

**EVALUACION TECNICO ECONOMICA DE LA MEJOR ALTERNATIVA DE  
OPERACIÓN PARA LOS CAMPOS TISQUIRAMA-SAN ROQUE DE LA GERENCIA  
REGIONAL MAGDALENA MEDIO DE ECOPETROL S.A.**

**RICARDO GONZALEZ MORENO**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE CIENCIAS FISICOQUÍMICAS  
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS  
ESPECIALIZACIÓN EN GERENCIA DE HIDROCARBUROS**

**BUCARAMANGA**

**2011**

**EVALUACION TECNICO ECONOMICA DE LA MEJOR ALTERNATIVA DE  
OPERACIÓN PARA LOS CAMPOS TISQUIRAMA-SAN ROQUE DE LA GERENCIA  
REGIONAL MAGDALENA MEDIO DE ECOPETROL S.A.**

**RICARDO GONZALEZ MORENO**

**Proyecto presentado para optar por  
el título de especialista en Gerencia de Hidrocarburos**

**Director**

**Msc. JAIME ANTONIO CASTRO ROMERO**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE CIENCIAS FISICOQUÍMICAS  
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS  
ESPECIALIZACIÓN EN GERENCIA DE HIDROCARBUROS  
BUCARAMANGA  
2011**

## DEDICATORIA

*A Mis Hijos Diana y Daniel.*

*A Johana por haberle dado un cambio a Mi Vida.*

*A Mi padre Ricardo (QEPD) y a mi madre quienes son los artífices de todo lo bueno que me ha pasado.*

*A mis Hermanas y demás familiares*

.

*“Y yo os he traído cuarenta años en el desierto; vuestros vestidos no se han envejecido sobre vosotros, ni vuestro calzado se ha envejecido sobre vuestro pie.” (Deuteronomio 29:5.)*

*Muchas personas prolongan y otros no llegan a ver lo que tanto anhelaban por motivos de que no entienden que Dios los atraviesa por muchos procesos con el propósito de capacitarlos para el cumplimiento de nuestra misión. Cuando el se da cuenta que hemos cumplido lo encomendado no asciende al siguiente nivel.*

*Estamos cumpliendo lo previsto en esta etapa y estamos listos para asumir el siguiente nivel.*

## **AGRADECIMIENTOS**

El autor del presente trabajo se permite expresar sus agradecimientos a las siguientes personas:

A Ecopetrol S.A. por el apoyo recibido para realizar esta especialización.

A los docentes de la Especialización en Producción de Hidrocarburos por su paciencia para con nosotros y por la dedicación.

A Zuly Calderon por su coordinación de la especialización.

A Jaime Castro por su apoyo como Director de La monografía.

Al equipo humano de la Escuela de Ingeniería de Petróleos de la Universidad Industrial de Santander, por su apoyo y en especial a Monica Hernandez.

A Doña Vicky, pues siempre tuvo una sonrisa y un café para nosotros.

A Los profesionales del Departamento de Ingeniería y Confiabilidad SOM, encargados de los campos Tisquirama y San Roque por su apoyo documental y técnico.

Al grupo de trabajo de clase conformado por Vladimir Cataño, Victor Ortiz, Alvaro Bedoya y Luis Otoniel Solano.

## TABLA DE CONTENIDO

1. INTRODUCCIÓN. ....	16
2. ANTECEDENTES DE LOS CAMPOS TISQUIRAMA-SAN ROQUE. ....	17
3. ESTADO ACTUAL DE LOS CAMPOS TISQUIRAMA – SAN ROQUE.....	19
3.1 Campo San Roque .....	21
3.2 Campo Tisquirama .....	21
4. INFORMACION TECNICA.....	23
4.1 Sísmica .....	23
4.2 Geología Del Campo .....	23
4.3 Estratigrafía.....	26
4.3.1 Rocas Pre-Mesozoicas .....	26
4.3.2 Rocas Triásicas Y Jurasicas.....	26
4.3.3 Rocas Cretácicas.....	26
4.3.4 Rocas Terciarias .....	28
4.4 Modelo Estructural.....	31
4.5 Propiedades De Yacimiento .....	38
4.5.1 Mecanismos De Producción .....	38
4.5.2 Presiones .....	38
4.6 Propiedades De La Roca.....	40
4.6.1 Porosidad ( $\Phi$ ).....	40
4.6.2 Permeabilidad (K).....	40
4.6.3 Saturación De Agua ( $S_w$ ) .....	41
4.6.4 Permeabilidades Relativas ( $K_{ro}, K_{rw}$ ).....	41
4.6.5 Presiones Capilares.....	42
4.7 Pruebas Pvt.....	44
5. CALCULOS VOLUMÉTRICOS.....	46
5.1 Factor De Recobro Actual.....	49
6. ESTADO ACTUAL DE LAS ESTACIONES SAN ROQUE Y TISQUIRAMA Y SU PROYECCION .....	50

6.1	Estación Tisquirama .....	50
6.2	Estación San Roque. ....	56
7.	ESTRATEGIA DE DESARROLLO FUTURO DEL ÁREA.....	58
7.1	Perforación Adicional. ....	58
7.1.1	Ubicación Pozos A Perforar.....	59
7.1.2	Perfiles De Producción. ....	67
7.2	Perforación Exploratoria Tisquirama-San Roque (Near Field Exploration) ..	69
7.2.1	Ubicación Prospectos. ....	70
7.2.2	Perfiles De Producción. ....	70
7.2.3	Proyecto Recuperación Secundaria .....	73
7.2.4	Piloto Inyección Agua.....	74
7.2.5	Perfiles De Inyección-Producción .....	75
8.	EVALUACIÓN TÉCNICO ECONÓMICA DE LA OPERACIÓN.....	77
8.1	Evaluación Económica De La Estrategia De Desarrollo.....	77
8.1.1	Perfil De Producción Aplicable A La Evaluación. ....	80
8.1.2	Modelo Organizacional Para El Desarrollo Módulos.....	80
8.1.3	Inversiones Asociadas Al Desarrollo Del Área Tisquirama Y San Roque.....	81
8.1.4	Evaluación Económica .....	83
8.2	Evaluación Facilidades Existentes.....	85
8.3	Conexión Poliducto Barrancabermeja Ayacucho .....	89
8.4	Soporte Energía Eléctrica. ....	91
8.4.1	Soporte Futuro De Energía Eléctrica.....	93
8.4.2	Línea Interconexión Eléctrica .....	93
8.4.3	Soporte Eléctrico A Largo Plazo. ....	94
8.5	Análisis De Costos De Levantamiento.....	95
8.6	Manejo Operacional De Los Campos Tisquirama Y San Roque. ....	98
9.	CONCLUSIONES.....	99
10.	RECOMENDACIONES.....	102
11.	BIBLIOGRAFÍA. ....	103

## LISTADO DE TABLAS

<i>Tabla 1. Propiedades promedio por Unidad del Campo Tisquirama.....</i>	<i>46</i>
<i>Tabla 2. Propiedades promedio por Unidad del Campo San Roque.....</i>	<i>46</i>
<i>Tabla 3. Resumen de áreas utilizadas para el cálculo de OOIP campos Tisquirama, San Roque y Tisquirama-Este. ....</i>	<i>47</i>
<i>Tabla 4. Resumen del cálculo de OOIP para los campos Tisquirama, San Roque y Tisquirama-Este. ....</i>	<i>47</i>
<i>Tabla 5. Calculo de OOIP para el área de Near Field Exploration San Martín.....</i>	<i>48</i>
<i>Tabla 6. Factor de recobro actual del Área Tisquirama – San Roque.....</i>	<i>49</i>
<i>Tabla 7. Caracterización del Crudo Tisquirama .....</i>	<i>52</i>
<i>Tabla 8. Composición del Agua de Producción .....</i>	<i>53</i>
<i>Tabla 9. Composición del Gas Asociado al Crudo Tisquirama.....</i>	<i>53</i>
<i>Tabla 10. Producción Inicial y acumulados campo Tisquirama .....</i>	<i>60</i>
<i>Tabla 11. Producción Inicial y acumulada campo San Roque.....</i>	<i>61</i>
<i>Tabla 12. Listado de Pozos en firme Campo Tisquirama.....</i>	<i>62</i>
<i>Tabla 13. Listado de Pozos contingentes Campo Tisquirama.....</i>	<i>64</i>
<i>Tabla 14. Pozos en Firme Campo San Roque.....</i>	<i>66</i>
<i>Tabla 15. Parámetros Prospecto San Martín.....</i>	<i>70</i>

<i>Tabla 16. Volúmenes y caudales prospectos Near Field.</i>	72
<i>Tabla 17. Coordenadas pozos Captadores.</i>	73
<i>Tabla 18. Perforación Anual Programa Desarrollo Tisquirama-San Roque.</i>	82
<i>Tabla 19-1. Resultados Económicos Desarrollo Tisquirama-San Roque</i>	83
<i>Tabla 19-2. Resultados Económicos Desarrollo Tisquirama-San Roque</i>	84
<i>Tabla 20. Resultados Económicos con sensibilidad a las regalías</i>	84
<i>Tabla 21. Resultados Económicos con sensibilidad a opex, costos y producción.</i>	
.....	85
<i>Tabla 22. Plan General Modificación Facilidades.</i>	89
<i>Tabla 23. Proyección Demanda Energía a Corto y Mediano plazo GRM.</i>	92
<i>Tabla 24. Capacidad de energía a Instalar a Corto.</i>	93
<i>Tabla 25. Análisis de costos de levantamiento Campos Tisquirama – San Roque.</i>	
.....	97

## LISTADO DE FIGURAS

<i>Figura 1. Localización del área de concesión en el Campo Tisquirama.....</i>	<i>17</i>
<i>Figura 2. Historia de producción Área Tisquirama - San Roque. ....</i>	<i>20</i>
<i>Figura 3. Campo Tisquirama, Interpretación estructural – Inline 371. ....</i>	<i>24</i>
<i>Figura 4. Campo San Roque, Interpretación estructural – Línea Arbitraria. ....</i>	<i>25</i>
<i>Figura 5. Área adicional Near Field Exploration – San Martín. ....</i>	<i>25</i>
<i>Figura 6. Columna estratigráfica generalizada del Valle Medio del Magdalena (VMM). Tomada Silva, M., 2007. ....</i>	<i>29</i>
<i>Figura 7. Sección ubicada al norte del campo Tisquirama a la altura de la Inline 444.....</i>	<i>32</i>
<i>Figura 8. Sección sísmica interpretad, ubicada al norte del campo Tisquirama a la altura de la Inline 405.....</i>	<i>33</i>
<i>Figura 9. Sección sísmica interpretad, ubicada al norte del campo Tisquirama a la altura de la Inline 369.....</i>	<i>34</i>
<i>Figura 10. Sección sísmica interpretad, ubicada al centro del campo Tisquirama a la altura de la Inline 345.....</i>	<i>35</i>
<i>Figura 11. Sección sísmica interpretada, ubicada al centro del campo San Roque a la altura de la Inline 175.....</i>	<i>36</i>
<i>Figura 12. Mapa estructural al tope de la Unidad Lisama A1. ....</i>	<i>37</i>
<i>Figura 13. Presiones Unidad Lisama A Campaña 2007 - 2010. ....</i>	<i>39</i>
<i>Figura 14. Presiones Unidad Lisama B Campaña 2007 - 2010. ....</i>	<i>39</i>
<i>Figura 15. Presiones Unidad Lisama C Campaña 2007 - 2010. ....</i>	<i>40</i>

<i>Figura 16. Curvas de permeabilidad relativa Tipo de roca 1 pozos Tisquirama-7 – San Roque-4 Unidad Lisama A. ....</i>	42
<i>Figura 17. Curvas presión capilar por plato poroso tipo de roca 1 Unidad Lisama A. ....</i>	43
<i>Figura 18. Curva de presión capilar por plato poroso- roca tipo 2 Unidad Lisama A. ....</i>	43
<i>Figura 19. Propiedades PVT Petróleo Unidades Lisama B, C y E crudo de 23°API Área Tisquirama – San Roque.....</i>	44
<i>Figura 20. Propiedades PVT Petróleo Formación Lisama Unidad A Área Tisquirama – San Roque. ....</i>	45
<i>Figura 21. Mapa al tope de Lisama A1, mostrando (área en café y verde) el área Near Field Exploration y la ubicación de los dos (2) pozos a perforar en el area. ....</i>	48
<i>Figura 22. Esquema General Actual de la Estación Tisquirama.....</i>	50
<i>Figura 23 Tanques de almacenamiento Estación Tisquirama.....</i>	54
<i>Figura 24. Sistema cargue carrotanques Estación Tisquirama.....</i>	54
<i>Figura 25. Sistema Tea Estación Tisquirama.....</i>	55
<i>Figura 26. Separador General Estación Tisquirama.....</i>	55
<i>Figura 27. Resultados producción 2007-2010 Tisquirama.....</i>	58
<i>Figura 28. Resultado Producción San Roque 2007-2010.....</i>	59
<i>Figura 29. Distribución Potenciales Tisquirama.....</i>	60
<i>Figura 30. Distribución Potenciales San Roque.....</i>	61
<i>Figura 31. Tipos de Reservas proyecto Tisquirama - San Roque.....</i>	65
<i>Figura 32. Ubicación Pozos Propuestos Campo San Roque.....</i>	66
<i>Figura 33. Perfil Producción Proyecto Campo Tisquirama. ....</i>	67
<i>Figura 33. Perfil de Producción Proyecto Campo San Roque. ....</i>	68

<i>Figura 34. Perfil de Producción Proyecto Perforación Tisquirama - San Roque.</i>	69
<i>Figura 35. Ubicación pozos Near Field Tisquirama - San Roque.</i>	71
<i>Figura 36. Perfil de Producción Prospectos Near Field Tisquirama - San Roque.</i>	72
<i>Figura 37. Ubicación pozos Captadores Proyecto Recuperación Secundaria.</i>	74
<i>Figura 38. Perfil piloto de Inyección agua Tisquirama</i>	75
<i>Figura 39. Perfil piloto de Inyección agua San Roque</i>	75
<i>Figura 40. Mapa plan de Desarrollo Tisquirama - agua San Roque</i>	77
<i>Figura 41. Modulo de Inversión Tisquirama San Roque</i>	78
<i>Figura 42. Modulo de Inversión recuperación Secundaria Tisquirama San Roque</i>	78
<i>Figura 43. Módulos de Inversión Near Field.</i>	79
<i>Figura 44. Módulos de Inversión en tiempo.</i>	79
<i>Figura 45. Perfiles de producción Módulos de Inversión.</i>	80
<i>Figura 46. Componente organizacional Desarrollo Tisquirama San Roque.</i>	81
<i>Figura 47. Inversiones en CAPEX de los proyectos de perforación Desarrollo Tisquirama San Roque.</i>	82
<i>Figura 48. Diagrama Flujo proceso Modificación Campo Tisquirama.</i>	86
<i>Figura 49. Ubicación Campos Tisquirama – San Roque con relación al poliducto Barrancabermeja-Ayacucho</i>	90
<i>Figura 50. Situación Actual Suministro Energía Eléctrica Tisquirama-San Roque</i>	92
<i>Figura 51. Trazado Línea eléctrica soporte Campos Tisquirama-San Roque</i>	94
<i>Figura 52. Proyectos ampliación y soporte disponibilidad eléctrica Tisquirama-San Roque.</i>	95

## RESUMEN

**TITULO:** EVALUACION TECNICO ECONOMICA DE LA MEJOR ALTERNATIVA DE OPERACIÓN PARA LOS CAMPOS TISQUIRAMA-SAN ROQUE DE LA GERENCIA REGIONAL MAGDALENA MEDIO DE ECOPETROL S.A.<sup>1</sup>

**AUTOR:** RICARDO GONZALEZ MORENO<sup>2</sup>.

**PALABRAS CLAVES:** Tisquirama, San Roque, Inyección, Autogeneración, Near field, Facilidades.

### DESCRIPCIÓN

Los Campos Tisquirama y San Roque, representan uno de los más importantes activos de la superintendencia de operaciones de mares por sus grandes expectativas de desarrollo a futuro.

El presente trabajo realiza un análisis completo de los campos, comenzando por la situación actual y finalizando con un análisis de los proyectos visualizados, los cambios en facilidades, el suministro de energía eléctrica, la conexión al poliducto Barrancabermeja – Ayacucho, los costos de levantamiento y la estrategia de personal.

La estrategia de desarrollo está encaminada al aumento del factor de recobro, mediante la perforación de pozos de desarrollo, Near field y el proyecto de inyección de agua.

Durante el análisis se establece que la perforación en el campo San Roque por tener este regalías variable del 8% cumple con los indicadores económicos exigidos.

Para el caso del campo Tisquirama los indicadores no cumplen los parámetros por tener este campo regalías del 32%, se hace necesario entonces implementar el proyecto de recuperación secundaria mediante inyección de agua.

Para facilidades se hace necesario realizar un cambio en las mismas ya que los niveles de producción se incrementaran y se requiere tener un cambio de tecnología para hacer una operación mas eficiente y segura.

Se realiza también una evaluación del posible conexionado de cada una de las estaciones de Tisquirama y San Roque al poliducto Barrancabermeja-Ayacucho, garantizándonos una operación con menos costos y más segura por la eliminación de carrotanques.

Un factor importante también analizado es el soporte eléctrico para la operación, en el trabajo se realiza un análisis que involucra diferentes alternativas.

Finalmente se realiza un análisis de costos de levantamiento y manejo del campo, donde se dan recomendaciones tendientes a mejoras importantes.

<sup>1</sup> Trabajo de Monografía

<sup>2</sup> Ingeniero de Petróleos, Candidato al título de Especialista Gerencia de Hidrocarburos.  
Director: Msc. Jaime Antonio Castro Romero.

## SUMMARY

**TITLE:** TECHNICAL EVALUATION OF THE BEST ECONOMIC ALTERNATIVE OPERATION FOR FIELD TISQUIRAMA-SAN ROQUE MANAGEMENT THROUGH REGIONAL ECOPETROL MAGDALENA SA<sup>1</sup>

**AUTHOR:** RICARDO GONZALEZ MORENO<sup>2</sup>.

**KEY WORDS:** Tisquirama, San Roque, Injection, Auto-generation, Near field, Facilities,.

### DESCRIPTION

San Roque and Tisquirama`s field represent one of the most important assets of the Superintendencia de Operaciones de Mares, because it field has high expectations of development in the future.

This paper makes a comprehensive analysis of the fields, including the current situation and the analysis of the projects displayed the changes in facilities, electricity supply, connection to the pipeline Barrancabermeja - Ayacucho, lifting costs and staffing strategy.

The development strategy aims to increase the recovery factor by the drilling of development wells, near field and water injection project.

During the analysis states that drilling in the San Roque area to meet the economic indicators because it has a variable royalty of 8%.

In the case of the Tisquirama`s field, the indicators do not meet the parameters because it field has royalties of 32%, then it is necessary to implement the project for secondary recovery by water injection.

For facilities, it`s necessary to make a change to the same as the levels of production increases and is required to have a change of technology in order to achieve a operation more efficient and safety.

We also perform an assessment of the possible connection of each of the stations and San Roque Tisquirama the Barrancabermeja-Ayacucho pipeline, guaranteeing an operation with less cost and more secure by eliminating tanker.

An important factor is also analyzed the electrical support for the operation at work that involves an analysis of alternatives.

Finally, an analysis of lifting and handling costs of the field, where there are recommendations to improvements.

<sup>1</sup>Monograph Working

<sup>2</sup>Petroleum Engineer, Candidate for the title Management Specialist Hydrocarbons.  
Director: Msc. Antonio Castro Jaime Romero.

## 1. INTRODUCCIÓN.

Los campos Tisquirama y San Roque representan un activo muy importante para la Gerencia Regional Magdalena Medio de Ecopetrol S.A., por su alta prospectividad y porque desde su descubrimiento por la Texas Petroleum Company en los años 1962 el desarrollo de los mismos ha estado limitado por los precios internacionales del crudo y por la poca información técnica que se tiene.

Desde el año 2008 Ecopetrol estableció un programa de perforación en el área, con muy buenos resultados de los pozos perforados. La producción que entre los dos campos sumaba alrededor de 250 BAPD, en la actualidad está cercana a los 2500 BAPD.

Debido a los buenos resultados Ecopetrol tiene establecido un programa de desarrollo del campo que contempla la perforación de pozos de desarrollo, la perforación de pozos Near Field en áreas aledañas para incorporar nuevas reservas, trabajos de completamiento con fracturamiento incluido para mejorar productividad y el piloto de inyección de agua para mantenimiento de presión y aumento del factor de recobro.

Para llevar a cabo exitosamente el programa de desarrollo de los campos se hace necesaria la evaluación económica de cada uno de los módulos con el fin de determinar la estrategia a seguir que nos garantice tener la disponibilidad de equipos. Adicionalmente se hace necesaria la adecuación de las facilidades de producción en cada uno de los campos (Tisquirama-San Roque), la implementación de soportes eléctricos que incluyan la ampliación de la autogeneración y el respaldo con líneas de interconexión eléctrica.

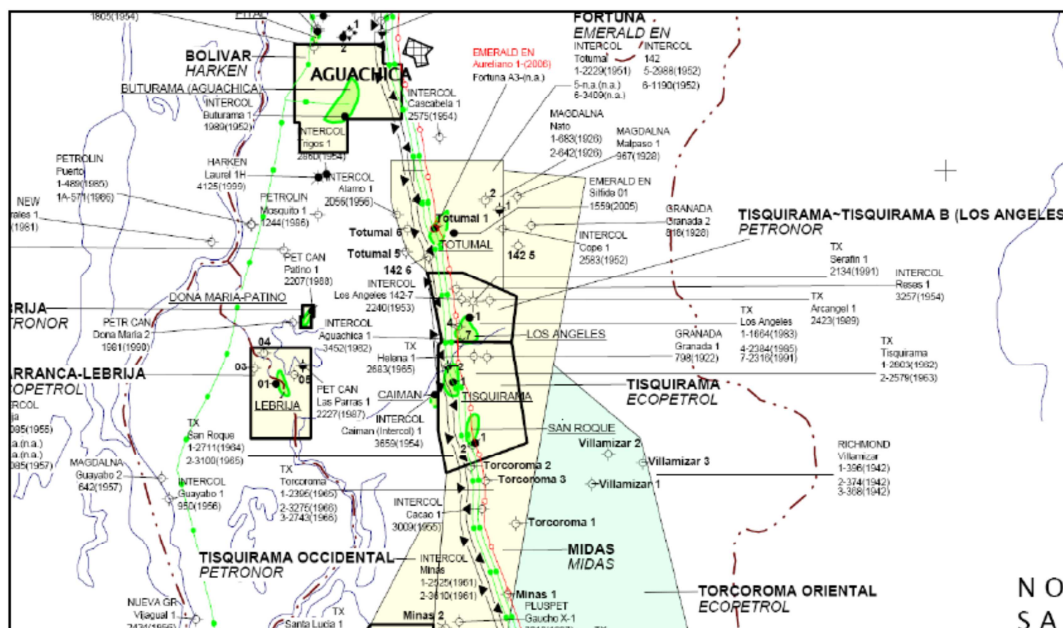
Adicionalmente es importante poder realizar la conexión al poliducto Barrancabermeja-Vasconia, que nos disminuya los riesgos y costos que implica el transporte de crudo por carrotanque.

Finalmente se efectuara un análisis de los costos de producción, estableciendo la estrategia de disminución en los mismos con base en las cifras mas representativas que son Mantenimiento de subsuelo y superficie.

## 2. ANTECEDENTES DE LOS CAMPOS TISQUIRAMA-SAN ROQUE.

El área de la actual Concesión Tisquirama ha sido explorada por Geólogos de varias entidades interesadas en la búsqueda de petróleo desde 1922. Inicialmente, la Granada Oil Company realizó un estudio en el mencionado año de 1922, a partir del cual perforó el pozo Román-1 situado en la parte Norte del área (Figura 1).

**Figura 1. Localización del área de concesión en el Campo Tisquirama.**



FUENTE: VALORACION RESERVAS CAMPO TISQUIRAMA, ECOPETROL, GCO,1998

Entre 1953 y 1956 los geólogos de la International Petroleum Company exploraron la región y esta compañía hizo un levantamiento sísmico que cubrió gran parte de la actual Concesión y perforó en ella los pozos del área del Caimán; cuando la Intercol devolvió estos terrenos, los estudios mencionados fueron adquiridos por la Texas Petroleum Company.

En febrero de 1958 el geólogo A.C. Neufeld realizó estudios de geología superficial y en 1961, también por cuenta de la Texas Petroleum Company, el señor P.D. Maher hizo un estudio adicional del campo. Con la información obtenida en las exploraciones

superficiales previas y con la que adquirió de la Intercol, la Texas realizó una reinterpretación del trabajo sísmico, el cual sirvió para elaborar el mapa de la propuesta de Concesión en Marzo de 1961.

En Diciembre 17 de 1962 se inició el programa de perforación de pozos por la Texas Petroleum Company, el cual se extendió a las áreas de Tisquirama, San Roque y Helena. En 1962 y 1963, por cuenta de la Texas Petroleum Company, la Geophysical Service Inc. complementó los estudios sísmicos.

En 1964 el Departamento de Exploración de la Texas continuó la interpretación del trabajo sísmico suspendido en 1963 y estableció correlaciones con los datos de las perforaciones realizadas. La Geophysical Inc. continuó el programa de sismografía y disparó otros 194 puntos sobre líneas taquimétricas con longitud de 64.3 kilómetros.

Mientras se complementaban los levantamientos de líneas de disparo y avanzaba el trabajo sismográfico, el departamento de Exploración de la Texas adelantaba estudios de oficina sobre los pozos perforados en el área de Caimán derivados del trabajo de la Geophysical service en el terreno.

Durante el año de 1965 se continuó la interpretación y revisión de los datos obtenidos del trabajo de geofísica, junto con el estudio y correlación de las informaciones obtenidas de la perforación de los pozos.

También en 1965, se inició la medida de los linderos de la Concesión, estos levantamientos han servido para los enlaces requeridos en la localización final de los pozos y su referencia a la red Geodésica del Instituto geográfico Agustín Codazzi. Desde 1962 hasta Junio de 1993, la concesión fue explotada por la Texas Petroleum Company, fecha en la cual cede sus derechos a la Compañía de Petróleos del Norte S.A, que explotó la Concesión hasta su reversión en Octubre 23 de 1998, fecha en la cual pasó a manos de La Empresa Colombiana de Petróleos (Hoy Ecopetrol S.A.).

### 3. ESTADO ACTUAL DE LOS CAMPOS TISQUIRAMA – SAN ROQUE

En el área Tisquirama – San Roque se han perforado hasta la fecha 26 pozos de los cuales; 5 se han abandonado por problemas mecánicos y/o bajo potencial de producción (Caimán 1, Tisquirama 1, 4, 5 y San Roque-1). Luego del inicio de la explotación comercial en 1965, el área Tisquirama – San Roque alcanzó su máxima producción en Enero de 1965, con 1566 BOPD. A agosto de 2010, la producción promedio del campo fue de 2250 BOPD, con 15 BWPD que corresponden a un corte de agua de 0,6%, actualmente no se cuenta con infraestructura para medir el gas producido, pero el mismo nunca ha sido comercializado, solo se ha empleado para alimentar de potencia las unidades de levantamiento en el área. A futuro se planea adecuar las facilidades del área y darle uso a la totalidad del gas de formación.

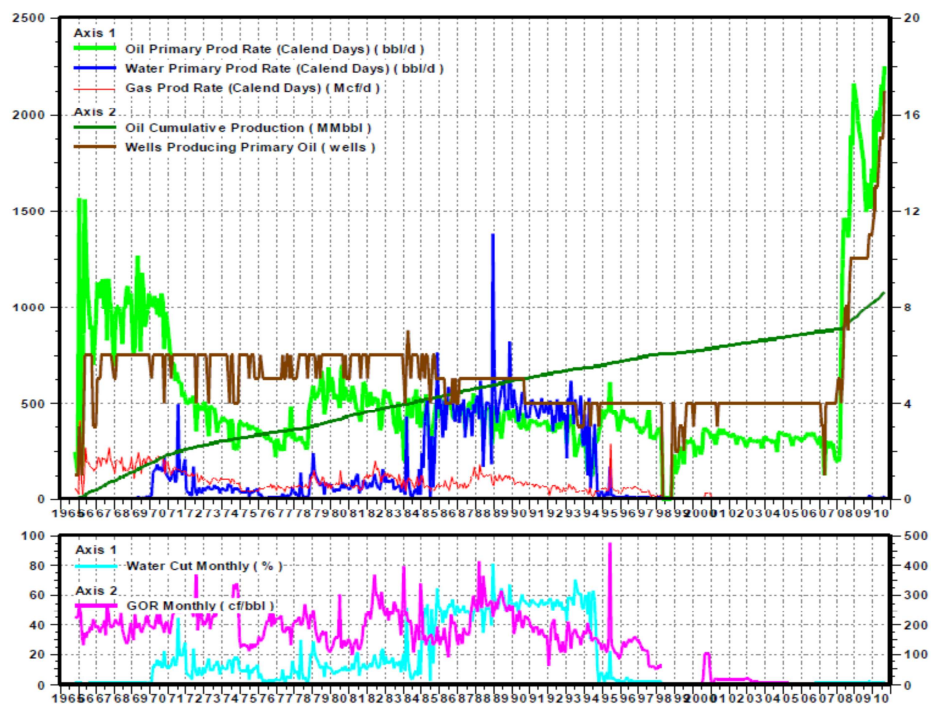
La Figura 2 presenta el registro histórico de producción de fluidos en el área Tisquirama - San Roque, donde es necesario anotar que el GOR se ha mantenido casi constante desde el inicio de producción del Campo, lo que ilustra que la presión de burbuja de los fluidos producidos no ha sido alcanzada, sin embargo los análisis PVT y las medidas de presión por MDT señalan que la presión en algunos sectores del Campo se encuentra cercana al punto de burbuja, por lo que se hace urgente iniciar un proyecto de mantenimiento de presión, mediante inyección de agua.

Adicionalmente, la historia de producción ilustrada en la Figura 2 presenta un aumento de la producción de agua en el año 1984, el cual súbitamente desaparece con el aislamiento que se hizo de la Unidad Lisama A en 1994 en los pozos donde se encontraba abierta, fenómeno que se explica por la alta viscosidad del crudo de esta unidad (480 cP), lo que ocasiona un fenómeno de alta movilidad del acuífero de baja actividad que se estima está presente al Oeste del área.

A la fecha el área acumula una producción del orden de 8.7 MBIs de petróleo, con lo que se estaría alcanzando un factor de recobro de apenas 3,7%. Lo que explica el bajo nivel en que se ha mantenido el GOR después de 60 años de explotación. Antes de 2007, el

área mantenía una producción del orden de 300 BOPD, proveniente de 4 pozos (Tisquirama-2,3, Caiman-2 y San Roque-1), de los 9 pozos perforados en los Campos Tisquirama y San Roque. Los otros 5 pozos del Campo se encontraban abandonados. A partir de 2007 se inicia una campaña de perforación por parte de Ecopetrol S.A. que ha permitido multiplicar los niveles de producción hasta 2500 BOPD en noviembre de 2010 con cortes de agua inferiores al 1%, mediante la perforación de 5 pozos San Roque y 12 pozos Tisquirama, quedando por ejecutar algunas actividades de completamiento (San Roque-6 y Tisquirama-17) y fracturamiento (Tisquirama-10, 13, San Roque-7 y 4), que permitirán llevar la producción del área por encima de los 3000 BOPD, con el consecuente incremento en las reservas para Ecopetrol S.A.

**Figura 2. Historia de producción Área Tisquirama - San Roque.**



FUENTE: EVALUACIÓN DE YACIMIENTOS CAMPOS TISQUIRAMA SAN ROQUE, ECOPETROL,

En el año 2008 se negoció una curva básica de regalías 20% para el campo San Roque, la producción por encima de esta curva se gravaría con regalías variables del 8%. de acuerdo a la posición de representantes del ministerio de minas y energía la negociación

de tal curva para el campo Tisquirama tendría que estar asociada a proyectos de recuperación secundaria.

El petróleo es de tipo "Black Oil" con gravedad promedio de 23° API. Las arenas productoras pertenecen a las unidades de flujo A, B, C y E de la Formación Lisama de edad Paleoceno, que fue depositada en un sistema fluvial meándrico, en donde se presenta un paquete arenoso con una porosidad de 15%, una permeabilidad promedio de 27 md y una salinidad promedio del agua de formación de 17.000 ppm de cloruros.

### **3.1 Campo San Roque**

El campo produce mediante empuje de agua parcialmente activo y expansión de roca y fluido, presentó una producción inicial de 400 BOPD, correspondientes al pozo San Roque-1. En el campo se han perforado seis pozos, de los cuales tres mostraron la presencia de hidrocarburos en la Formación Lisama (San Roque - 1, San Roque – 3, San Roque – 4, San Roque-6 y San Roque-7) y uno resultó seco al ubicarse fuera de la estructura (San Roque – 2). Actualmente se encuentran activos los cinco pozos productores con una producción del orden de 850 BOPD.

El Aceite Original en Sitio para el campo se ha estimado en 62 MBls. La producción acumulada a Junio de 2011 es de 3.1 MBls, para un factor de recobro actual del 4.5%.

### **3.2 Campo Tisquirama**

El campo produce mediante empuje de agua parcialmente activo, con una producción inicial de 600 BOPD. En el campo se han perforado once pozos, de los cuales todos mostraron la presencia de hidrocarburos en la Formación Lisama y cuatro (Caimán-1, Tisquirama – 6, Tisquirama – 7 Tisquirama - 9) en la Formación Umir. Debido a baja productividad y problemas mecánicos se abandonaron Tisquirama - 4, Tisquirama - 1, Tisquirama - 5, y Caimán -1. Actualmente se encuentran activos los pozos Tisquirama-2, Tisquirama-3, Tisquirama – 6, Tisquirama – 7, Tisquirama – 8 y Caimán-2; y en proceso de prueba y completamiento el pozo Tisquirama – 9.

El Aceite Original en Sitio para el campo se ha estimado en 172,1 MBIs. La producción acumulada a Junio de 2011 es de 5,9 MBIs, para un factor de recobro actual de 3,4%.

## **4. INFORMACION TECNICA.**

### **4.1 Sísmica**

El modelo estructural actual del campo está basado en la interpretación de líneas sísmicas 2D pertenecientes a los programas Tisquirama-83, Tisquirama-85, Torcoroma-2001 y Magdalena Medio-76 A finales del año 2008 y comienzos del año 2009 se contrató a la Compañía GEOFÍSICA LATINOAMERICANA S.A (CGL S.A.) para que realizará la adquisición del programa sísmico TISQUIRAMA 3D, 2009 entre los meses de marzo a Junio, cuya área de adquisición sísmica se encuentra ubicada en los municipios de San Martín, Aguachica y Río de Oro en el cual comprenden las veredas Mórrison, El Marque, Santa Lucía, Pueblo nuevo, Tisquirama, El Carmen, Cuatro Bocas, El Diviso y Torcoroma.

El programa sísmico Tisquirama 3D consta de un total de 41 líneas Fuentes y 46 líneas receptoras con un total de 3959 puntos de disparo y 10166 puntos receptores, para un total de 755.225 km lineales y 126.72 km<sup>2</sup>. Este volumen sísmico fue procesado en el año 2009 e interpretado por el equipo de la Superintendencia de Yacimientos en 2010, toda la información nueva adquirida es utilizada en conjunto con los resultados del procesamiento de la sísmica 3D, para definir y calibrar un nuevo modelo estático que será validado con la definición y perforación de nuevos pozos.

### **4.2 Geología Del Campo**

En términos generales, en el área de Tisquirama/San Roque se interpretan estructuras complejas, producto de diversos eventos de deformación que permitieron la formación de las estructuras actuales presentes en ambos campos.

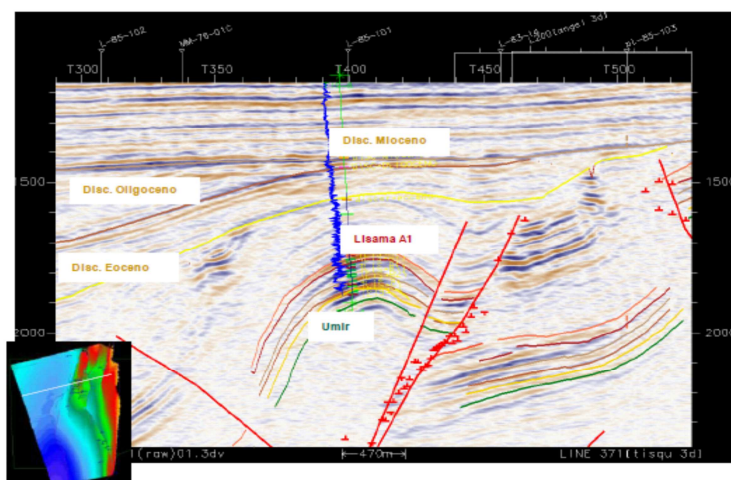
Con esta interpretación, se puede decir que la estructura del campo Tisquirama corresponde a un anticlinal asimétrico alargado en la dirección NNE-SSW a casi N-S con una extensión de unos 8 km por 1.2 Km de ancho, con buzamientos fuertes de unos 60 a 70 grados hacia el costado occidental del pliegue especialmente hacia la parte norte de la estructura Tisquirama (Figura 3), los cuales van siendo más suaves con buzamiento entre

30 a 45 grados a medida que nos movemos hacia el Sur donde la estructura se torna más amplia alcanzando hasta 1.9 km de ancho a la altura del pozo Caiman-1.

Para el caso de San Roque se trata de un Monoclinal, buzando suavemente hacia el SWW el cual choca contra la falla de Tisquirama al Sur formando una especie de subthrust por debajo de la falla (Figura 4). Este monoclinual se extiende desde el borde del volumen por unos 5 Km con una amplitud de unos 1.1 km.

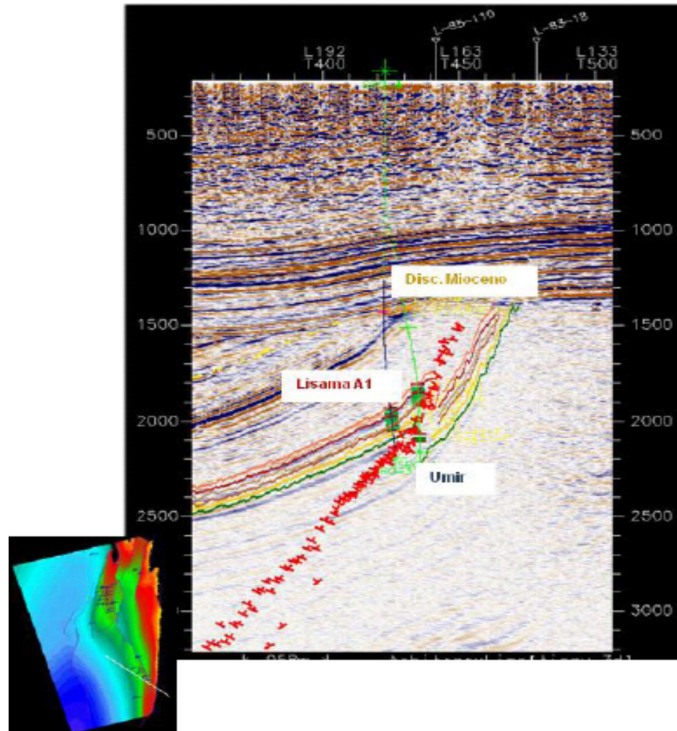
Adicionalmente, el prospecto de Near Field Exploration San Martín, el cual fue posible identificar mediante la sísmica 3D adquirida en el año 2009 e interpretada en el año 2010 dentro del área del Contrato Tisquirama, de acuerdo a la cual se encuentra la Formación Lisama en niveles estructurales más altos, por detrás de la falla de Tisquirama, límite de los campos Tisquirama y san Roque, buzamiento arriba en el bloque yacente de la falla hasta la discordancia del Mioceno, en una estructura complejo tipo monoclinual , limitado contra la discordancia del Mioceno, esta estructura se extiende por unos 13 km, con 900 m de ancho como se muestra en la Figura 5. Los riesgos asociados a esta nueva estructura están relacionados al tiempo de llenado de la trampa versus la migración, vías de migración, la capacidad sellante de las unidades post-miocenas depositas sobre la discordancia, y finalmente la presencia de las unidades en el área debido a la calidad de los datos sísmicos.

**Figura 3. Campo Tisquirama, Interpretación estructural – Inline 371.**



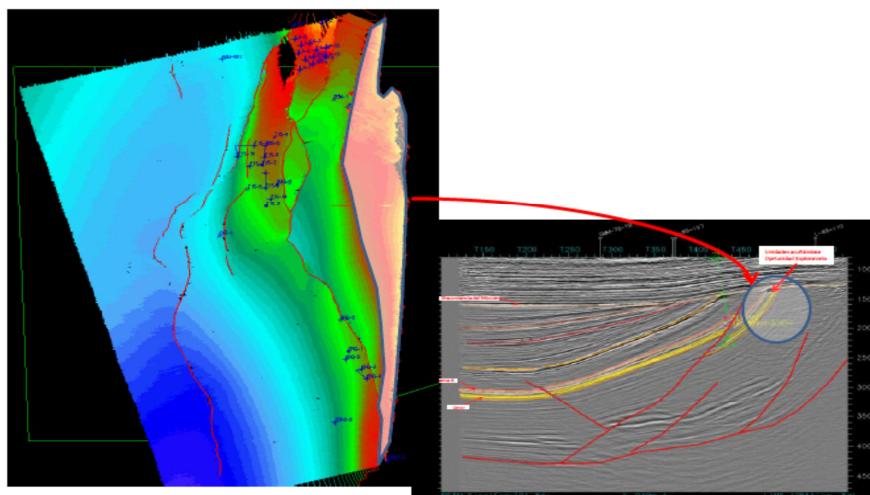
FUENTE: EVALUACIÓN DE YACIMIENTOS CAMPOS TISQUIRAMA SAN ROQUE, ECOPETROL,

**Figura 4. Campo San Roque, Interpretación estructural – Línea Arbitraria.**



FUENTE: EVALUACIÓN DE YACIMIENTOS CAMPOS TISQUIRAMA SAN ROQUE, ECOPETROL,

**Figura 5. Área adicional Near Field Exploration – San Martín.**



FUENTE: EVALUACIÓN DE YACIMIENTOS CAMPOS TISQUIRAMA SAN ROQUE, ECOPETROL,

### **4.3 Estratigrafía**

El Campo Tisquirama está ubicado en la sección nor-oriental de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena, la cual fue un área de depositación de sedimentos no marinos y de agua salobre durante el Terciario; estos sedimentos descansan discordantemente sobre los sedimentos marinos del Cretáceo.

La columna estratigráfica perforada por algunos pozos en el campo abarca rocas desde el Cretáceo hasta el Mioceno. (Figura 6).

#### **4.3.1 Rocas Pre-Mesozoicas**

Conforman el basamento del área y consisten en rocas ígneas y metamórficas del Macizo de Santander. Mucho de este material está conformado por esquistos micáceos localmente intruidos por rocas ígneas ácidas e intermedias. La edad de este complejo ha sido datada como Pre-Devoniano.

#### **4.3.2 Rocas Triásicas Y Jurasicas**

Son sedimentos de origen continental depositados sobre el basamento. La litología predominante consiste de areniscas y lutitas de color marrón a rojo y que se conocen como Formación Girón. De acuerdo a JULIVERT, M., (1958) se le asigna a la Formación Girón un espesor de 2500 m, edad Jurásica y se correlaciona con las formaciones La Quinta (Venezuela) y Post Payande en el VSM.

#### **4.3.3 Rocas Cretácicas**

El ambiente sedimentario cambió gradualmente de continental a aguas salobres y hasta marino, producto de un evento transgresivo del mar. Las rocas predominantemente consisten de intercalaciones de calizas y arcillas con esporádicos niveles arenosos en alguna de sus formaciones.

#### **4.3.3.1. Formación Santos-Tambor:**

Descansa conforme sobre las capas rojas del Jurásico. Las areniscas, de base a tope de la unidad, fueron depositadas en ambientes de corrientes de meandros, llanuras deltaicas e intramareas; según JULIVERT, M.,(1958) el espesor de la sección tipo es 650 m , pero regionalmente es muy variable; la edad por su posición se ha considerado Hauteriviano-Valanginiano.

#### **4.3.3.2. Formación Rosablanca:**

Fue depositada en una plataforma de carbonatos localizada en el costado occidental de la cuenca sedimentaria del Cretáceo temprano. Está compuesta por carbonatos y evaporitas. Resultados de recientes investigaciones le asignan potencial generador de hidrocarburos. Según ZAMARREÑO DE J,(1963) tiene un espesor de 318m en la sección tipo del cañón de río Sogamoso; la edad que se le ha asignado es desde Valanginiano al S hasta Barremiano al N.

#### **4.3.3.3. Formaciones Paja, Tablazo, Simití y Salto:**

Contienen lodolitas grises, biomicritas, micritas y areniscas calcáreas depositadas en condiciones marinas. Las características de estas formaciones son en general, para la Formación Paja desde 125m hasta 650m de espesor, la edad que se asigna es de Barremiano a aptiano; para la Formación Tablazo se tienen espesores que van desde 700m hasta 1000 m en el VMM , la edad que se asigna para esta unidad varía desde el Aptiano hasta turoniano (LÉXICO ESTRATIGRÁFICO., 1968). Respecto a la Formación Simití, ésta tiene un espesor que varía entre 250m y 650m y se le asigna edad albiano.

#### **4.3.3.4. Formación La Luna:**

Es el intervalo generador más importante de la cuenca y está compuesta de shales negros, calizas y algunas capas de chert. Se divide a su vez en los miembros Salada, Pujamana y Galembo, se ha definido que ésta formación es de edad Turoniano-

Santoniano; el espesor total de la formación La Luna varía entre 300 m y 700 m. (LÉXICO ESTRATIGRÁFICO., 1968).

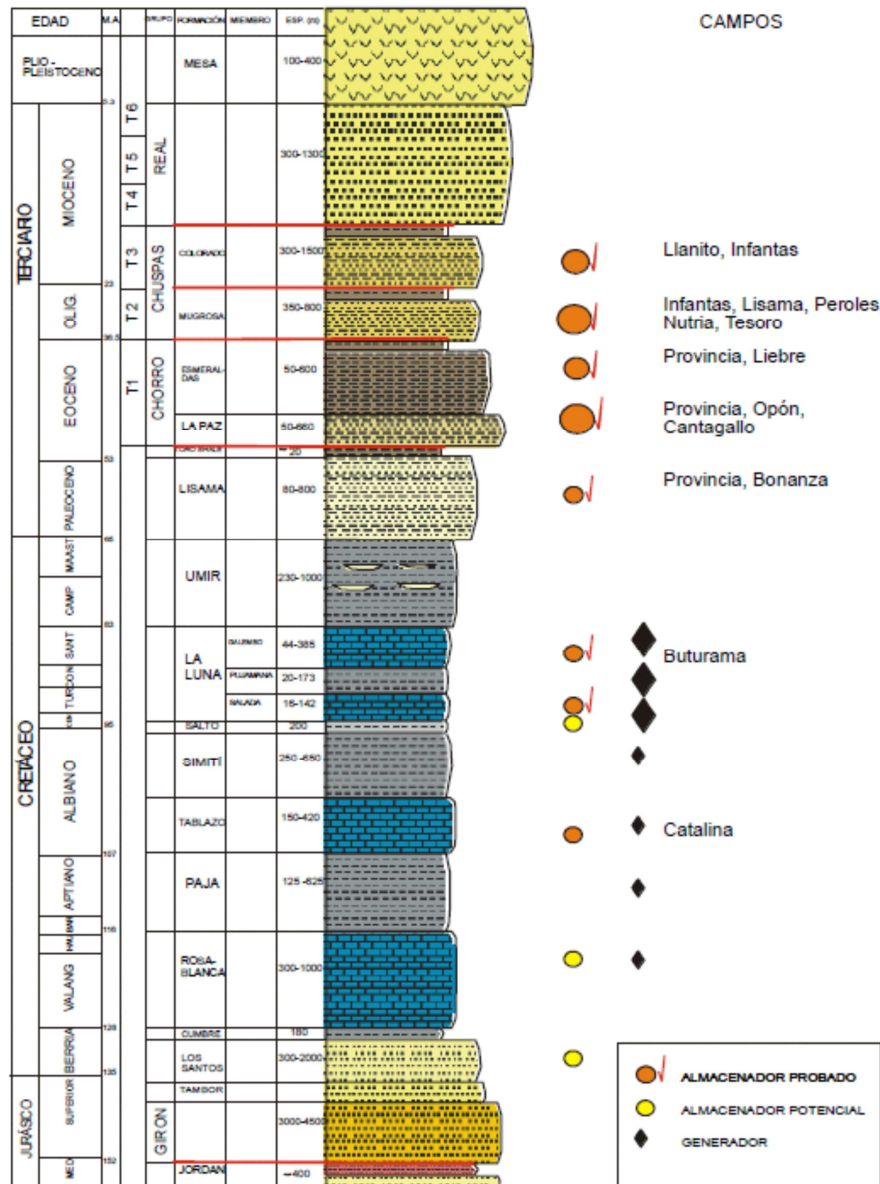
#### **4.3.3.5. Formación Umir:**

Suprayace a la Formación La Luna, esta unidad litoestratigráfica está compuesta principalmente de lodolitas grises depositadas principalmente en frentes de playa y bahías, intercaladas con carbones y algunas areniscas arcillosas con potencial almacenador pobre. La Formación Umir tiene un espesor de 1000 m, y la edad que se le asigna es Campaniano-Maestrichtiano.

#### **4.3.4 Rocas Terciarias**

A finales del Cretácico y principios del Terciario se inicia un periodo de regresión marina, pasando por los estados sucesivos de ambientes de aguas salobres y finalmente a través de un levantamiento general, la depositación continental tiene lugar.

Figura 6. Columna estratigráfica generalizada del Valle Medio del Magdalena (VMM). Tomada Silva, M., 2007.



FUENTE: EVALUACIÓN DE YACIMIENTOS CAMPOS TISQUIRAMA SAN ROQUE, ECOPETROL,

#### **4.3.4.1. Paleoceno.**

Las Rocas del paleoceno comprenden toda la secuencia sedimentaria conocida como:

**Formación Lisama:** Es el principal almacenador del área de Tisquirama-San Roque. Está limitada por encima por la inconformidad regional del Eoceno y en otras partes de la cuenca esta ausente por erosión en las áreas donde la erosión cortó parte de la secuencia del cretáceo. Para su estudio el área se ha dividido en dos miembros; uno Superior y otro Inferior, el Miembro Lizama superior está constituido por intercalaciones de lutitas y arcillas interestratificadas con capas de areniscas grises de grano fino a medio y numerosos mantos de carbón. La Formación Lizama tiene un espesor de 1225 m en su sección tipo. La edad que se le asigna a esta unidad es Paleoceno (VAN DER HAMMEN., 1954). Para el área de los campos Tisquirama- San Roque el miembro Lizama Inferior, se dividió en 4 unidades; Lizama A, Lizama B, Lizama C y Lizama E, constituidas por areniscas grises, de grano fino a medio, porosas y permeables.

#### **4.3.4.2. Eoceno**

##### **Formación La Paz-Esmeraldas, Eoceno medio-superior:**

Fue depositada sobre la inconformidad del Eoceno, en una relación de onlap. Hacia el borde más oriental de la cuenca parece existir una relación de paraconformidad con la subyacente Formación Lisama. Consta en el área de intercalaciones de arenisca de cuarzo de grano fino, de color verde a gris con limolitas, arcillolitas y areniscas lodosas. Los espesores son de 3000 m para la Formación La Paz y 1200 m para la Formación Esmeraldas (adelgazándose las dos hacia el este); la edad de estas unidades es Paleoceno-Eoceno Medio para La Paz y Eoceno medio – superior para Esmeraldas. (LÉXICO ESTRATIGRAFICO., 1974).

#### **4.3.4.3. Oligoceno-Mioceno Medio**

Las rocas del oligoceno están representadas por las **Formaciones Mugrosa y Colorado** del área de De mares. Consta predominantemente de lodolitas rojas a marrón, blandas,

limolitas y niveles delgados de arenisca de cuarzo de grano fino a grueso, arcillosa, con trazas de pirita. La relación de estas unidades con las capas suprayacentes es una discordancia angular. Los espesores para estas dos unidades son de 500m a 700m para la Formación Mugrosa y 1200 m para la Formación Colorado aunque este último puede llegar a los 2500 m en el área E. Las edades de estas dos formaciones son Eoceno superior a Oligoceno para la formación Mugrosa y Oligoceno Medio a Mioceno Inferior para la formación Colorado. (LÉXICO ESTRATIGRAFICO., 1974)

#### **4.3.4.3. Mioceno medio-Plioceno**

Las rocas correspondientes a este periodo geológico se conocen en el area como Grupo Real y comprenden intercalaciones de areniscas cuarzo-feldespaticas, pobremente cementadas, de grano grueso, varicoloreadas, pobremente sorteadas, subangulares con trazas de limolitas con arcillas limosas, blandas de color rojo a rosado. En algunos niveles las areniscas se vuelven conglomeraticas y los niveles arcillosos presentan contenido de yeso. El espesor del Grupo Real cerca al rio Opón alcanza 3900 m, pero en el sector del campo La Cira tiene solo 500m. (LÉXICO ESTRATIGRAFICO., 1974)

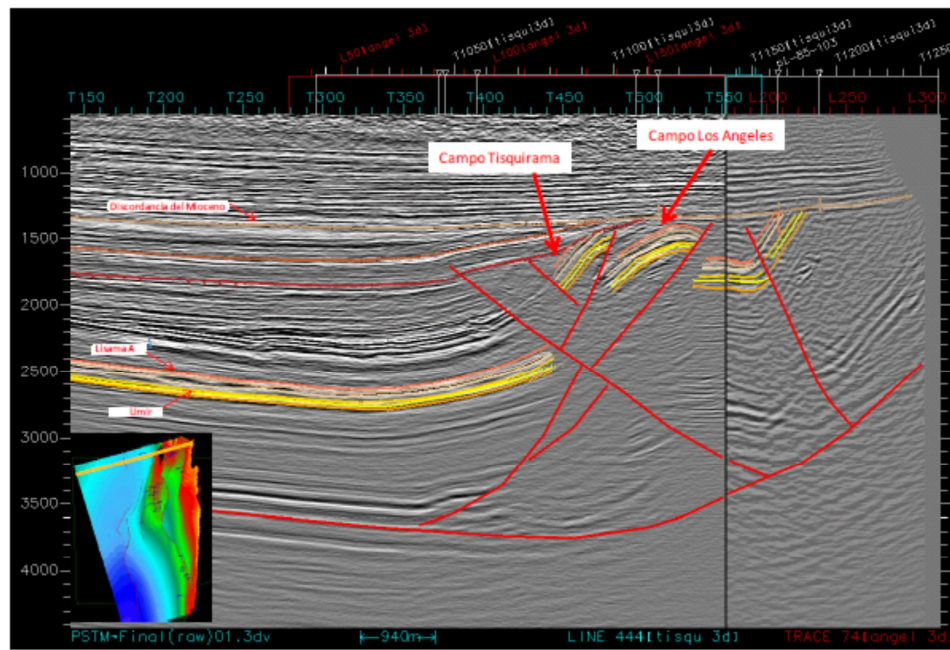
### **4.4 Modelo Estructural**

Para ilustrar el comportamiento y la complejidad estructural en el área, en las imágenes siguientes serán mostradas algunas líneas interpretadas partiendo desde el Norte hacia Sur, y algunas más en la dirección Este-Oeste, para así visualizar mejor la geometría de las estructuras presentes en el área Tisquirama y San Roque.

La sección sísmica de la Figura 7. Muestra un merge entre el volumen sísmico Tisquirama 3D a la izquierda y el volumen sísmico Los Angeles 3D a la derecha. Se interpreta un despegue profundo, a partir del cual se desprenden una serie de fallas convergencia al oriente las cuales se consideran las más importante en esta área ya que son limites de los yacimientos en Tisquirama y San Roque, se presentan además en el

área algunas otras fallas convergencia al oriente, unas de ellas parecen romper las fallas de vergencia oriental pre-existentes.

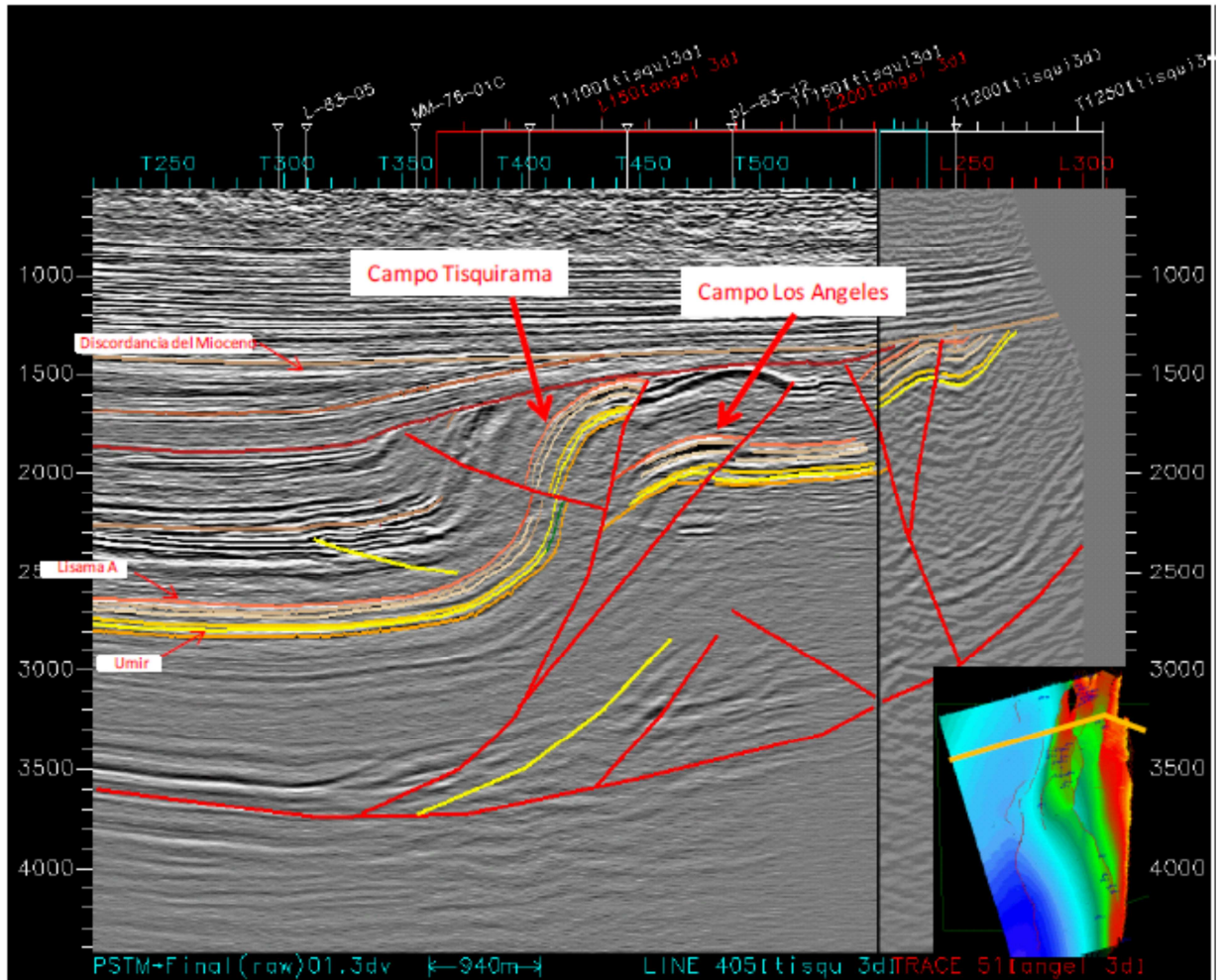
**Figura 7. Sección ubicada al norte del campo Tisquirama a la altura de la Inline 444.**



FUENTE: EVALUACIÓN DE YACIMIENTOS CAMPOS TISQUIRAMA SAN ROQUE, ECOPETROL,

En términos generales, se trata de un pliegue formado por propagación de falla que hacia el norte del área ha sido afectado por fallas de sentido opuesto, este conjunto de fallas en los estados finales de la deformación son posiblemente producto de un fault detachment fault que permitió la configuración actual de la estructura en este sector. En esta sección sísmica podemos observar un remanente del anticlinal de Tisquirama por debajo del cual tenemos desarrollado el campo Los Ángeles, producto del desarrollo de una falla satélite que se desprende de la falla de Tisquirama, aun más hacia el costado oriental de la sección podemos observar como las unidades se truncan contra la discordancia del Mioceno, representando estructuralmente lo más alto, con posibilidades exploratorias, aunque con factores de riesgo que hay que evaluar.

**Figura 8. Sección sísmica interpretada, ubicada al norte del campo Tisquirama a la altura de la Inline 405.**

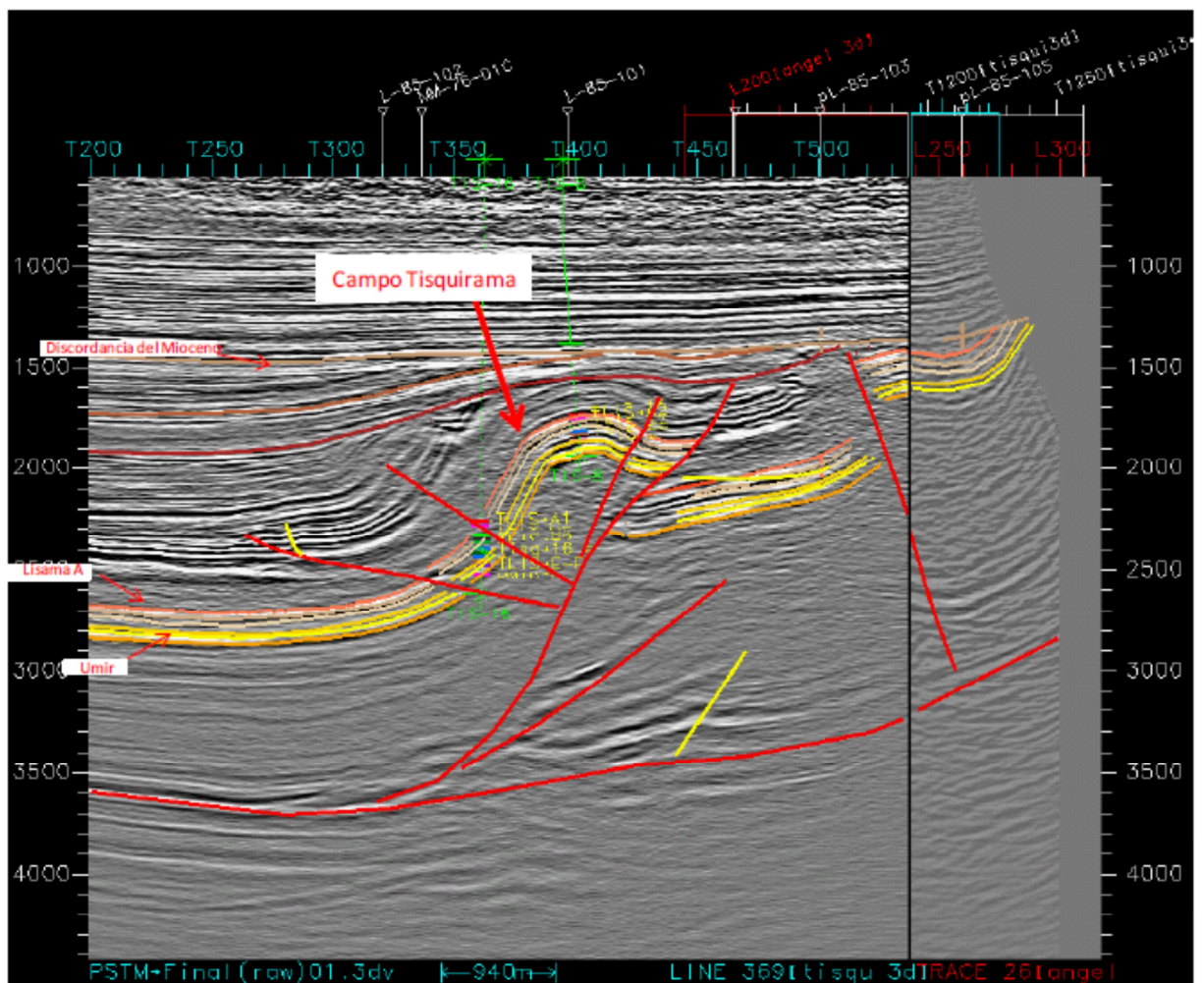


FUENTE: EVALUACIÓN DE YACIMIENTOS CAMPOS TISQUIRAMA SAN ROQUE, ECOPETROL,

La Figura 8, muestra una sección compuesta con los volúmenes Tisquirama 3D a la izquierda y Los Ángeles 3D a la derecha, en una sección sísmica a la altura de la inline 405 en el volumen Tisquirama 3D; en ella se nota la formación del pliegue en la estructura Tisquirama en el bloque colgante de la falla de Tisquirama, por debajo de la

cual tenemos insípidamente formada la estructura del campo Los Ángeles a esta altura con un pequeño desplazamiento de la falla, el cual va aumentando su salto hacia el norte donde la estructura de Los Ángeles está totalmente desarrollada. Hacia el costado Este de esta sección, notamos el desarrollo de una falla convergencia al occidente que permite la formación de una nueva estructura hacia este sector, con las unidades productoras en Tisquirama y Los Ángeles decapitadas por la discordancia del Mioceno (Prospecto San Martín).

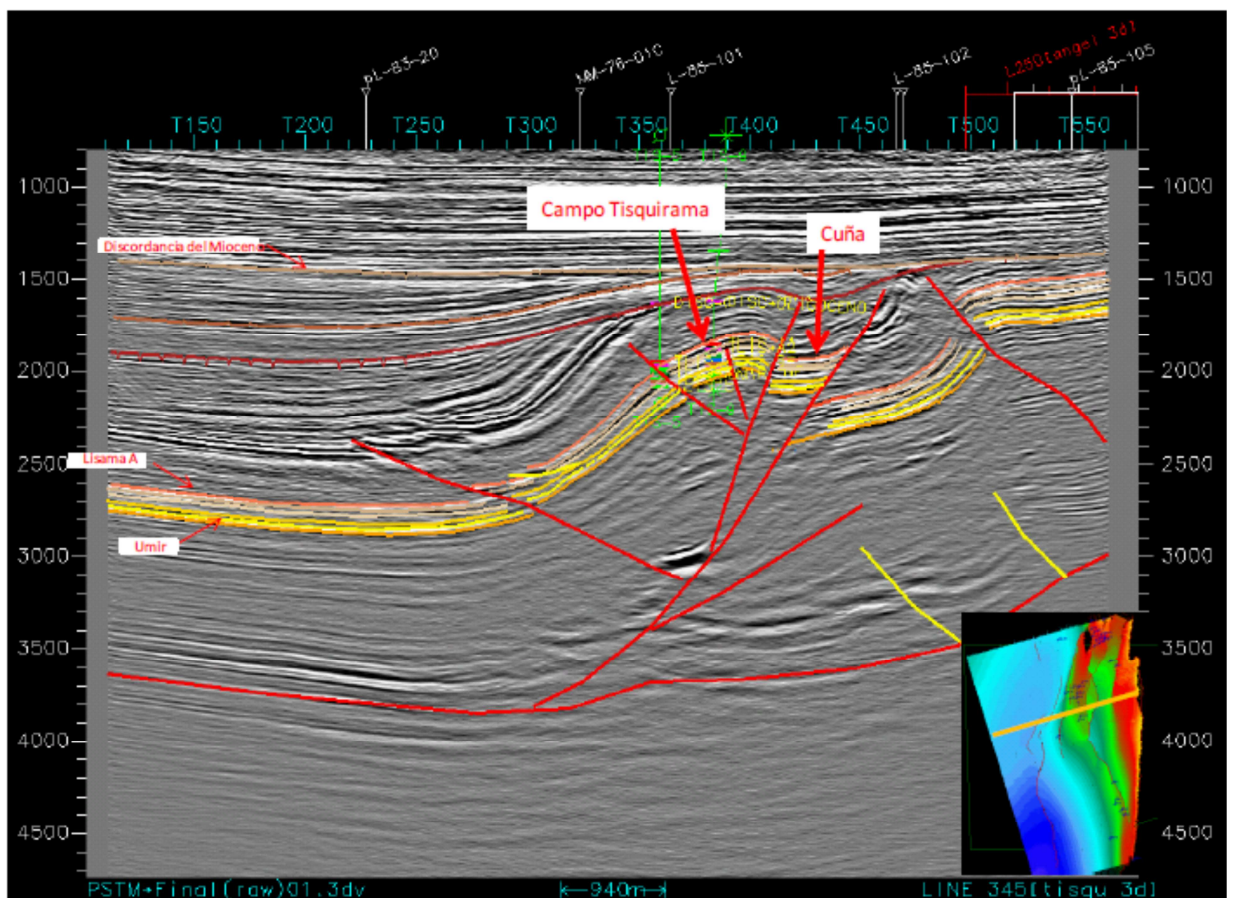
**Figura 9. Sección sísmica interpretada, ubicada al norte del campo Tisquirama a la altura de la Inline 369.**



FUENTE: EVALUACIÓN DE YACIMIENTOS CAMPOS TISQUIRAMA SAN ROQUE, ECOPETROL,

En la sección sísmica mostrada arriba (Figura 9) al nivel del inline 369 del volumen Tisquirama 3D, se muestra un mejor desarrollo del pliegue anticlinal asimétrico de la estructura Tisquirama, nótese como a esta altura se ha desarrollado una cuña por debajo de la falla principal y hacia el oriente la posible presencia de las unidades productoras asociadas al bloque colgante de la una falla convergencia al occidente (costado más oriental prospecto San Martín).

**Figura 10. Sección sísmica interpretada, ubicada al centro del campo Tisquirama a la altura de la Inline 345.**



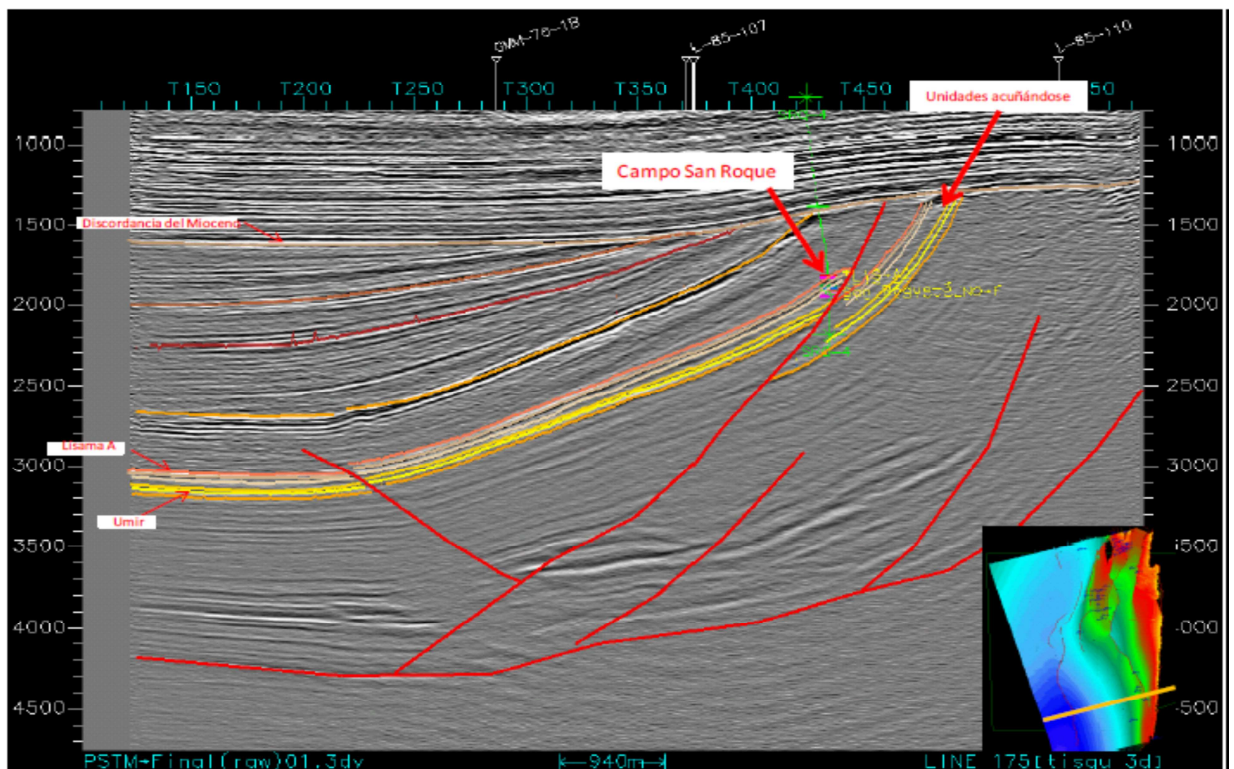
FUENTE: EVALUACIÓN DE YACIMIENTOS CAMPOS TISQUIRAMA SAN ROQUE, ECOPETROL,

La interpretación sobre la inline 345 (Figura 10), ubicada justo hacia la parte central del campo Tisquirama, muestra la presencia de un anticlinal asimétrico, con buzamientos en su limbo trasero muchos más suaves de los que se pueden observar hacia el norte de esta misma estructura. El pliegue ha sido generado por una falla principal asociada a

despegues profundos, a los cuales se asocia backthrust que segmentan levemente la estructura, y la presencia de una cuña por debajo de la falla principal, donde aun no se ha probado la presencia de hidrocarburos (Tisquirama Este).

La estructuración a partir del sur del campo Tisquirama y hasta el campo San Roque es más simple que al norte del Volumen, a esta altura del campo San Roque (Figura 11) se observa un monoclinal sencillo buzando unos 30 grados hacia el occidente. La estructura del campo San Roque corresponde al bloque colgante de la falla de Tisquirama, la cual a esta altura presenta un salto de unos 250 pies, bajo la cual en el bloque yacente encontramos la continuidad de estas unidades buzando con un ángulo de unos 45 a 50 grados hasta ser decapitadas por la discordancia del Mioceno (Prospecto San Martín, zona sur), en donde es válida la misma discusión que se ha planteado en párrafos anteriores acerca de la calidad sellante de las unidades sobre las discordancia del Mioceno y el timing para el llenado de la trampa.

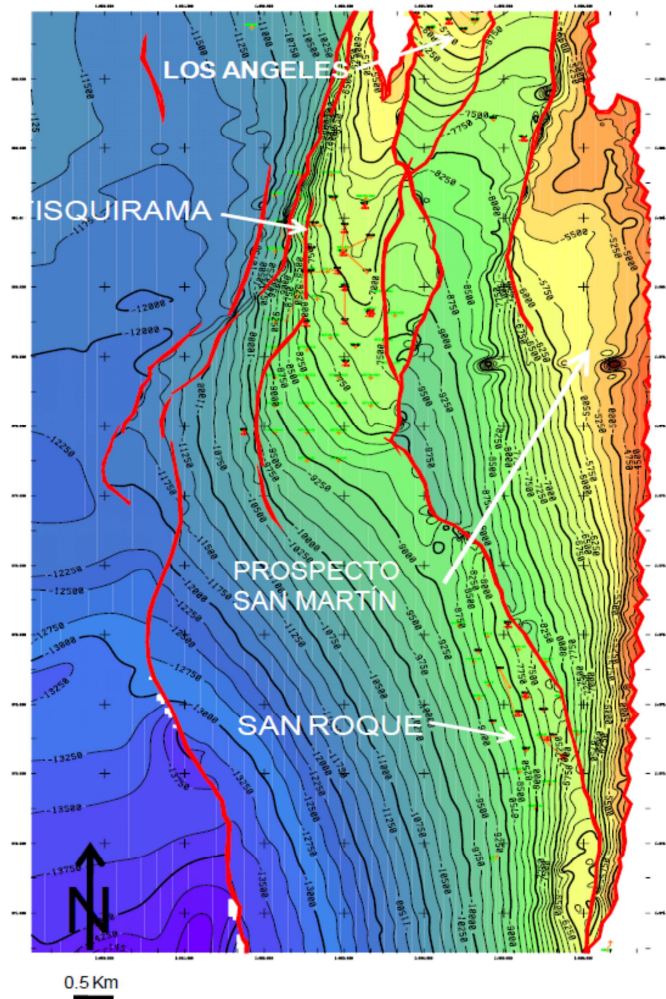
**Figura 11. Sección sísmica interpretada, ubicada al centro del campo San Roque a la altura de la Inline 175.**



FUENTE: EVALUACIÓN DE YACIMIENTOS CAMPOS TISQUIRAMA SAN ROQUE, ECOPETROL,

Como resultado de la interpretación del volumen sísmico se generaron los mapas estructurales para cada una de las unidades de interés, la Figura 13 presenta el mapa estructural al tope de la Unidad Lisama A1. PROSPECTO SAN MARTIN.

**Figura 12. Mapa estructural al tope de la Unidad Lisama A1.**



FUENTE: PLAN DE DESARROLLO ÁREA TISQUIRAMA – SAN ROQUE, GERENCIA TÉCNICA Y DE DESARROLLO DE E&P SUPERINTENDENCIA DE YACIMIENTOS, ECOPETROL, 2010.

## **4.5 Propiedades De Yacimiento**

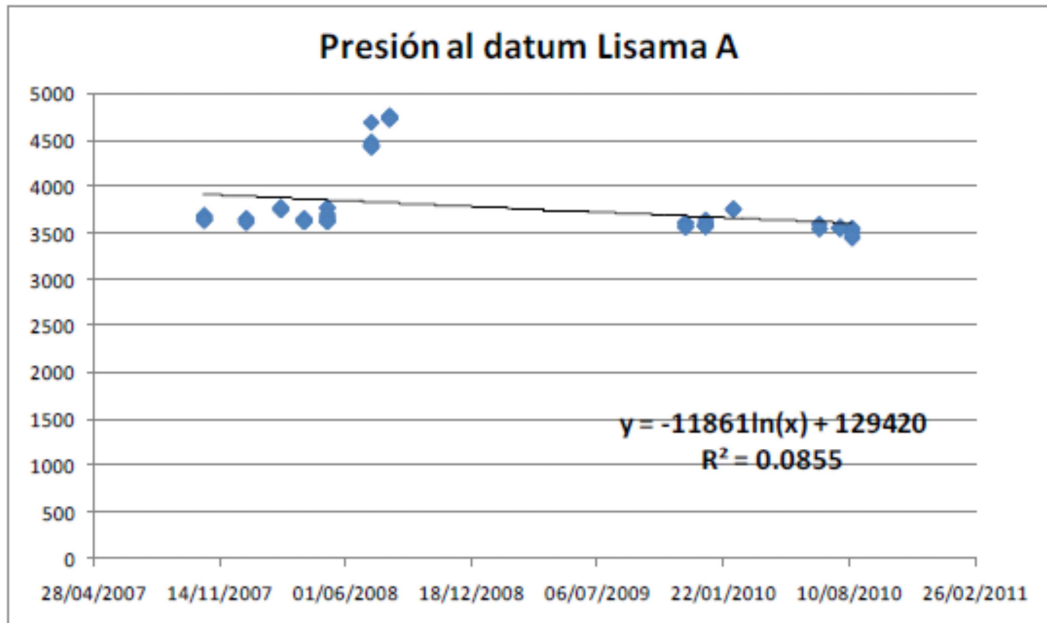
### **4.5.1 Mecanismos De Producción**

De acuerdo con el comportamiento general de la producción primaria y los análisis de los diferentes estudios, se considera que la formación Lisama en los Campos Tisquirama y San Roque maneja como mecanismos de producción fundamentalmente gas en solución, contenido en el petróleo acumulado, y la acción de un acuífero de muy pobre actividad en el flanco occidental de la estructura los recobros para un yacimiento de este tipo de estiman en promedio en un 25%. Pero considerando el alto grado de heterogeneidad de las unidades productoras, un 20% de recobro en producción primaria resultaría aceptable, por lo que se hace necesario emprender proyectos de recuperación secundaria y terciaria que permitan mejorar significativamente el Factor de Recobro.

### **4.5.2 Presiones**

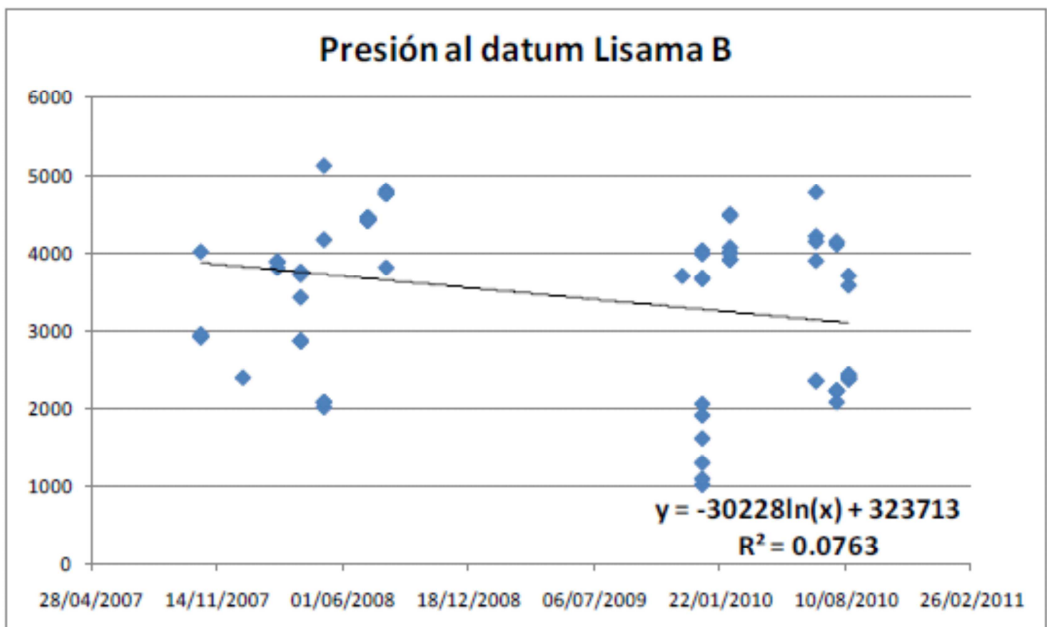
Se tiene determinada una presión inicial para el Campo del orden de 4000 Psi a -9.000 Pies TVDss, las mediciones adelantadas durante la campaña de perforación 2008 – 2010 mediante herramienta MDT determinaron que la unidad Lisama A (Crudo de 13° API) presenta una presión promedio de 3.150 Psi (Alto nivel de presión explicado por su poca producción), mientras las unidades de crudo medio (23°API) presentan una Presión que varía entre de 1300 y 2500 Psi. Esta diferencia se ve fundamentalmente representada en la mayor producción que han tenido las unidades Lisama B, C y E, productoras de crudo de 23°API. La Figura 13, Figura 14 y Figura 15 ilustran las presiones registradas durante la campaña de perforación mencionada a -8500 pies TVDss.

**Figura 13. Presiones Unidad Lisama A Campaña 2007 - 2010.**



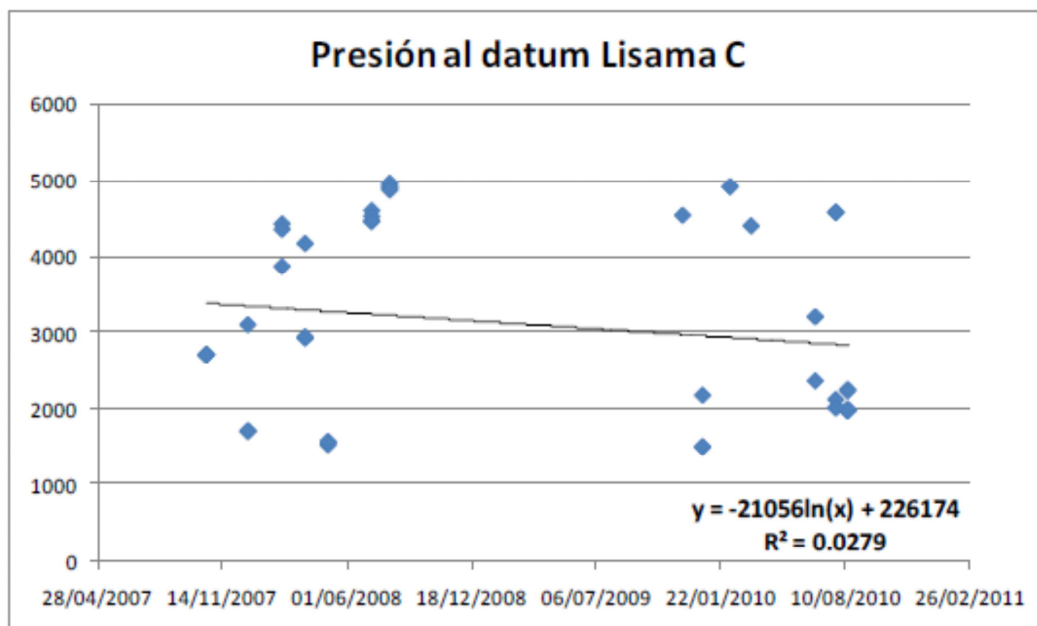
FUENTE: PLAN DE DESARROLLO ÁREA TISQUIRAMA – SAN ROQUE, GERENCIA TÉCNICA Y DE DESARROLLO DE E&P SUPERINTENDENCIA DE YACIMIENTOS, ECOPEPETROL, 2010.

**Figura 14. Presiones Unidad Lisama B Campaña 2007 - 2010.**



FUENTE: PLAN DE DESARROLLO ÁREA TISQUIRAMA – SAN ROQUE, GERENCIA TÉCNICA Y DE DESARROLLO DE E&P SUPERINTENDENCIA DE YACIMIENTOS, ECOPEPETROL, 2010.

**Figura 15. Presiones Unidad Lisama C Campaña 2007 - 2010.**



FUENTE: PLAN DE DESARROLLO ÁREA TISQUIRAMA – SAN ROQUE, GERENCIA TÉCNICA Y DE DESARROLLO DE E&P SUPERINTENDENCIA DE YACIMIENTOS, ECOPEPETROL, 2010.

#### 4.6 Propiedades De La Roca

##### 4.6.1 Porosidad ( $\Phi$ )

Se calculó por tres diferentes métodos dependiendo de la disponibilidad de los registros en cada pozo. Con los datos de la evaluación petrofísica, la porosidad definida para las diferentes unidades de la Formación Lisama varía entre 25 y 20% para la Unidad Lisama A, mientras las muestras para las unidades Lisama B y C varían entre 15 y 20%.

##### 4.6.2 Permeabilidad (K)

De acuerdo con los datos de la evaluación petrofísica de las muestras de los corazones de los pozos Tisquirama-9, Tisquirama-9 y San Roque-4, las permeabilidades para las rocas yacimiento de las diferentes unidades de la Formación Lisama (Tipo 1 y 2) varía

entre 10 y 900 mD para las unidades de crudo medio Lisama B y C, con una media armónica del orden de 20 mD, mientras que en la unidad de crudo pesado Lisama A, la permeabilidad varía entre 2500 y 44 mD, con una media armónica de 530 mD.

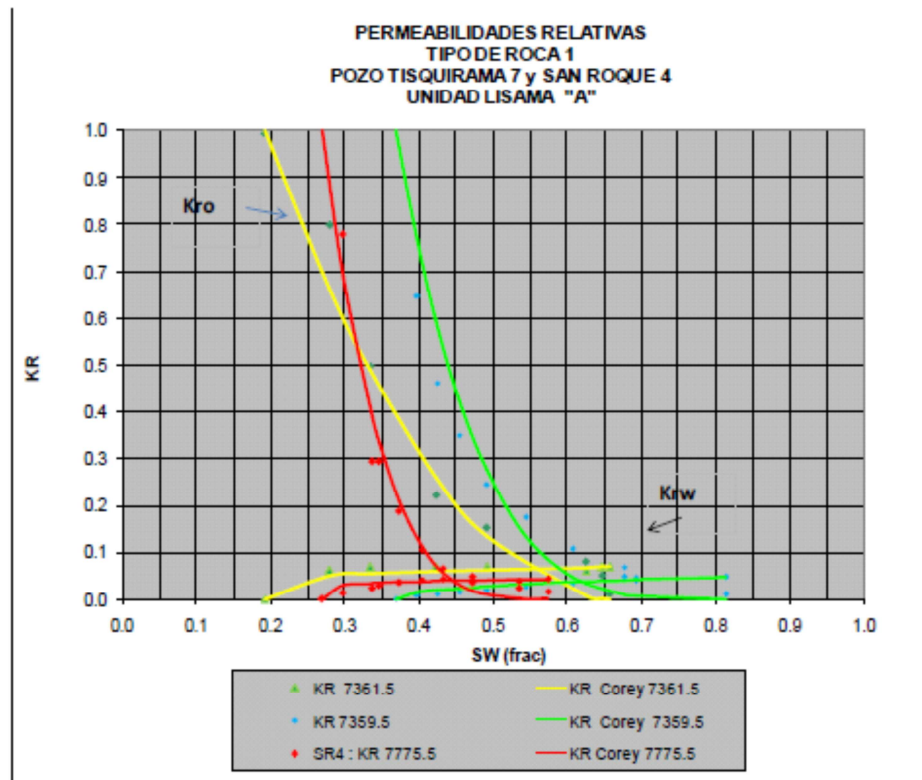
#### **4.6.3 Saturación De Agua ( $S_w$ )**

Para el cálculo se utilizó la ecuación de Archie como la de mayor ajuste para el campo. Las variables de "m", "n" y "a" fueron obtenidos a partir del crossplot de Pickett. Para comprobar los valores de  $R_w$ , n, m y a se hizo un crossplot de Pickett para todos los pozos en las zonas de interés. Adicionalmente se utilizaron datos obtenidos de los corazones adquiridos en el campo. El valor obtenido para los dos campos fue de 35%, siendo consistente con las permeabilidades relativas y el rango de presiones capilares.

#### **4.6.4 Permeabilidades Relativas ( $K_{ro}$ , $K_{rw}$ )**

Con el fin de analizar las propiedades de permeabilidades relativas aceite-agua se examinaron los corazones de los pozos Tisquirama-7, Tisquirama-9 y San Roque-4, cuyas propiedades básicas a manera de información se muestra en la Figura 16 para la Unidad Lisama A, de igual forma se tiene curvas similares para las Unidades de Crudo Medio Lisama B y C, para todas las unidades el yacimiento tiene tendencia preferencial a ser mojados por agua. Para la Unidad Lisama A los tipos de roca 1 y 2, identificados como roca yacimiento, se determinó una saturación irreducible de agua de entre 26 y 35%, y un Sor de entre 23 y 33%. Para las Unidades de Crudo medio, los tipos de roca 1 y 2 presentan una saturación irreducible de agua de entre 29 y 40%, mientras el Sor medido en las muestras analizadas fue de entre 23 y 34%.

**Figura 16. Curvas de permeabilidad relativa Tipo de roca 1 pozos Tisquirama-7 – San Roque-4 Unidad Lisama A.**

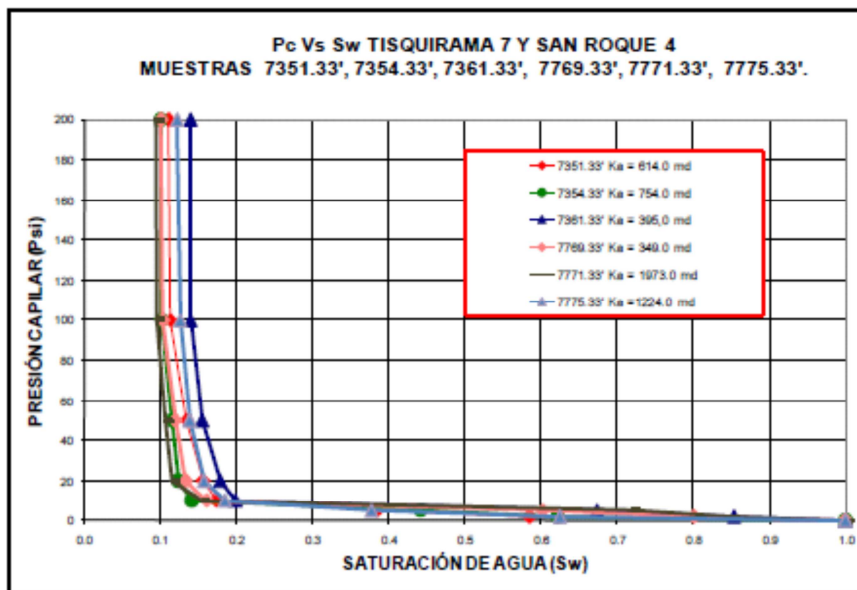


FUENTE: PLAN DE DESARROLLO ÁREA TISQUIRAMA – SAN ROQUE, GERENCIA TÉCNICA Y DE DESARROLLO DE E&P SUPERINTENDENCIA DE YACIMIENTOS, ECOPETROL, 2010.

#### 4.6.5 Presiones Capilares

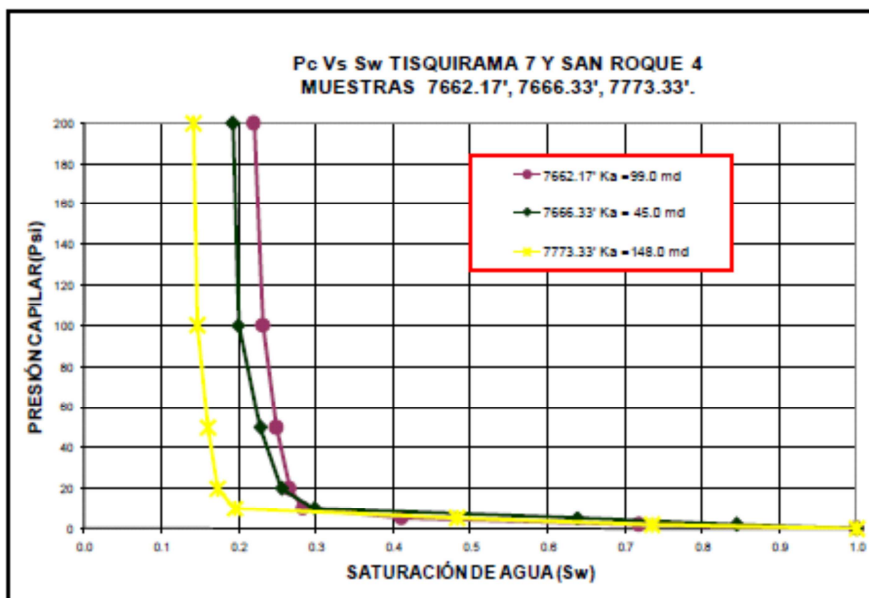
Para el área se realizaron análisis de presiones capilares por plato poroso e inyección de mercurio en muestras de los pozos Tisquirama-9, Tisquirama-7 y San Roque-4. La determinación de presiones capilares se realizó en varias muestras para unidades A, B y C. Los resultados muestran valores de saturación mínima de agua entre 0.1 y 0.25% para la Unidad A (Figura 17 y Figura 18), y entre 0.15 y 0.35% para las Unidades B y C. Sin embargo, no son consistentes con los valores de saturación mínima de agua identificados en las curvas de permeabilidad relativa, las cuales señalan valores más altos de  $S_{wi}$ .

Figura 17. Curvas presión capilar por plato poroso tipo de roca 1 Unidad Lisama A.



FUENTE: PLAN DE DESARROLLO ÁREA TISQUIRAMA – SAN ROQUE, GERENCIA TÉCNICA Y DE DESARROLLO DE E&P SUPERINTENDENCIA DE YACIMIENTOS, ECOPETROL, 2010.

Figura 18. Curva de presión capilar por plato poroso- roca tipo 2 Unidad Lisama A.



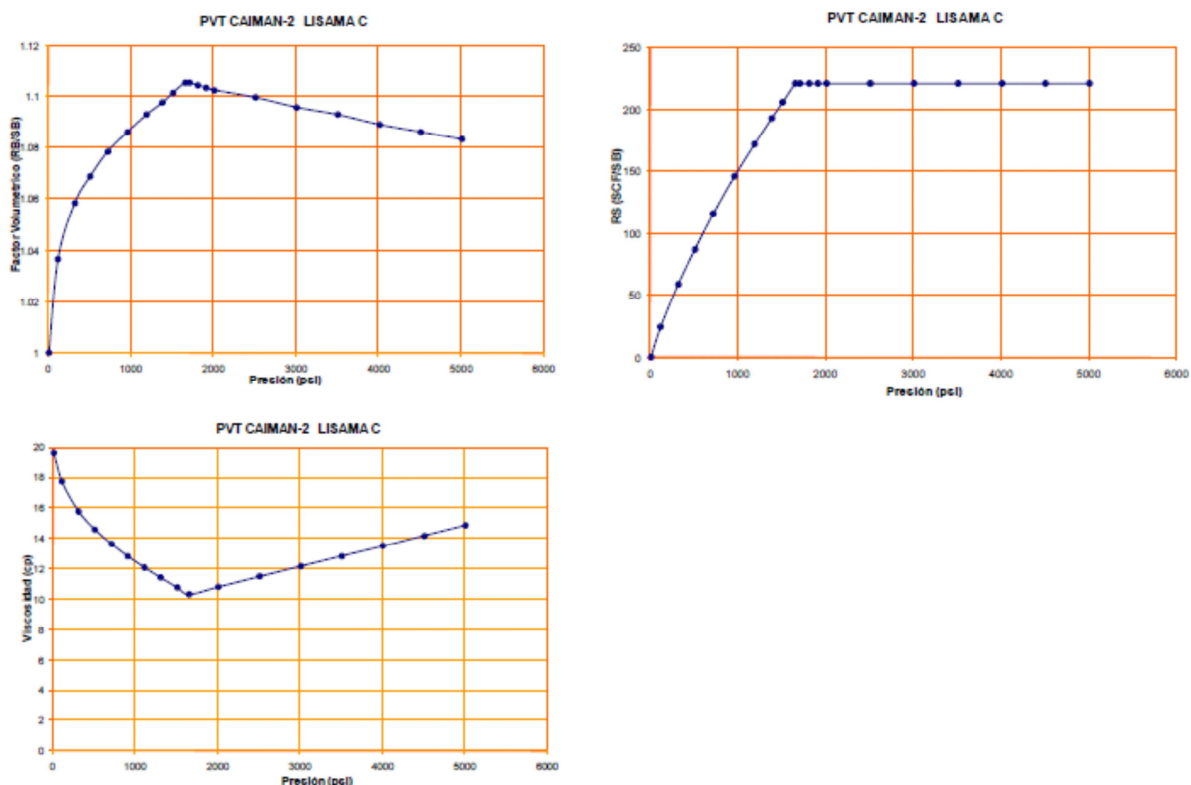
FUENTE: PLAN DE DESARROLLO ÁREA TISQUIRAMA – SAN ROQUE, GERENCIA TÉCNICA Y DE DESARROLLO DE E&P SUPERINTENDENCIA DE YACIMIENTOS, ECOPETROL, 2010.

#### 4.7 Pruebas Pvt

Para cada yacimiento se cuenta con PVT representativo, adquiridos en los pozos iniciales del Campo, en 2008 se adquirió información PVT para la Unidad Lisama A en el pozo Tisquirama-8, en 2010 se adquirió información PVT de la Unidad Lisama C actualizada en el pozo Tisquirama-12, del cual aun no se cuenta con resultados.

Unidad Lisama B, C y E: Petróleo medio de 23° API, con una presión de burbuja de 1645 Psi y GOR de 221 PCN/BN, además de una viscosidad de aprox. 10 cP a las condiciones actuales de yacimiento. La Figura 19 ilustra el comportamiento del Factor Volumétrico del petróleo, el gas en Solución y la viscosidad del petróleo a diferentes presiones.

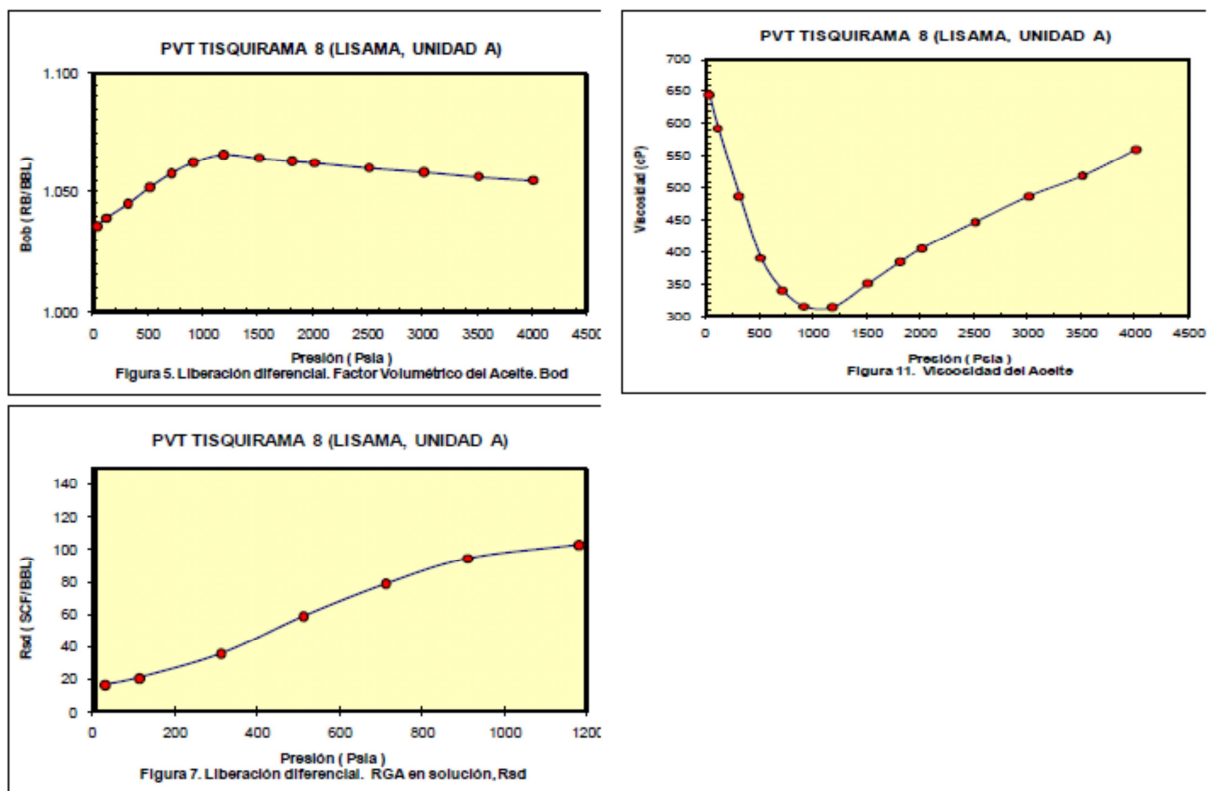
**Figura 19. Propiedades PVT Petróleo Unidades Lisama B, C y E crudo de 23°API Área Tisquirama – San Roque.**



FUENTE: PLAN DE DESARROLLO ÁREA TISQUIRAMA – SAN ROQUE, GERENCIA TÉCNICA Y DE DESARROLLO DE E&P SUPERINTENDENCIA DE YACIMIENTOS, ECOPETROL, 2010.

Para la Unidad Lisama A: Se caracteriza por contener petróleo pesado de 13<sup>o</sup> API, con una presión de burbuja de 1185 Psi y GOR de 112 PCN/BN, además de una viscosidad de aprox. 480 cP a las condiciones actuales de yacimiento. La Figura 20 ilustra el comportamiento de estas propiedades a diferentes presiones.

**Figura 20. Propiedades PVT Petróleo Formación Lisama Unidad A Área Tisquirama – San Roque.**



FUENTE: PLAN DE DESARROLLO ÁREA TISQUIRAMA – SAN ROQUE, GERENCIA TÉCNICA Y DE DESARROLLO DE E&P SUPERINTENDENCIA DE YACIMIENTOS, ECOPETROL, 2010.

## 5. CALCULOS VOLUMÉTRICOS

Para el valor final obtenido de OOIP es importante en primer lugar aclarar, que actualmente se está realizando un recalcu más ajustado de dicho valor. En este momento los datos fueron calculados por unidad, a partir del área definida de acuerdo a la nueva interpretación del modelo sísmico y de propiedades petrofísicas tales como Espesor neto petrolífero, Porosidad y Saturación de hidrocarburo. La Tabla 1 presenta los valores promedios por unidad empleados para la estimación de OOIP del Campo Tisquirama, mientras la Tabla 2 muestra dichos valores para el Campo San Roque.

**Tabla 1. Propiedades promedio por Unidad del Campo Tisquirama.**

TISQUIRAMA				
	$\phi$	Sw	Netpay	Vsh
	(%)	(%)	(Ft)	(%)
Lisama A	0.24	0.4	55	0.11
Lisama B	0.16	0.35	42	0.21
Lisama C	0.15	0.28	53	0.23
Lisama E	0.27	0.34	10	0.18

FUENTE: EVALUACIÓN DE YACIMIENTOS CAMPOS TISQUIRAMA SAN ROQUE, ECOPETROL,

**Tabla 2. Propiedades promedio por Unidad del Campo San Roque.**

SAN ROQUE				
	$\phi$	Sw	Netpay	Vsh
	(%)	(%)	(Ft)	(%)
Lisama A	0.19	0.37	63.8	0.08
Lisama B	0.22	0.35	25	0.12
Lisama C	0.25	0.33	32	0.15
Lisama E	0.3	0.38	4	0.18

FUENTE: EVALUACIÓN DE YACIMIENTOS CAMPOS TISQUIRAMA SAN ROQUE, ECOPETROL,

Dado que para el campo no se tienen definido aun contactos se utilizó como límite para el cálculo de OOIP el LKO. La Tabla 3 muestra el área con las cuales se realizó el estimado de OOIP y la Tabla 4 presenta el cálculo de OOIP respectivo para los campos Tisquirama y San Roque, adicionalmente se muestra el OOIP para el área denominada Tisquirama-Este, dicho calculo se realizó basado en la propiedades petrofísicas del aledaño campo Tisquirama.

**Tabla 3. Resumen de áreas utilizadas para el cálculo de OOIP campos Tisquirama, San Roque y Tisquirama-Este.**

AREAS (acres)			
	TISQUIRAMA	SAN ROQUE	TISQUI-ESTE
Lisama A	994	323.5	261
Lisama B	1154	690	250
Lisama C	1558	644	272
Lisama E	1510	563	225

FUENTE: EVALUACIÓN DE YACIMIENTOS CAMPOS TISQUIRAMA SAN ROQUE, ECOPETROL,

**Tabla 4. Resumen del cálculo de OOIP para los campos Tisquirama, San Roque y Tisquirama-Este.**

CALCULO DE OOIP (MBIs)			
	TISQUIRAMA	SAN ROQUE	TISQUI-ESTE
Lisama A	58	18	15
Lisama B	35	17	8
Lisama C	62	24	11
Lisama E	19	3	3
<b>TOTAL</b>	<b>173</b>	<b>62</b>	<b>36</b>

FUENTE: EVALUACIÓN DE YACIMIENTOS CAMPOS TISQUIRAMA SAN ROQUE, ECOPETROL,

Adicionalmente, a partir de la información estructural derivada de la sísmica 3D adquirida en 2009, e interpretada en 2010, combinada con las propiedades promedio de los yacimientos productores de los Campo Tisquirama y San Roque, se adelantó una estimación de volumen de petróleo en tres escenarios para el prospecto San Martín, la cual se ilustra en la Tabla 5 y en la Figura 27. En el Mapa, las áreas resaltadas en Marrón

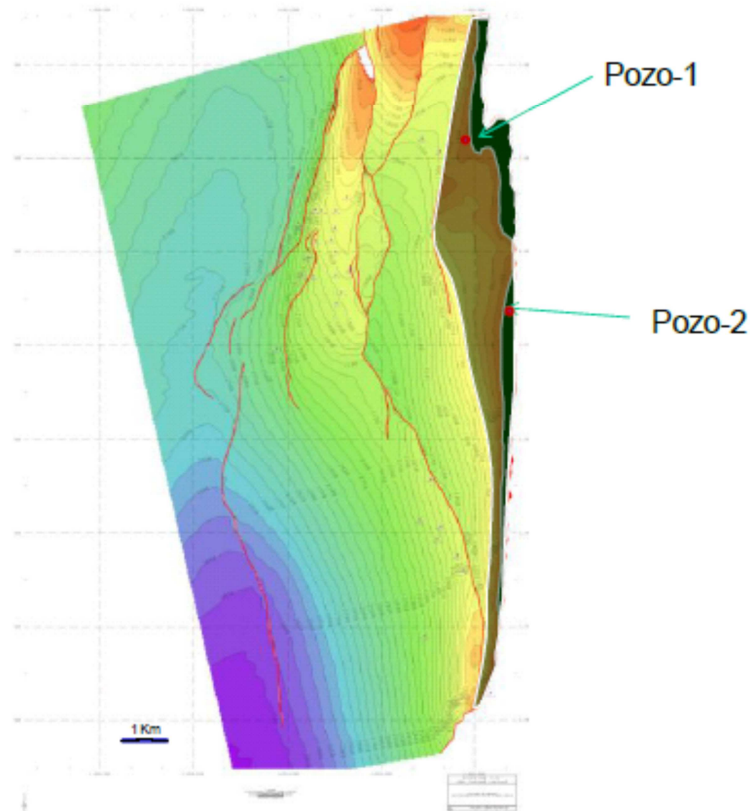
y Verde ilustran las áreas consideradas para la estimación P-90 y P-10, respectivamente, además de presentar las coordenadas tentativas para los pozos exploratorios A-3 (San Martín-1 y San Martín-2), con los que se pretende probar el prospecto.

**Tabla 5. Cálculo de OOIP para el área de Near Field Exploration San Martín.**

	Volúmenes San Martín (MSTB)		
	Neto	OOIP	Recuperables (20%)
P10	1595.1	478.5	95.7
P50	1116.7	335.2	67.1
P90	513.2	153.9	30.8

FUENTE: EVALUACIÓN DE YACIMIENTOS CAMPOS TISQUIRAMA SAN ROQUE, ECOPETROL,

**Figura 21. Mapa al tope de Lisama A1, mostrando (área en café y verde) el área Near Field Exploration y la ubicación de los dos (2) pozos a perforar en el área.**



FUENTE: PLAN DE DESARROLLO ÁREA TISQUIRAMA – SAN ROQUE, GERENCIA TÉCNICA Y DE DESARROLLO DE E&P SUPERINTENDENCIA DE YACIMIENTOS, ECOPETROL, 2010.

### 5.1 Factor De Recobro Actual

De acuerdo con la producción acumulada y el aceite original in situ, la Tabla 6 muestra el factor de recobro actual. Su baja magnitud obedece a que a pesar de tratarse de un campo con 60 años de explotación ha permanecido con una baja tasa de extracción comparada con tamaño de la acumulación.

**Tabla 6. Factor de recobro actual del Área Tisquirama – San Roque**

CAMPO	OOIP	OIL CUM (BBL)	FR %
TISQUIRAMA	173	5,9	3,4
SAN ROQUE	62	2,8	4,5
<b>TOTAL</b>	<b>235</b>	<b>8,7</b>	<b>3,7</b>

FUENTE: EVALUACIÓN DE YACIMIENTOS CAMPOS TISQUIRAMA SAN ROQUE, ECOPETROL,

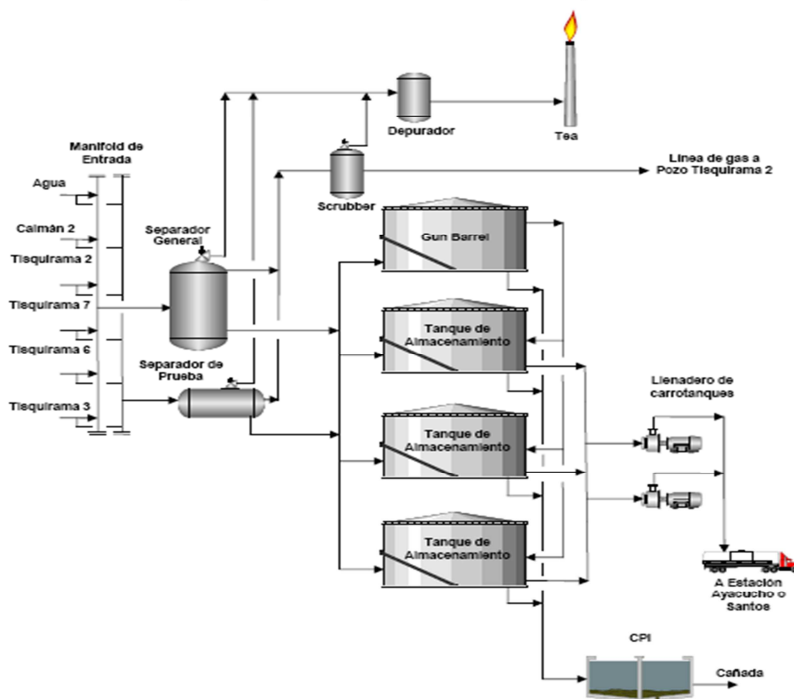
## 6. ESTADO ACTUAL DE LAS ESTACIONES SAN ROQUE Y TISQUIRAMA Y SU PROYECCION

### 6.1 Estación Tisquirama

En resumen las facilidades existentes constan de:

- Un manifold de recibo de pozos.
- Un separador general.
- Un separador de prueba.
- Un acumulador de gas para instrumentos (no estándar).
- Un depurador de gas Scrubber (no estándar).
- Cuatro tanques de almacenamiento – Tres de Capacidad nominal de 1000 barriles cada uno, uno de estos uno esta acondicionado como Gun Barrel, de capacidad nominal de 1400 barriles.
- Un conjunto bomba y motor – para cargar los carro tanques.
- Una TEA
- API

**Figura 22. Esquema General Actual de la Estación Tisquirama**



FUENTE: INFORME DEL ESTADO ACTUAL DE LAS ESTACIONES SAN ROQUE - TISQUIRAMA Y SU PROYECCION, DEPARTAMENTO DE INGENIERIA SOM, ECOPETROL, 2009.

En la Figura 22 se esquematiza la configuración actual de la estación. A continuación se presenta una descripción general del proceso.

Los fluidos de pozos llegan a un manifold de recibo con un cabezal de producción y un cabezal de prueba con presión de operación de 25 - 30 PSIG y Temperatura 94-86°F, desde donde son enviados al separador de producción general bifásico vertical o al separador de prueba bifásico horizontal. Los pozos son probados todos los meses durante periodos de 24 a 48 horas.

El crudo llega a la estación Tisquirama con un corte de agua de 1-2% de acuerdo con los ensayos de laboratorio realizados en campo, sin contenido de agua libre.

Del separador de producción general se obtiene una corriente de gas que se envía a un tanque acumulador regulado a 25 psig, de donde sale una corriente de gas combustible para alimentación del sistema de autogeneración eléctrica para los motores eléctricos de los sistemas de levantamiento del campo y la operación de la estación, el excedente de gas se quema en una tea.

La emulsión Crudo-Agua del separador de producción general se envía al Gun Barrel, el cual cuenta con una bota desgasificadora externa. En el trayecto se inyecta rompedor de emulsión y dispersante parafínico para mejorar la deshidratación, el Gun Barrel tiene capacidad de 1400 BBL y un distribuidor interno con dos puntos de entrada cada uno con un elemento que ayuda a la dispersión uniforme.

El nivel de agua en el Gun Barrel se controla por encima de los distribuidores a una altura de 1.6 m por medio de operación manual con ayuda de un visor. Debido al bajo corte de agua que tiene el crudo, es necesario introducir agua al Gun Barrel para mantener el nivel de la zona de lavado cuando éste se baja. Para éste propósito se cuenta con una línea de agua proveniente de pozo subterráneo que se conecta al manifold de entrada y llega hasta el Gun Barrel. La temperatura de operación del Gun Barrel está entre 88-86°F. Del Gun Barrel se envía el crudo con un corte de agua de 0.3 a 0.5% a los tanques de almacenamiento. El tiempo de residencia máximo del Gun Barrel es de 24 horas, este tiempo varía dependiendo de la producción de los pozos.

La emulsión Crudo-Agua proveniente del separador de prueba se envía a los tanques de almacenamiento TK-92 y TK-91.

Los tanques de almacenamiento son atmosféricos de techo fijo cónico. El crudo es almacenado en tanques, de donde es enviado por carro tanques hasta la Estación Ayacucho, en caso de que no se reciba el crudo en Ayacucho se transporta a la estación No. 1 (Santos).

El agua de producción se envía a un separador API de un solo canal con dos secciones colectoras. El crudo recuperado se envía por gravedad a un foso ubicado al lado del separador de donde se devuelve al proceso. Las tablas No. 7, 8 y 9, muestran las composiciones de crudo, agua y gas para el campo tisquirama.

**Tabla 7. Caracterización del Crudo Tisquirama**

Análisis	Método	Unidades	Crudo Tratado TISQUIRAMA TK 93
Destilación Simulada		---	---
IBP		° C	0.7
5 % Volumen		° C	118.3
10% Volumen		° C	186.5
20% Volumen		° C	291.0
30% Volumen		° C	364.5
40% Volumen		° C	427.7
50% Volumen		° C	483.4
60% Volumen		° C	541.5
70% Volumen		° C	564.5 (64% Vol.)
74% Volumen		° C	---
Gases Disueltos (Resumen por Grupo)		---	---
Parafinas		% Peso	1.503
I-Parafinas		% Peso	1.025
Aromáticos		% Peso	0.027
Mono-Aromáticos		% Peso	0.027
Naftenos		% Peso	0.569
Mono-Naftenos		% Peso	0.569
C7+		% Peso	96.87
Contenido de Azufre	ASTM D 4294-(08)	% Peso	1.958
Agua y Sedimentos	ASTM D 4007-(08)	% Volumen	0.10 <sup>(1)</sup>
Calor de Combustión	ASTM D 240-(02)	MJ/kg	43.448
Contenido de Cenizas	ASTM D 482-(03)	% Peso	0.045
Contenido de Ceras	UOP 46-(85) Modificado	% Peso	6.3
Densidad a 15 °C	ASTM D 5002-(05)	g/mL	0.9317
Gravedad API	ASTM D 1250-(04)	° API	20.3
Constante de Viscosidad Gravedad	ASTM D 2501-(05)	N/A <sup>(1)</sup>	0.872
Factor de Caracterización	UOP 375-(86)	N/A <sup>(1)</sup>	11.72
Insolubles en n-C-7	ASTM D 3279-(01)	% Peso	5.3
Número de Acido	ASTM D 664-(06)	mg KOH/g	2.157
Presión de Vapor REID	ASTM D 323-(06)	PSI	3.71
Punto de Fluides	ASTM D 97-(08)	° C	-15
Punto de Inflamación	ASTM D 56-(05)	° C	3.0
Residuo de Carbón Micro	ASTM D 4530-(06)	% Peso	8.79
Contenido de Sal	Aruba/ASTM D 512-	lb/ 1000 BBL	11.43
Viscosidad a 40 °C	ASTM D 445-(06)	mm <sup>2</sup> /s	178.5
Viscosidad a 50 °C	ASTM D 445-(06)	mm <sup>2</sup> /s	104.2
Viscosidad a 80 °C	ASTM D 445-(06)	mm <sup>2</sup> /s	---
Viscosidad a 100 °C	ASTM D 445-(06)	mm <sup>2</sup> /s	---
Contenido de Niquel		mg/kg	50.93
Contenido de Hierro		mg/kg	2.786
Contenido de Magnesio		mg/kg	0.291
Contenido de Vanadio		mg/kg	176
Contenido de Calcio		mg/kg	10.48
Contenido de Cobre		mg/kg	0.069

(1) Unidades definidas por la norma.  
(2) Corresponde a Agua.

FUENTE: INFORME DEL ESTADO ACTUAL DE LAS ESTACIONES SAN ROQUE - TISQUIRAMA Y SU PROYECCIÓN, DEPARTAMENTO DE INGENIERIA SOM, ECOPETROL, 2009.

**Tabla 8. Composición del Agua de Producción**

SÓLIDOS SUSPENDIDOS	ppm	150
TOTAL SÓLIDOS DISUELTOS	ppm	200
SÓLIDOS SEDIMENTABLES	ml/Lt @ 1 Hr	2
ACEITE	ppm	1500
HIERRO TOTAL	ppm Fe	0,5
DUREZA TOTAL	ppm CaCO3	80
DUREZA CALCICA	ppm CaCO3	30
DUREZA MAGNESICA	ppm CaCO3	60
CALCIO	ppm Ca	10
MAGNESIO	ppm Mg	15
BICARBONATO	ppm HCO3	8
FENOLES	mg/l	0.4

FUENTE: INFORME DEL ESTADO ACTUAL DE LAS ESTACIONES SAN ROQUE - TISQUIRAMA Y SU PROYECCIÓN, DEPARTAMENTO DE INGENIERIA SOM, ECOPETROL, 2009.

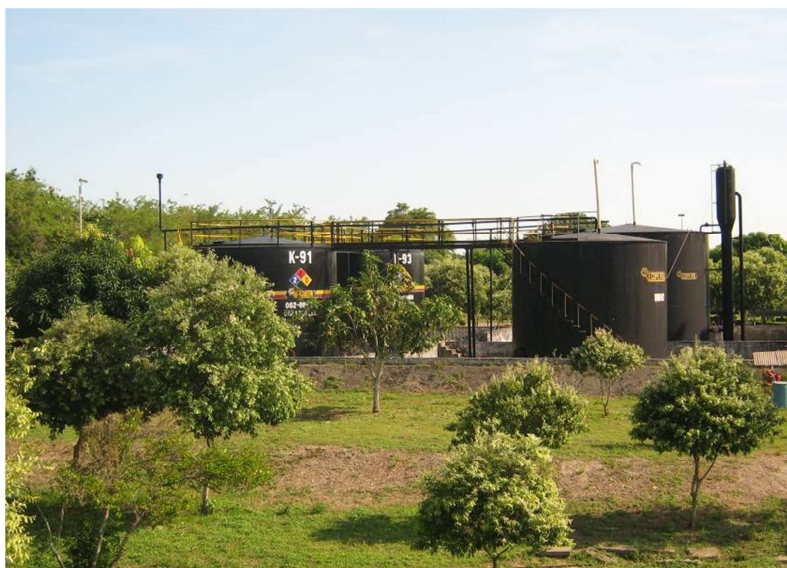
**Tabla 9. Composición del Gas Asociado al Crudo Tisquirama**

Pbase (Psia)	14.65
Tbase (°F)	60
<b>SAMPLE 2</b>	<b>ESTACIÓN TISQUIRAMA</b>
FECHA	20/01/2009
HORA	
C1	72.244
C2	8.399
C3	10.187
IC4	1.223
Pbase (Psia)	14.65
Tbase (°F)	60
<b>SAMPLE 2</b>	<b>ESTACIÓN TISQUIRAMA</b>
FECHA	20/01/2009
HORA	
NC4	2.976
IC5	0.843
NC5	0.892
C6+	0.868
O2	1.222
N2	0.644
H2	0.000
CO	0.000
CO2	0.502
H2S	0.000
Total	100.000
Gravedad Específica	0.82702
Dens, Lbs/Gl	0.06312
Peso Molecular	23.84087
GPM	5.71558
BTU Neto Ideal	1257.5385
BTU Neto Real	1263.4294
BTU Bruto Ideal	1336.7748
BTU Bruto Real	1343.037
F Compresibilidad	0.99534
Densidad del Aire (@ S.C)	0.0763184

FUENTE: EVALUACIÓN DE YACIMIENTOS CAMPOS TISQUIRAMA SAN ROQUE, ECOPETROL,

Las Figuras 23 a 26 muestran los equipos instalados actualmente en la estación, los cuales no cumplen especificaciones, generando riesgos, no se puede tener confiabilidad en las medidas de los pozos y no cumplen para el plan de desarrollo del campo.

**Figura 23 Tanques de almacenamiento Estación Tisquirama**



FUENTE: INFORME DEL ESTADO ACTUAL DE LAS ESTACIONES SAN ROQUE - TISQUIRAMA Y SU PROYECCIÓN, DEPARTAMENTO DE INGENIERIA SOM, ECOPETROL, 2009.

**Figura 24. Sistema cargue carrotanques Estación Tisquirama**



FUENTE: INFORME DEL ESTADO ACTUAL DE LAS ESTACIONES SAN ROQUE - TISQUIRAMA Y SU PROYECCIÓN, DEPARTAMENTO DE INGENIERIA SOM, ECOPETROL, 2009.

**Figura 25. Sistema Tea Estación Tisquirama**



FUENTE: INFORME DEL ESTADO ACTUAL DE LAS ESTACIONES SAN ROQUE - TISQUIRAMA Y SU PROYECCIÓN, DEPARTAMENTO DE INGENIERIA SOM, ECOPETROL, 2009.

**Figura 26. Separador General Estación Tisquirama**



FUENTE: INFORME DEL ESTADO ACTUAL DE LAS ESTACIONES SAN ROQUE - TISQUIRAMA Y SU PROYECCIÓN, DEPARTAMENTO DE INGENIERIA SOM, ECOPETROL, 2009.

## 6.2 Estación San Roque.

En la Estación San Roque se cuenta con un manifold de recibo de pozos un separador gas – aceite, dos tanques de almacenamiento de crudo uno atornillado y uno soldado con capacidad volumétrica de 1000 bls respectivamente. El crudo es almacenado en los tanques de almacenamiento, de donde es sacado en carro tanques que se utilizan con el objetivo de transportarlo hasta la Estación Ayacucho, en caso de que no se reciba el crudo en Ayacucho se transportara el crudo a la estación No. 1 (Santos). En la actualidad existe un pozo dentro de esta estación.

La estación San Roque cuenta con las siguientes facilidades:

- Manifold de recibo de pozos
- Separador general
- Separador de prueba
- Scrubber de gas
- Acumulador de gas
- Drum de Tea
- Tea
- 2 Tanques de almacenamiento de 1000 Bls de capacidad nominal cada uno
- 1 bomba diesel de despacho a carrotanques
- 1 Separador API

A pesar de contar con facilidades suficientes para una correcta operación, se deben mejorar las siguientes condiciones :

- El manifold de recibo de pozos no cuenta con la flexibilidad para manejar los pozos con 8% y 32% de regalías por separado, por lo que la liquidación de la producción total de la estación se ve obligada a manejar un 32% de regalías.
- El separador de prueba se encuentra funcionando como separador general y como consecuencia no se realiza prueba de pozos.
- El separador general no se encuentra interconectado con el manifold de entrada ni con los sistemas de gas y almacenamiento de líquidos. Con la producción

esperada de la perforación en firme (2.000 BFPD aprox.) no se tendría capacidad con el separador de prueba.

- No existe una correcta segregación de las aguas lluvias y aceitosas de la estación en la cual se ha evidenciado interconexión de los dos sistemas llegando al separador API, congestionándolo en épocas de lluvias y aumentando la probabilidad de incidentes por contaminación en los terrenos aledaños a la estación.
- Uno de los tanques de almacenamiento es atornillado y no se encuentra en condiciones mecánicas de operación ya que presenta problemas de fugas de líquido a través de las láminas. Como consecuencia de dicha condición mecánica, sólo se encuentra operando el tanque soldado de 1000 Bls de capacidad nominal, lo cual implica tener una operación recibe –entrega de líquidos producidos, dificultando el procedimiento de liquidación de producción.

Con el fin de dar viabilidad a la campaña de perforación programada se requiere la ejecución de obras tempranas que permitan a la estación San Roque recibir los volúmenes de producción adicionales y asegurar su correcta operación.

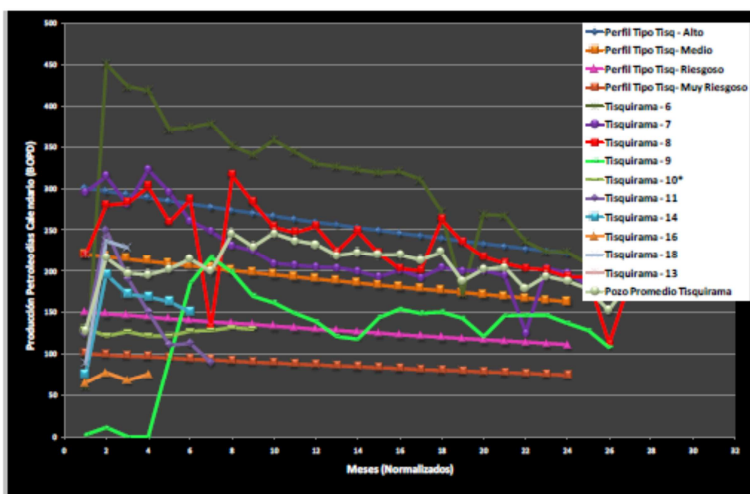
## 7. ESTRATEGIA DE DESARROLLO FUTURO DEL ÁREA.

Como resultado del análisis de yacimientos del área, así como, de los resultados de perforación adicional que se realizaron durante los años 2009 y 2010, se definieron para los campos el desarrollo tres (3) proyectos que incluyen perforación exploratoria, perforación de avanzada y desarrollo y el proyecto de recuperación secundaria mediante inyección de agua, que contribuirán al aumento del factor de recobro.

### 7.1 Perforación Adicional.

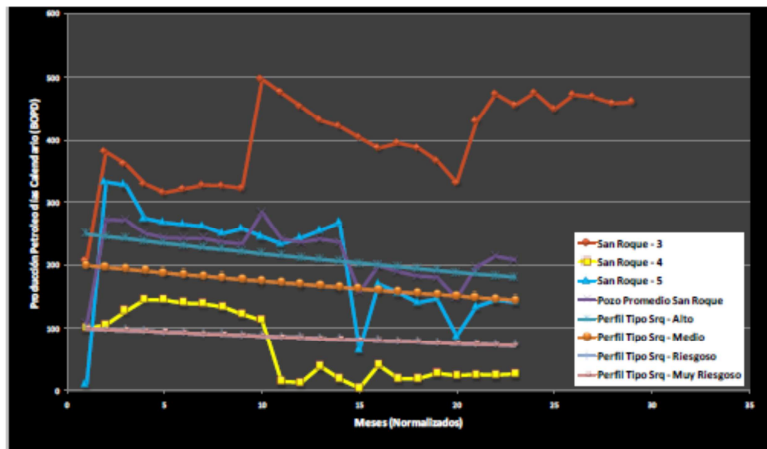
Para este proyecto se utilizó la estadística de los últimos pozos perforados con el fin de determinar el caudal inicial y la declinación. La Figura 27 muestra los resultados de los últimos pozos perforados y los perfiles propuestos para los pozos a perforar del 2011 en adelante, mientras la Figura 28 muestra el resultado de los últimos pozos y los perfiles establecidos para el plan de desarrollo.

**Figura 27. Resultados producción 2007-2010 Tisquirama**



FUENTE: PLAN DE DESARROLLO ÁREA TISQUIRAMA – SAN ROQUE, GERENCIA TÉCNICA Y DE DESARROLLO DE E&P SUPERINTENDENCIA DE YACIMIENTOS, ECOPETROL, 2010.

**Figura 28. Resultado Producción San Roque 2007-2010**



FUENTE: PLAN DE DESARROLLO ÁREA TISQUIRAMA – SAN ROQUE, GERENCIA TÉCNICA Y DE DESARROLLO DE E&P SUPERINTENDENCIA DE YACIMIENTOS, ECOPETROL, 2010.

### 7.1.1 Ubicación Pozos A Perforar.

La ubicación se realizó de acuerdo con la evaluación geológica, la sísmica 3D y tomando un espaciamiento de 30 acres.

Las figuras 29 y 28 muestran la distribución potencia de los campos Tisquirama y San Roque respectivamente, de igual forma las tablas 10 y 11 muestran las formas como se calcularon los caudales iniciales y volúmenes para los pozos de los campos Tisquirama y San Roque, basados en los pozos del campo.

**Tabla 10. Producción Inicial y acumulados campo Tisquirama**

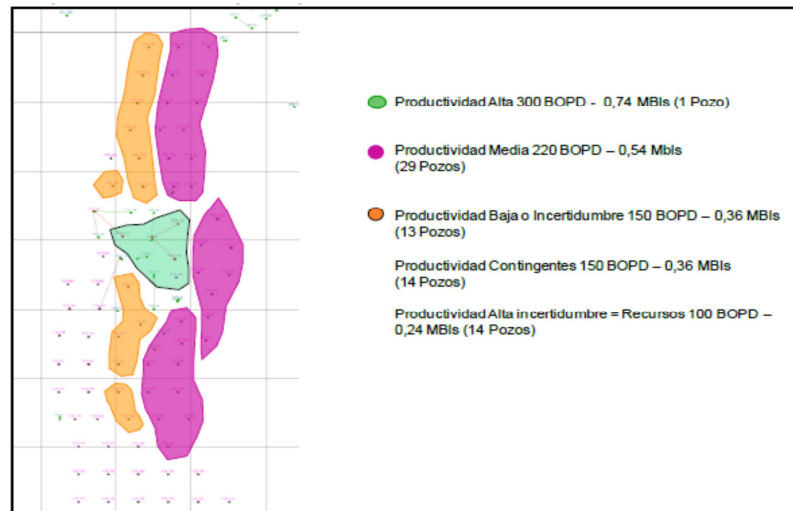
HISTORIA DE PRODUCCIÓN POZOS TISQUIRAMA					
Pozo	Q Inicial BOPD	Fracturado	Año inicio	Np@Dic/09 (MBIs)	EUR (MBIs)
Caiman 1	140	No	1954	0	0.0
Caiman 2	100	No	1954	0.624	0.63
Tisquirama 1	150	Si	1966	0.386	0.39
Tisquirama 2	450	No	1966	2.075	2.36
Tisquirama 3	200	Si	1966	1.287	1.43
Tisquirama 4	180	Si	1966	0.494	0.49
Tisquirama 5	90	No	1984	0.048	0.05
Tisquirama 6	450	Si, Lisama B y C	2008	0.221	0.90
Tisquirama 7	310	Si, Lisama B y C	2008	0.148	0.76
Tisquirama 8	300	No	2008	0.150	0.74
Tisquirama 9	200	Si, Lisama B y C	2008	0.070	0.48
Tisquirama 10*	130	No, a fracturar 2010 Lisama B y C.	2009	0.005	0.31
Tisquirama 11*	245	Si, en evaluación Lisama C.	2010	0	0.56
Tisquirama-14*	230	Si	2010	0	0.52
Tisquirama-16*	300	Si	2010	0	0.60
<b>Media Tisquirama</b>	<b>232</b>				<b>0.68</b>
<b>P-10 Tisquirama reciente</b>	<b>352</b>				<b>0.80</b>
<b>P-90 Tisquirama reciente</b>	<b>179</b>				<b>0.43</b>
<b>P-10 Tisquirama Total</b>	<b>394</b>				<b>1.27</b>
<b>P-90 Tisquirama Total</b>	<b>112</b>				<b>0.33</b>

PERFILES AJUSTADOS OOIP - TISQUIRAMA		
Perfil Tipo Tisquirama	QI BOPD	EUR
Perfil Alto	300	0.74
Perfil Medio	220	0.54
Perfil Riesgoso	150	0.36
Perfil Muy Riesgoso	100	0.24

FUENTE: EVALUACIÓN DE YACIMIENTOS CAMPOS TISQUIRAMA SAN ROQUE, ECOPETROL,

**Figura 29. Distribución Potenciales Tisquirama**



FUENTE: PLAN DE DESARROLLO ÁREA TISQUIRAMA – SAN ROQUE, GERENCIA TÉCNICA Y DE DESARROLLO DE E&P SUPERINTENDENCIA DE YACIMIENTOS, ECOPETROL, 2010.

**Tabla 11. Producción Inicial y acumulada campo San Roque**

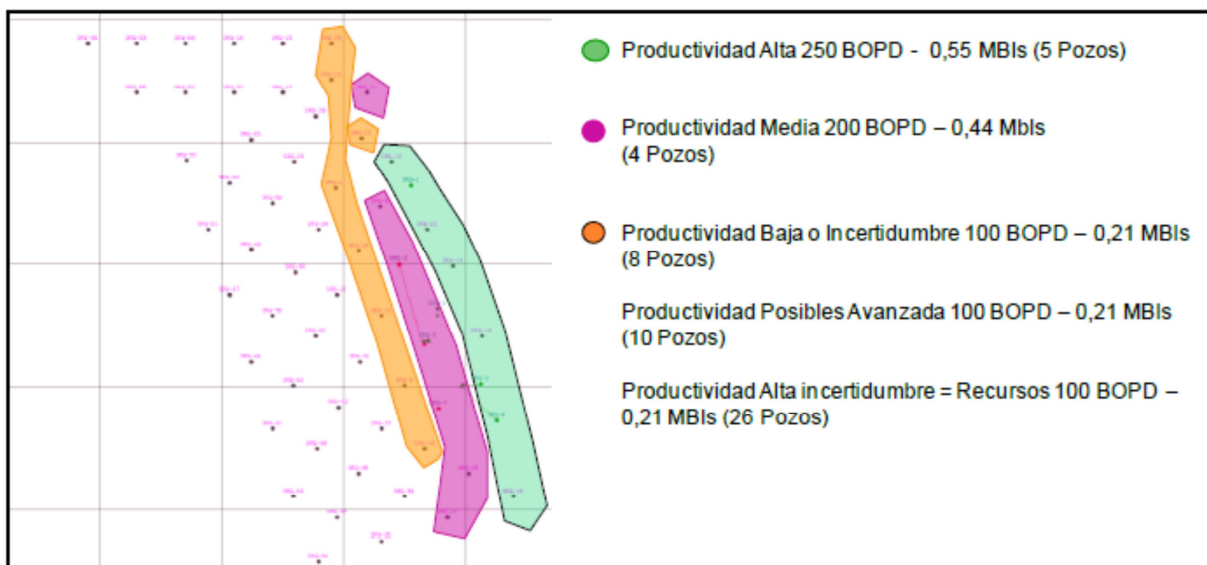
HISTORIA DE PRODUCCIÓN POZOS SAN ROQUE					
Pozo	Q Inicial BOPD	Fracturado	Año Inicio	Np@Dic/09 (MBIs)	EUR
San Roque 1	430	No	1966	2.216	2.44
San Roque 2	0	N/A	1966	0	0.0
San Roque 3	350	No	2008	0.255	1.191
San Roque 4	140	Si, Lisama B y C	2008	0.042	0.192
San Roque 5	300	Si, Lisama B	2008	0.114	0.458
<b>Media San Roque</b>	<b>244</b>				<b>0.86</b>
<b>P-10 San Roque reciente</b>	<b>340</b>				<b>1.04</b>
<b>P-90 San Roque reciente</b>	<b>172</b>				<b>0.25</b>
<b>P-10 San Roque</b>	<b>398</b>				<b>1.94</b>
<b>P-90 San Roque</b>	<b>56</b>				<b>0.08</b>

PERFILES AJUSTADOS OOIP - SAN ROQUE		
Perfil Tipo Tisquirama	Qi BOPD	EUR
Perfil Alto	250	0.55
Perfil Medio	200	0.44
Perfil Riesgoso	100	0.21
Perfil Muy Riesgoso	100	0.21

FUENTE: EVALUACIÓN DE YACIMIENTOS CAMPOS TISQUIRAMA SAN ROQUE, ECOPETROL,

**Figura 30. Distribuciones Potenciales San Roque**



FUENTE: PLAN DE DESARROLLO ÁREA TISQUIRAMA – SAN ROQUE, GERENCIA TÉCNICA Y DE DESARROLLO DE E&P SUPERINTENDENCIA DE YACIMIENTOS, ECOPETROL, 2010.

La tabla No 12, muestra las coordenadas, profundidad total, tipo de reserva y el volumen asociado a perforar en firme Campo Tisquirama.

**Tabla 12. Listado de Pozos en firme Campo Tisquirama**

POZOS FIRMES CAMPO TISQUIRAMA									
POZO	Producción		Tipo de Reserva	Datos Pozo					
	BOPD	Vol. (MBIs)		Coord. de Superficie (Preliminar)	Coord. de Fondo	Prof Pies MD	Formación Objetivo	Entrada	Cluster
TIS-15	150	0.364	RPND	N:1381843 E: 1053655	N: 1381773 E: 1053364	8270	LISAMA	Ene-14	Cluster A
TIS-19	150	0.364	RPND	N:1380520 E: 1053499	N: 1380328 E: 1053164	8420	LISAMA	May-13	Cluster C
TIS-30	220	0.542	RPND	N:1382100 E: 1053644	N:1382377 E:1053653	8660	LISAMA (UMIR)	Feb-13	Cluster B
TIS-33	220	0.542	RPND	N:1382100 E: 1053644	N:1382088 E:1053640	7650	LISAMA	Mar-13	Cluster B
TIS-35	220	0.542	RPND	N:1381843 E: 1053655	N:1381698 E:1053986	8400	LISAMA	Mar-14	Cluster A
TIS-36	300	0.744	RPND	N:1380507 E: 1053548	N:1380417 E:1053803	8460	LISAMA	Abr-13	Cluster C
TIS-37	220	0.542	RPND	N:1379635 E: 1053671	N:1379865 E:1053824	8570	LISAMA	Jul-13	Cluster D
TIS-38	150	0.364	RPND	N:1379618 E: 1053659	N: 1379773 E: 1053330	9045	LISAMA	Sep-13	Cluster D
TIS-39	220	0.542	RPND	N:1379627 E: 1053665	N: 1379500 E: 1053882	8850	LISAMA	Ago-13	Cluster D
TIS-40	150	0.364	RPND	N:1379463 E: 1053461	N:1379600 E:1053034	9660	LISAMA	Nov-13	Cluster E
TIS-42	220	0.542	RPND	N:1379451 E: 1053467	N:1379200 E:1053434	9160	LISAMA	Oct-13	Cluster E
TIS-43	220	0.542	RPND	N:1379444 E: 1053470	N:1379200 E:1053834	8950	LISAMA	Dic-13	Cluster E
TIS-44	220	0.542	RPND	N:1378754 E: 1053829	N:1378800 E:1053834	8850	LISAMA	Jun-13	
TIS-48	150	0.364	RNPPr	N:1378652 E: 1053115	N:1378800 E:1053034	9706	LISAMA	Ene-13	
TIS-80	220	0.542	RPND	N:1381843 E: 1053655	N: 1381755 E: 1053675	8900	LISAMA (UMIR)	Feb-14	Cluster A
TIS-E8	220	0.542	RNPPr	N:1380849 E: 1054386	N: 1381319 E: 1054146	8890	LISAMA	Jun-11	

FUENTE: EVALUACIÓN DE YACIMIENTOS CAMPOS TISQUIRAMA SAN ROQUE, ECOPETROL,

La tabla No 13 presenta el listado de pozos contingentes incluyendo las coordenadas de fondo, categoría de reservas, caudal y volumen asociado a cada uno de los pozos, incluye adicionalmente una fecha tentativa de entrada a producción.

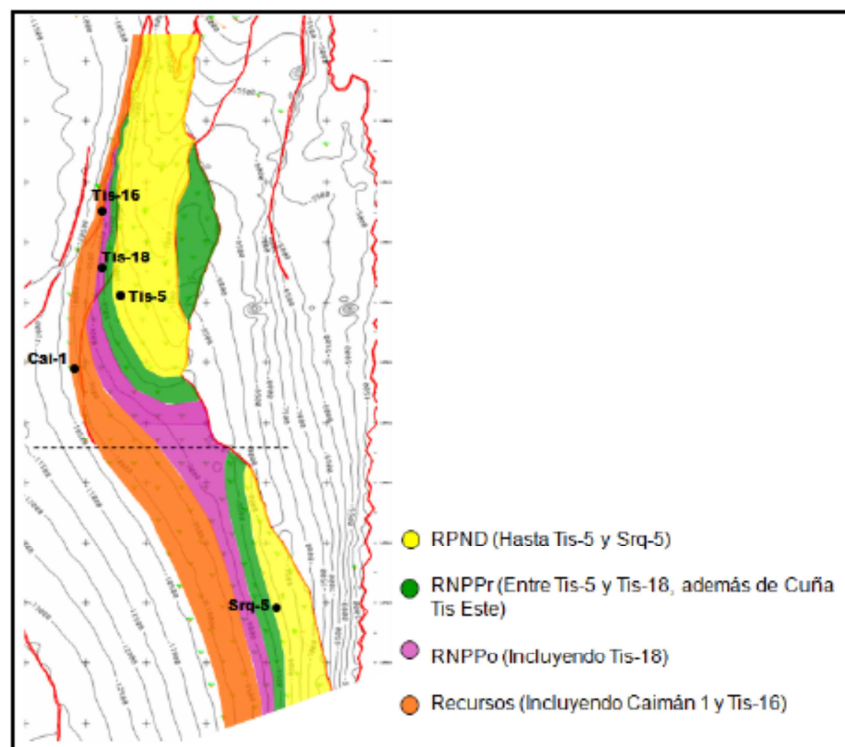
**Tabla 13. Listado de Pozos contingentes Campo Tisquirama**

Pozo	Fondo - Norte	Fondo - Este	Qi (BOPD)	Vol. (MBls)	Entrada	Categoría reserva
TIS-20	1,383,786	1,053,582	150	0.36	Sep-15	RPND
TIS-21	1,383,580	1,053,839	220	0.53	Oct-15	RPND
TIS-22	1,383,796	1,054,180	220	0.53	Nov-15	RPND
TIS-23	1,383,395	1,053,458	150	0.36	Jun-15	RPND
TIS-24	1,383,190	1,053,724	220	0.54	Jul-15	RPND
TIS-25	1,383,403	1,054,116	220	0.54	Ago-15	RPND
TIS-26	1,382,982	1,053,288	150	0.36	Mar-15	RPND
TIS-27	1,382,850	1,053,640	220	0.54	Abr-15	RPND
TIS-28	1,382,989	1,053,950	220	0.54	May-15	RPND
TIS-29	1,382,599	1,053,425	150	0.36	Jul-14	RPND
TIS-31	1,382,582	1,053,904	220	0.54	May-14	RPND
TIS-32	1,382,182	1,053,312	150	0.36	Jun-14	RPND
TIS-34	1,382,170	1,053,961	220	0.54	Abr-14	RPND
TIS-41	1,379,200	1,053,034	150	0.36	Nov-14	RPND
TIS-45	1,378,800	1,053,434	220	0.54	Ago-14	RPND
TIS-46	1,378,362	1,053,907	220	0.54	Sep-14	RPND
TIS-47	1,378,394	1,053,571	220	0.54	Oct-14	RPND
TIS-49	1,378,394	1,053,171	150	0.36	Dic-14	RNPPr
TIS-50	1,378,000	1,053,700	220	0.54	Ene-15	RNPPr
TIS-51	1,377,100	1,054,421	100	0.24	Mar-16	RNPPo
TIS-52	1,377,200	1,054,100	150	0.36	Feb-16	RNPPo
TIS-53	1,377,200	1,053,700	150	0.36	Ene-16	RNPPo
TIS-54	1,377,600	1,054,100	150	0.36	Dic-15	RNPPo
TIS-55	1,377,600	1,053,700	150	0.36	Ene-17	RNPPo
TIS-56	1,377,600	1,053,300	150	0.36	Dic-16	RNPPo
TIS-57	1,378,000	1,052,900	150	0.36	Nov-16	RNPPo
TIS-58	1,378,000	1,053,300	150	0.36	Oct-16	RNPPo
TIS-59	1,378,394	1,052,753	150	0.36	Sep-16	RNPPo
TIS-60	1,378,800	1,052,634	150	0.36	Ago-16	RNPPo
TIS-61	1,379,200	1,052,634	150	0.36	Jul-16	RNPPo
TIS-62	1,379,600	1,052,634	150	0.36	Jun-16	RNPPo
TIS-63	1,380,365	1,052,759	150	0.36	May-16	RNPPo
TIS-64	1,380,765	1,052,829	150	0.36	Abr-16	RNPPo
TIS-65	1,381,782	1,052,959	150	0.36	Feb-15	RNPPr
TIS-66	1,382,182	1,052,935	100	0.24	Feb-17	Recursos
TIS-67	1,381,406	1,052,712	100	0.24	Mar-17	Recursos
TIS-68	1,380,365	1,052,359	100	0.24	Abr-17	Recursos
TIS-69	1,380,017	1,052,382	100	0.24	May-17	Recursos
TIS-70	1,379,617	1,052,241	100	0.24	Jun-17	Recursos
TIS-71	1,379,200	1,052,234	100	0.24	Jul-17	Recursos
TIS-72	1,378,800	1,052,234	100	0.24	Ago-17	Recursos
TIS-73	1,378,394	1,052,453	100	0.24	Sep-17	Recursos
TIS-74	1,378,000	1,052,500	100	0.24	Oct-17	Recursos
TIS-75	1,377,600	1,052,500	100	0.24	Nov-17	Recursos
TIS-76	1,377,600	1,052,900	100	0.24	Dic-17	Recursos
TIS-77	1,377,200	1,052,500	100	0.24	Ene-18	Recursos
TIS-78	1,377,200	1,052,900	100	0.24	Feb-18	Recursos
TIS-79	1,377,200	1,053,300	100	0.24	Mar-18	Recursos

FUENTE: EVALUACIÓN DE YACIMIENTOS CAMPOS TISQUIRAMA SAN ROQUE, ECOPETROL,

Es importante observar cómo se distribuyeron las reservas de los pozos a perforar en los campos Tisquirama y San Roque, se identifican con colores el tipo de reservas, con base en la incertidumbre generada como resultados de la perforación en años anteriores. En la Figura 31 se puede observar.

**Figura 31. Tipos de Reservas proyecto Tisquirama - San Roque**



FUENTE: PLAN DE DESARROLLO ÁREA TISQUIRAMA – SAN ROQUE, GERENCIA TÉCNICA Y DE DESARROLLO DE E&P SUPERINTENDENCIA DE YACIMIENTOS, ECOPETROL, 2010.

Dentro de la visualización que se tiene para el campo tisquirama, se tienen tres (3) pozos de avanzada, dos (2) de los cuales van por RNPPR y uno (1) por RPND, de igual forma catorce (14) pozos que van por RPND, de igual forma con este mismo de reservas ser tienen diez y siete (17) pozos contingentes y once (11) pozos de RNPPr.

Para el Campo San Roque de igual forma se tienen ubicados cinco(5) pozos en firme que se muestran en la tabla No. 14, se incluyen las coordenadas, tipo de reserva y volumen asociado a la perforación.

Igual que para el campo Tisquirama, la evaluación del área arrojó para los campos San Roque, cuarenta y ocho (48) pozos contingentes que van desde caudales iniciales de 100 BOPD a 200 BOPD, dependiendo del tipo de reserva asociada.

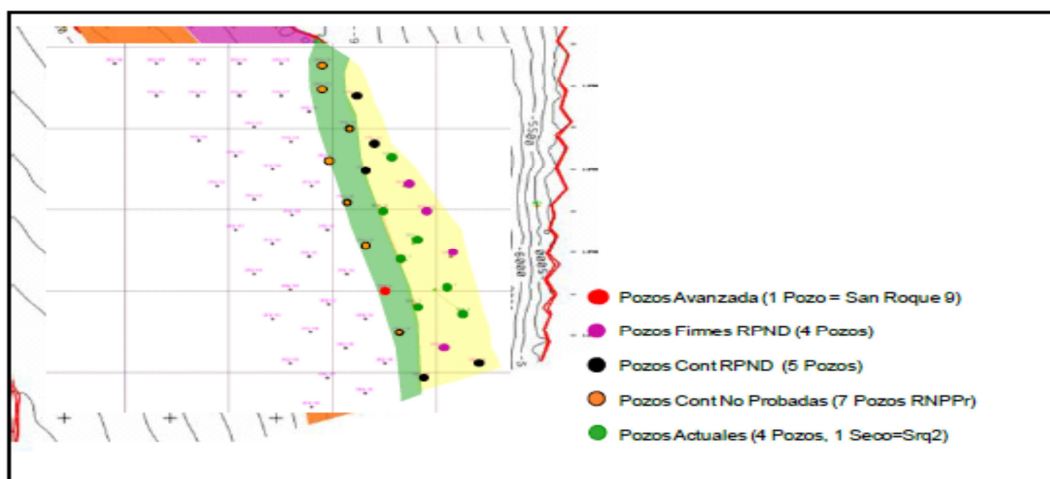
**Tabla 14. Pozos en Firme Campo San Roque.**

POZOS FIRMES CAMPO SAN ROQUE									
POZO	Producción		Tipo de Reserva	Datos Pozo					
	BOPD	Vol. (MBls)		Coord. de Superficie (Preliminar)	Coord. de Fondo	Prof. Pies MD	Formación Objetivo	Entrada	Cluster
SRQ-9	200	0.437	RNPPr	N:1373831 E: 1054386	N:1374017 E:1055500	10100	LISAMA	Sep-11	
SRQ-10	250	0.55	RPND	N:1374062 E: 1055962	N:1374250 E:1055924	9170	LISAMA	Ene-12	
SRQ-13	250	0.55	RPND	N:1375112 E: 1056029	N:1375316 E:1055531	9555	LISAMA	Nov-11	Cluster F
SRQ-14	250	0.55	RPND	N:1375112 E: 1056029	N:1374927 E:1055772	9175	LISAMA	Dic-11	Cluster F
SRQ-15	200	0.437	RPND	N:1373260 E: 1055869	N:1373300 E:1056029	9210	LISAMA	Oct-11	

FUENTE: EVALUACIÓN DE YACIMIENTOS CAMPOS TISQUIRAMA SAN ROQUE, ECOPETROL,

Los pozos del campo San Roque tienen también una selección por ubicación estructural, la figura 32, nos muestra como se ubican estos pozos dentro de la estructura.

**Figura 32. Ubicación Pozos Propuestos Campo San Roque.**

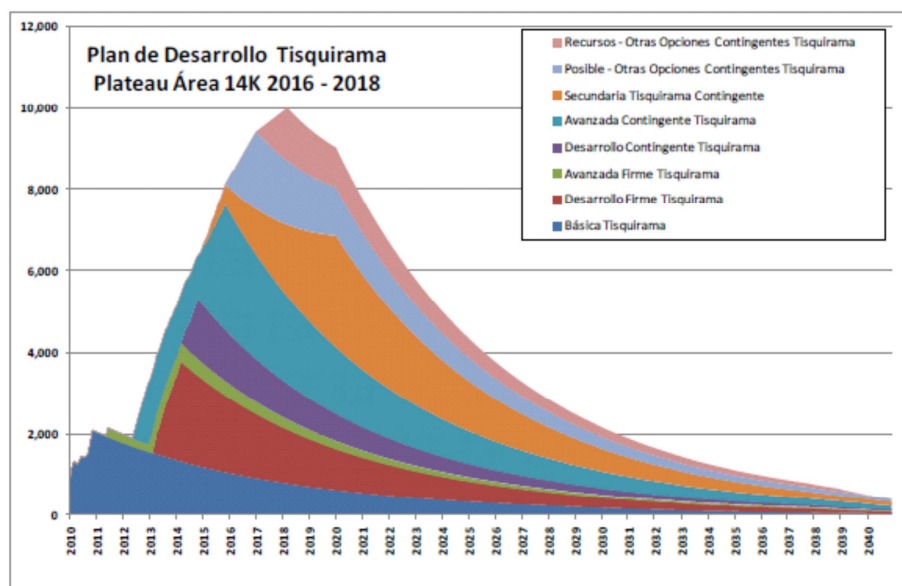


FUENTE: PLAN DE DESARROLLO ÁREA TISQUIRAMA – SAN ROQUE, GERENCIA TÉCNICA Y DE DESARROLLO DE E&P SUPERINTENDENCIA DE YACIMIENTOS, ECOPETROL, 2010.

### 7.1.2 Perfiles De Producción.

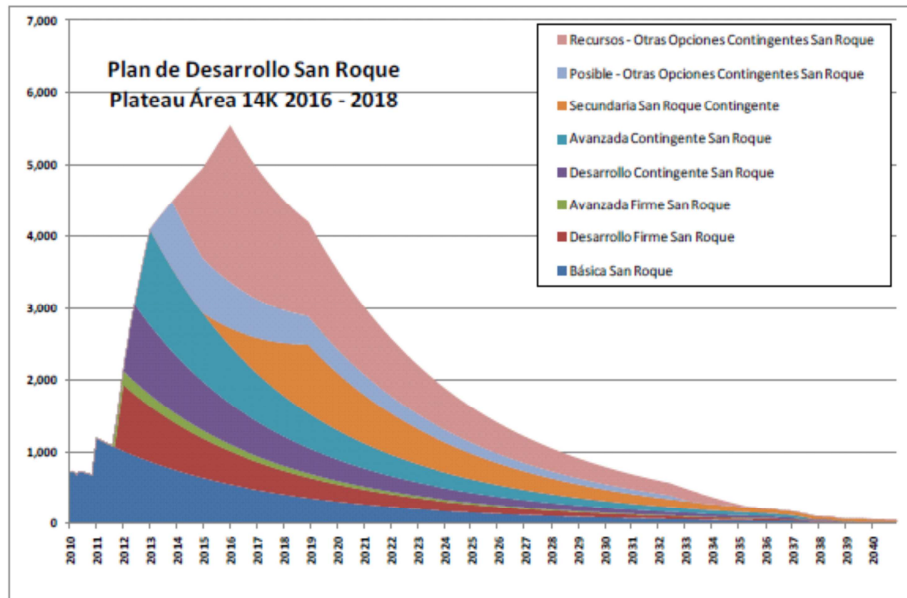
El proyecto total en el área Tisquirama-San Roque, contempla la perforación de 124 pozos productores, si realizamos la combinación de cada uno de los pozos, se obtienen los perfiles tanto para el Campo tisquirama como para San Roque (Figuras 33 y 34), las declinaciones promedios anuales son de 16% y 18% para los campos Tisquirama y San Roque respectivamente.

**Figura 33. Perfil Producción Proyecto Campo Tisquirama.**



FUENTE: PLAN DE DESARROLLO ÁREA TISQUIRAMA – SAN ROQUE, GERENCIA TÉCNICA Y DE DESARROLLO DE E&P SUPERINTENDENCIA DE YACIMIENTOS, ECOPETROL, 2010.

**Figura 34. Perfil de Producción Proyecto Campo San Roque.**

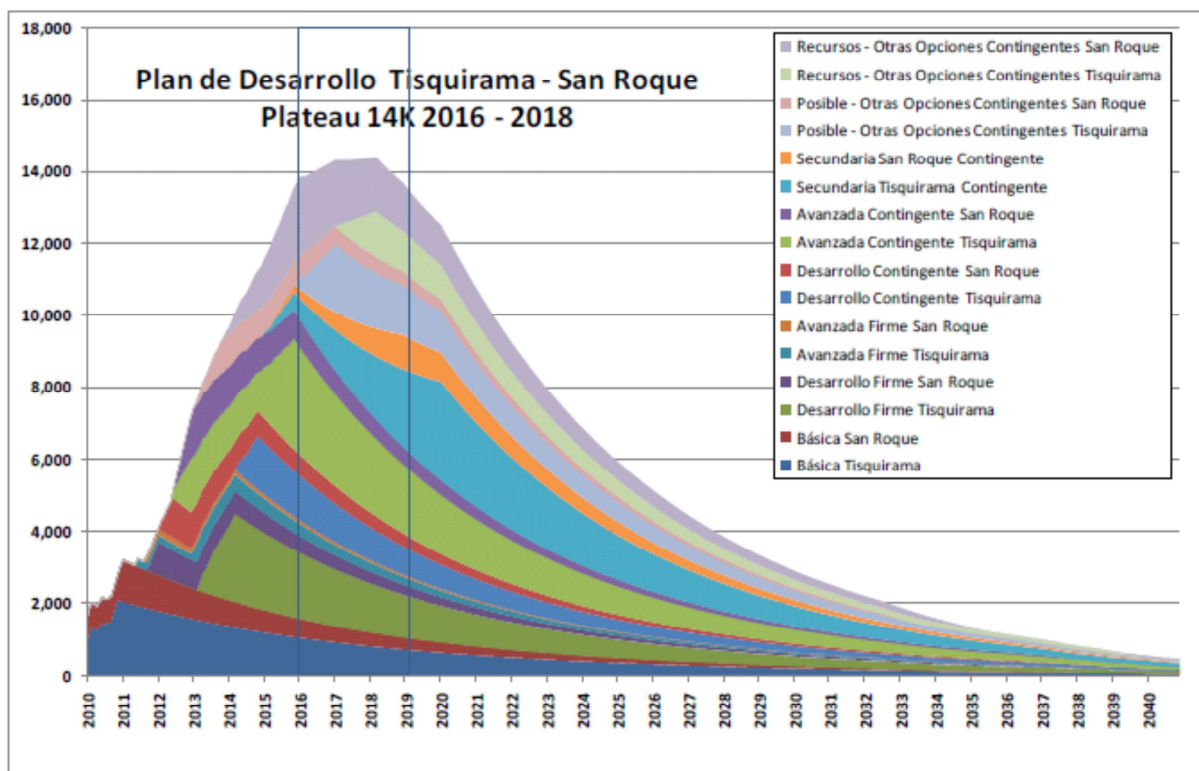


FUENTE: PLAN DE DESARROLLO ÁREA TISQUIRAMA – SAN ROQUE, GERENCIA TÉCNICA Y DE DESARROLLO DE E&P SUPERINTENDENCIA DE YACIMIENTOS, ECOPETROL, 2010.

Realizando la combinación de los proyectos de perforación adicional, tendríamos un “plateau” de producción cercano a los 14.000 BAPD, que se mantendría entre los años 2016 y 2018, es importante tener en cuenta y mas adelante lo evaluaremos, que para mantener esta producción se requiere un trabajo que involucre mejoramiento en facilidades, soporte eléctrico y cambio en el manejo operacional del campo.

Otro factor para soportar esta producción es que se debe avanzar fuertemente en el proyecto de inyección de agua, el cual nos dará un soporte de presión, se estima el inicio del proyecto en el año 2014 con un una respuesta a comienzos del 2015. La Figura 34. Muestra el perfil consolidado.

**Figura 35. Perfil de Producción Proyecto Perforación Tisquirama - San Roque.**



FUENTE: PLAN DE DESARROLLO ÁREA TISQUIRAMA – SAN ROQUE, GERENCIA TÉCNICA Y DE DESARROLLO DE E&P SUPERINTENDENCIA DE YACIMIENTOS, ECOPETROL, 2010.

## 7.2 Perforación Exploratoria Tisquirama-San Roque (Near Field Exploration)

Es importante conocer que del análisis efectuado de toda la información técnica, así como del volumen sísmico fue la identificación de la estructura San Martín, ubicada al este de los campos Tisquirama y San Roque, con un aceite in situ en el escenario medio de 335 millones de barriles y un volumen a recuperar de 67 millones.

Se realizó la evaluación del riesgo, determinando una probabilidad de éxito del 21,4%. La tabla No. 15 muestra estas valoraciones.

**Tabla 15. Parámetros Prospecto San Martin**

	TRAP	CONTAINMENT	SOURCE	CHARGE	RESERVOIR	
Datos	4	2	4	3	4	1 Inconsistente, especulativo, altamente improbable
Modelo Geológico	5	2	4	3	5	2 Evidencia negativa, posible, pobremente definido
Localización	5					3 Evidencias indirectas, no bien definida, algunos límites son mapeables, desconocido
Cierre	4					4 Evidencias positivas, buen cubrimiento y calidad, probable pero no probado, definido con mas límites mapeables, probable existencia.
Precensia			2	5		5 Claramente definida, buen cubrimiento, modelo probado, bien definido con todos los límites mapeables, altamente probable de existir
Integridad			3			
Preservación			2			
Riqueza Organica			ND			
Madurez Thermal			ND			
Area de aporte (Fetch Area)				ND		
migración					3	
Timing					3	
Presencia					4	
Capacidad					5	
Calidad					ND	Integridad Suficientemente espeso y continuo litológicamente
						Preservación Altamente intacto o destrozado después de la carga
	18	11	13	12	18	
	20	25	15	20	20	
	0.9	0.44	1	0.6	0.9	Risk 0.2208
Trap	Riesgo de que la trampa exista y este apropiadamente localizada.					
Containment	Chance de que la trampa este suficiente sellada para retener los hidrocarburos migrados					
Source	Habilidad para crear y expulsar suficientes cantidades de Hidrocarburos para llenar la trampa.					
Charge	La habilidad para llenar la trampa					
Reservoir	Chance de encontrar una roca capaz de entrapar y permitir fluir hidrocarburos almacenados					

FUENTE: EVALUACIÓN DE YACIMIENTOS CAMPOS TISQUIRAMA SAN ROQUE, ECOPETROL,

### 7.2.1 Ubicación Prospectos.

Se decidió proponer la perforación de dos pozos A3, denominados inicialmente san Martin-1 y San Martin-2, cuya ubicación es al norte y centro del proyecto, la Figura 35 muestra la ubicación de los prospectos.

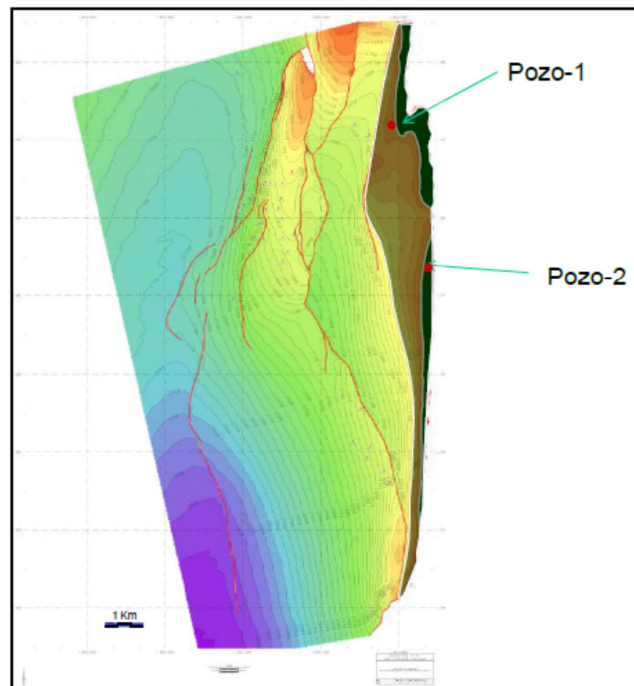
Dependiendo de los resultados obtenidos en estos prospectos exploratorios se determinara una campaña de perforación con diez (10) pozos delimitadores y 71 pozos de desarrollo.

### 7.2.2 Perfiles De Producción.

La tabla 16 muestra el esquema completo de la delimitación y pozos de desarrollo a perforar, se estimo un caudal inicial de 335 BOPD y un volumen promedio de 0,81 Mbbls

por pozo, para un total de 67 millones de barriles de crudo. La figura 36 muestra el perfil total de producción para la campaña.

**Figura 36. Ubicación pozos Near Field Tisquirama - San Roque.**



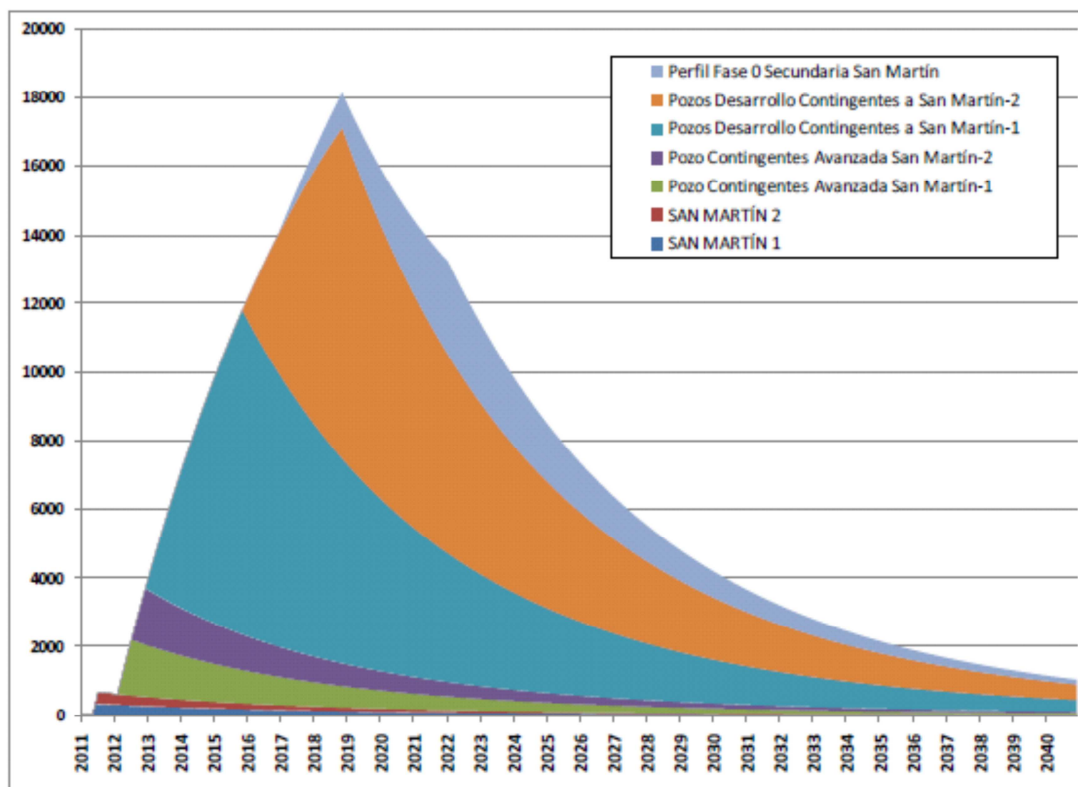
FUENTE: PLAN DE DESARROLLO ÁREA TISQUIRAMA – SAN ROQUE, GERENCIA TÉCNICA Y DE DESARROLLO DE E&P SUPERINTENDENCIA DE YACIMIENTOS, ECOPETROL, 2010.

**Tabla 16. Volúmenes y caudales prospectos Near Field.**

Descripción	No Pozos	Prod Max (BOPD)	Vol. Oil (MBls)	Vol. Gas Form. (GPC)	Vol. Agua Prod (MBls)	Grupos		
SAN MARTÍN 1	1	335	0.83	0.17	0.01	Expl.	Firme	
SAN MARTÍN 2	1	335	0.83	0.17	0.01			
Delimitación-1	5	1631	4.13	0.83	0.04	Avanzada	Contingentes	
Delimitación-2	5	1631	4.12	0.82	0.04			
Desarrollo-1	35	9460	28.66	5.73	0.29	Desarrollo		
Desarrollo-2	36	9645	28.19	5.64	0.28			
<b>TOTAL</b>	<b>83</b>	<b>17125</b>	<b>66.76</b>	<b>13.35</b>	<b>0.67</b>			

FUENTE: EVALUACIÓN DE YACIMIENTOS CAMPOS TISQUIRAMA SAN ROQUE, ECOPETROL,

**Figura 37. Perfil de Producción Prospectos Near Field Tisquirama - San Roque.**



FUENTE: PLAN DE DESARROLLO ÁREA TISQUIRAMA – SAN ROQUE, GERENCIA TÉCNICA Y DE DESARROLLO DE E&P SUPERINTENDENCIA DE YACIMIENTOS, ECOPETROL, 2010.

### 7.2.3 Proyecto Recuperación Secundaria

Realizando la evaluación de las posibilidades adicionales en el area, con el fin de aumentar el factor de recobre, se determino la prefactibilidad de inyectar agua en las zonas B, C y E de la formación Lisama.

Las estimaciones realizadas hasta ahora son conceptuales, requiriendo una simulación analítica para obtener una mejor estimación de caudales de inyección y producción. Las estimaciones iniciales nos dan un incremento en el recobre del 5%, adicionando 11,4 Mbls.

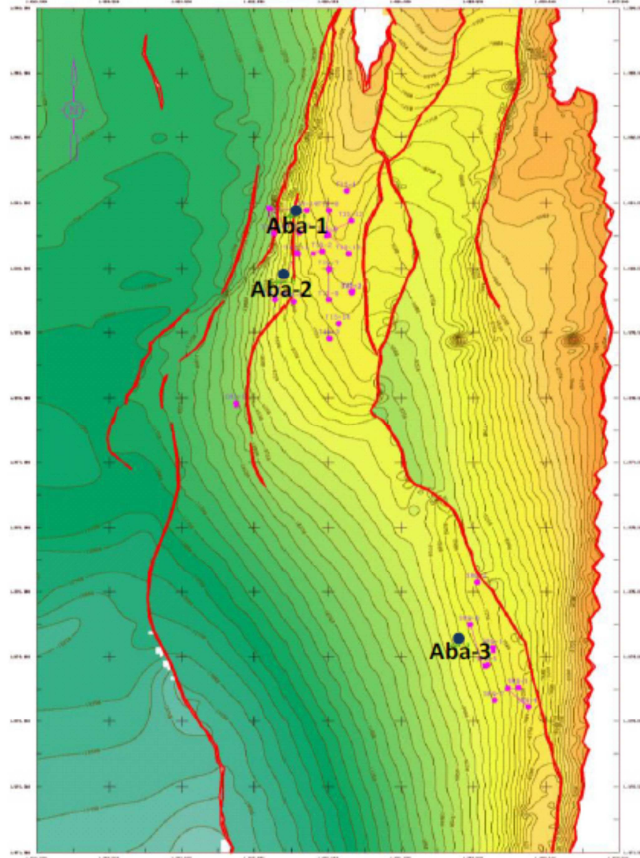
Todo proyecto de inyección entre los parámetros de éxito, contempla tener abastecimiento suficiente de agua para suplir las necesidades de inyección, por esta razón se realizó en el área un estudio hidrogeológico donde se identificaron tres (3) áreas potenciales para captar agua. La figura 37 y la tabla 17, muestran la ubicación de los tres pozos captadores. La perforación estimada es de 350 metros, se deben realizar pruebas de abatimiento por lo menos siete (7) días, con una prueba de restauración de nivel. La estimación inicial es que cada pozo aporte como mínimo 2700 BWPD.

**Tabla 17. Coordenadas pozos Captadores.**

POZO	COORDENADA X	COORDENADA Y	CAMPO
ABA-1	1'053.063	1'381.402	SAN ROQUE
ABA-2	1'052.909	1'380.385	SAN ROQUE
ABA-3	1'055.313	1'374.777	TISQUIRAMA

FUENTE: PLAN DE DESARROLLO ÁREA TISQUIRAMA – SAN ROQUE, GERENCIA TÉCNICA Y DE DESARROLLO DE E&P SUPERINTENDENCIA DE YACIMIENTOS, ECOPEPETROL, 2010.

**Figura 38. Ubicación pozos Captadores Proyecto Recuperación Secundaria.**



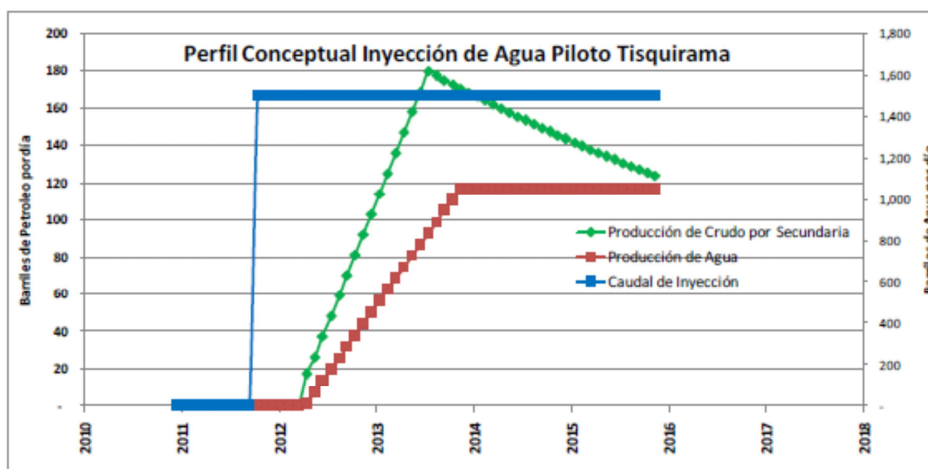
FUENTE: PLAN DE DESARROLLO ÁREA TISQUIRAMA – SAN ROQUE, GERENCIA TÉCNICA Y DE DESARROLLO DE E&P SUPERINTENDENCIA DE YACIMIENTOS, ECOPETROL, 2010.

#### **7.2.4 Piloto Inyección Agua.**

Antes de cualquier proyecto de inyección de agua, se hace necesario realizar el piloto con el fin de determinar inicialmente la factibilidad del mismo y los caudales de inyección del mismo.

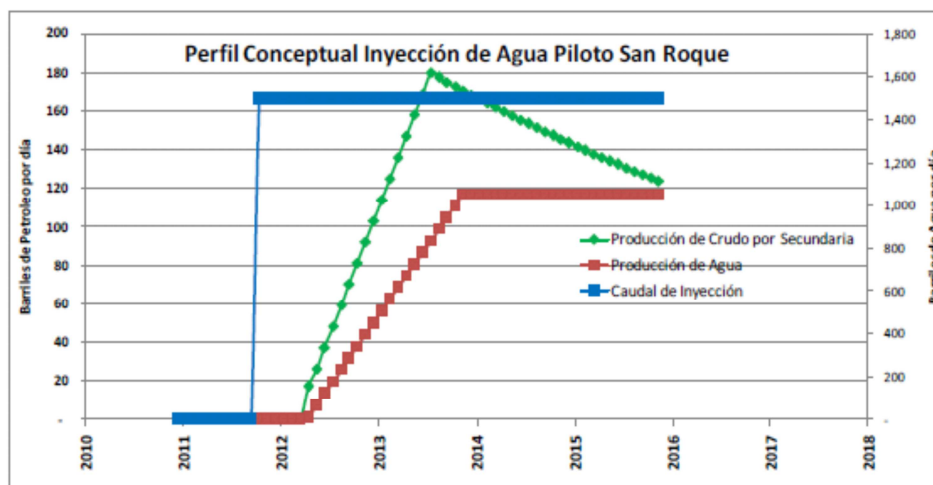
Para el piloto en el área de los campos Tisquirama y San Roque, se definieron conceptualmente los perfiles, los cuales para cada una de las áreas se muestran en las figuras 38 y 39. Se tenía inicialmente contemplado utilizar los pozos Tisquirama 2 y San Roque 1 como inyectores pero por su integridad se definió la perforación de los dos pozos.

**Figura 39. Perfil piloto de Inyección agua Tisquirama**



FUENTE: PLAN DE DESARROLLO ÁREA TISQUIRAMA – SAN ROQUE, GERENCIA TÉCNICA Y DE DESARROLLO DE E&P SUPERINTENDENCIA DE YACIMIENTOS, ECOPETROL, 2010.

**Figura 40. Perfil piloto de Inyección agua San Roque**



FUENTE: PLAN DE DESARROLLO ÁREA TISQUIRAMA – SAN ROQUE, GERENCIA TÉCNICA Y DE DESARROLLO DE E&P SUPERINTENDENCIA DE YACIMIENTOS, ECOPETROL, 2010.

### 7.2.5 Perfiles De Inyección-Producción

Con base en los valores de OOIP y si consideramos que el proyecto de inyección es factible, se considero un perfil de inyección, considerando inyección del orden de tres (3) volúmenes porosos, con el propósito de alcanzar un recobro adicional del 5%, con esto

se obtienen perfiles de inyección para los campos Tisquirama, San Roque y el proyecto Near Field de San Martín.

La inyección estimada para el año 2014, con respuesta un año más tarde. En Tisquirama se iniciará inyectando 25000 BWPD con 10 pozos inyectoros (2500 BWPD/pozo), ampliando la inyección a 50000 BWPD en el año 2016 con 20 pozos.

En el campo San Roque, se comenzará inyectando en tres (3) pozos un total de 7500 BWPD (2500 BWPD/pozo), ampliando en enero del 2016 a 17500 BWPD con ocho (8) pozos inyectoros.

En el área Near Field, se iniciará con diez pozos inyectoros en 2016, con un caudal de 25000 BWPD y en 2018 se ampliará a 50000 BWPD con 20 pozos.

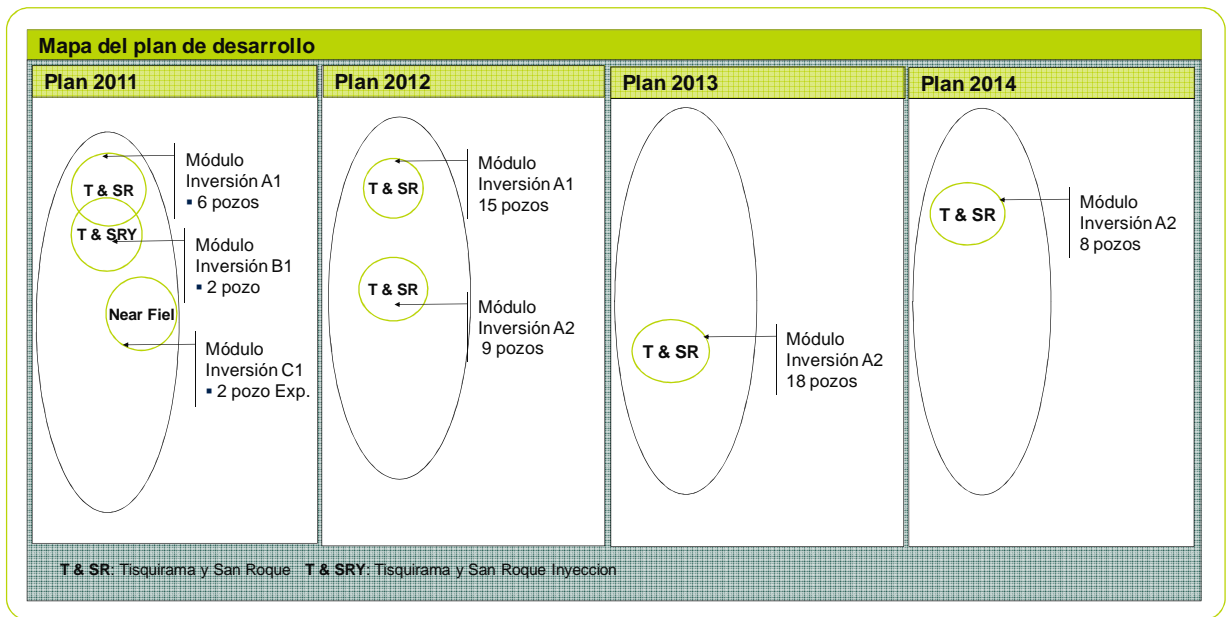
Se estima recuperar un volumen total secundario de 11,3 Mbbls (8,6 Mbbls en Tisquirama y 2,8 Mbbls en San Roque), que incrementarían el factor de recobro en 4,8 %, llevando el factor de recobro final del área a 24.5%.

## 8. EVALUACIÓN TÉCNICO ECONÓMICA DE LA OPERACIÓN.

### 8.1 Evaluación Económica De La Estrategia De Desarrollo.

Para la evaluación económica del plan de Desarrollo de los campos Tisquirama y San Roque se dividieron los proyectos por modulo, de acuerdo con el año de inversión y teniendo en cuenta los porcentajes de regalías a pagar, que para Tisquirama es del 32% y para el campo San Roque es del 8%. Con base en esto en este aspecto, la Figura 40 muestra este desarrollo.

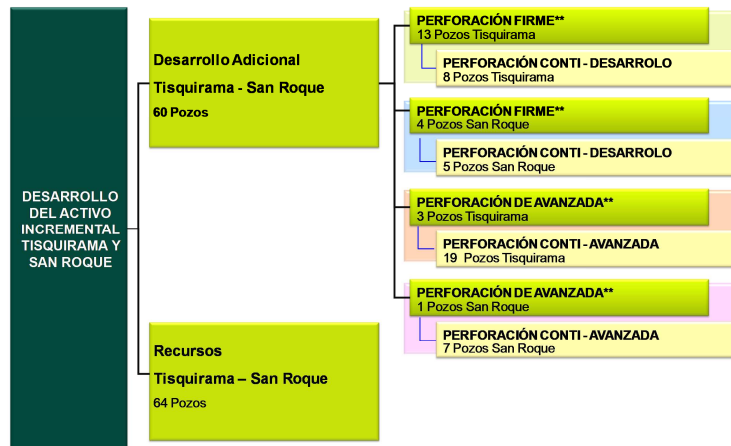
**Figura 41. Mapa plan de Desarrollo Tisquirama - agua San Roque**



FUENTE: CASO DE NEGOCIO: PRODUCCIÓN INCREMENTAL ÁREA TISQUIRAMA NEAR FIELD EXPLORATION SAN MARTÍN, GRUPO DE DESARROLLO DE OPORTUNIDADES GTD, ECOPETROL, DICIEMBRE 2010.

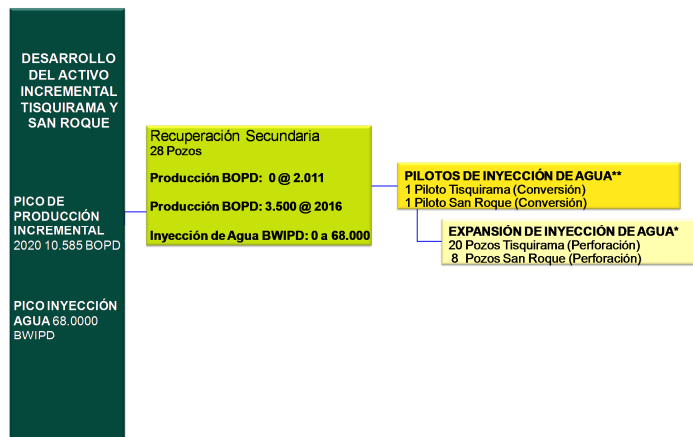
Con base en el mapa del plan de desarrollo, se establecen los módulos de inversión con los cuales se determinaron los parámetros económicos para decidir cuales serian los mas rentables y cuales proyectos deberían ajustarse para dar la eficiencia solicitada (0,56). Las Figuras 41,42 y 43, muestran los módulos establecidos.

**Figura 42. Modulo de Inversión Tisquirama San Roque**



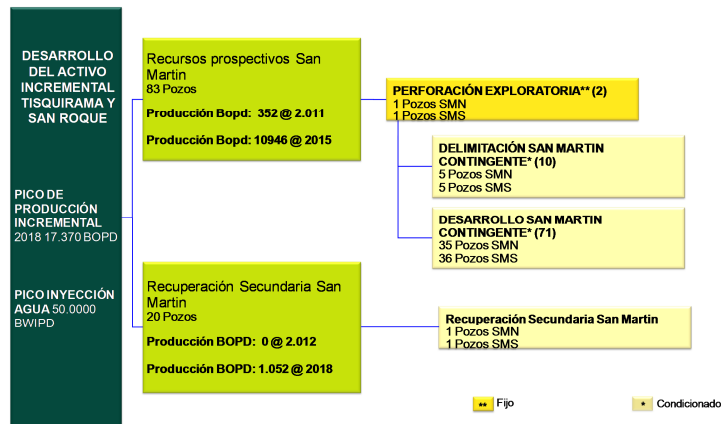
FUENTE: CASO DE NEGOCIO: PRODUCCIÓN INCREMENTAL ÁREA TISQUIRAMA NEAR FIELD EXPLORATION SAN MARTÍN, GRUPO DE DESARROLLO DE OPORTUNIDADES GTD, ECOPETROL, DICIEMBRE 2010.

**Figura 43. Modulo de Inversión recuperación Secundaria Tisquirama San Roque**



FUENTE: CASO DE NEGOCIO: PRODUCCIÓN INCREMENTAL ÁREA TISQUIRAMA NEAR FIELD EXPLORATION SAN MARTÍN, GRUPO DE DESARROLLO DE OPORTUNIDADES GTD, ECOPETROL, DICIEMBRE 2010.

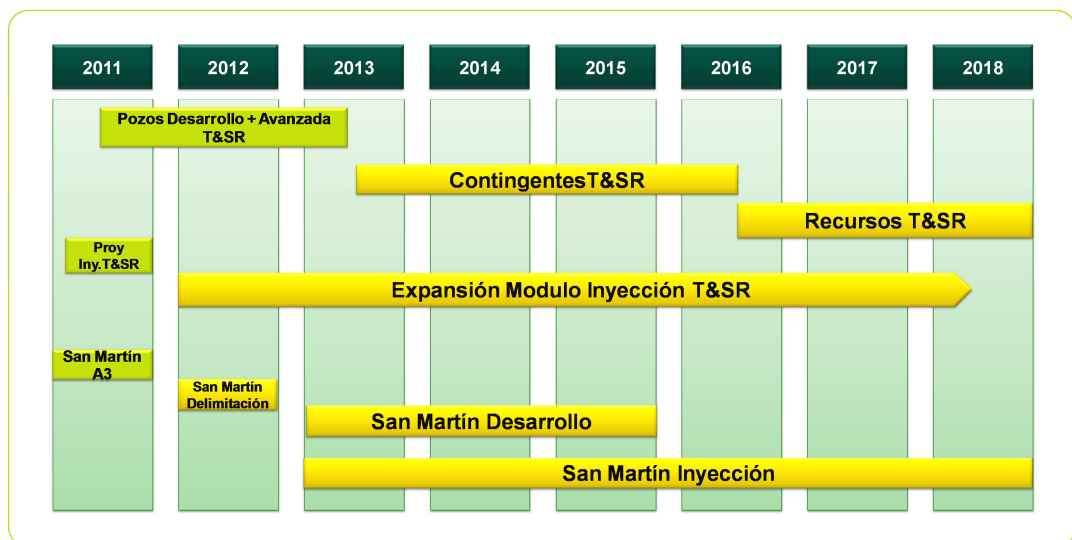
**Figura 44. Módulos de Inversión Near Field.**



FUENTE: CASO DE NEGOCIO: PRODUCCIÓN INCREMENTAL ÁREA TISQUIRAMA NEAR FIELD EXPLORATION SAN MARTÍN, GRUPO DE DESARROLLO DE OPORTUNIDADES GTD, ECOPETROL, DICIEMBRE 2010.

Llevando los proyectos en el tiempo y como se observa en la Figura. 44, es importante recalcar que el piloto de inyección se debe realizar lo más rápido ya que nos daría información importante para la expansión de la inyección, de igual forma los near field de ser exitosos nos ampliarían en muy corto tiempo la Visión de desarrollo adicionales.

**Figura 45. Módulos de Inversión en tiempo.**

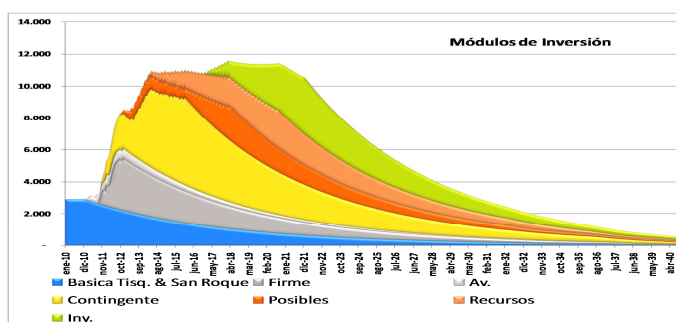


FUENTE: CASO DE NEGOCIO: PRODUCCIÓN INCREMENTAL ÁREA TISQUIRAMA NEAR FIELD EXPLORATION SAN MARTÍN, GRUPO DE DESARROLLO DE OPORTUNIDADES GTD, ECOPETROL, DICIEMBRE 2010.

### 8.1.1 Perfil De Producción Aplicable A La Evaluación.

Los perfiles de producción aplicados están de acuerdo al área del proyecto, Tisquirama, San Roque y Near field y dependiendo del tipo de reserva catalogada por proyecto. La figura 45 muestra el aplicado para los campos Tisquirama y San Roque, dependiendo del tipo de proyecto (en firme, contingente, inyección, recursos etc.)

**Figura 46. Perfiles de producción Módulos de Inversión**

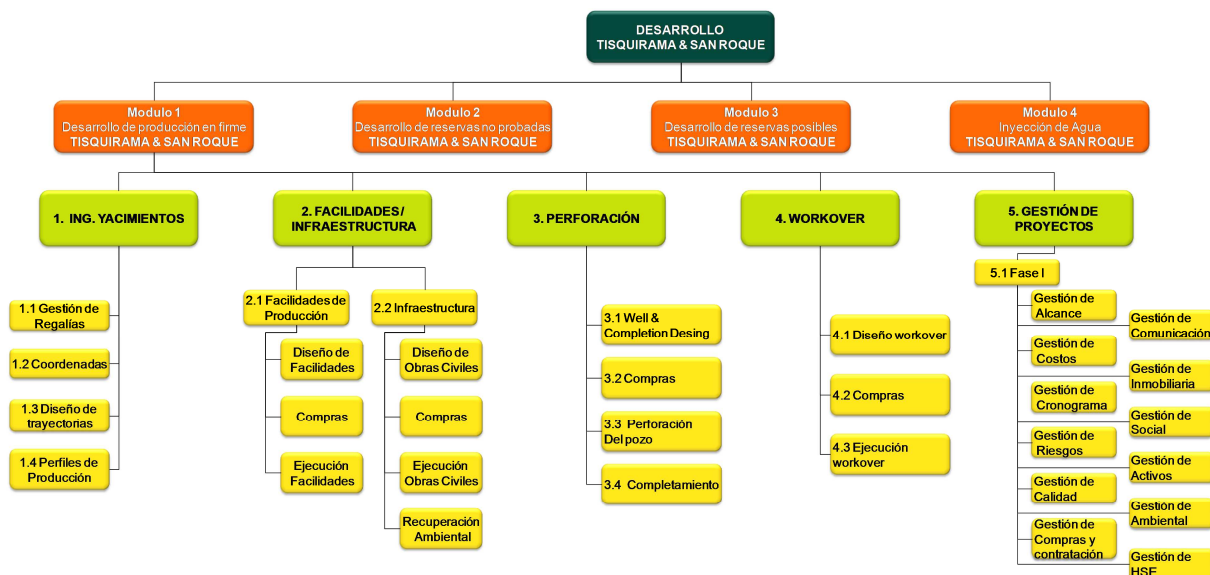


FUENTE: CASO DE NEGOCIO: PRODUCCIÓN INCREMENTAL ÁREA TISQUIRAMA NEAR FIELD EXPLORATION SAN MARTÍN, GRUPO DE DESARROLLO DE OPORTUNIDADES GTD, ECOPETROL, DICIEMBRE 2010.

### 8.1.2 Modelo Organizacional Para El Desarrollo Módulos.

Para tener éxito en el desarrollo del plan en los campos Tisquirama y San Roque, incluyendo el área de San Martín como de avanzada, se hace necesario la implementación de un modelo que incluya diferentes áreas que tienen una función específica. Se deben tener entonces apoyos en el área de Yacimientos, Gestión de proyectos, infraestructura, facilidades, perforación y reacondicionamiento. La figura 46 muestra este tipo de organización y las áreas que manejarían cada uno.

**Figura 47. Componente organizacional Desarrollo Tisquirama San Roque.**



FUENTE: CASO DE NEGOCIO: PRODUCCIÓN INCREMENTAL ÁREA TISQUIRAMA NEAR FIELD EXPLORATION SAN MARTÍN, GRUPO DE DESARROLLO DE OPORTUNIDADES GTD, ECOPETROL, DICIEMBRE 2010.

### 8.1.3 Inversiones Asociadas Al Desarrollo Del Área Tisquirama Y San Roque

Las inversiones asociadas al desarrollo del proyecto en un 80% está asociada a la perforación de pozos, donde se incluyen la construcción de locaciones, la perforación en si con todos los servicios, los trabajos de completamientos del mismo.

La Tabla 18 muestra el plan de perforación año a año, donde se observa una perforación total de 191 pozos, en los cuales la mayor cantidad se asocia a la perforación near field en el área San Martin.

En cuanto a las inversiones tenemos:

- > Adecuaciones Facilidades de 2010 a 2011 de KUSD 1.010, distribuidas 17 firmes de Tisquirama y San Roque.
- > AFE tipo KUSD 2.518 Tisquirama y KUSD 2.665 San Roque, que contempla una reducción del 10% del rubro de perforación.
- > Ampliación de facilidades de 8.700 Tisquirama y 6.299 San Roque, distribuida entre los módulos de desarrollo y contingentes.

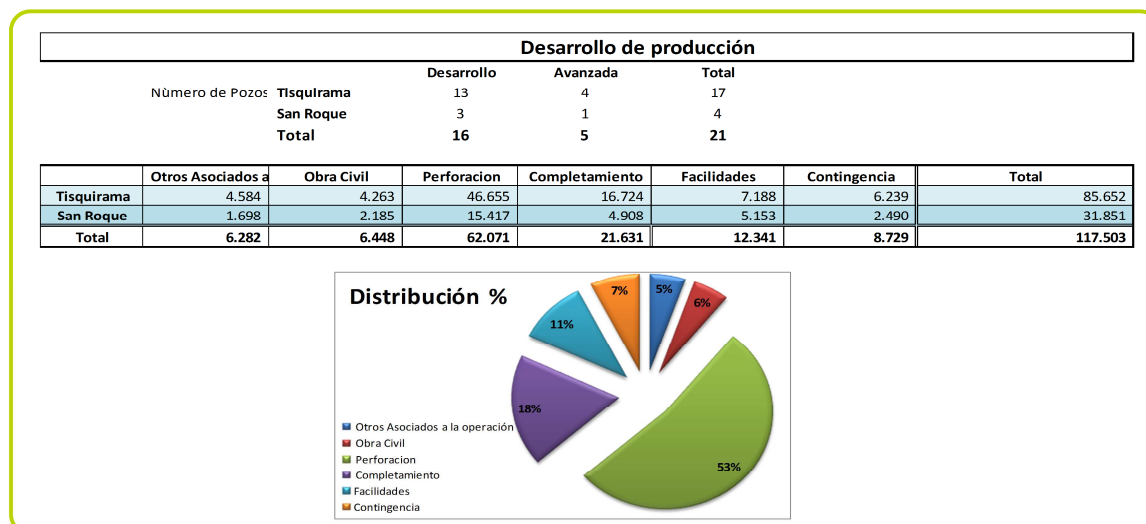
**Tabla 18. Perforación Anual Programa Desarrollo Tisquirama-San Roque**

Resumen de Perforación de Pozos Activo Tisquirama & San Roque									
<b>Tisquirama</b>	<b>2011</b>	<b>2012</b>	<b>2013</b>	<b>2014</b>	<b>2015</b>	<b>2016</b>	<b>2017</b>	<b>2018</b>	<b>Total</b>
Tisquirama Desarrollo		9	4						
T-30 (Av)		1							
TE-8 (Av)	1								
T-48 (Av)	1								
Tisquirama Inyección		10		10					
Tisquirama Contingente			8	17	2				
<b>Total Tisquirama</b>	<b>2</b>	<b>20</b>	<b>12</b>	<b>27</b>	<b>2</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>63</b>
<b>San Roque</b>	<b>2011</b>	<b>2012</b>	<b>2013</b>	<b>2014</b>	<b>2015</b>	<b>2016</b>	<b>2017</b>	<b>2018</b>	<b>Total</b>
San Roque Desarrollo	1	3							
SR-9 (AV)	1								
San Roque Inyección		3		5					
SR Contingente		12							
<b>Total San Roque</b>	<b>2</b>	<b>18</b>	<b>0</b>	<b>5</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>25</b>
<b>Near Field Exploration</b>	<b>2011</b>	<b>2012</b>	<b>2013</b>	<b>2014</b>	<b>2015</b>	<b>2016</b>	<b>2017</b>	<b>2018</b>	<b>Total</b>
San Martin	2	10	12	12	12	12	12	11	83
San Martin Inyección						10		10	20
<b>Total San Martin</b>	<b>2</b>	<b>10</b>	<b>12</b>	<b>12</b>	<b>12</b>	<b>22</b>	<b>12</b>	<b>21</b>	<b>103</b>
<b>Total Tisquirama &amp; San Roque -San Martin</b>	<b>6</b>	<b>48</b>	<b>24</b>	<b>44</b>	<b>14</b>	<b>22</b>	<b>12</b>	<b>21</b>	<b>191</b>
									<b>Total</b>

FUENTE: CASO DE NEGOCIO: PRODUCCIÓN INCREMENTAL ÁREA TISQUIRAMA NEAR FIELD EXPLORATION SAN MARTÍN, GRUPO DE DESARROLLO DE OPORTUNIDADES GTD, ECOPETROL, DICIEMBRE 2010.

La figura 47 muestra todas las inversiones asociadas a los proyectos de perforación en los campos Tisquirama y San Roque.

**Figura 48. Inversiones en CAPEX de los proyectos de perforación Desarrollo Tisquirama San Roque.**



FUENTE: CASO DE NEGOCIO: PRODUCCIÓN INCREMENTAL ÁREA TISQUIRAMA NEAR FIELD EXPLORATION SAN MARTÍN, GRUPO DE DESARROLLO DE OPORTUNIDADES GTD, ECOPETROL, DICIEMBRE 2010.

#### 8.1.4 Evaluación Económica

La evaluación económica tuvo como base los módulos siguientes con los pozos a perforar.

**Tabla 19. Resultados Económicos Desarrollo Tisquirama-San Roque**

MODULOS		POZOS
MODULO 1	PERFORACIÓN DE DESARROLLO TISQUIRAMA	13
MODULO 2	PERFORACIÓN DE DESARROLLO SAN ROQUE	4
MODULO 3	PERF CONT AL DESARROLLO TISQUIRAMA	8
MODULO 4	PERF CONT AL DESARROLLO SAN ROQUE	5
MODULO 5	PERF AVANZADA TISQUIRAMA	3
MODULO 6	PERF AVANZADA SAN ROQUE	1
MODULO 7	PERF CONT A AVANZADA TISQUIRAMA	19
MODULO 8	PERF CONT A AVANZADA SAN ROQUE	7
		60

FUENTE: CASO DE NEGOCIO: PRODUCCIÓN INCREMENTAL ÁREA TISQUIRAMA NEAR FIELD EXPLORATION SAN MARTÍN, GRUPO DE DESARROLLO DE OPORTUNIDADES GTD, ECOPETROL, DICIEMBRE 2010.

Las tablas 19 muestran los resultados económicos de los módulos, se observa que el proyecto con mayor EFI es la perforación en San Roque, dado el porcentaje del 8% en la liquidación de regalías, la perforación en el Campo Tisquirama se ve afectada por las regalías del 32%, por eso se hace necesario la implementación de proyectos de inyección de agua.

**Tabla 20. Resultados Económicos Desarrollo Tisquirama-San Roque**

MODULOS INDIVIDUALES	CAMPO	POZOS	CON REGALIAS AL 32% PARA TISQUIRAMA					CON REGALIAS AL VARIABLES PARA TISQUIRAMA				
			RESERVAS EQ MBIs	CAPEX TOTAL KUSD	CAPEX 2011 KUSD	VPN @ 11.1% KUSD	EFI	RESERVAS EQ MBIs	CAPEX TOTAL KUSD	CAPEX 2011 KUSD	VPN @ 11.1% KUSD	EFI
MODULO-1 PERF DLLO TISQUIRAMA **	TISQUIRAMA	13	5,91	65.095	729	-2.249,21	-0,04	6,09	65.095	729	7.527	0,14
MODULO-3 PERF CONT AL DLLO TISQUIRAMA **	TISQUIRAMA	8	3,32	39.002	201	-7.436,47	-0,26	3,47	39.002	201	(2.605)	(0,09)
MODULO-5 PERF AVANZADA TISQUIRAMA **	TISQUIRAMA	3	1,36	14.741	9.731	-8.884,02	-0,66	1,42	14.741	9.731	(6.519)	(0,48)
MODULO-7 PERF CONT AVZDA TISQUIRAMA **	TISQUIRAMA	19	8,65	92.629	478	-1.580,46	-0,03	8,93	92.629	478	9.921	0,16
MODULO-2 PERF DLLO SAN ROQUE **	SAN ROQUE	4	2,04	22.634	790	9.554,72	0,49	2,04	22.634	790	9.555	0,49
MODULO-4 PERF CONT AL DLLO SAN ROQUE **	SAN ROQUE	5	2,35	27.551	228	10.421,88	0,44	2,35	27.551	228	10.422	0,44
MODULO-6 PERF AVANZADA SAN ROQUE **	SAN ROQUE	1	0,43	5.117	5.117	-627,94	-0,13	0,43	5.117	5.117	(628)	(0,13)
MODULO-8 PERF CONT AVZDA SAN ROQUE **	SAN ROQUE	7	2,98	38.571	319	9.291,63	0,28	2,98	38.571	319	9.292	0,28

FUENTE: CASO DE NEGOCIO: PRODUCCIÓN INCREMENTAL ÁREA TISQUIRAMA NEAR FIELD EXPLORATION SAN MARTÍN, GRUPO DE DESARROLLO DE OPORTUNIDADES GTD, ECOPETROL, DICIEMBRE 2010.

Realizando una sensibilidad con regalías del 8% en el proyecto del campo Tisquirama, sin embargo la eficiencia llega a 0.19, muy por debajo de lo requerido por Ecopetrol. (Tabla 20).

La Tabla 21 muestra la sensibilidad a la producción, opex, costos de perforación, se observa que para tisquirama aun no se llegan a los niveles de EFI exigidos.

**Tabla 21. Resultados Económicos con sensibilidad a las regalías**

MODULOS AGRUPADOS	CAMPO	POZOS	Corrida del 32 % Regalías					Corrida del 8 % Regalías				
			RESERVAS EQ MBIs	CAPEX TOTAL KUSD	CAPEX 2011 KUSD	VPN @ 11.1% KUSD	EFI	RESERVAS EQ MBIs	CAPEX TOTAL KUSD	CAPEX 2011 KUSD	VPN @ 11.1% KUSD	EFI
MODULO -1+3 PERF DLLO-CONT TISQUIRAMA **	TISQUIRAMA	21	9,47	104.097	930	748	0,01	9.790	104.097	930	15.632	0,19
MODULO -2+4 PERF DLLO-CONT SAN ROQUE **	SAN ROQUE	9						4.389	50.185	1.018	22.624	0,53
MODULO -5+7 PERF AVANZADA-CONT TISQUIRAMA **	TISQUIRAMA	22	10,02	107.370	10.209	(136)	-	10.318	107.370	10.209	13.828	0,18
MODULO -6+8 PERF AVANZADA-CONT SAN ROQUE **	SAN ROQUE	8						3.402	43.688	5.435	11.265	0,34

FUENTE: CASO DE NEGOCIO: PRODUCCIÓN INCREMENTAL ÁREA TISQUIRAMA NEAR FIELD EXPLORATION SAN MARTÍN, GRUPO DE DESARROLLO DE OPORTUNIDADES GTD, ECOPETROL, DICIEMBRE 2010.

**Tabla 22. Resultados Económicos con sensibilidad a opex, costos y producción.**

MODULOS AGRUPADOS	CAMPO	POZOS	BASE	PERF - 50%	MUSD PERF	OPEX - 30%	PROD +30%	WTI 60	WTI 70	PROD +25%	PROD +10%	32%	8%
MODULO -1+3 PERF DLO-CONT TISQUIRAMA **	TISQUIRAMA	21	0,01	0,58	46,75	0,07	0,32	0,22	0,43	0,27	0,11	0,01	
MODULO -5+7 PERF AVANZADA-CONT TISQUIRAMA **	TISQUIRAMA	22	-	0,57	48,60	0,06	0,32	0,21	0,42	0,26	0,1	0,01	0,09

			BASE	PERF - 10%	MUSD PERF	OPEX - 10%	PROD +10%	WTI 60	WTI 70	PROD +25%	PROD +10%	32%	8%
MODULO -2+4 PERF DLO-CONT SAN ROQUE **	SAN ROQUE	9	0,53	0,64	38,97	0,54	0,67	0,81	1,10	0,88	0,67		0,53
MODULO -6+8 PERF AVANZADA-CONT SAN ROQUE **	SAN ROQUE	8	0,34	0,39	34,56	0,31	0,42	0,54	0,78	0,6	0,42		0,34

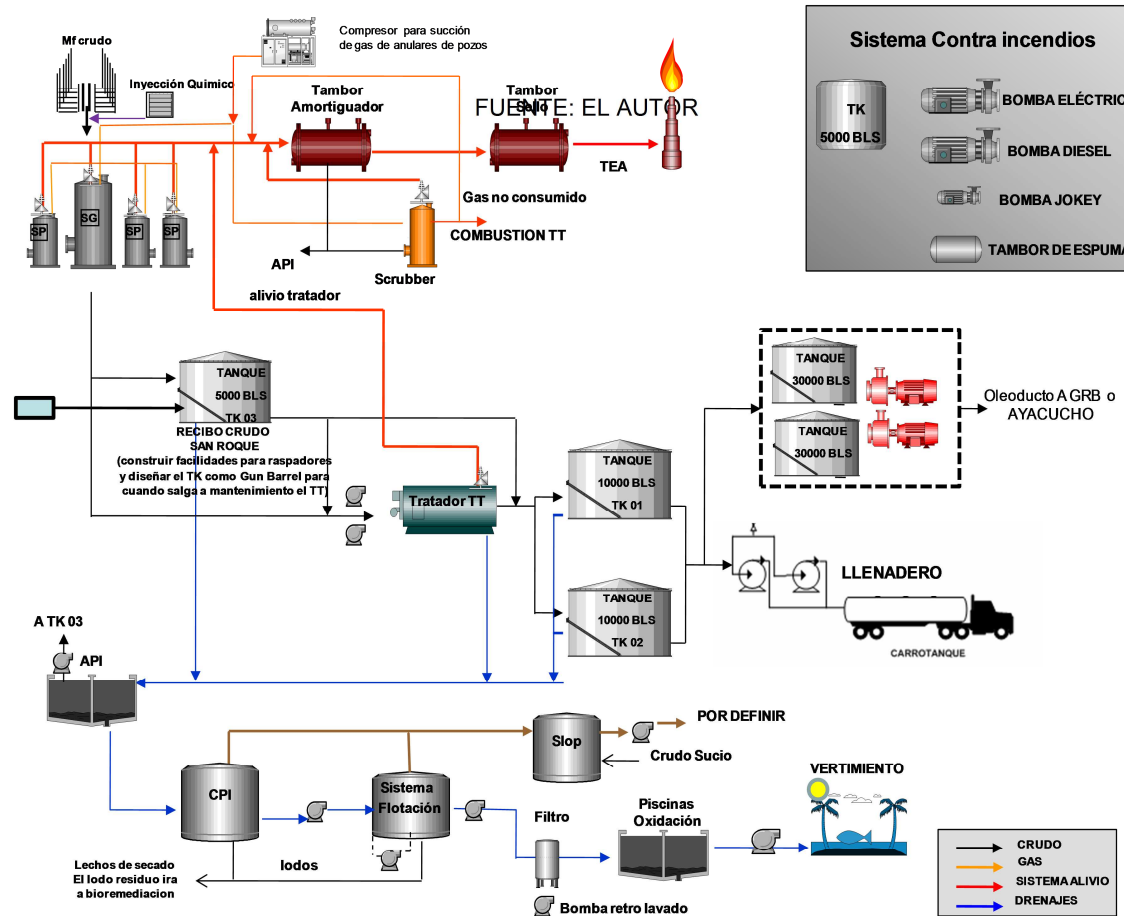
**Tisq**

FUENTE: CASO DE NEGOCIO: PRODUCCIÓN INCREMENTAL ÁREA TISQUIRAMA NEAR FIELD EXPLORATION SAN MARTÍN, GRUPO DE DESARROLLO DE OPORTUNIDADES GTD, ECOPETROL, DICIEMBRE 2010.

### 8.2 Evaluación Facilidades Existentes.

Esta alternativa consiste en el diseño de una nueva estación en Tisquirama - SOM con facilidades para recibo de los fluidos provenientes de pozos así como el recibo del crudo y el agua de producción de la estación San Roque. En la estación Tisquirama se lleva a cabo la desgasificación de los fluidos de pozos, la deshidratación de la producción conjunta Tisquirama y San Roque, almacenamiento y despacho de crudo hacia Barrancabermeja. Adicionalmente la nueva estación contará con sistema de recuperación de gas de anulares, depuración de gas para generación eléctrica y sistema contraincendios.

Figura 49. Diagrama Flujo proceso Modificación Campo Tisquirama



La Figura 48 muestra el diagrama de descripción de flujo del proceso.

## **Tratamiento de Crudo**

El fluido (crudo, agua y gas) proveniente de los nuevos pozos de Tisquirama ingresará a un manifold de recibo a 25 -30 PSIG desde donde se puede enviar a un Separador General o a uno de los tres Separadores de Prueba. Los separadores de prueba están en capacidad de manejar la producción de la estación en caso de contingencia.

El manifold nuevo tendrá capacidad para recibir 30 pozos. A la salida del manifold se inyectarán químicos para la adecuación del crudo (rompedor de emulsión, dispersante parafinico e inhibidor de corrosión).

Los separadores, tanto general como de prueba, serán bifásicos (gas-líquido), puesto el contenido de agua es 10% y no se espera recuperar agua libre en los Separadores de entrada.

Cuando se requieran pruebas programadas el fluido (crudo, agua y gas) ingresará a cualquiera de los tres separadores de prueba bifásicos, de esta manera se fiscalizará la producción de los pozos de Tisquirama.

La estación contará también con una trampa de recibo de raspadores y un tanque de 5000 Bbl (TK-201), para la producción (crudo y agua) de San Roque. Este tanque se empleará para medir la producción de San Roque que llega a Tisquirama y actuará como tanque de surgencia. Adicionalmente tendrá internos de Tanque de Lavado.

El fluido del TK-201 se enviará a un Tratador Térmico a 22 PSIG junto con los fluidos de Tisquirama de los separadores donde es calentado hasta 160°F. En el

Tratador Térmico se acondiciona el crudo para cumplir con las especificaciones de entrega (0.5% de BSW). Para esta operación se tendrá en cuenta una corriente de agua fresca que para el lavado (dilución) en el proceso de desalado para obtener la condición de calidad requerida de un contenido de sal inferior a 20 PTB.

El crudo tratado será almacenado en los tanques de almacenamiento intermedio TK-202, TK-203 cada uno con capacidad de 7500 Bbl, la operación contempla un tanque en llenado y un tanque en reposo. Antes de ingresar a los tanques TK-202, TK-203 el crudo

pasará por unas botas de gas, el gas que sale de dichas botas es enviado al cabezal de tea.

El Tanque de reposo tendrá 24 h de residencia para lograr un enfriamiento del crudo y así lograr la estabilización del mismo.

De los tanques intermedios se envía el crudo a los tanques de fiscalización TK-204, TK-205 con capacidad volumétrica de 25.000 Bbl cada uno, para bombeo por oleoducto, el tiempo de almacenamiento para estos tanques es de 3 días.

### **Tratamiento de Agua**

El agua de producción proveniente de los drenajes de los equipos (Tratador Térmico y Tanques) se envía al sistema de tratamiento de agua de producción el cual estará conformado por un CPI y una Unidad de Flotación, en este sistema se retiran los sólidos suspendidos y el hidrocarburo.

Adicionalmente en caso de contingencia el Agua de Producción de sistema de deshidratación podrá dirigirse al API..

Los drenajes de equipos se enviarán al API, el crudo recuperado se bombeará al tanque SLOP, mientras que el agua ingresará a las piscinas de Aspersión para aireación y oxidación, finalmente el crudo se bombea del tanque al tratador térmico para su reproceso, el agua que sale de este proceso se dispone para su vertimiento

Los lodos resultantes del tratamiento de agua serán enviados a un espesador para concentrarlos, de allí se enviarán a los lechos de secado para disminuir su contenido de agua. Los lodos secos irán a disposición final (por otros).

### **Sistema de Recolección de Gas y Alivio de Presión**

El gas que se retira del Separador General, de los Separadores de Prueba y del Tratador Térmico, se envía hacia al Scrubber, en el cual se retendrán los líquidos que sean arrastrados por el gas. El gas saliente del Scrubber se distribuirá en dos partes: una se enviará a los quemadores de los Tratadores Térmicos y otra parte a autogeneración eléctrica del campo (por otros); el gas sobrante se quemará en el sistema de Tea.

Los condensados retenidos en el Scrubber son esencialmente agua y serán enviados por gravedad al separador API.

El gas de anulares proveniente de pozos se comprime para posteriormente ingresar al sistema de distribución de gas combustible para generadores y consumo de la estación.

Se instalará un sistema de alivio de presión para disponer en forma segura los relevos de las válvulas de seguridad que se presenten por situaciones de emergencia. Las descargas de las válvulas de seguridad de los separadores, tratador térmico, el scrubber de gas y el manifold de entrada, serán conducidas por cabezales secundarios hacia un cabezal principal que llegará hasta el tambor amortiguador, donde se retendrán los líquidos arrastrados por el gas. El líquido recuperado en el tambor será bombeado al API.

El gas residual se enviará a la tea de la estación donde se quemará. El tambor amortiguador (KO DRUM) será dimensionado teniendo en cuenta el máximo evento de relevo de líquido y máximo evento de relevo de gas durante un periodo de 10-15 minutos. La Tabla 22 muestra el plan general para el desarrollo de las facilidades.

**Tabla 23. Plan General Modificación Facilidades.**

	Actual	Producción Actual	Adecuaciones Q1 2011	PLATEAU (BPD) Final 2011	Ampliaciones Diciembre 2012	PLATEAU (BPD) Final 2012	Ampliaciones Diciembre 2013	PLATEAU (BPD) Final 2013	PLATEAU (BPD) Modulo 3 2014-2019	PLATEAU (BPD) Modulo 4 A partir de 2018	PLATEAU (BPD) Modulo 4 2018 - 2022		
										Prod. Aceite	Prod. Aceite	Iny. Agua	Prod. Agua
<b>TISQUIRAMA</b>	Separacion BPD	10.000		10.000	10.000		10.000			7.800	2.600	50.000	35.000
	Tratamiento BPD	4.000	1.500	4.000	15.000	1.900	15.000						
	Almacen BPD	3.000		3.000	30.000	60.000							
	Evacuacion BPD	2.400		2.400	24.000	24.000							
<b>SAN ROQUE</b>	Separacion BPD	1.800		4.500	4.500		4.500			5.400	900	17.500	12.000
	Tratamiento BPD	0	1.000	0	0	3.800	0	4.200	5.000				
	Almacen BPD	1.000		4.000	6.000	6.000							
	Evacuacion BPD	2.400		2.400	12.000	12.000							
<b>Total</b>		<b>2.500</b>		<b>3.700</b>		<b>5.700</b>		<b>9.900</b>	<b>12.400</b>	<b>13.200</b>	<b>3.500</b>	<b>67.500</b>	<b>47.000</b>

FUENTE: CASO DE NEGOCIO: PRODUCCIÓN INCREMENTAL ÁREA TISQUIRAMA NEAR FIELD EXPLORATION SAN MARTÍN, GRUPO DE DESARROLLO DE OPORTUNIDADES GTD, ECOPEPETROL, DICIEMBRE 2010.

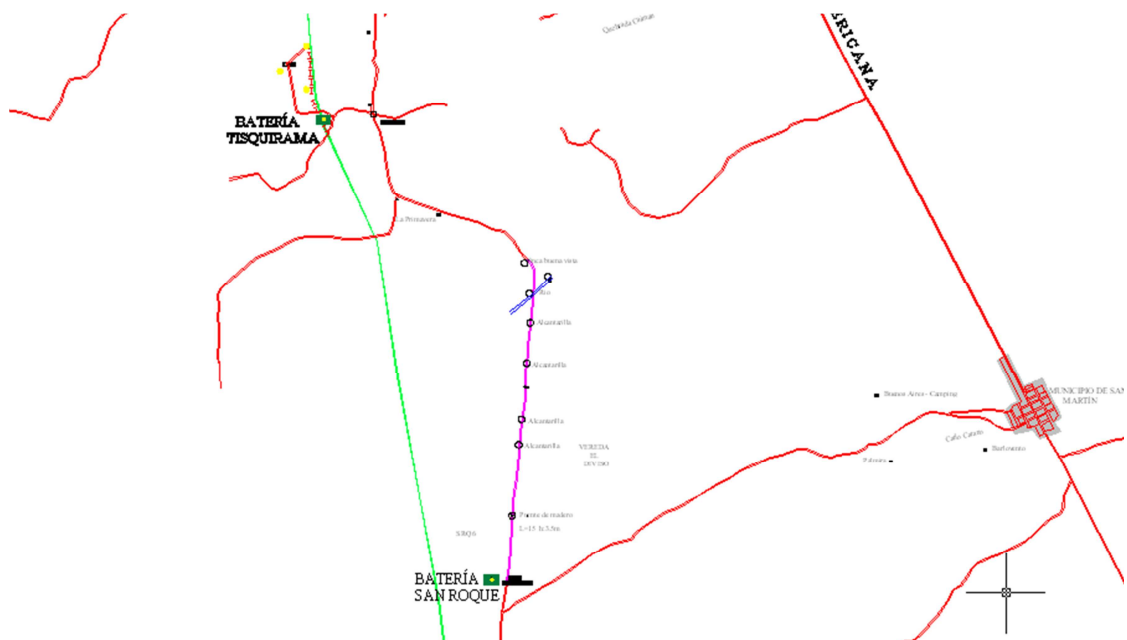
### 8.3 Conexión Poliducto Barrancabermeja Ayacucho

Dentro de las mejoras a realizar para lograr una correcta operación en los campos Tisquirama y San Roque, esta la posibilidad de conectar cada una de las dos estaciones

al poliducto Barrancabermeja – Ayacucho, esto entre otros aspectos nos garantizaría una disminución de costos ya que por transporte en carro tanque hasta la estación Ayacucho, se pagan US\$ 2 /barril, representando anualmente unos 2.0 millones de dólares, adicionalmente el difícil control en el movimiento de los carro tanque pone en riesgo la operación y la seguridad.

La Figura 49 muestra la ubicación de las líneas con respecto a las estaciones Tisquirama y San Roque, se ve que la estación Tisquirama está a unos 300 metros, mientras San Roque a unos 2,5 Kms.

**Figura 50. Ubicación Campos Tisquirama – San Roque con relación al poliducto Barrancabermeja-Ayacucho**



FUENTE: ANALISIS DE FACILIDAD DE CONEXIÓN DE LOS CAMPOS SAN ROQUE Y TISQUIRAMA CON RESPECTO A LA LINEA DE: L 8 IN AYACUCHO-GALÁN, L14 IN GALÁN-AYACUCHO, Y L18 IN GALÁN-AYACUCHO, ECOPETROL, 2011

Para Poder tener un buen resultado en este proyecto se requiere:

- Se debe iniciar la negociación de terrenos para las construcciones de las estaciones. Dentro del desarrollo de compra de predios en el proyecto de incrementar la producción con la perforación de futuros pozos.

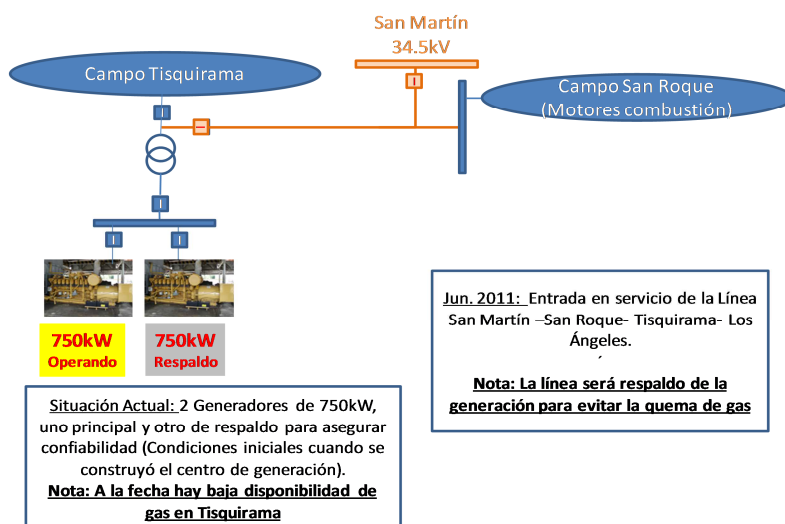
- La coordinación de provincia encargada de los campos Tisquirama y San Roque debe entregar datos técnicos de bombas disponibles y con posibilidad de ser usadas en el proyecto de las nuevas estaciones de inyección.
- La superintendencia debe entregar los alcances de los proyectos que están en ejecución en los campos de San Roque y Tisquirama, como el de abastecimiento energético para las baterías y el de perforación de nuevos pozos.
- Iniciar con la gestión ambiental y definir derecho de vías de la línea que conectaría el campo San Roque a las líneas del oleoducto.
- Se recomienda que para el predio aledaño a la Batería de Tisquirama, cuando se realice el negocio, en este predio quede incluido el derecho de vía de las líneas a intervenir dentro de los nuevos predios.
- Se recomienda que la operación se centraliza en la Batería de Tisquirama y un operador de patio asiste la operación de los equipos en San Roque
- Se propone la comprar lotes aledaños a las dos baterías para la construcción de las nuevas planta de inyección de crudo, debido que no existe área suficiente para la construcción de tanques de almacenamiento.
- Hacer programa de trabajo para permisos ambientales en construcción de la Planta y tanques
- En el Manual de Operaciones debe estar la filosofía del Mantenimiento.
- Filosofía del mantenimiento incorporada desde la fase de diseño.

#### **8.4 Soporte Energía Eléctrica.**

El suministro eléctrico en los Campos Tisquirama y San Roque es de mucha importancia para poder comprometerse con niveles de producción.

La situación actual en los campos en cuanto al soporte eléctrico se observa en la figura 50. Allí se puede observar como actualmente tenemos autogeneración en el campo Tisquirama y en el campo San Roque los pozos poseen motores a combustión que trabajan con el mismo gas del pozo.

**Figura 51. Situación Actual Suministro Energía Eléctrica Tisquirama-San Roque**



FUENTE: PLAN INTEGRAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA GRM, SALCEDO CARLOS JULIO, 2011.

Para suplir las necesidades de los campos se hace necesario conocer la demanda que generaran los proyectos a realizar. La Tabla 23 muestra la demanda a nivel de la Gerencia a corto y mediano plazo, se observa el incremento en los campos Tisquirama y San Roque de 0,6 MVA que tenemos actualmente a 7.0 MVA en 2018. De igual forma la Tabla 24 nos muestra la Capacidad a instalar a corto plazo.

**Tabla 24. Proyección Demanda Energía a Corto y Mediano plazo GRM**

CAMPO	PROYECCIÓN DEMANDA DE ENERGÍA CORTO Y MEDIANO PLAZO [MVA]							
	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
BONANZA	0.0	1.9	2.3	2.6	2.6	2.6	2.6	2.6
PROVINCIA	1.2	1.5	2.5	3.0	3.5	3.9	4.4	4.4
LLANITO	1.6	2.0	2.3	3.6	4.3	4.3	4.3	4.3
LISAMA	1.8	2.0	2.3	2.8	4.3	4.3	4.3	4.3
TISQUIR+ SAN ROQUE	0.6	1.5	3.0	4.5	7.0	7.0	7.0	7.0
YARIGUÍ-CGO	7.4	12.6	17.8	22.8	25.3	25.3	25.3	25.3
<b>TOTAL</b>	<b>12.6</b>	<b>21.5</b>	<b>30.2</b>	<b>39.3</b>	<b>47.0</b>	<b>47.4</b>	<b>47.9</b>	<b>47.9</b>

FUENTE: ANALISIS DE FACILIDAD DE CONEXIÓN DE LOS CAMPOS SAN ROQUE Y TISQUIRAMA CON RESPECTO A LA LINEA DE: L 8 IN AYACUCHO-GALÁN, L14 IN GALÁN-AYACUCHO YL18 IN GALÁN-AYACUCHO, ECOPETROL, 2011

**Tabla 25. Capacidad de energía a Instalar a Corto**

<b>CAPACIDAD A INSTALAR CORTO PLAZO [MVA]</b>			
<b>CAMPO</b>	<b>EXIST 2011</b>	<b>ADIC 2011-2013</b>	<b>TOTAL 2013</b>
BONANZA	0.0	3.2	3.2
PROVINCIA	1.5	0.0	1.5
LISAMA	0.0	2.0	2.0
LLANITO	0.0	2.5	2.5
TISQUIR+ SAN ROQUE	0.8	1.9	2.6
YARIGUJ-CGO	10.5	10.0	20.5
<b>TOTAL</b>	<b>12.8</b>	<b>16.4</b>	<b>29.1</b>

FUENTE: ANALISIS DE FACILIDAD DE CONEXIÓN DE LOS CAMPOS SAN ROQUE Y TISQUIRAMA CON RESPECTO A LA LINEA DE: L 8 IN AYACUCHO-GALÁN, L14 IN GALÁN-AYACUCHO Y L18 IN GALÁN-AYACUCHO, ECOPETROL, 2011

Como resultado de los planes de incremento de producción y teniendo en cuenta la necesidad de incrementar la disponibilidad de tienen planeadas dos opciones que se están trabajando actualmente plazo GRM

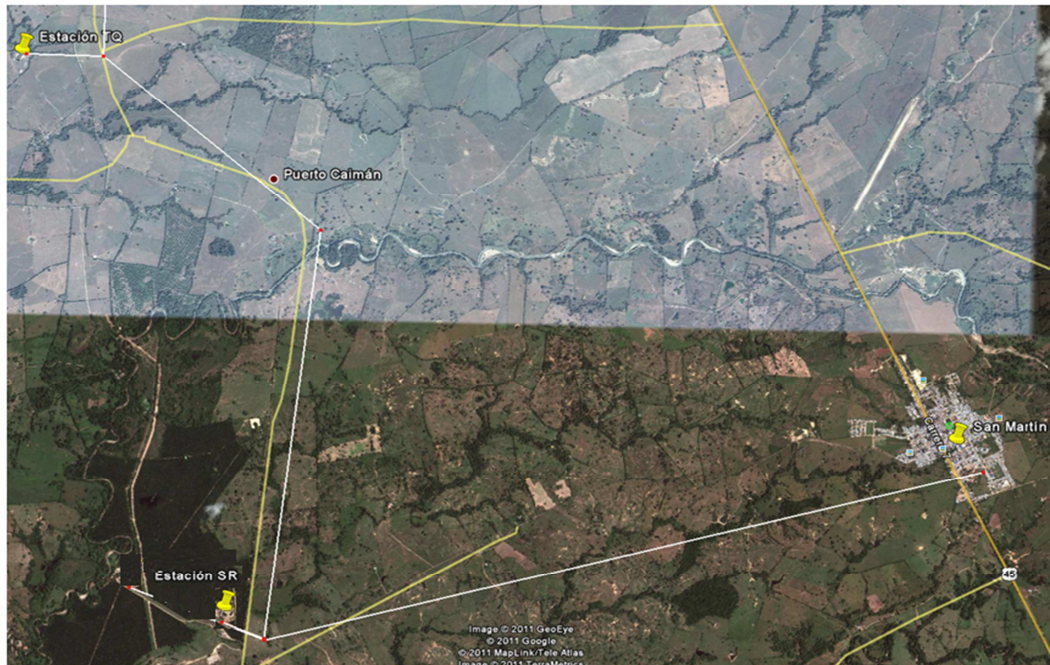
#### **8.4.1 Soporte Futuro De Energía Eléctrica**

#### **8.4.2 Línea Interconexión Eléctrica**

Esta Línea realiza la interconexión desde el Municipio de San Martín, pasando por la Estación San Roque y llegando a Tisquirama. La figura 51 muestra el trazado.

La desventaja de esta línea es que será de uso público y la confiabilidad no estaría garantizada, por eso se hace necesario el soporte con otras estrategias.

**Figura 52. Trazado Línea eléctrica soporte Campos Tisquirama-San Roque**

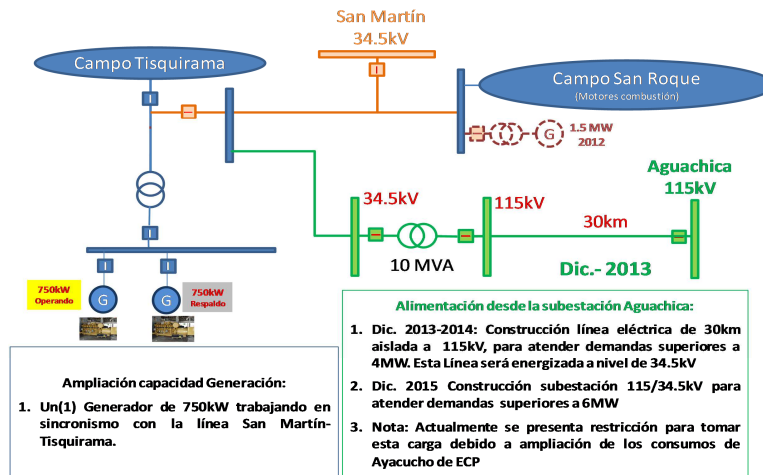


FUENTE: PLAN INTEGRAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA GRM, SALCEDO CARLOS JULIO, 2011.

### **8.4.3 Soporte Eléctrico A Largo Plazo.**

El soporte eléctrico a largo plazo para los campos comprende tres proyectos importantes: La construcción de una línea eléctrica de 30 Km desde el municipio de aguachica de 34.5 KV que soportara la demandas de hasta 4 MW, La construcción de una subestación eléctrica de 115/34.5 KV que soportara las demandas superiores a 6 MW y la ampliación de 750 KV como soporte al equipo actual, este servicio será por energía contratada por autogeneración. La Figura 52 muestra las estrategias mencionadas.

**Figura 53. Proyectos ampliación y soporte disponibilidad eléctrica Tisquirama-San Roque.**



FUENTE: PLAN INTEGRAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA GRM, SALCEDO CARLOS JULIO, 2011.

### 8.5 Análisis De Costos De Levantamiento

El análisis de costos es algo muy importante tanto para hacer más viable económicamente un proyecto, así, como para determinar la vida útil de un campo con base en las reservas económicamente rentables.

Para el caso de los Campos Tisquirama y San Roque y de acuerdo con la Tabla 25, los costos más elevados están representados por mantenimiento de subsuelo y superficie que representan casi el 50% del costo. De igual forma el overread que se carga también representa un aporte al costo muy importante.

Realizando un análisis se requiere un ajuste en la variable de mantenimiento de subsuelo, para esa disminución se podría establecer en el área una alianza con el socio estratégico Petronorte en el cual Ecopetrol tiene el 56% en el contrato de asociación, con esta alianza y un programa de trabajo establecido podríamos realizar una disminución.

En cuanto a lo relacionado con mantenimiento de superficie es importante establecer el programa de adecuación de facilidades incluidas dentro de los proyectos de perforación para que puedan ser distribuidas no en el año de realizado el gasto sino a 10 años.

Adicionalmente se debe realizar una revisión completa de los costos asignados y que corresponden a las áreas de servicio, con el fin de determinar posibles malos cargues. Se debe tratar al máximo de renegociar tarifas de servicios o ubicar contratistas de la región para conseguir mejores tarifas.

**Tabla 26. Análisis de costos de levantamiento Campos Tisquirama – San Roque.**

<b>COSTOS PLAN 2011</b>	<b>TISQUIRAMA</b>	<b>SAN ROQUE</b>
<b>US\$ LIFTING COST/ BODE</b>	<b>14.1</b>	<b>5.9</b>
<b>COSTO DE LEVANTAMIENTO \$</b>	<b>16,694,482,343</b>	<b>4,437,452,486</b>
COSTO DIRECTO	13,790,754,403	3,665,631,324
OVERHEAD OPERACIONAL	2,903,727,940	771,821,162
<b>EXTRACCION</b>	<b>7,620,445,533</b>	<b>2,067,445,254</b>
<b>COSTO FIJO (\$)</b>	<b>440,241,829</b>	<b>210,380,444</b>
<b>COSTO VARIABLE (\$)</b>	<b>7,180,203,704</b>	<b>1,857,064,810</b>
LABORALES	0	0
SERVICIOS INDUSTRIALES	202,275,676	0
QUIMICOS	0	0
SERVICIOS CONTRATADOS	0	0
MANTENIMIENTO DE SUPERFICIE	1,437,663,270	803,118,812
MANTENIMIENTO DE SUBSUELO	5,540,264,758	1,053,945,998
MATERIALES Y SUMINISTROS	14,374,983	0
AUTOCONSUMOS	120,392,995	0
GASTOS GENERALES	114,701,737	26,362,140
CARGOS REGIONALES (VST)	190,772,114	184,018,304
<b>RECOLECCION</b>	<b>133,888,134</b>	<b>74,577,502</b>
<b>COSTO FIJO (\$)</b>	<b>49,040,500</b>	<b>7,815,809</b>
<b>COSTO VARIABLE (\$)</b>	<b>84,847,634</b>	<b>66,761,693</b>
LABORALES	15,970,800	0
ENERGIA	0	0
QUIMICOS	0	0
SERVICIOS CONTRATADOS	0	0
MANTENIMIENTO DE SUPERFICIE	84,847,634	66,761,693
MANTENIMIENTO DE SUBSUELO	0	0
MATERIALES Y SUMINISTROS	5,239,059	0
AUTOCONSUMOS	0	0
GASTOS GENERALES	19,486,504	7,785,336
CARGOS REGIONALES (VST)	8,344,137	30,473
<b>TRATAMIENTO</b>	<b>6,036,420,736</b>	<b>1,523,608,568</b>
<b>COSTO FIJO (\$)</b>	<b>5,949,991,588</b>	<b>1,472,074,832</b>
<b>COSTO VARIABLE (\$)</b>	<b>86,429,148</b>	<b>51,533,736</b>
LABORALES	231,508,737	96,697,910
ENERGIA	0	0
QUIMICOS	86,429,148	51,533,736
SERVICIOS CONTRATADOS	0	0
MANTENIMIENTO DE SUPERFICIE	3,921,714,787	166,348,595
MANTENIMIENTO DE SUBSUELO	0	0
MATERIALES Y SUMINISTROS	22,261,451	787,500
AUTOCONSUMOS	29,042,040	4,351,356
GASTOS GENERALES	903,958,646	515,677,102
CARGOS REGIONALES (VST)	841,505,927	688,212,369
<b>OVERHEAD</b>	<b>2,903,727,940</b>	<b>771,821,162</b>
<b>COSTO FIJO (\$)</b>	<b>2,903,727,940</b>	<b>771,821,162</b>
<b>COSTO VARIABLE (\$)</b>		
Vice-Gerente	454,263,409	120,744,822
Superintendente	267,850,618	71,195,642
Departamento Produccion	873,591,194	232,203,631
Coordinacion Produccion	1,308,022,719	347,677,068

FUENTE: EVALUACION COSTOS SUPERINTENDENCIA DE MARES, ECOPETROL, JUNIO 2011.

### **8.6 Manejo Operacional De Los Campos Tisquirama Y San Roque.**

Hasta ahora el manejo operacional de los campos Tisquirama y San Roque, ha sido limitada a dos (2) supervisores en turnos de 12 horas, quienes manejan las dos estaciones, pozos y cargue de carrotanques. Sin embargo para el nuevo dimensionamiento, basado en la perforación adicional y la adecuación de las facilidades para una producción de aproximadamente 14000. la estructura propuesta es:

Crear la coordinación de Producción San Martin.

Establecer los turnos de operación para cada una de las plantas (Tisquirama – San Roque)

Asignar un profesional de control de producción.

Asignar un profesional de Mantenimiento.

Establecer un contrato marco de mantenimiento que maneje:

Mantenimiento Preventivo de facilidades

Mantenimiento de los sistemas de levantamiento (Bombeo Mecánico).

Establecer recorridos de pozo.

Realizar mantenimiento a generadores eléctricos.

Incluir un equipo de varilleo y su operación.

Adicionalmente se debe establecer un convenio con Petronorte para el préstamo del equipo de varilleo, así la tarifa será mucho menor, lo mismo que el impacto en costos.

## 9. CONCLUSIONES

1. Los Campos Tisquirama y San Roque, representan un activo importante para la Gerencia Regional Magdalena Medio, por sus reservas y poco desarrollo actual.
2. El bajo factor de recobro en el área (5%), nos garantiza que desarrollos adicionales puedan incrementar este factor y llevarlos a valores cercanos al 17%.
3. Las expectativas de desarrollo adicional se basan en la información de la adquisición sísmica 3D y en los pozos perforados durante los años 2009 y 2010.
4. La producción acumulada de los campos Tisquirama y San Roque son 5.0 Mbls y 3.0 Mbls respectivamente.
5. El aceite Original del área hasta antes de la sísmica 3D se calculó aproximadamente en 95 Mbls.
6. La producción de crudo en los campos Tisquirama y San Roque proviene de las zonas B,C y E de la Formación Lisama.
7. El mecanismo de producción en el área es por gas en solución, pudiéndose llevar el recobro al 20%.
8. El aceite original actual después de recalcuro, asciende a 235 Mbls.
9. El estado actual de las facilidades en los campos Tisquirama y San Roque no permiten tener una confiabilidad en futuros desarrollos de producción.
10. La estrategia de desarrollo del área Tisquirama y San Roque, está enfocada a la perforación de desarrollo con pozos infill, la perforación de pozos near field en el área de San Martin y la implementación de proyectos de inyección de agua.
11. La productividad de los pozos en el Campo Tisquirama depende de su ubicación y se establecieron acumulados desde 0,360 Mbls hasta 0,720 Mbls dependiendo de la ubicación.
12. Para el Campo tisquirama se estableció un “plateau” de producción de 10.000 BAPD.
13. Para el campo San Roque el “plateau” establecido fue de 5000 BAPD.

14. El área de San Martín donde se contempla la perforación Near Field tiene buenas expectativas y podría llegarse en el escenario máximo a una producción cercana a los 18.000 BAPD.
15. El piloto de recuperación secundaria mediante inyección de agua, nos garantizara tener datos más acertados de caudal de inyección y por consiguiente de recuperación de **aceite**.
16. De acuerdo con el estudio Hidrogeológico realizado en el área, se garantiza la existencia de acuíferos que nos soporten los proyectos de recuperación secundaria en Tisquirama y San Roque.
17. La evaluación económica para el plan de desarrollo, se enfoca en módulos dependiendo del Campo (Tisquirama, San Roque), del porcentaje de reservas y del tipo de reservas estipuladas.
18. Los resultados de la evaluación económica indican mejores indicadores en el campo San Roque por el porcentaje de regalías que se pagan actualmente (8%), diferente al 32% que se pagan en Tisquirama.
19. El análisis de sensibilidad en la evaluación económica en el Campo Tisquirama, nos indica que los costos representan el factor más crítico.
20. Las facilidades futuras representan un factor crítico en el desarrollo del proyecto.
21. Con el fin de obtener ahorros en costos y establecer mejor control sobre el crudo despachado, se hace necesario efectuar el conexionado de las estaciones Tisquirama y San Roque al poliducto Ayacucho-Barrancabermeja.
22. La periodicidad de bombeo representara un factor importante en el diseño de las capacidades de almacenamiento en cada una de las estaciones.
23. La confiabilidad eléctrica es muy importante en el Desarrollo de estos proyectos, se recomienda incluir estos campos dentro del programa de expansión eléctrica de la Gerencia.
24. Aprovechar al máximo la producción de gas para los proyectos de Autogeneración, con esto evitamos quemas y cumplimos ambientalmente.

25. Del análisis de costos de levantamiento se debe poner énfasis en establecer acciones para disminuir áreas críticas como Mantenimiento de subsuelo y superficie.

## 10. RECOMENDACIONES

1. Se recomienda establecer un plan de operación del campo, diferente a los otros campos de la Superintendencia, que nos permita controlar los costos y ser más eficientes.
2. Cuando se tengan los niveles de producción cercanos a los 15000 BAPD, se hace necesario cambiar la estructura actual a Coordinación o Departamento de San Martín, lo cual agilizaría procesos de compras, contratación y manejo social.
3. La estructura de personal debe ser sencilla enfocándose directamente en operaciones de supervisión, operación de estaciones, mantenimiento. Actividades de Subsuelo, Mantenimiento día a día y recorredores podrían contratarse.
4. Se recomienda establecer una alianza estratégica con el socio del área Petronorte para aprovechar sinergias y servicios.
5. Se recomienda incluir las necesidades de energía eléctrica de los proyectos de inyección.
6. La recomendación en la adecuación de facilidades es realizar fases modulares evaluando cada uno de los resultados para no realizar inversiones innecesarias.
7. Se recomienda perforar pozos nuevos como inyectores del piloto, ya que los pozos Tisquirama 2 y San Roque 1 tienen problemas de integridad.
8. Se recomienda solicitar ante el Ministerio de Minas, la aplicación de regalías variables mediante la implementación del proyecto de recuperación secundaria.
9. Adicional a la solicitud de regalías variables en el Campo Tisquirama, se recomienda efectuar una revisión de capex y opex con el fin de lograr ahorros significativos.

## 11. BIBLIOGRAFÍA.

MINISTERIO DE MINAS Y ENERGIA, REVERSION CONCESION TISQUIRAMA, DIVISION DE HIDROCARBUROS.1997.

VALORACION RESERVAS CAMPO TISQUIRAMA, ECOPETROL, GCO,1998

DIANOSTICO Y ESTRATEGIAS DE RECOBRO CAMPO TISQUIRAMA Y SAN ROQUE, 2003, GCO (JOSE DARIO PARRA VEGA- CARLOS HUMBERTO CHAPARRO - GEOLOGO MANUEL MONTT AMELL).

ANALISIS ALTERNATIVAS SOBRE OPERACION DE LOS CAMPOS TESQUIRAMA Y SAN ROQUE, ECOPETROL, SUPERINTENDENCIA DE OPERACIONES PROVINCIA, 1998.

EVALUACIÓN DE YACIMIENTOS CAMPOS TISQUIRAMA SAN ROQUE, ECOPETROL, SUPERINTENDENCIA DE YACIMIENTOS, ECOPEROL,2010.

PLAN DE DESARROLLO ÁREA TISQUIRAMA – SAN ROQUE, GERENCIA TÉCNICA Y DE DESARROLLO DE E&P SUPERINTENDENCIA DE YACIMIENTOS, ECOPETROL, 2010.

INFORME DEL ESTADO ACTUAL DE LAS ESTACIONES SAN ROQUE - TISQUIRAMA Y SU PROYECCIÓN, DEPARTAMENTO DE INGENIERIA SOM, ECOPETROL, 2009.

PLAN INTEGRAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA GRM, SALCEDO CARLOS JULIO, 2011.

ANALISIS DE FACILIDAD DE CONEXIÓN DE LOS CAMPOS SAN ROQUE Y TISQUIRAMA CON RESPECTO A LA LINEA DE: L 8 IN AYACUCHO-GALÁN, L14 IN GALÁN-AYACUCHO YL18 IN GALÁN-AYACUCHO, ECOPETROL, 2011

CASO DE NEGOCIO: PRODUCCIÓN INCREMENTAL ÁREA TISQUIRAMA NEAR FIELD EXPLORATION SAN MARTÍN, GRUPO DE DESARROLLO DE OPORTUNIDADES GTD, ECOPETROL,DICIEMBRE 2010.

EVALUACION COSTOS SUPERINTENDENCIA DE MARES, ECOPETROL, JUNIO 2011.

POZO FASES DE PERFORACION Y PRODUCCION - TISQUIRAMA 6 - REPORTE FINAL – DATALOG, ECOPETROL, 2009

POZO FASES DE PERFORACION Y PRODUCCION - TISQUIRAMA 7 - REPORTE FINAL – DATALOG, ECOPETROL, 2009.

POZO FASES DE PERFORACION Y PRODUCCION - TISQUIRAMA 8 - REPORTE FINAL – DATALOG, ECOPETROL, 2009

TISQUIRAMA 9 - REPORTE FINAL – DATALOG, 2009

TISQUIRAMA 10 - REPORTE FINAL – DATALOG, 2009

JUSTIFICACION DE LA PERFORACION DE LOS POZOS TISQUIRAMA Y SAN ROQUE 2009 - 2010 - GERENCIA MAGDALENA MEDIO (GMM) GERENCIA TECNICA DE DESARROLLO DE E & P (GTD) SUPERINTENDENCIA DE YACIMIENTOS (SYA) - ECOPETROL

TISQUIRAMA 18 - REPORTE FINAL - DATALOG – ECOPETROL 2010.