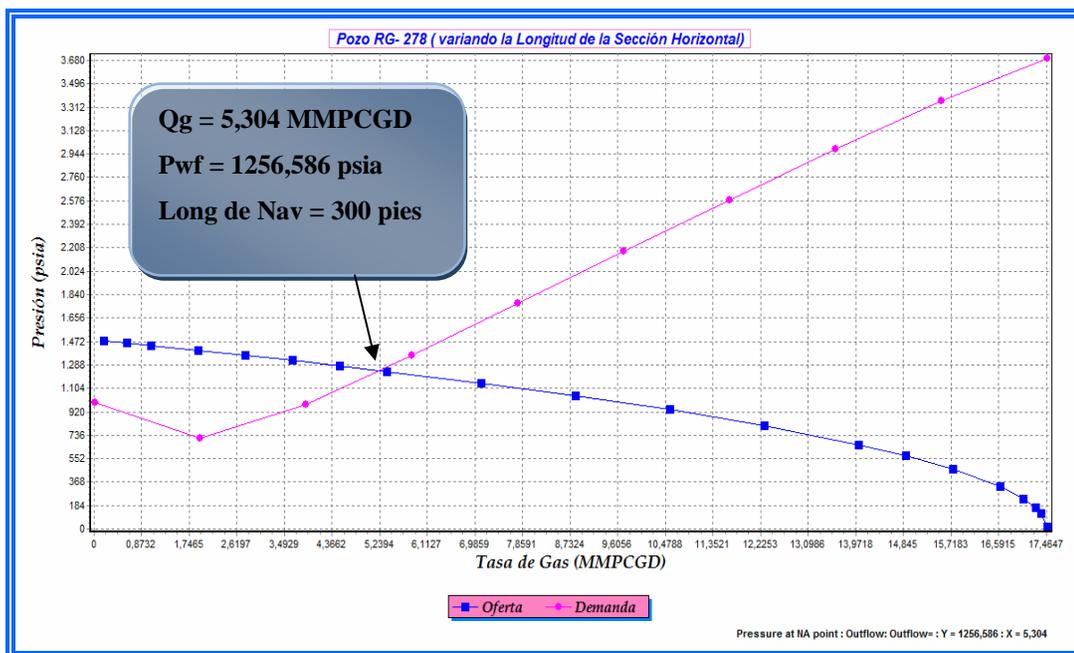
En las siguientes gráficas se podrán observar los datos antes mencionados en la tabla, del comportamiento de la tasa de gas y petróleo con la variación de la longitud de la sección horizontal del pozo RG-278.



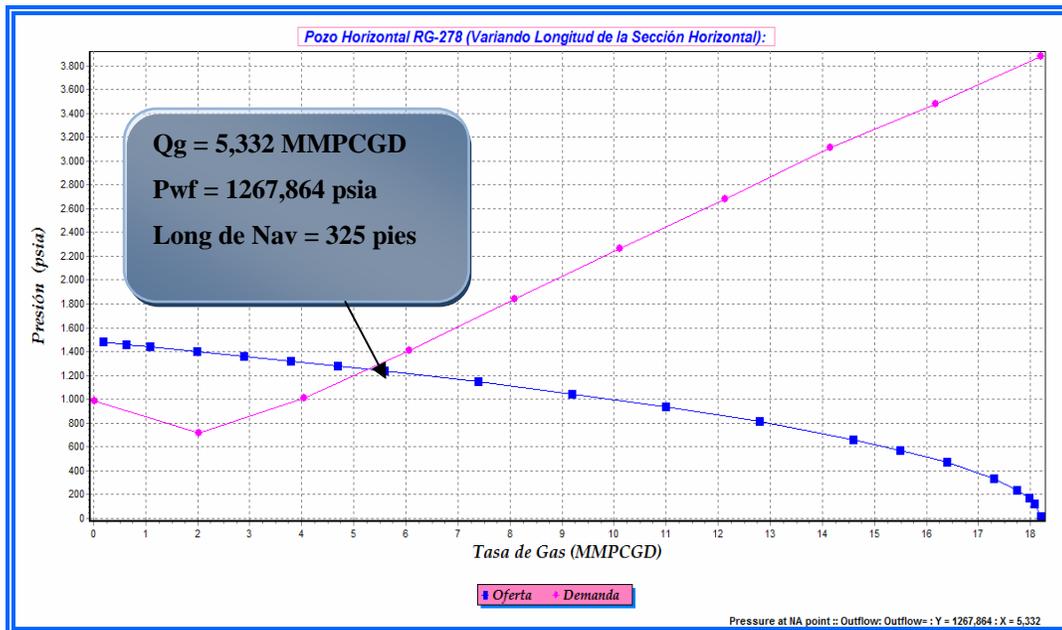
**Gráfica 4.6.** Comportamiento de la Tasa de Gas con Longitud de Navegación de 230 pies.



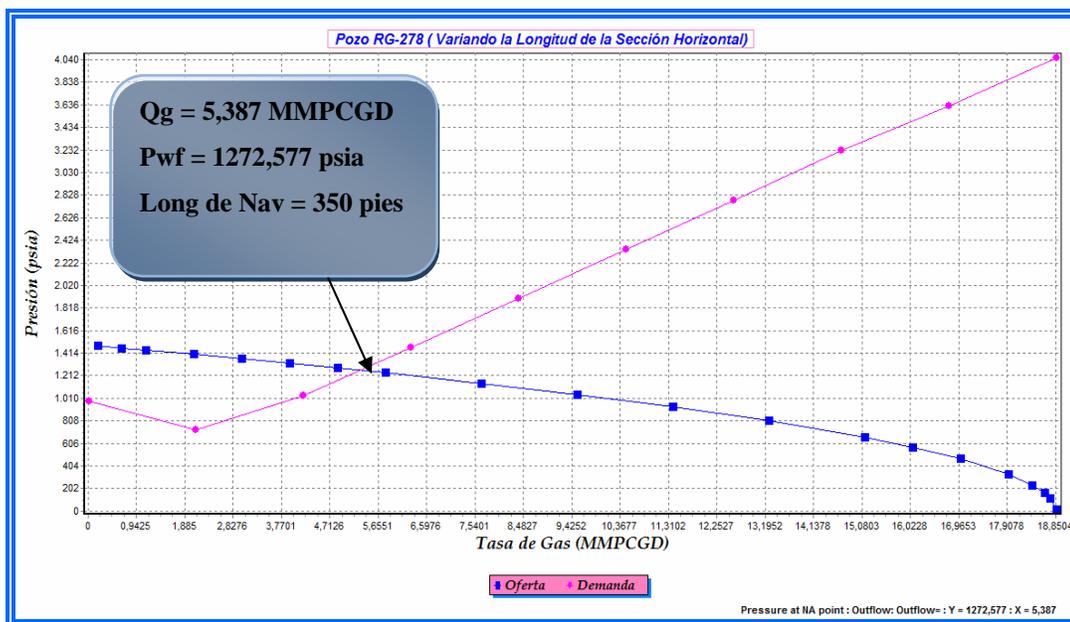
Gráfica 4.7 Comportamiento de la Tasa Actual del Pozo RG-278.



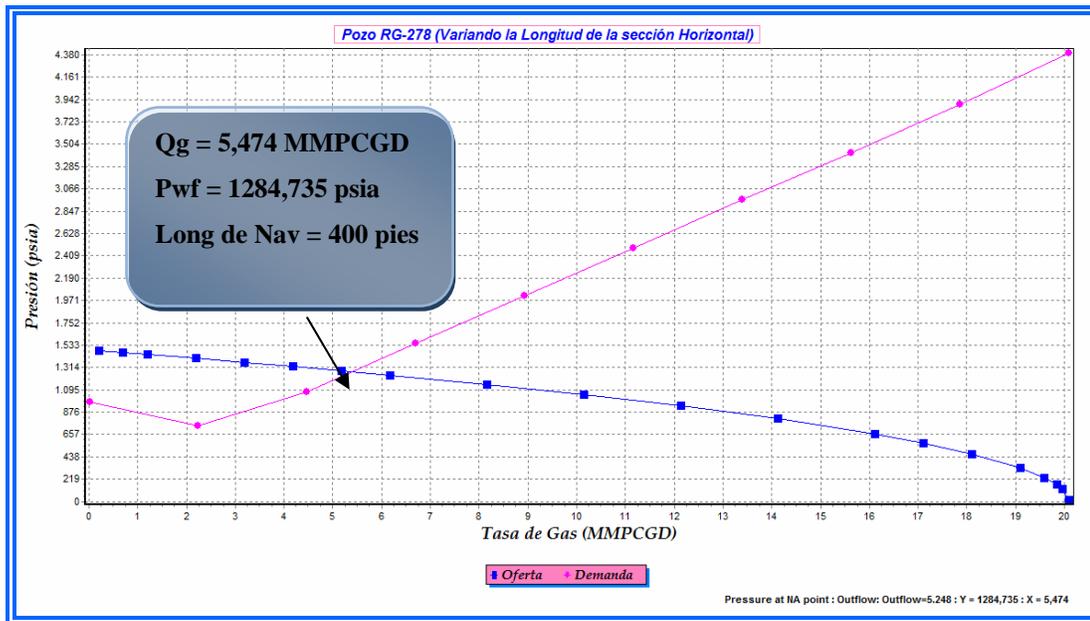
Gráfica 4.8. Comportamiento de la Tasa de Gas con Longitud de Navegación de 300 pies.



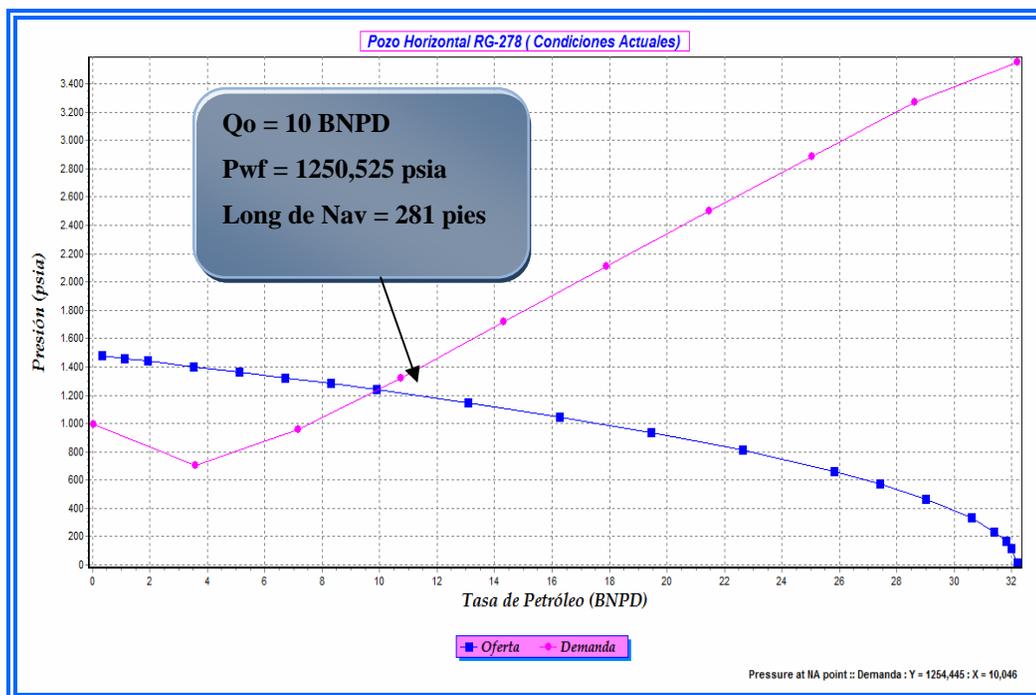
**Gráfica 4.9.** Comportamiento de la Tasa de Gas con Longitud de Navegación de 325 pies.



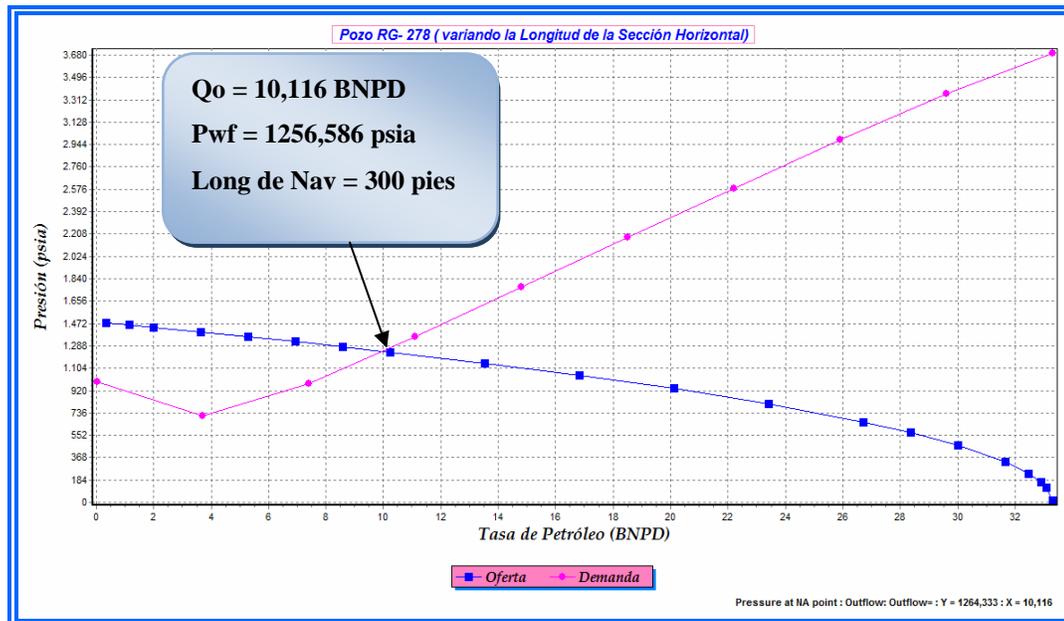
**Gráfica 4.10.** Comportamiento de la Tasa de Gas con Longitud de Navegación de 350 pies.



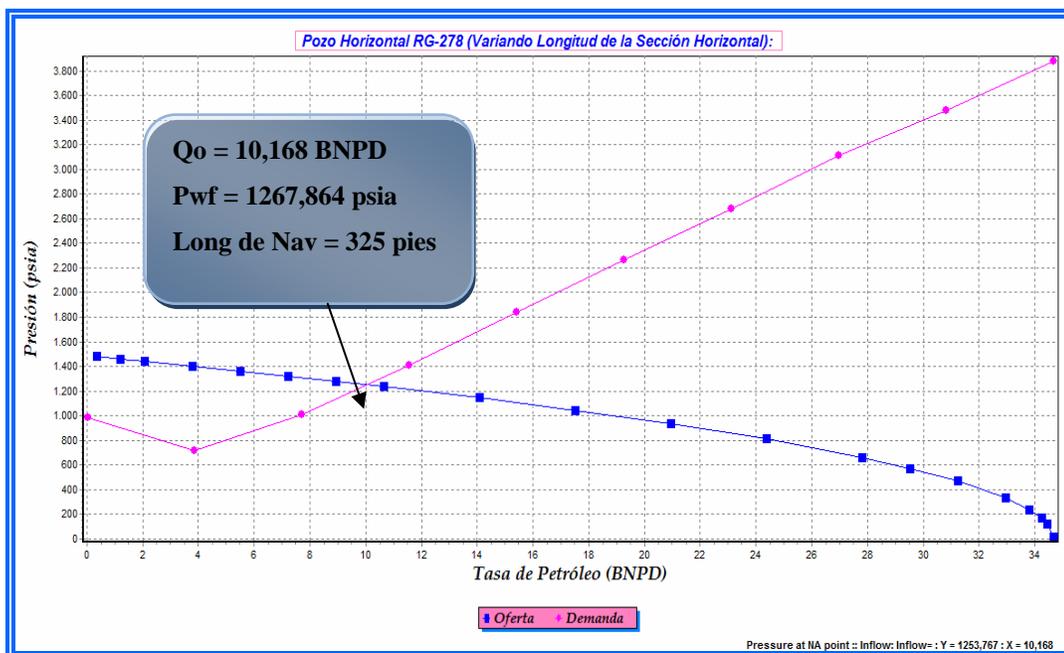
**Gráfica 4.11.** Comportamiento de la Tasa de Gas con Longitud de Navegación de 400 pies.



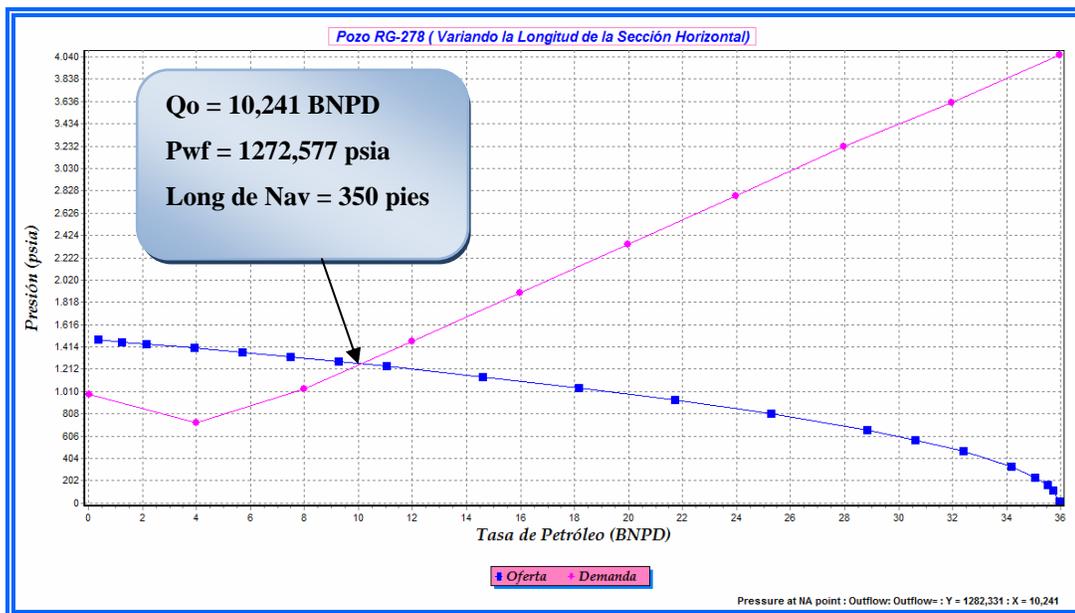
**Gráfica 4.12.** Comportamiento Actual de la Tasa de Petróleo.



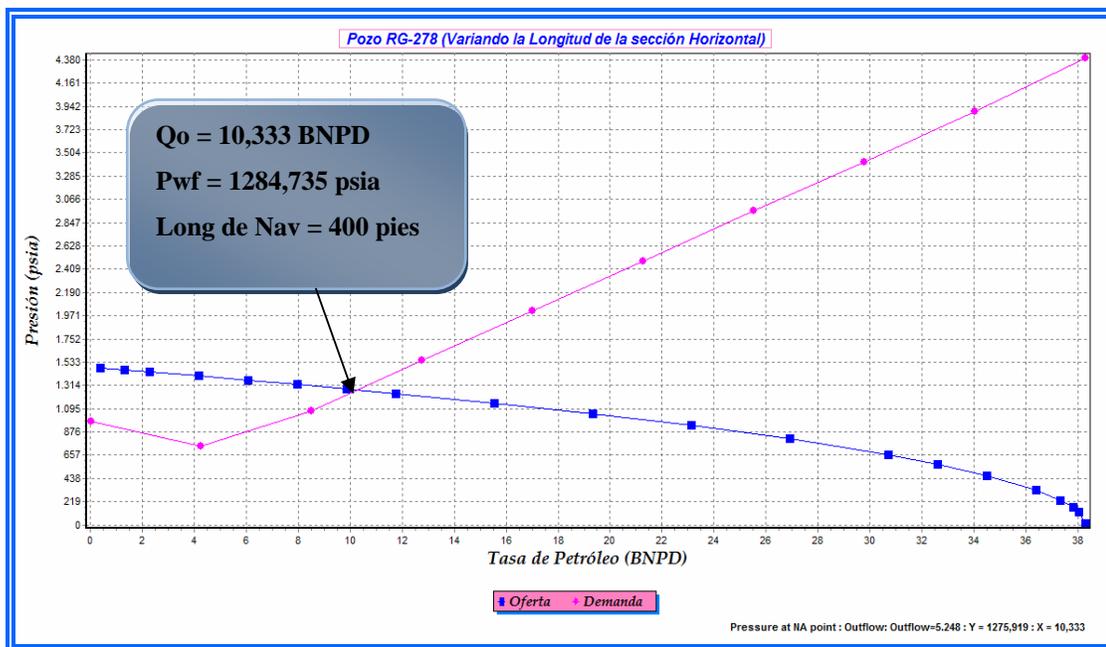
**Gráfica 4.13.** Comportamiento de la Tasa de Petróleo con Longitud de Navegación de 300 pies.



**Gráfica 4.14.** Comportamiento de la Tasa de Petróleo con Longitud de Navegación de 325 pies.



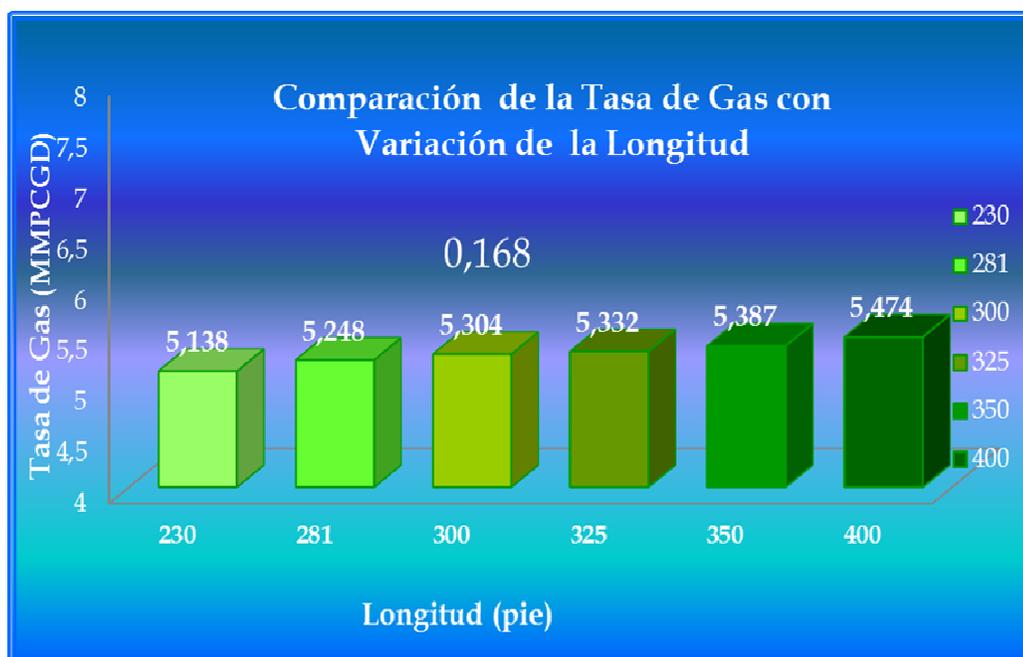
**Gráfica 4.15.** Comportamiento de la Tasa de Petróleo con Longitud de Navegación de 350 pies.



**Gráfica 4.16.** Comportamiento de la Tasa de Petróleo con Longitud de Navegación de 400 pies.

Como se pudo observar en la tabla y en las gráficas antes mostradas, el incremento variado en la sección horizontal del pozo no produce un aumento notable en la tasa de producción de gas, es decir, si se le llegase a alargar la longitud horizontal al pozo no provocaría mayor aumento en la tasa. Esto nos dice que la longitud horizontal de este pozo es la óptima para su producción, ya que aumentarla 100 o 200 pies más implicaría gastos que no se verían retornados en el diminuto aumento de la producción.

Para mayor visualización de lo discutido inicialmente se muestra la gráfica 4.17 a continuación:



**Gráfica 4.17.** Comparación de la Tasa con Variación de la Longitud.

En líneas generales se puede decir que la construcción de un pozo horizontal en la formación MOI del campo Santa Rosa no es rentable desde el punto de vista de producción debido a los altos costos generados por las operaciones de perforación y

completación, la cantidad de problemas operacionales que se generan durante la construcción de este, la variedad de parámetros que afectan la productividad de estos tipos de pozos y a que el bajo grado de consolidación de la formación no permite alcanzar la longitud efectiva de la sección horizontal que permita incrementar la producción en los pozos.

#### **4.4 Proposición de la Mejor Técnica de Construcción y de Producción para los Pozos Someros del Campo Santa Rosa Miembro Moreno**

La arena MOI, yacimiento RG 107, corresponde a un yacimiento de gas condensado, con excelentes características geológicas y petrofísicas, se encuentra delimitado al Sur y Este por un contacto de agua original estimado @ -2120 pbm y al Norte y Oeste por un límite de roca. En este yacimiento se han completado un total de 7 pozos, dentro de las cuales se encuentra los dos pozos en estudio para esta investigación (RG-267 y RG- 278).

Considerando la evaluación petrofísica certificada por subsuelo, la arena MOI en el pozo RG-267 presenta porosidades en un rango entre 27 y 31% y permeabilidades entre 93 y 484 md y promediadas por espesor arrojan como resultados 29% de porosidad y 293 md de permeabilidad y para el pozo RG-278 presenta una porosidad de 19% (promedio ponderado por espesor) presentándose en un rango de 21% y 14%, mientras que la permeabilidad varía en un rango de 567 Y 116 md, su promedio es de 409 md. Estos valores son característicos del Miembro Moreno.

Una vez analizado el comportamiento de producción de los pozos en estudio a través de las simulaciones y de acuerdo a las excelentes características geológicas y petrofísicas de la formación Moreno mencionados anteriormente, se puede decir que la mejor técnica de construcción y de producción para los pozos someros del Campo

Santa Rosa es la construcción de pozos verticales sin ser sometido a la estimulación por fracturamiento hidráulico. Esto debido a que la empresa Petróleos de Venezuela S.A (PDVSA) establece que para que un proyecto de estimulación por fracturamiento hidráulico sea técnicamente rentable, el incremento de la producción del pozo debe ser mayor a 1,0 MMPCGD, pudiéndose observar que ninguno de los valores arrojados por el simulador se encuentran por encima de este valor. Por lo cual la aplicación del mismo no es viable desde el punto de vista técnico.

Desde el punto de vista económico se realizaron las evaluaciones correspondientes a cada pozo en estudio, mediante el programa de evaluaciones económicas de PDVSA, Sistema de Evaluaciones Económicas (SEE). Tanto para el pozo Vertical sin Fracturar Actual, Vertical fracturado y Pozo Horizontal; de manera de visualizar la rentabilidad de los diferentes proyectos.

#### 4.4.1 Pozo Vertical sin Fracturar (Actual)

Para la realización de la evaluación económica de este proyecto se ubicaron los costos equivalentes de la perforación y completación, suministrados por la superintendencia de RA/RC de PDVSA Gas Anaco, así como también la producción inicial estimada. Tabla 4.6.

**Tabla 4.6** Tiempo y Costos por Fase para la Construcción de un Pozo Vertical sin Fracturar.

<b>Etapa</b>	<b>Costo Real (BsF)</b>	<b>Tiempo Real (Días)</b>
<b>MUDANZA</b>	62,56	2,02
<b>HABILITAR</b>	155,99	2,96
<b>COMPLETAR</b>	398,94	6,60
<b>TOTAL</b>	<b>617.000</b>	<b>11,58</b>

Una vez obtenidos dichos costos y la tasa estimada se realizó la evaluación económica. Los resultados de la misma, generados por el programa se pueden apreciar en el Apéndice F.

**Tabla 4.7** Resultados Obtenidos de la Evaluación Económica.

POZO	PDVSA		
	TIR(%)	VPN(BsF)	TP(Años)
<b>RG-267</b>	52,51	2.182,557	2,76

En la tabla 4.7 se muestra la evaluación económica del pozo RG- 267 perforado en la Formación Moreno I, en la cual se puede observar los indicadores económicos más representativos, donde cuyo pozo presento una tasa interna de retorno (TIR) de 52,51 % y un valor presente neto (VPN) de 2.182,557 BsF y un tiempo de pago de 2,76 años; determinándose que la inversión generada para dicho proyecto es viable, ya que la empresa PDVSA S.A., establece que un proyecto con una tasa interna de retorno (TIR)>15% es considerado rentable, donde el valor presente neto de un proyecto puede encontrarse dentro de los distintos rangos mostrados a continuación, y a partir de allí se interpreta la rentabilidad del proyecto:

**Si:  $VPN > 0$  Proyecto es rentable**

**$VPN = 0$  Mínima rentabilidad**

**$VPN < 0$  Se rechaza el proyecto**

Por lo tanto dicho proyecto se considera rentable económicamente.

#### 4.4.2 Pozo Vertical Fracturado

Debido a que el pozo en estudio RG-267 se encuentra en la actualidad produciendo, la aplicación de una estimulación por fracturamiento hidráulico se considera un proyecto de reconstrucción y reacondicionamiento (RA/RC). Por lo cual, para realizar la evaluación económica para este proyecto, se ubicaron los costos equivalentes que generaría un proyecto de RA/RC en formaciones someras del campo Santa Rosa, además del costo equivalente necesario para realizar una estimulación por fracturamiento. En la tabla 4.8 se podrá observar los costos necesarios para la aplicación de dicho proyecto.

**Tabla 4.8** Costos necesarios para la Aplicación de un Fracturamiento.

<b>COSTOS</b>	
	<b>BsF</b>
<b>RA/RC</b>	3.000.000
<b>FRACTURADO</b>	950.000
<b>TOTAL</b>	<b>3.950.000</b>

Una vez obtenidos los costos de RA/RC y de la estimulación por fracturamiento hidráulico, así como también la producción estimada, se realizó la evaluación, mediante el programa de evaluaciones económicas de PDVSA (SEE), arrojando como resultados los siguientes. Tabla 4.9.

**Tabla 4.9** Resultados Obtenidos de la Evaluación Económica para la aplicación de un fracturamiento.

<b>POZO</b>	<b>PDVSA</b>		
	<b>TIR(%)</b>	<b>VPN(BsF)</b>	<b>TP(Años)</b>
<b>RG-267</b>	15,74	470,248	4,44

En la tabla 4.9 se muestran los indicadores económicos de la evaluación, donde la tasa interna de retorno es 15, 74% y un valor presente neto de 470,248 BsF para un tiempo de pago de 4,44 años. Tomando en cuenta que PDVSA. S.A; establece que para que un proyecto sea rentable, la tasa de interna de retorno (TIR) debe ser mayor que 15%, se puede decir que cuyo proyecto es viable; por lo tanto el uso de la estimulación por fracturamiento en la arena es rentable desde el punto de vista económico. Aunque, para la interpretación del estudio económico se consideró, únicamente, el valor presente neto obtenido a la tasa mínima de declinación del gas (12%), y el tiempo de pago del gasto asociado a la aplicación de este tratamiento.

El valor arrojado de tasa interna de retorno no se considera representativo para esta investigación, pues dicho parámetro representa el porcentaje de la tasa que permite recuperar la inversión realizada al inicio de un proyecto. Sin embargo, el fracturamiento hidráulico y los costos de las actividades asociadas a su ejecución, implica un gasto, en lugar de una inversión, pues el pozo que se estudió, es un pozo que ya está completado y ya ha retornado el costo de la inversión inicial.

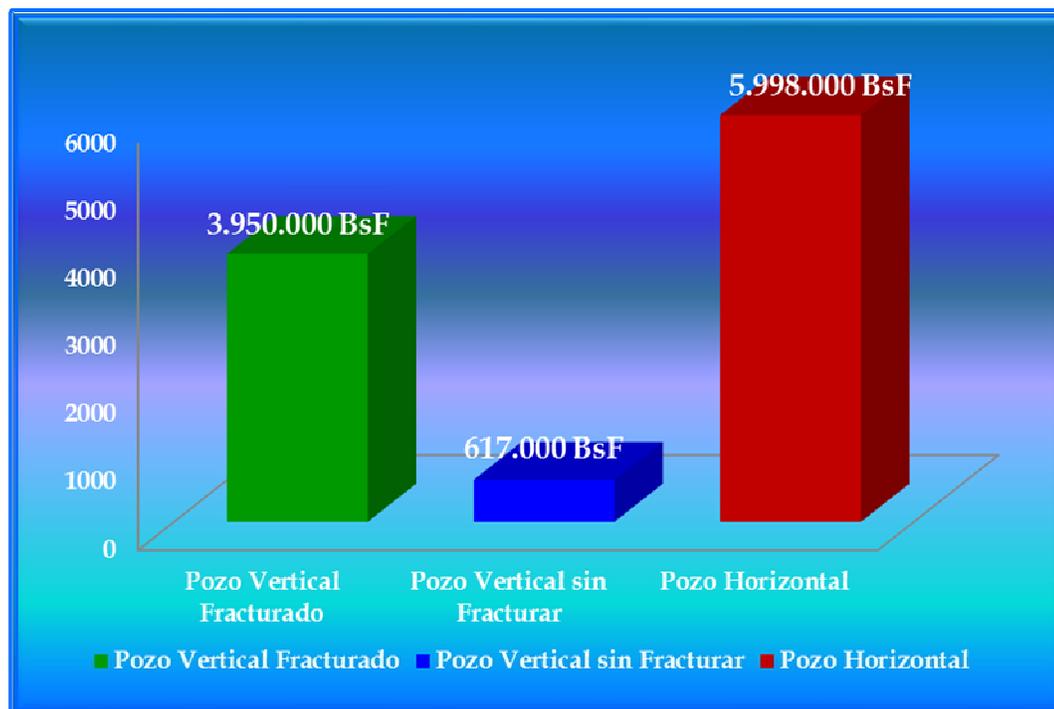
Por otro lado la construcción de un pozo horizontal es sumamente costosa en comparación con la de un pozo vertical debido a las altas tasas de taladro, el servicio direccional y las horas hombre. Además, durante la construcción de este tipo de pozos se presentan una serie de problemas operacionales, los cuales traen como consecuencia que la construcción se haga aún más costosa debido a los gastos que se generan por buscar la manera de eliminar o minimizar dichos problemas. En la tabla 4.10 se puede apreciar la evaluación económica para un pozo horizontal, donde la tasa interna de retorno es de 0 y el valor presente neto es de -1.236.000 BsF, el cual se puede decir que no es rentable.

**Tabla 4.10.** Resultados Obtenidos de la Evaluación Económica de un Pozo Horizontal.

POZO	PDVSA		
	TIR(%)	VPN(BsF)	TP(Años)
RG- 278	0	-1.236.000	0

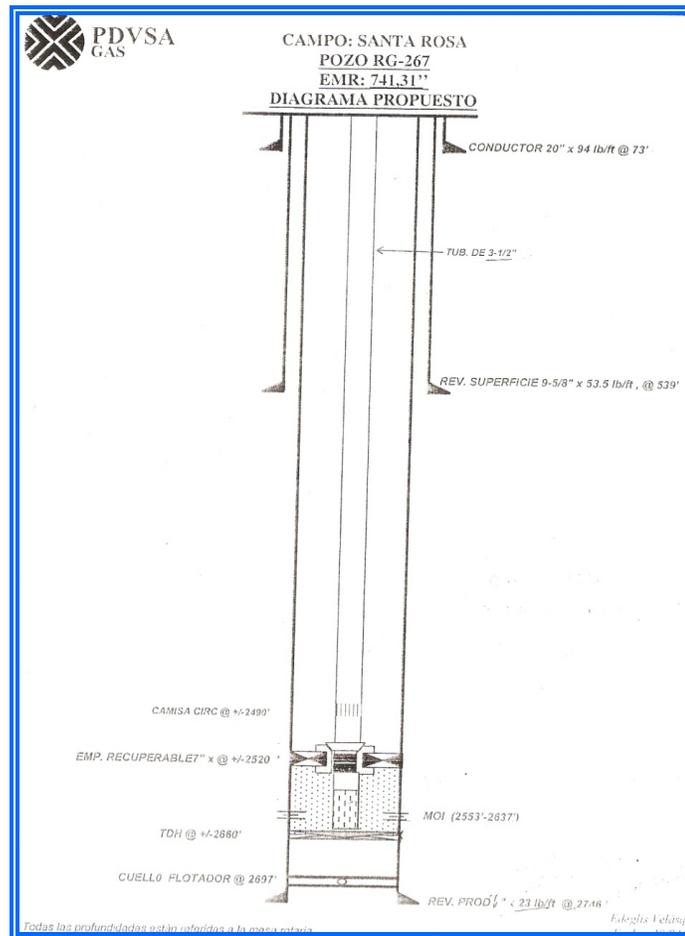
De acuerdo a datos aportados por la empresa PDVSA, la construcción de un pozo horizontal en formaciones someras genera un costo equivalente de 5.998.000 BsF, sin tomar en cuenta los costos generados por minimizar los daños operacionales, mientras que la construcción de un pozo vertical genera un costo de 617.000 BsF. por esta razón y tomando en cuenta que un pozo horizontal está produciendo relativamente igual a un pozo vertical. En líneas generales se puede decir que la construcción de un pozo horizontal en la formación

MOI del campo Santa Rosa no es rentable desde el punto de vista técnico, ni económico; debido a los altos costos generados por las operaciones de perforación y completación y a que el bajo grado de consolidación de la formación no permite alcanzar la longitud efectiva de la sección horizontal que permita incrementar la producción en los pozos. A continuación se mostrara la Gráfica 4.18 donde se podrá visualizar de mejor manera la diferencia entre los costos de un pozo vertical fracturado, sin fracturar y un pozo horizontal.



**Gráfica 4.18** Comparación entre los Costos.

Para concluir la mejor técnica óptima, segura y rentable es la construcción de pozos verticales sin fracturar, como el pozo RG-267 (Figura 4.9), ya que la formación MO-I posee características geológicas excelentes no hay necesidad de fracturarla ya que esta produce a su máxima capacidad y al fracturarla no sería técnicamente rentable y económicamente su rentabilidad solo aumentaría un poco, debido a que los pozos perforados en el Campo Santa Rosa se encuentran a profundidades someras y por el mismo motivo sufren desmoronamiento de la formación lo que causa problemas de arenamiento en estos pozos, estos deben ser completados con una rejilla con empaque con grava ya que es una de las más usadas en la actualidad en pozos con este tipo de problemas porque la misma protege por más tiempo a la rejilla de una erosión rápida, cuando el gas sale de formación primero chocara con el empaque con grava disminuyendo la velocidad y por lo tanto llegara a la rejilla con menos capacidad de erosionarla.



**Figura 4.9.** Diagrama Mecánico del Pozo Vertical RG-267.

## CONCLUSIONES

1. En la Formación Moreno I del Campo Santa Rosa el mejor modelo de pozo a construir es el modelo vertical sin fracturar.
2. La construcción de pozos Horizontales en el Campo Santa Rosa no es rentable, desde el punto de productividad.
3. La producción de gas de los pozos en estudio, luego de la terminación por fracturamiento hidráulico, no superó la producción establecida por la empresa PDVSA, haciendo que la aplicación de este tipo de terminación no sea rentable desde el punto de vista técnico.
4. Mediante el simulador PIPESIM 2003 se logró reproducir las condiciones reales de parámetros como: la tasa de Gas.
5. La mayoría de los problemas operacionales en los pozos estudiados se presentaron en el hoyo de producción, con una concurrencia de 51%.
6. El método de control de arena que se debe aplicar a los pozos perforados en este campo es la rejilla con empaque con grava a hoyo revestido o hoyo desnudo.
7. La longitud óptima en los pozos Horizontales perforados en el Campo Santa Rosa es de aproximadamente 300 pies.



## RECOMENDACIONES

1. Aplicar este proyecto de Fracturamiento Hidráulico a otras arenas que posean bajas propiedades petrofísicas.
2. Realizar pruebas de producción a todos los pozos por lo menos una vez al mes, para llevar un mejor control de su comportamiento y así contar con los datos de producción necesarios a la hora de simular las condiciones.
3. Tener un poco más de cautela en las labores de perforación de los pozos Horizontales para de esta manera atenuar los problemas de operaciones y poder cumplir con la longitud de sección horizontal planificada.
4. Correr registros de mediciones de flujos (Flow meters) para verificar si existe taponamiento en el liner o rejilla es decir, si toda la longitud está aportando fluido.

## BIBLIOGRAFÍA

1. Presentación del Proyecto Gas Anaco, PDVSA, (2004).
2. Código Geológico de Venezuela, PDVSA-Intevep (1999) Disponible: <http://www.PDV.com./léxico/posters/ra/2000 htm> [Consulta: 2005. Marzo 20].
3. PÉREZ, R y MARTÍNEZ, M, **“Ingeniería de Gas Natural”**, Ingenieros Consultores SRL, Maracaibo, Venezuela, (1994).
4. BARBERII, E. **“El Pozo Ilustrado”**. Fondo Editorial CIED. 1ra. Edición en CD-ROM, Caracas (1998).
5. Centro Internacional de Educación y Desarrollo (CIED). **“Perforación Direccional”**. Post Grado, Maracaibo, Marzo (1997).
6. GUEVARA, E. **“Aplicación de Fracturamiento Hidráulico para Mejorar la Productividad de Pozos Completados en la Formación Naricual con Problemas de Producción de Arena y Precipitación de Asfáltenos”**. Tesis de Grado UDO, Febrero (2001).
7. UNDA, H. **“Propuesta de Tecnicas de Control de Arena que Permitan la Incorporacion del Potencial de Produccion de Pozos ya Seleccionados a la Explotacion del Area JOBO - 02”**. Tesis de Grado UDO, Marzo (2005).

8. PÉREZ, D. **“Estudio y Conceptualización de Técnicas y Metodologías para el Control de Arena en los Pozos del Área Oeste del Campo Dación del Distrito Social San Tomé”**. Tesis de Grado UDO, Agosto (2007).
9. HALLIBURTON ENERGY SERVICES. **“Fracturamiento Hidráulico. Conceptos Básicos y Aplicaciones Prácticas”**. Seminario para PDVSA Exploración y Producción, Norte de Monagas, Febrero (1999).
10. CIED, **“Optimización del Sistema de Producción (Análisis Nodal)”**, Centro Internacional de Educación y Desarrollo, PDVSA, Junio, (1997).
11. TAMAYO, M. **“El Proceso de la Investigación Científica”**. Tercera Edición. Editorial Limusa S.A. México.(1996).
12. SAMPIERI, R. **“Metodología de la investigación”**. McGraw-Hill, Interamericana Editores. 2da Edición. México. (1998).
13. ARMAS, J. **“Evaluación Técnico- Económica en la Construcción de un Pozo Vertical Fracturado Versus un Pozo Horizontal en la Formación Moreno del Campo San Joaquín, Distrito Gas Anaco”**. Tesis de Grado UDO, Marzo (2010).

## METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO

TÍTULO	EVALUACIÓN TÉCNICO-ECONÓMICA EN LA CONSTRUCCIÓN DE UN POZO VERTICAL FRACTURADO VERSUS UN POZO HORIZONTAL EN LA FORMACIÓN MORENO DEL CAMPO SANTA ROSA DISTRITO GAS ANACO
SUBTÍTULO	

AUTOR (ES):

APELLIDOS Y NOMBRES	CÓDIGO CULAC / E MAIL
<b>Zorimag Estela Bermúdez Mata</b>	CVLAC: V- E MAIL:
<b>Mariham José Bolívar</b>	CVLAC: E MAIL:
	CVLAC: E MAIL:
	CVLAC: E MAIL:

PALABRAS O FRASES CLAVES:

POZO VERTICAL FRACTURADO

---

POZO HORIZONTAL

---

EVALUACIÓN TÉCNICO-ECONÓMICA

---

FORMACIÓN MORENO

---

LINER RANURADO

---

EMPAQUE CON GRAVA

---

## METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO

ÁREA	SUBÁREA
INGENIERÍA Y CIENCIAS APLICADAS	INGENIERÍA DE PETRÓLEO

### RESUMEN (ABSTRACT):

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

## METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO

### CONTRIBUIDORES

APELLIDOS Y NOMBRES	ROL / CÓDIGO CVLAC / E_MAIL			
	CA	AS	TU X	JU
MORALES, JHONLES	CVLAC:	V- 9.726.435		
	E_MAIL	moralesjj@pdvsa.com		
	E_MAIL			
ACOSTA, FÉLIX	CVLAC:			
	E_MAIL	acostafar@gmail.com		
	E_MAIL			
GALINDO, MARÍA	CVLAC:	V- 15.514.751		
	E_MAIL	xandra_galindo@yahoo.com		
	E_MAIL			
	CVLAC:			
	E_MAIL			
	E_MAIL			
	CVLAC:			
	E_MAIL			
	E_MAIL			

### FECHA DE DISCUSIÓN Y APROBACIÓN:

2011	03	18
AÑO	MES	DÍA

LENGUAJE: ESPAÑOL

## METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO

ARCHIVO (S):

NOMBRE DE ARCHIVO	TIPO MIME
TESIS. Evaluación Técnico-Económica en la Construcción de un Pozo Vertical Fracturado Versus un Pozo Horizontal en la Formación Moreno del Campo Santa Rosa.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**

**Zorimag Estela Bermúdez Mata**

---

**AUTOR**

**Mariham José Bolívar**

---

**TUTOR**

**Ing. Jhonles Morales**

---

**JURADO**

**Ing. Félix Acosta**

---

**JURADO**

**Ing. María Galindo**

---

**POR LA SUBCOMISIÓN DE TESIS**

**Prof. Rayda Patiño**