

**EVALUACIÓN TÉCNICO ECONÓMICA PARA LA VIABILIDAD DE LA
DISPOSICIÓN DEL AGUA DE VERTIMIENTO MEDIANTE INYECCIÓN EN EL
CAMPO TOLDADO DE LA COORDINACIÓN DE PRODUCCIÓN TOLIMA SOH**

JOHANNES ALFONSO OSSA ACERO

**UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA
FACULTAD DE INGENIERÍA
INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
NEIVA
2012**

**EVALUACIÓN TÉCNICO ECONÓMICA PARA LA VIABILIDAD DE LA
DISPOSICIÓN DEL AGUA DE VERTIMIENTO MEDIANTE INYECCIÓN EN EL
CAMPO TOLDADO DE LA COORDINACIÓN DE PRODUCCIÓN TOLIMA SOH**

JOHANNES ALFONSO OSSA ACERO

Director

WILSON ALEXANDER MARTÍNEZ ARDILA
Ingeniero de Petróleos

Co – Director

ERVIN ARANDA ARANDA
Ingeniero de Petróleos

Trabajo de Grado Presentado como requisito para optar el Título de

INGENIERO DE PETRÓLEOS

UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA
FACULTAD DE INGENIERÍA
INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
NEIVA
2012

Nota de aceptación:

Firma del presidente del jurado

Firma del jurado

Firma del jurado

Neiva, Marzo de 2012

DEDICATORIA

A Jehová DIOS, por permitirme existir en este mundo, el así lo ha querido.

A mis padres Alfonso Ossa y Cecilia Acero, por estos 22 años guiándome y apoyándome en cada uno de mis pasos, buenos y malos.

A mis hermanos Yudy, Victoria, Isaías, Daniel y Lilia, por el apoyo que me ofrecen.

A mis abuelitos, tíos, tías, primos, primas y a mis padrinos; por sus palabras de fortaleza.

A ese sobrinito que esta en gestación, en la casa te estamos esperando

A mis profesores, en especial a la profe Mirian, la profe Yineth y el profe Ricardo, por sus sabias enseñanzas y sus momentos de dialogo

A mis compañeros, que siempre han tenido tiempo para escucharme.

Johannes A. Ossa Acero

AGRADECIMIENTOS

El autor expresa sus agradecimientos a:

Wilson Alexander Martínez Ardila, Ingeniero de Petróleos, Departamento de Ingeniería de Subsuelo y confiabilidad de la Superintendencia de Operaciones Huila Tolima Ecopetrol S.A; y Director del proyecto, por su apoyo, dedicación, colaboración y sus valiosas orientaciones para el desarrollo del mismo.

Gerson SaúlPérez Mora, Ingeniero de Petróleos, Jefe Departamento de Ingeniería de Subsuelo y confiabilidad de la Superintendencia de Operaciones Huila Tolima Ecopetrol S.A; y amigo, por sus enseñanzas, colaboración y apoyo para el desarrollo del mismo.

Ervin Aranda Aranda, Ingeniero de Petróleos, profesor titular del programa de Ingeniería de Petróleos de la Universidad Surcolombiana y Co-Director del proyecto, por sus valiosos aportes y colaboración para el desarrollo del mismo.

Ricardo Parra Pinzón, Ingeniero Químico y de Petróleos, profesor titular del programa de Ingeniería de Petróleos de la Universidad Surcolombiana y evaluador del proyecto, por su colaboración para el desarrollo y culminación del mismo.

Jaime Rojas, Ingeniero Químico, profesor titular del programa de Ingeniería de Petróleos de la Universidad Surcolombiana y evaluador del proyecto, por su colaboración para el desarrollo y culminación del mismo.

Ecopetrol S.A. Superintendencia de Operaciones Huila Tolima – SOH y Universidad Surcolombiana – USCO por esta oportunidad de crecimiento personal.

Todas las personas que contribuyeron con su grano de arena para que este sueño sea hoy realidad.

CONTENIDO

	Pág.
INTRODUCCIÓN	1
1 CONCEPTOS BÁSICOS.	3
1.1 DISPOSICIÓN Y TRATAMIENTO DE AGUA ASOCIADA A LA PRODUCCION.	3
1.1.1 Operaciones de producción.	3
1.1.2 Orígenes del agua asociada a la producción.	3
1.1.3 Componentes principales del agua asociada a la producción.....	4
1.1.4 Produccion de agua asociada.	5
1.1.5 Tratamientos requeridos antes de la disposición.	7
1.1.6 Métodos de disposición de agua asociada a la produccion.	9
1.2 ANÁLISIS ECONÓMICO.	12
1.2.1 Flujo de caja.	12
1.2.1.1 Ingresos.	13
1.2.1.2 Egresos.....	13
1.2.1.3 Regalías e impuestos.....	14
1.2.2 Indicadores de rentabilidad.	14
1.2.2.1 Valor presente neto.....	14
1.2.2.2 Tasa interna de retorno (TIR).....	15
1.2.2.3 Relación beneficio – costo (B/C).....	16

2. GENERALIDADES.....	17
2.1 ACTUALIDAD DE ECOPETROL S.A.....	17
2.2 VICEPRESIDENCIA DE PRODUCCIÓN.....	18
2.2.1 Gerencia Regional Sur.....	20
2.2.1.1 Superintendencia de Operación Huila Tolima.....	21
2.3 COORDINACIÓN DE PRODUCCIÓN TOLIMA (CPT).....	22
2.3.1 Campo Pacandé.....	23
2.3.1.1 Reseña histórica.....	24
2.3.1.2 Historia de la producción.....	24
2.3.2 Campo Quimbaya.....	25
2.3.2.1 Reseña histórica.....	25
2.3.2.2 Historia de la producción.....	27
2.3.3 Campo Ortega.....	28
2.3.3.1 Reseña histórica.....	29
2.3.3.2 Historia de producción.....	29
2.3.4 Campo Toy.....	30
2.3.4.1 Reseña histórica.....	31
2.3.4.2 Historia de la producción.....	32
2.3.5 Campo Toldado.....	33
2.3.5.1 Modelo sedimentológico y estructural del campo Toldado.....	34
2.3.5.2 Estratigrafía general del área del campo Toldado.....	36
2.3.5.3 Comportamiento histórico de la producción del campo Toldado.....	38
2.3.5.4 Producción actual del campo Toldado.....	42

2.3.5.5	Producción acumulada del campo Toldado.	42
2.3.5.6	Análisis de la alta producción de agua.....	46
3.	EVALUACIÓN TÉCNICA PARA LA DISPOSICIÓN DEL AGUA DE VERTIMIENTO MEDIANTE INYECCIÓN EN EL CAMPO TOLDADO.	48
3.1	SISTEMA DE TRATAMIENTO DE AGUA ASOCIADA A LA PRODUCCION EN LA ESTACION TOLDADO.	48
3.1.1	Primera fase.....	48
3.1.2	Segunda fase.	50
3.1.3	Tercera fase.	52
3.1.4	Cuarta fase.....	52
3.1.5	Quinta Fase.....	53
3.2	PROYECTO PILOTO DE POZO PARA DISPOSICION DE AGUA	53
3.3	SELECCIÓN POZO PILOTO DISPOSICIÓN.....	58
3.3.1	Recomendaciones para prueba de inyección, (STEP RATE TEST). .	59
3.3.1.1	Beneficios.	64
3.3.1.2	Riesgos.....	64
3.3.2	Recomendaciones técnicas del agua para disposición.	65
3.3.2.1	Punto para toma de agua.....	65
3.3.2.2	Aditivos para inyección.	66
3.3.3	Recomendaciones para prueba extensa de inyección.	67
4.	EVALUACIÓN ECONÓMICA PARA LA DISPOSICIÓN DEL AGUA DE VERTIMIENTO MEDIANTE INYECCIÓN EN EL CAMPO TOLDADO.	70
5.	CONCLUSIONES	76

RECOMENDACIONES.....77
BIBLIOGRAFÍA78
ANEXO A80

LISTA DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1. Características del agua asociada a la producción de petróleo.	5
Tabla 2. Producciones promedio por día de la CPT.	23
Tabla 3. Características generales del Yacimiento Pacandé.	24
Tabla 4. Producción promedio por día del campo Pacandé.	25
Tabla 5. Características generales del Yacimiento Quimbaya.	26
Tabla 6. Producción promedio por día del campo Quimbaya.	27
Tabla 7. Características generales del Yacimiento Ortega.	28
Tabla 8. Producción promedio por día del campo Ortega.	29
Tabla 9. Características generales del Yacimiento Toy.	31
Tabla 10. Producción promedio por día del campo Toy.	32
Tabla 11. Características generales del Yacimiento Toldado.	33
Tabla 12. Producción promedio por día del campo Toldado.	42
Tabla 13. Perforados iniciales del pozo Toldado 5.	56
Tabla 14. Perforados posteriores a los iniciales del pozo Toldado 5.	57
Tabla 15. Programa de Intervención al pozo Toldado 5.	59
Tabla 16. Profundad Empaques.	62
Tabla 17. Programa Prueba SRT- Salmuera Inhibida KCl 2%.	62
Tabla 18. Cronograma general SRT.	63
Tabla 19. Dosificación propuesta para pozo piloto.	67

Tabla 20. Resultados análisis de agua en laboratorio de la Estación Toldado.	67
Tabla 21. Costos de equipos para prueba extensa de inyección.....	68
Tabla 22. Escenario de Produccion para la CPT.	71
Tabla 23. Costo conversión de pozos.....	72
Tabla 24. Costo intervención al pozo Toldado 5.....	73
Tabla 25. Costos Extracción de Aceite para el campo Toldado.....	73

LISTA DE GRAFICAS

	Pág.
Gráfica 1. Historia de producción del campo Pacandé.	25
Gráfica 2. Historia de producción del campo Quimbaya.	27
Gráfica 3. Historia de producción del campo Ortega.	30
Gráfica 4. Historia de producción del campo Toy.	33
Gráfica 5. Curvas de Producción de aceite, gas y agua del campo Toldado.	40
Gráfica 6. Curva de declinación del campo Toldado.	41
Gráfica 7. Producción acumulada de Aceite del campo Toldado.	43
Gráfica 8. Producción acumulada de Agua del campo Toldado.	44
Gráfica 9. Producción acumulada de Gas del campo Toldado.	45
Gráfica 10. Pronósticos de Produccion para el campo Toldado.	75

LISTA DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1. Diagrama de flujo.....	13
Figura 2. Organigrama de Ecopetrol S.A.	19
Figura 3. Organigrama de la Vicepresidencia de Producción.	20
Figura 4. Organigrama de la Gerencia Regional Sur.	20
Figura 5. Organigrama de la Superintendencia de Operaciones Huila Tolima.	22
Figura 6. Ubicación geográfica campos de la CPT.....	22
Figura 7. Mapa estructural del campo Toldado.....	35
Figura 8. Columna estratigráfica del Valle Superior Magdalena.	36
Figura 9. Mapa de producción acumulada agua- petróleo del campo Toldado.	47
Figura 10. Sistema de Tratamiento de agua.	49
Figura 11. Separador general Estación Toldado.....	50
Figura 12. Tanque Desnatador Estación Toldado.....	50
Figura 13. Piscina de oxidación Estación Toldado.....	51
Figura 14. Torre de enfriamiento, Estación Toldado.	52
Figura 15. Cajilla de Vertimiento al río Tetuán, de la Estación Toldado.....	53
Figura 16. Estado mecánico del pozo toldado 5.	61
Figura 17. Completamiento sencillo y selectivo para un pozo inyector.....	63
Figura 18. Análisis Físicoquímico de la CPT.....	66
Figura 19. Ubicación tubería para prueba de inyección extensa.	69

Figura 20. Análisis Económico de la intervención al pozo piloto.....74

RESUMEN

TITULO

EVALUACIÓN TÉCNICO ECONÓMICA PARA LA VIABILIDAD DE LA DISPOSICIÓN DEL AGUA DE VERTIMIENTO MEDIANTE INYECCIÓN EN EL CAMPO TOLDADO DE LA COORDINACIÓN DE PRODUCCIÓN TOLIMA SOH¹

AUTOR

Johannes Alfonso Ossa Acero²

PALABRAS CLAVES

Inyección por disposición, Campo Toldado, Gerenciamiento del agua

DESCRIPCIÓN

La Coordinación de Produccion Tolima es la encargada de los campos Ortega, Pacandé, Quimbaya, Toldado y Toy; y las demás instalaciones que Ecopetrol S.A, tiene en el Departamento del Tolima. En la Estación Toldado son recolectados los fluidos de los pozos de los Campos Quimbaya, Toldado y Toy, estos alcanzan una produccion de 1387 BOPD y 29021 BWPD, esta ultima debido a los altos cortes de agua que para el Campo Toldado alcanza el 94,4%, la irrupción rápida de agua podría explicarse como una característica propia de un yacimiento fracturado.

Esta agua asociada es vertida al rio Tetuán cumpliendo con los parámetros establecidos en la Ley 3930 del año 2010. Por política de gerenciamiento de agua de Ecopetrol S.A., y con el fin de asegurar el cuidado del medio ambiente, se proyectó para el año 2015 un vertimiento de 0 barriles en todos los campos que actualmente son operados en Colombia; por ello en este trabajo de proyecto de grado se evaluó la viabilidad de un proceso de disposición de agua de vertimiento mediante inyección en el Campo Toldado.

Durante las fases planteadas en la que se tuvo mayor dificultad fué en la de recopilación de información, en esta se enfrentaron desafíos, inicialmente los Campos que pertenecen a la Coordinación de Produccion Tolima no eran administrados por Ecopetrol S.A, sino que se encontraban en concesión a Hocol, por este motivo el acceso a las listas de produccion de los pozos fué compleja; además los software utilizados actualmente por Ecopetrol S.A. para el

¹ Trabajo de grado.

² Ecopetrol S.A. Director: Wilson Martínez. Universidad Surcolombiana Co-director: Ervin Aranda

almacenamiento de las intervenciones de pozo no se encuentra completa la Coordinación de Producción Tolima, por tal razón se hizo necesaria la colaboración de Ingenieros de experiencia que laboran en la Superintendencia de Operaciones Huila Tolima.

ABSTRACT

TITTLE

TECHNICAL- ECONOMIC EVALUATION FOR VIABILITY OF DUMPING WATER PROVISION BY INJECTION IN THE FIELD TOLDADO. TOLIMA PRODUCTION COORDINATOR SOH³

AUTHOR

Johannes Alfonso Ossa Acero⁴

KEYWORDS

Injection available, Toldado Field, Water Management

DESCRIPTION

Tolima Production Coordinator is responsible for the fields Ortega, Pacandé, Quimbaya, Toldado and Toy, and other facilities Ecopetrol S. A. has in Tolima. At Station Toldado, wells from Quimbaya, Toldado and Toy Fields, are collected, they reach a production of 29,021 barrels of water per day, due to high water cuts, the highest of 94.4% for the Toldado field; the rapid emergence of water could be explained as a characteristic of a fractured reservoir.

This production of water is discharged into the river Tetuán in agreement to the parameters established by Act 1594 of 1984. For water management policy of Ecopetrol SA, and in order to ensure the protection of the environment. It was projected for 2015, a dumping of 0 barrels in all fields are currently operated in Colombia, which is why this project has assessed the feasibility of a process to dispose of dumping water by injection into Toldado field.

The most difficult phase was the collect of information, it faces several challenges, initially the Fields belonging to Coordination Tolima were not managed by Ecopetrol SA, but that was a concession to Hocol for this reason access to lists of production of the Tolima Coordination was complex. The software currently used by Ecopetrol SA for the storage of well intervention is not complete for the Tolima

³ Work degree.

⁴ Ecopetrol S.A. Directress: Wilson Martinez. Surcolombiana University Codirectress: Ervin Aranda

Coordination wells. For this reason it became necessary the support of engineers of experience working in Tolima Huila Operations Superintendent (SOH).

INTRODUCCIÓN

La gran mayoría de los campos de la Coordinación de Producción Tolima de la Superintendencia de Operaciones Huila Tolima (SOH), produce hidrocarburos con un alto corte de agua superior al 93% de toda la producción de fluidos líquidos, queriendo decir que de 31000 barriles de fluido, alrededor de 29000 barriles son agua, esta agua se vierte al río Tetuán.

Sin embargo por política corporativa se desean cero barriles de vertimientos en aguas superficiales para el año 2015, es por eso que se hace necesario buscar otra manera de administrar esta agua asociada y una de ellas es la disposición del agua de vertimiento mediante inyección en un proyecto piloto para el Campo Toldado.

La formación en la cual se inyectara debe ser geológicamente aislada de cualquier Fuente subterránea de agua potable y de formaciones productoras de hidrocarburos (a menos que la inyección sea para la recuperación mejorada). Se deben evitar las zonas con exceso de fallas y fracturas que se extiendan verticalmente. También existen parámetros operacionales que afectan el desempeño del proceso tales como tasa y presión de inyección, calidad del agua; de allí que se resalten en el anexo A, el historial de cada uno de los pozos del Campo Toldado, del estudio detallado realizado se propone el pozo piloto.

Debido a que el agua ideal para inyección es muy diferente a la obtenida asociada al petróleo, los ingenieros responsables del proceso de tratamiento y disposición se deben esforzar en obtener un agua con calidad aceptable, tanto para vertimiento, como para disposición mediante inyección. Es por tal motivo que la fuente y el tratamiento de la misma, se deberían diseñar de tal manera que se obtenga un fluido que se acerque al modelo ideal, el factor económico es crítico debido a que mayor calidad es sinónimo de mayor costo, lo cual se traduce en los márgenes de rentabilidad del proyecto; en la sección 3.1, se presenta el sistema de tratamiento de las aguas asociadas a la producción de petróleo; y en la sección 3.3.2 se mencionan los parámetros que se deben tener en cuenta para obtener un agua de inyección óptima respecto a caracterización fisicoquímica.

El objetivo general es evaluar económicamente el proyecto piloto de disposición del agua de vertimiento mediante inyección en el Campo Toldado, lo anterior se logró utilizando una hoja inteligente con la cual cuenta el departamento de ingeniería de

subsuelo y confiabilidad para viabilizar las intervenciones a los pozos que opera; este análisis se muestra en el capítulo cuatro.

Si la prueba piloto es exitosa se contribuirá al mejoramiento ambiental y se solucionaran problemas con la comunidad del área de influencia, evitando así, posibles conflictos y generando bienestar.

1 CONCEPTOS BÁSICOS.

En este capítulo se dará una breve descripción de aspectos teóricos fundamentales a tener en cuenta para el desarrollo de los objetivos del proyecto.

1.1 DISPOSICIÓN Y TRATAMIENTO DE AGUA ASOCIADA A LA PRODUCCION.

Hoy en día se está prestando mayor atención en todo el mundo a las cuestiones ambientales; debido a una creciente conciencia pública, preocupaciones y presiones gubernamentales. A su vez se pone mayor atención a las actividades específicas de las compañías exploradoras y productoras de hidrocarburos, tanto las privadas como las estatales. A estas compañías se le pide que demuestren su compromiso con la protección ambiental mediante la adopción de políticas ambientales corporativas y la actuación concreta en el campo en sus operaciones de producción.

1.1.1 Operaciones de producción.

Las operaciones de producción se encuentran en donde hay ganancias económicas asociadas con el petróleo y el gas. La producción a menudo comienza tan pronto como se perfora el pozo inicial de exploración y continua a través del desarrollo del campo, la producción podrá continuar durante muchos años.

La producción requiere básicamente que los fluidos que entran en el agujero del pozo puedan fluir hasta superficie, donde son procesados, separados y transportados al mercado. La mayoría produce algo de agua pero generalmente las cantidades son, al menos en un principio, muy pequeñas. Son lo suficientemente pequeñas como para cumplir con los límites de refinería o de transporte.

1.1.2 Orígenes del agua asociada a la producción.

Es el agua que está presente en el yacimiento junto con los hidrocarburos y se produce a la superficie con el petróleo crudo o gas natural. En la producción de

petróleo, el agua representa el mayor volumen de sustancias contaminantes, caracterizada por su naturaleza salina, se ha descubierto que el agua de producción contiene ciertas sales y sustancias que son muy tóxicas para el ambiente.

Teniendo en cuenta la teoría de formación de los hidrocarburos, la mayoría de estas aguas fueron atrapadas por la posterior depositación en un largo periodo de tiempo en el cual se presentaron alteraciones químicas en las propiedades de estas aguas debido a las diferentes series de secuencias biológicas ocurridas a grandes profundidades. La descomposición aeróbica y anaeróbica de los organismos depositados produjeron el kerógeno que más tarde fué químicamente transformado en hidrocarburos y posteriormente pasaron a ser disueltos en agua. Estos procesos químicos ocurren a diferentes profundidades, formaciones geológicas y tiempo, lo que hace que las propiedades de las aguas de los yacimientos sean únicas. La experiencia demuestra que la formación de hidrocarburos en el mismo periodo geológico tiende a tener propiedades similares en las salmueras del yacimiento con alguna variación en la concentración de iones y cationes.

1.1.3 Componentes principales del agua asociada a la producción.

Al agua se la ha llamado el solvente universal, ya que hasta cierto punto disuelve a casi todos los compuestos inorgánicos. La mayoría de los problemas con el agua producida se originan en este hecho, por lo anterior es necesario conocer los componentes específicos del agua asociada a la producción de petróleo, para regular y seleccionar las diferentes operaciones de recuperación secundaria. Parte de los componentes del agua de formación y el petróleo forman diferentes estados físicos como: soluciones, suspensiones y emulsiones, en estos se encuentran los componentes de las aguas asociadas a la producción, estos deben recibir mayor atención tanto en las operaciones en tierra como en las aguas costeras, donde interesa en especial el contenido de sal (expresado como salinidad).

Factores como el clima, la estructura y posición de los estratos de las rocas y los efectos bioquímicos asociados a los ciclos de las plantas y animales macro y microscópicos, determinan el transporte, precipitación, disolución y transformación de las sustancias. La composición del agua se ve directamente influenciada por la composición química de las rocas, los océanos y la atmósfera. En la tabla 1 se observan algunas propiedades importantes que se miden en laboratorios.

Tabla 1. Características del agua asociada a la producción de petróleo.

PROPIEDADES	NOMBRES
Cationes	Calcio (Ca^{2+})
	Magnesio (Mg^{2+})
	Sodio (Na^+)
	Hierro (Fe^{3+})
	Bario (Ba^{2+})
	Estroncio (Sr^{2+})
	Radio (Ra^{3+})
Aniones	Cloruro (Cl^-)
	Carbonato (CO_3^{2-})
	Bicarbonato (HCO_3^-)
	Sulfato (SO_4^{2-})
Otras Propiedades	pH
	Sólidos en suspensión
	Temperatura
	Contenido de petróleo
	Dureza total
	Sólidos disueltos totales
	Conductividad
	Alcalinidad
	Oxígeno disuelto
	Turbidez
	CO_2 , H_2O

Fuente: ARPEL "Disposición y tratamiento del agua producida". 2001.

1.1.4 Producción de agua asociada.

Los volúmenes varían desde muy pequeñas inicialmente hasta varias veces el volumen de petróleo en etapas posteriores de la vida del yacimiento. En la mayoría de los casos la producción de agua durante la vida del pozo es inevitable, y se prevé que el volumen aumente drásticamente una vez que ocurra la irrupción

de agua, y luego aumenten cada vez lentamente hasta alcanzar el límite económico. Es fundamental diferenciar el agua asociada a la producción en dos partes del proceso, primero en el pozo y segundo en la superficie.

- Primero, respecto a la producción de crudo en el pozo.

Sedebe distinguir entre el agua de barrido, el agua buena (aceptable) y el agua mala (o excesiva).

- Agua de barrido: Proviene de un pozo inyector o de un acuífero activo que contribuye al barrido del petróleo en el yacimiento. El manejo de este tipo de agua es una parte fundamental del manejo del yacimiento y puede constituir un factor determinante en la productividad de los pozos y de las reservas finales.
- Agua buena: Es el agua producida dentro del hueco a una tasa inferior al límite económico de la relación agua/petróleo (RAP) Es una consecuencia inevitable del flujo de agua a través del yacimiento, y no se puede eliminar sin perder parte de las reservas. La producción del agua buena tiene lugar cuando existe un flujo simultáneo de petróleo y agua en toda la matriz de la formación. El flujo fraccional de agua está determinado por la tendencia natural de mezcla que provoca el aumento gradual de la relación agua/petróleo
- Agua mala: Se puede definir como el agua producida dentro del hueco, que no produce petróleo, o bien cuando la producción de petróleo no es suficiente para compensar el costo asociado con el manejo del agua, es decir, es agua producida por encima del límite económico de la RAP.

- Segundo, respecto a la producción de crudo en superficie.

Sedebe distinguir entre las aguas residuales aceitosas y las aguas residuales domésticas.

- Aguas residuales aceitosas: Son aquellas producidas por el proceso de deshidratación del crudo, utilización en laboratorios, recolección de canales perimetrales y drenajes involucrados con la recepción, almacenamiento y despacho de crudo.
- Aguas residuales domésticas: Son las producidas por la utilización de baños, duchas, desagües, etc.

1.1.5 Tratamientos requeridos antes de la disposición.

Los requerimientos para el tratamiento de fluidos producidos dependen de su origen, su condición y el método de descarga elegido para la salmuera. Los tratamientos convencionales incluyen separadores de agua libre, separadores de tres fases y tratadores para quitar el agua del aceite y establecer una corriente de agua primaria. Para cumplir con los requisitos se necesitan tanques desnatadores, interceptores de placas paralelas, celdas de flotación por gas, coalescedores e hidrociclones, entre otros.

- Deshidratadores mecánicos y separadores de tres fases. Para los pozos que producen cantidades moderadas de agua, el aceite y el agua pueden separarse del gas en separadores de tres fases. Este tipo de separación es aplicable en donde las caídas de presión en el pozo a través de estranguladores no han emulsionado el agua. La separación entre el aceite y el agua ocurre inicialmente en una cámara de gravedad con salidas separadas para el aceite y el agua. La descarga del aceite y del agua es controlada por válvulas de flotación individuales.
- Tratadores. Una emulsión es una combinación de dos líquidos no miscibles, o de líquidos que no se mezclan bajo condiciones normales. Uno de los líquidos se extiende o esparce a través del otro en forma de gotitas pequeñas. Estas gotitas pueden ser de todos los tamaños desde medianamente grandes hasta muy pequeñas. Una emulsión estable es una que no se descompone sin alguna forma de tratamiento, para que una emulsión exista se requiere:
 - Los líquidos debe ser no miscibles
 - Debe haber agitación suficiente como para dispersar uno de los líquidos en forma de gólicas dentro del otro.
 - Debe estar presente un agente emulsificador, o emulsificante.
- Tratamiento químico. Para que un producto químico pueda actuar como separador de emulsión, debe poder desactivar al agente emulsificador que rodea a las gotitas de aguas dispersas. Los productos químicos se agregan en cantidades pequeñas en algún punto del tratamiento. Tales productos químicos deben ser solubles en aceite y activos en la superficie. También deben ser materiales polares.

- Separador de agua libre (FWKO). Es un recipiente que proporciona un espacio para que el agua libre se separe de la emulsión. Muchas veces contiene un filtro o malla para retirar partículas de petróleo o de emulsión que pueden estar atrapadas en el agua a medida que pasan por el filtro. El agua se retira automáticamente del fondo y la emulsión o el petróleo salen por arriba y pasa al sistema de tratamiento.
- Calentadores. Una emulsión no se separa solamente con calor, excepto en casos poco frecuentes. Generalmente la aplicación de calor es un proceso auxiliar para acelerar la separación los tratadores-calentadores pueden ser de tipo directo e indirecto en función de la forma en que se aplica el calor. En los calentadores de tipo directo el calor es transferido por contacto directo de la corriente alimentada con la superficie interna del calentador. Aunque este tipo presenta problemas de sedimentos y de corrosión pueden manejar mayores volúmenes de fluidos con menor gasto de combustible que los calentadores indirectos. Operan eficientemente en procesos de baja presión y donde los fluidos manejados no son muy corrosivos. Los más utilizados son los calentadores de fuego directo con cajas de tipo vertical
- Tanques desnatadores. Uno de los sistemas más sencillos para tratar las aguas de formación, a fin de eliminarles el crudo presente en las mismas, es por simple separación por gravedad. Los separadores cilíndricos fabricados en tanques estándares presentan la entrada de agua en la periferia o hacia el centro del tanque; las salidas están ubicadas, generalmente, en las paredes, pero alejadas de la entrada a fin de darle al agua el mayor tiempo de residencia posible dentro del tanque, alrededor de 10 horas, para que ocurra la separación del crudo del agua. No obstante, la eficiencia de remoción que se obtiene en estos tanques es baja, debido a la formación de canales preferenciales de flujos entre la entrada y la salida del mismo por efectos de diferencia de temperatura en el agua, lo que origina a su vez grandes zonas muertas o de bajo flujo dentro del tanque.
- Separadores de placas paralelas. Es un separador por gravedad que consiste en una pila de placas separadas por un espacio de 4 a 10 cm. El agua aceitosa pasa entre las placas y las partículas de aceite suben a la superficie de la placa superior donde comaleasen. El aceite aglutinado se traslada por la placa hasta llegar a la superficie de agua donde se desnata.

Básicamente, las placas reducen la distancia que debe viajar el aceite antes de coalescen.

- Celdas de flotación de gas. Es un recipiente en el cual se forman burbujas finas de gas que se adhieren a las gotitas de aceite, levantándolas a la superficie para ser recogidas. Existen dos tipos de sistemas: con gas disuelto y con gas disperso.
- Coalescedores. La función principal de un coalescedor es atrapar y extraer cualquier bache grande o capas de petróleo que pudiesen producirse en caso de mal funcionamiento del equipo de separación. Generalmente esto podría ocurrir únicamente cuando el agua producida es entregada directamente a la línea de transmisión desde un separador, calentador-tratador o un separador de agua libre.
En la mayoría de las operaciones, el agua producida se almacenará en tanques en la instalación de producción y se enviará por baches al centro de procesamiento. En este tipo de operación, el tanque en la unidad de producción acumulará cualquier volumen de petróleo que se produjera.
- Hidrociclón. Es un equipo que permite el retiro y recuperación de la arena y otros tipos de sólidos presentes en un sistema multifásico que trabaja a alta presión. El fluido entra de forma tangencial y choca contra una lámina que lo hace girar, suministrándole una fuerza centrífuga. La fase más densa (sólido) choca contra las paredes del recipiente y caen en el fondo del mismo, y la fase menos densa (petróleo/ agua) emigra hacia el centro y suben a la parte superior. Estos equipos poseen una válvula automática de control de nivel de sólidos que permite el retiro de los mismos, cuando el nivel de los sólidos alcance su tope.

1.1.6 Métodos de disposición de agua asociada a la producción.

Anteriormente, se disponía del agua salada o producida de tal forma que causaba serios problemas ambientales. Los efectos de muchos problemas no fueron notados rápidamente debido a la naturaleza de la descarga del producto (agua) y porque muchas de las descargas ocurrieron en zonas remotas y de poca población

A continuación se describen dos métodos de disposición, los más aceptados y empleados considerando su efecto sobre el medio ambiente.

- Primero, reciclado (inyección).

La recuperación de hidrocarburos en cualquier yacimiento, puede ser mejorada al inyectar agua al yacimiento, sea en el acuífero o en una zona específica para barrer al petróleo hacia los pozos productores. En estos casos, donde no es fácil conseguir el agua dulce o esta es muy costosa, el agua producida tiene un valor agregado.

Antes de inyectar el agua, el yacimiento debe ser estudiado para asegurar el éxito del proyecto ya que si se inyecta a yacimientos no aptos o incompatibles puede causar el abandono prematuro del pozo y una pérdida económica importante.

Los datos para el estudio completo de yacimiento deben obtenerse a partir de los pozos productivos existentes y deberán incluir:

- Propiedades de las rocas: porosidad, permeabilidad, presión capilar, mojabilidad, heterogeneidad del yacimiento, saturaciones iniciales, y efectos de permeabilidad direccionales.
- Propiedades del fluido: viscosidad, movilidad, compatibilidad, saturaciones irreducibles.

El estudio del yacimiento deberá ser llevado a cabo por un grupo competente de ingeniería, y debe considerar: el mantenimiento de la presión versus la inyección de agua, diferentes esquemas de inyección, efectos de distintas velocidades de inyección, y variaciones de inyectividad y de conductividad.

Finalmente, el estudio deberá producir una serie de pronósticos de producción de petróleo, gas y agua para diferentes situaciones de inyección. Se deberá incluir en estos pronósticos una medida de la recuperación total del yacimiento. Existen varios procedimientos para realizar estos cálculos, entre ellos se encuentran unos modelos de aceite negro y otros modelos basados en los trabajos de Dykstra y Parsons, Stiles, Hurst, Craig y Geffen; entre otros.

El propósito del pozo de inyección es doble: canalizar al agua producida a la zona correcta y proteger cualesquiera otras zonas de los efectos del agua. Las zonas a proteger incluyen otras zonas que pueden contener hidrocarburos y zonas en los estratos superiores que contengan aguas dulces potables. Para asegurar que cumplan estos propósitos, todos los pozos de inyección deben completarse de la siguiente manera:

- Todos los pozos se perforan y se dejan sin entubar solamente en la zona que se desea inyectar el agua
- Se debe realizar una prueba de aislamiento hidráulico con otras zonas (generalmente es suficiente un registro de fraguado de cemento) después de la terminación inicial.
- Todos los pozos deben ser cementados en superficie por debajo de cualquier arena que pudiera contener agua dulce. Se recomienda una profundidad mínima de 600 ft. Esta tubería de superficie deberá ser cementada hasta la superficie.
- Cuando se deba perforar un pozo de inyección, se debe considerar el empleo de cemento de mejor calidad que el grado “A” usado generalmente, se sugiere el grado “G”.
- Cuando se deba perforar un pozo como pozo de inyección, se deberá considerar el empleo de tubería de mayor espesor que la usada generalmente, para asegurar que no haya daño por desgaste durante la perforación.
- Se debe instalar un obturador en el pozo para aislar la zona de inyección del espacio anular. El obturador debe instalarse lo más cerca posible del espacio de inyección, pero nunca a más de 5 ft por encima del punto más alto de inyección.
- El espacio anular debe llenarse con un fluido no corrosivo y no contaminante. Además de controlar rutinariamente la presión, por lo menos mensualmente. Todos los pozos en los cuales se observe que hay un incremento de presión en el espacio anular, debecerrarse inmediatamente y determinar la causa de este.
- Las operadoras deben presentar mínimo una vez al año a las entidades reguladoras, un informe del sistema de inyección que este realizando.

- Segundo, disposición en pozo profundo.

Consiste en la inyección, a través de un pozo de inyección, a una zona a una profundidad mayor a 2000 ft, que no sea la zona productora. Este método de disposición es muy común en los Estados Unidos y en Canadá, y muchos pozos de disposición son de propiedad privada y operados comercialmente.

En la disposición, en un pozo profundo no se tendrán muy en cuenta las zonas de agua dulce por encima del sitio de inyección. Para la inyección a

una profundidad menor que 2000 ft deberá asegurar que no hay comunicación entre la zona de inyección y las zonas de agua dulce cercanas a la superficie. Los requisitos mecánicos para un pozo de disposición profundo deben ser los mismos que para un pozo de inyección dentro de un plan de recuperación mediante inyección de agua, por ejemplo, el aislamiento hidráulico, un obturador, un fluido de obturador y monitoreo anular.

1.2 ANÁLISIS ECONÓMICO.

Un análisis económico se define como un proceso que comprende la recopilación, interpretación, comparación y estudio de datos operacionales de un proyecto, dando recomendaciones sobre ciertos criterios para definir los costos de oportunidad de los recursos de los inversionistas, identificando también los ingresos y egresos atribuibles a la realización del proyecto, y en consecuencia, la rentabilidad generada por el mismo, es decir, tiene como finalidad demostrar a manera de diagnóstico cual sería la situación financiera por la que atravesaría el proyecto en caso de implementarlo, este diagnóstico se realiza basando en el flujo de caja y los indicadores de rentabilidad

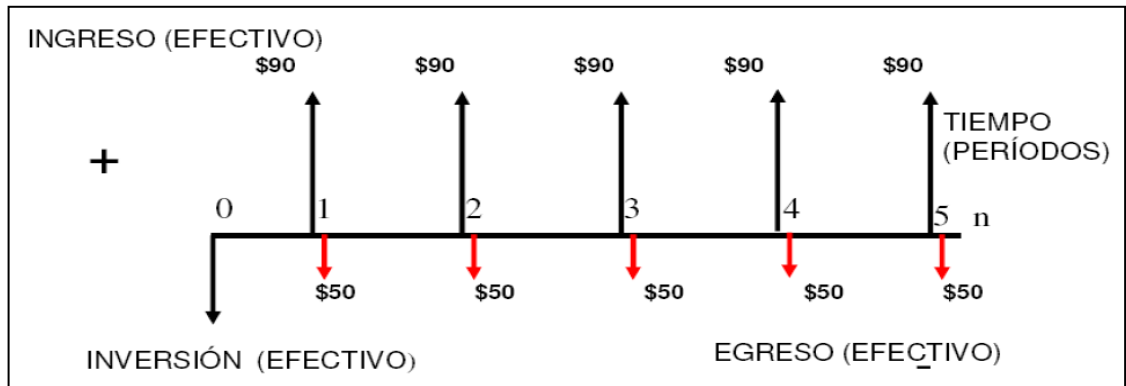
1.2.1 Flujo de caja.

Se refiere a un flujo del proyecto que ilustra cuales son los costos y beneficios en una línea del tiempo.

Estos flujos consisten en un esquema que presenta los costos e ingresos registrados año a año (periodo a periodo), estos periodos dependen tanto de la naturaleza del proyecto como de las características de sus costos y sus ingresos, (ver figura 1) los flujos están compuestos por:

- Los beneficios de operación o también llamados ingresos.
- Los costos de inversión o montaje.
- Los costos de operación.

Figura 1. Diagrama de flujo.



Fuente: Castañeda S. Ecopetrol S.A. "Evaluación financiera de proyectos de inversión en la industria petrolera." 2008

1.2.1.1 Ingresos.

Son aquellos flujos de caja percibidos por la venta o alquiler de los productos o la prestación de servicios del proyecto, estos se registran en el año en que se esperan recibir, independiente del momento en que se causan. Estos ingresos deben incluir tanto los ingresos operacionales, es decir, por la venta del producto, como también los ingresos financieros.

1.2.1.2 Egresos.

En los egresos se incluyen los costos de inversión y operación, así como los impuestos. También

- Costos de inversión.

Son desembolsos correspondientes a la adquisición de activos fijos, como compra de terrenos, maquinaria, equipos y obras de instalación de apoyo entre otras. Estos costos se concentran generalmente en los primeros periodos del proyecto. Las inversiones correspondientes al proceso de disposición de agua de vertimiento mediante inyección, implicarían:

- Conversión de pozos productores a Inyectores
- Reactivación de pozos cerrados o abandonados
- Infraestructura de Inyección

- Costos de operación

Son desembolsos correspondientes al mantenimiento de la operación en el tiempo, como reparaciones, nuevas herramientas entre otras.

1.2.1.3 Regalías e impuestos.

La industria petrolera, se ve afectada principalmente por dos impuestos directos que son: las regalías y el impuesto sobre la renta. Las regalías petroleras son el derecho que tiene el Estado en el producto de la explotación de los recursos petrolíferos de su propiedad. Se determinan como un porcentaje del volumen bruto explotado (ya sea entregado en especie o el equivalente en dinero). Por razones históricas dicho porcentaje varía según el sistema de explotación del recurso. Actualmente, el sistema de regalías se rige en base a la Ley 756 de 2002, por la cual se modifica la Ley 141 de 1994, se establecen criterios de distribución y se dictan otras disposiciones.

El impuesto sobre la renta, es de tipo nacional y se paga al fisco en función del resultado de la actividad financiera de las empresas petroleras en un año. Es la principal fuente de recaudo de impuestos en la actividad de producción de petróleo. En Colombia, en los últimos años ha oscilado entre el 30 y 40%. Este impuesto se aplica sobre la ganancia bruta cuando ya se ha descontado la depreciación.

1.2.2 Indicadores de rentabilidad.

Los indicadores de rentabilidad, son descripciones que se utilizan para medir la bondad económica de un proyecto de inversión. Dos índices de rentabilidad importantes son el VPN (valor presente neto) y la TIR (tasa interna de retorno), Después de obtener todos los flujos de caja, la decisión financiera, se fundamentará según los indicadores de rentabilidad.

1.2.2.1 Valor presente neto.

Es aquel valor que representa la equivalencia presente de los ingresos netos futuros y presentes del proyecto, para ello la importancia del concepto de

equivalencias, es decir, la conversión de las cifras futuras a sumas presentes para permitir sumar los costos y beneficios o ingresos de diferentes años como si hubiera ocurrido el mismo año. En general el VPN se calcula con la ecuación 2.1.

$$VPN = \sum_{t=0}^n \frac{I_t}{(1+r)^t} - \sum_{t=0}^n \frac{E_t}{(1+r)^t} \quad (2.1)$$

Dónde:

VPN: Valor Presente Neto.

I: Ingresos.

E: Egresos.

n: Último periodo.

r: Tasa.

t: Periodos.

Cabe destacar que el VPN así calculado traduce todo costo y todo beneficio a un valor equivalente en el periodo 0, este valor presente neto representa los beneficios netos después de haber recuperado las sumas invertidas en el proyecto y sus correspondientes costos de oportunidad.

Se puede concluir para la toma de decisiones sobre las inversiones que:

- Si $VPN > 0$, el proyecto es atractivo y debe ser aceptado, implica que el proyecto arroja un beneficio aun después de recuperar el dinero invertido.
- Si $VPN < 0$, el proyecto no vale la pena ya que hay alternativas de inversión que arrojan mayor beneficio, es decir, que no necesariamente no hay ingresos netos positivos, sino que ellos no alcanzan a compensar los costos de oportunidad de dejar de lado las alternativas de inversión.
- Si $VPN = 0$, es indiferente realizar el proyecto o escoger las alternativas, puesto que arroja el mismo beneficio, es decir, que los beneficios alcanzan tan solo a compensar el capital invertido.

1.2.2.2 Tasa interna de retorno (TIR)

Es un índice que representa el equilibrio entre el valor presente de los ingresos con el valor presente de los egresos, o la tasa que rinden los dineros que al final de cualquier periodo, aún continúan invertidos en el proyecto, o la tasa que rinden

los dineros no recuperados en el proyecto en cualquier periodo. La TIR es un criterio independiente y ajeno al riesgo, ecuación 2.2. Esta se define con base a la utilidad neta generada en cada año.

$$\sum_{t=0}^n \frac{I_t}{(1/r)^t} - \sum_{t=0}^n \frac{E_t}{(1/r)^t} = 0 \quad \dots (2.2)$$

Dónde:

VPN: Valor Presente Neto.

I: Ingresos.

E: Egresos.

n: Último periodo.

r: Tasa.

t: Periodos.

1.2.2.3 Relación beneficio – costo (B/C)

Es una metodología alternativa de uso frecuente en la evaluación de proyectos de inversión, en ellas se relaciona el VPN de los ingresos con el VPN de los egresos, así ecuación 2.3:

$$B/C_{(i)} = \frac{VPN_{ingresos(i)}}{VPN_{egresos(i)}} \quad (2.3)$$

Como es evidente, un proyecto se considera conveniente cuando la relación B/C sea igual o superior a 1. Significa que el VPN es positivo.

2. GENERALIDADES.

2.1 ACTUALIDAD DE ECOPETROL S.A

Ecopetrol S.A, es la empresa más grande del país y la principal compañía petrolera en Colombia. Por su tamaño, Ecopetrol S.A., pertenece al grupo de las 39 petroleras más grandes del mundo y es una de las cuatro principales de Latinoamérica.

Tiene la participación mayoritaria de la infraestructura de transporte y refinación del país, cuenta con campos de extracción de hidrocarburos en el centro, el sur, el oriente y el norte de Colombia, dos refinerías, puertos para exportación e importación de combustibles en ambas costas y una red de transporte de 8.124 kilómetros de oleoductos y poliductos a lo largo de toda la geografía nacional, que intercomunican los sistemas de producción con los grandes centros de consumo y los terminales marítimos.

Tiene asu disposición el Instituto Colombiano del Petróleo (ICP), centro de investigación y laboratorio científico, único de su género en el país, donde reposa el acervo geológico de un siglo de historia petrolera de Colombia.

Desde 1997 ha marcado récords al obtener las más altas utilidades de una compañía colombiana en toda la historia. En 2003 se convirtió en una sociedad pública por acciones y emprende una transformación que le garantiza mayor autonomía financiera y competitividad dentro de la nueva organización del sector de hidrocarburos de Colombia, con la posibilidad de establecer alianzas comerciales fuera del país.

En 2007, Ecopetrol consolidó grandes transformaciones. Por un lado renovó su marca y asumió a una iguana verde como su nuevo logo símbolo. Por el otro, desarrolló el proceso de capitalización más grande de Colombia con el que vinculó a cerca de 450 mil colombianos de todos los niveles y regiones del país como accionistas.

Ecopetrol S.A. es una Sociedad de Economía Mixta, de carácter comercial, organizada bajo la forma de sociedad anónima, del orden nacional, vinculada al Ministerio de Minas y Energía, de conformidad con lo establecido en la Ley 1118 de 2006, regida por los Estatutos Sociales que se encuentran contenidos de

manera integral en la Escritura Pública No. 5314 del 14 de diciembre de 2007, otorgada en la Notaría Segunda del Círculo Notarial de Bogotá D.C.

Ecopetrol encuentra y convierte Fuentes de energía en un valor económico para sus clientes y accionistas, asegurando la integridad de las personas, la seguridad de los procesos y el cuidado del medio ambiente. También contribuye al bienestar de las áreas donde opera. Además, cuenta con un personal comprometido que busca la excelencia, su desarrollo integral y la construcción de relaciones de largo plazo con sus accionistas, sus trabajadores, sus proveedores, sus contratistas, sus socios y clientes; así como con las comunidades y el estado.

Ecopetrol S.A. está enfocado en petróleo, gas, petroquímica y combustibles alternativos, que se proyecta como una de las 30 principales compañías de la industria petrolera en el mundo, para ello cuenta con cinco vicepresidencias dentro de su estructura interna, las cuales se observan en la figura 2.

2.2 VICEPRESIDENCIA DE PRODUCCIÓN.

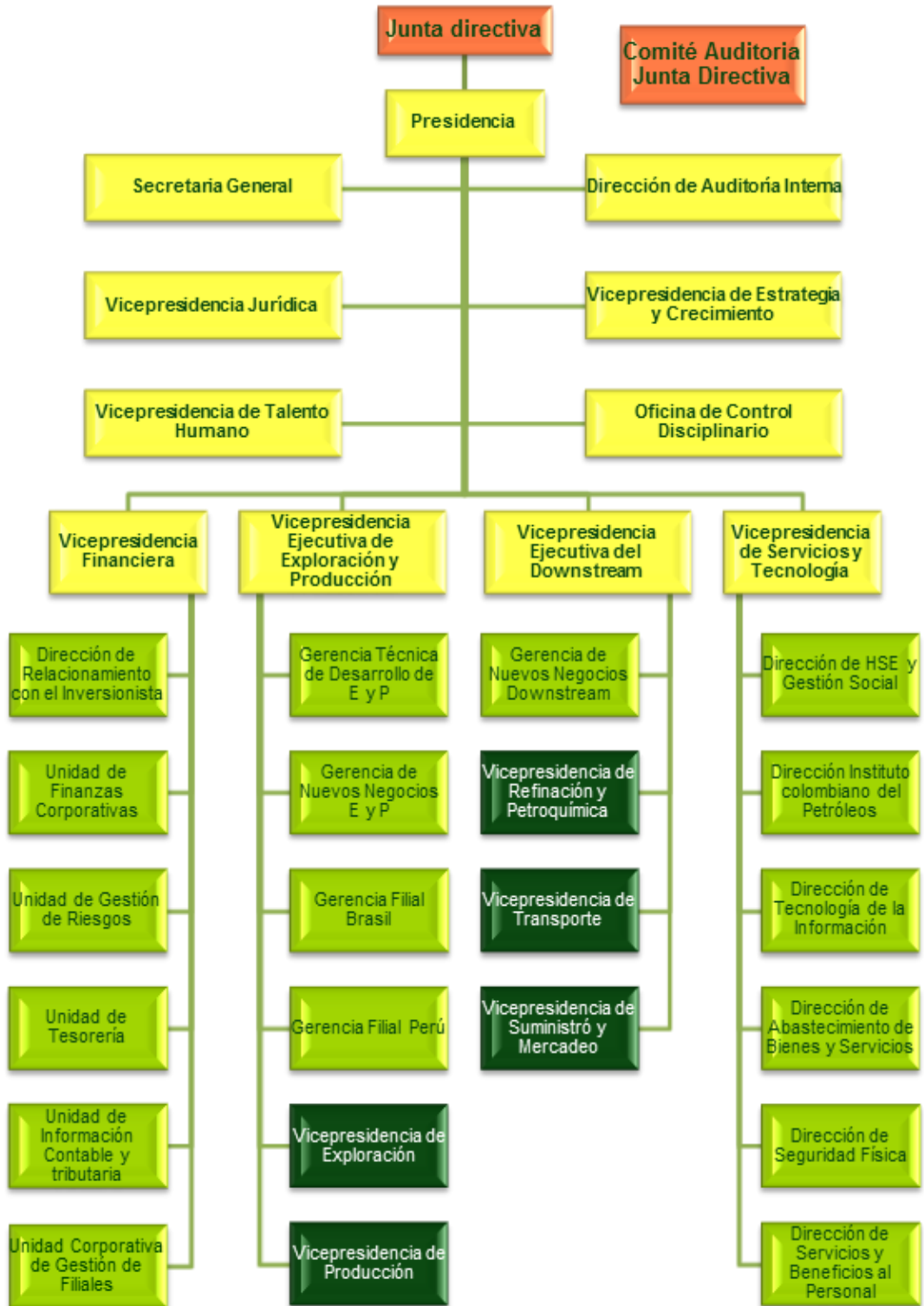
Es la responsable de maximizar el recobro de las reservas de hidrocarburo y optimizar la tasa de producción de los yacimientos, de manera rentable y mediante un desarrollo sostenido.

Realiza la explotación óptima de los campos por medio de los procesos de extracción, recolección, tratamiento, almacenamiento, bombeo o compresión de hidrocarburos.

La Vicepresidencia de Producción está en la constante búsqueda del desarrollo de una operación óptima y eficiente, a través de la incorporación de nuevas tecnologías en todas las áreas de operación, sustentado en su principal activo que es un equipo de humano preparado, conocedor de los procesos y motivado para el cumplimiento de los retos de corto y largo plazo.

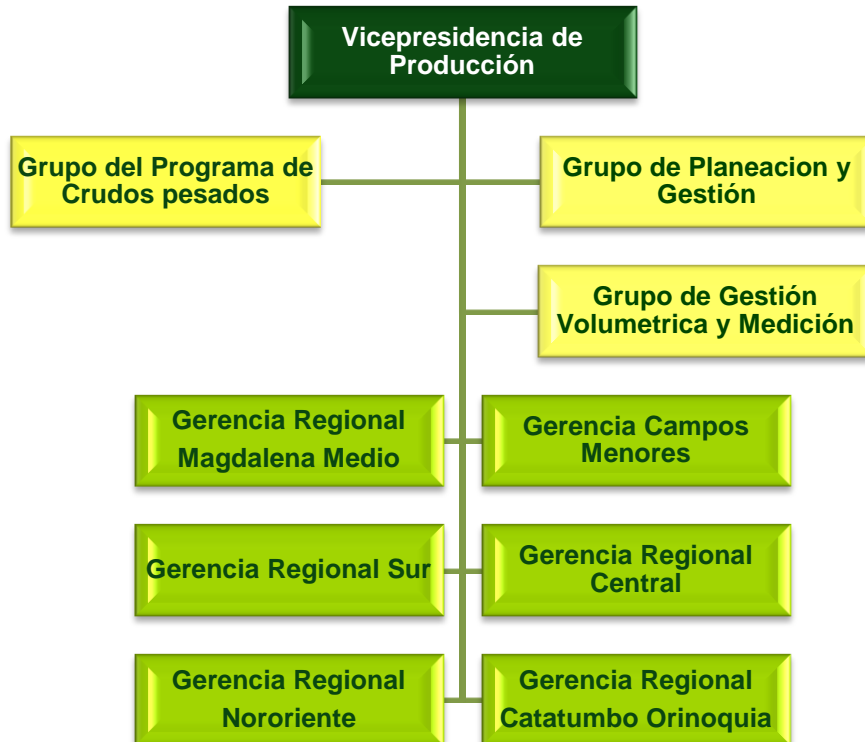
La Vicepresidencia de Producción cuenta con seis Gerencias como lo muestra la figura 3, para el manejo de 95 campos activos de operación directa y tiene participación en 171 campos activos con terceros mediante la figura de contratos de asociación, que le permite ser el primer productor de hidrocarburos en el país (Sep. /11). La Gerencia Regional Sur administra los campos ubicados en el sur del país.

Figura 2. Organigrama de Ecopetrol S.A.



Fuente: "Intranet Ecopetrol S.A"

Figura 3. Organigrama de la Vicepresidencia de Producción.



Fuente: "Intranet Ecopetrol S.A"

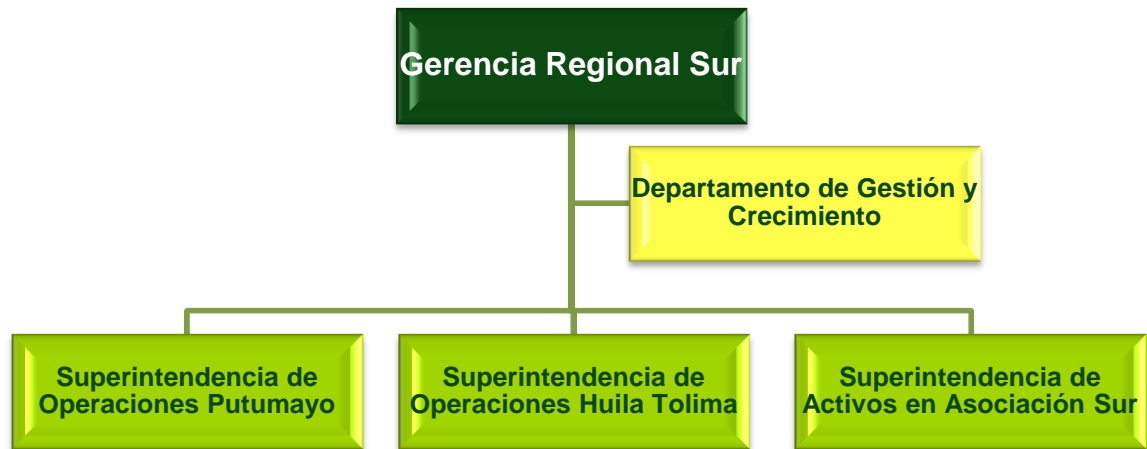
2.2.1 Gerencia Regional Sur.

Fué creada en el año 2004 como parte de las Gerencias Operativas haciendo parte de la Vicepresidencia de Producción. La Gerencia comprende las áreas que en la estructura anterior estaban bajo la responsabilidad de la Gerencia Alto Magdalena, la Gerencia Sur y también en calidad de asociado de los campos que se encuentran bajo la modalidad de Contratos de Asociación en el sur del país.

La Gerencia Regional Sur está conformada por tres Superintendencias, (Ver figura 4). De las cuales dos son operativas: Superintendencia de Operaciones Putumayo y Superintendencia de Operaciones Huila Tolima, la tercera es la Superintendencia de activos en Asociación.

Como soporte y apoyo a las tres Superintendencias y a la Gerencia en temas como gestión financiera, portafolio de inversiones, gastos y seguimiento de la gestión, se encuentra conformado el Departamento de Gestión y crecimiento.

Figura 4. Organigrama de la Gerencia Regional Sur.



Fuente: *"Intranet Ecopetrol S.A"*

2.2.1.1 Superintendencia de Operación Huila Tolima.

La Gerencia del Alto Magdalena fué creada en noviembre de 1994 con motivo de la reversión a la Nación de la Concesión Neiva 540, por parte de la compañía Hocol, según resolución No. 33 del 28 de marzo de 1994.

En el año 2003, con la restructuración de la Empresa, la Gerencia del Alto Magdalena pasó a ser la Superintendencia de Operaciones Huila Tolima, esta cuenta con tres departamentos, Departamento de Producción, Departamento de Mantenimiento y el Departamento de Ingeniería de Subsuelo y Confiabilidad, como se observa en la figura 5.

El Departamento de Producción está conformado por las Coordinaciones de Producción Huila, Tello y Tolima, y por la Coordinación de Operaciones de Subsuelo; encargadas de las operaciones de superficie y subsuelo de los 18 campos directos de Ecopetrol que están bajo responsabilidad de la Superintendencia de Operaciones Huila Tolima (Sep. /11). La sede administrativa se encuentra a 17 Kmsobre la vía Neiva - Bogotá, en la Jurisdicción del Municipio de Aipe. Con una producción promedio durante el primer semestre de 2011 de 24000 barriles de crudo al día.

Figura 5. Organigrama de la Superintendencia de Operaciones Huila Tolima.



Fuente: "Intranet Ecopetrol S.A"

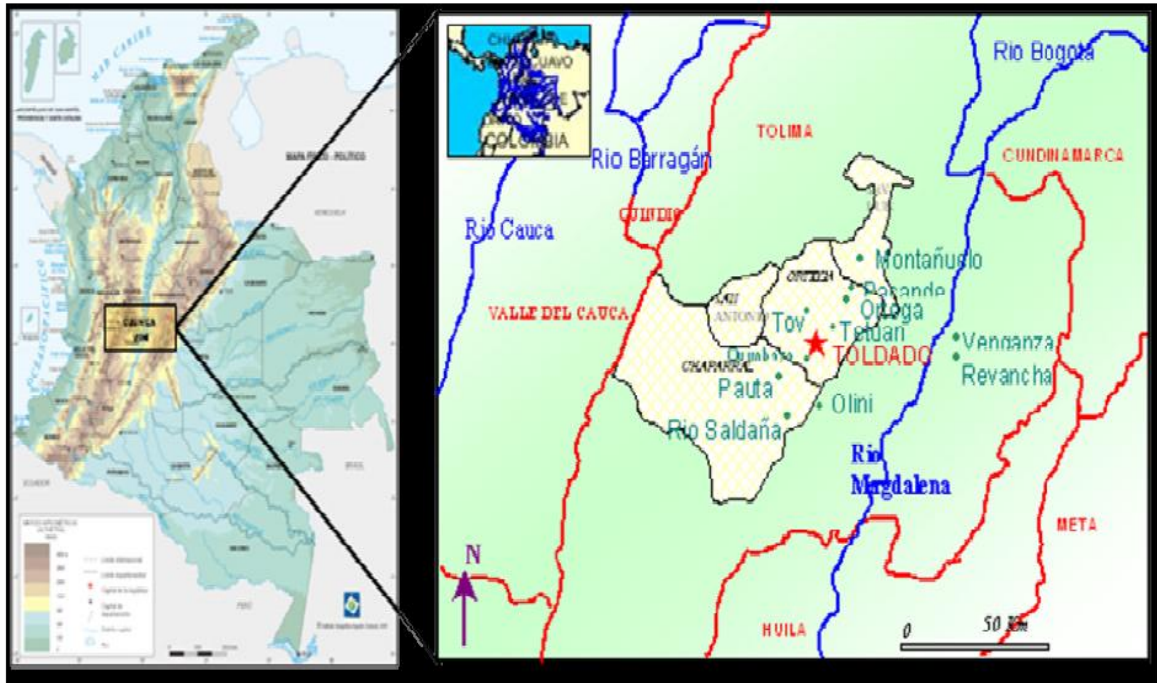
2.3 COORDINACIÓN DE PRODUCCIÓN TOLIMA (CPT).

La CPT administra y vela por el funcionamiento de los campos Ortega, Pacandé, Quimbaya, Toldado y Toy; y las demás instalaciones que Ecopetrol tiene en el Departamento del Tolima (ver figura 6)

Los fluidos de los pozos de los campo Ortega y Pacandé son tratados en la Estación Santa Rita y los fluidos de los pozos restantes son recolectados en las Estación Toldado.

A la fecha (Sep. /11). Son recolectados 1387 BOPD y 29021 BWPD (ver tabla 2), en la Estación Toldado, la CPT tiene en sus instalaciones los equipos necesarios para el tratamiento de esta agua asociada, entre ellos una torre de enfriamiento la cual permite bajar la temperatura de esta agua de 144°C a 30°C que es la concertada en el permiso de vertimiento al río Tetuán otorgado por CORTOLIMA.

Figura 6. Ubicación geográfica campos de la CPT.



Fuente:ECOPETROLS.A. “Base de datos”

Tabla 2. Producciones promedio por día de la CPT.

	CAMPO	Petróleo (BLS)	Agua (BLS)	Gas (KPC)
COORDINACIÓN TOLIMA	Ortega	393,45	124,74	4,47
	Pacandé	522,62	108,18	440,20
	Toldado	930,25	15529,83	197,17
	Quimbaya	309,96	13044,00	79,78
	Toy	147,43	447,74	92,00
TOTAL COORDINACION		2303,71	29254,49	813,62

Fuente: ECOPETROLS.A. “Base de datos”

A continuación se mencionan algunas generalidades de cada uno de los campos de la CPT.

2.3.1 Campo Pacandé.

Se encuentra ubicado al Nor-orienté del campo Toldado a 51 Kms del mismo. (ver figura 6). Algunas características generales aparecen en la tabla 3.

Tabla 3. Características generales del Yacimiento Pacandé.

CARACTERÍSTICA	DATO
Tipo de trampa	Estructural
Estructura	Anticlinal fallado
Espesor neto	63 pies
Porosidad	12%
Permeabilidad	80 Md
Temperatura de yacimiento	ND

Fuente:ECOPETROLS.A. "Base de datos"

2.3.1.1 Reseña histórica.

Este campo fué descubierto mediante la perforación del pozo Pacandé-1, el cual fué completado el día 28 de Agosto de 1989. Se probaron las areniscas de las formaciones Caballos, el Grupo Villeta (Calizas de Tetuán) y la formación Monserrate.

En Julio de 1989 se determinó la presión inicial del yacimiento en el pozo Pacandé-1, encontrándose un valor de 2230 psia a una profundidad de referencia de 4755 pies por debajo del nivel del mar. El crudo de este Campo presenta una gravedad API de 28.5°

2.3.1.2 Historia de la producción.

El campo Pacandé tiene cuatro pozos activos Pacandé - 1, 1S, 2S y 3S), la producción del pozo Pacandé - 1 se inició en Febrero de 1990. El pozo Pacandé - 3S es el de menor producción desde sus inicios en Septiembre de 2008 con una producción inicial de 42 BOPD, y actualmente es de 12 BOPD.

La producción del campo Pacandé aumento significativamente con la perforación del pozo Pacandé-2S el cual comenzó a producir en Enero de 2008, el pozo comenzó a disminuir en potencial a finales de 2009, por tal motivo se llevó a cabo

una estimulación química mejorando la producción de aceite pero se inició un aporte de agua que a (Sep. /11) llega al 27%, solo para este pozo. La producción promedio de aceite por día para el campo Pacandé es de 522,7 Bls. (ver tabla 4), la información histórica de producción se presenta en la gráfica 1.

El campo Pacandé ha producido a la fecha (Sep. / 11).Un total acumulado de 2,16 MMSTB de los pozos Pacandé-1, 1S, 2S y 3S; los cuales producen de la formación Caballos.

Tabla 4. Producción promedio por día del campo Pacandé.

	POZO	Petróleo (BLS)	Agua (BLS)	Gas (KPC)
CAMPO PACANDÉ	1	22,57	1,04	4,59
	1S	198,21	1,79	12,13
	2S	289,23	105,00	414,41
	3S	12,61	0,35	9,07
TOTAL CAMPO		522,62	108,18	440,20

Fuente:ECOPETROLS.A“Forma 9 MM&E”

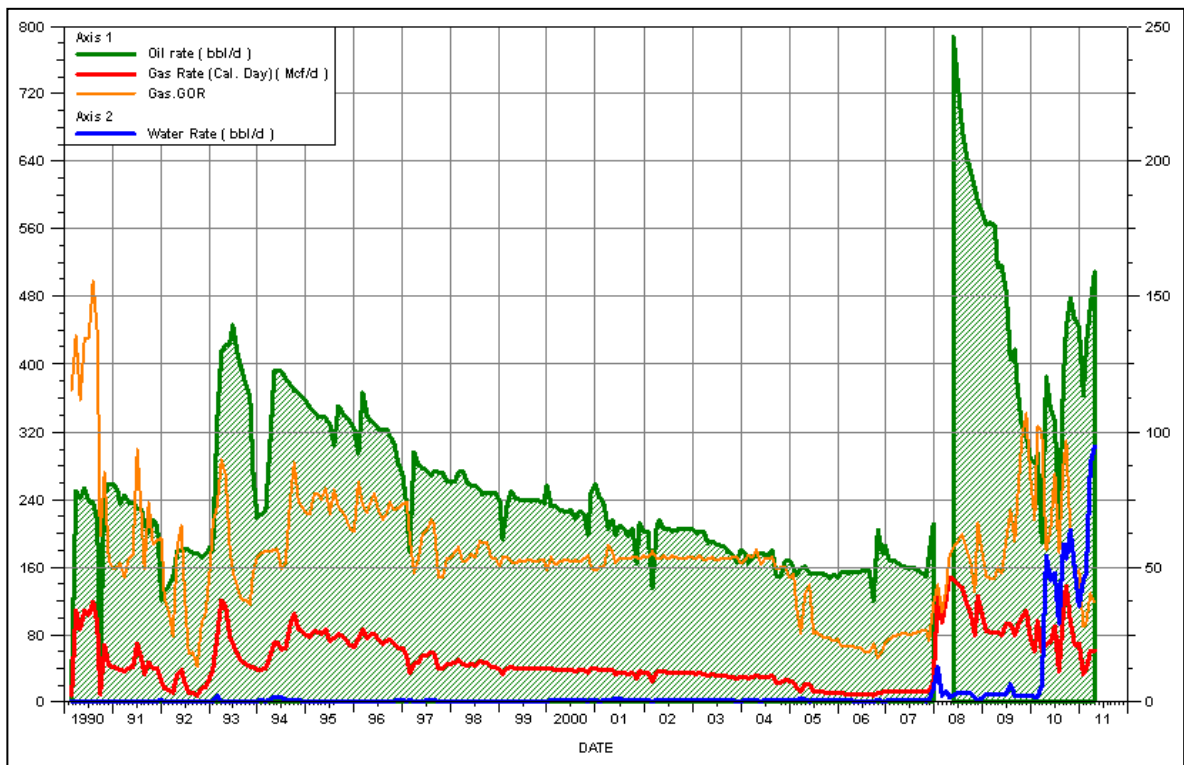
2.3.2 Campo Quimbaya.

Se encuentra ubicado al Sur-occidente del Campo Toldado a 14 Kms del mismo, en el Municipio de Ortega Departamento del Tolima (ver figura 6) Algunas características generales aparecen en la tabla 5.

2.3.2.1 Reseña histórica.

El campofué descubierto mediante la perforación del pozo Quimbaya-1 el cual fué completado el día 14 de Diciembre de 1988.

Gráfica 1. Historia de producción del campo Pacandé.



Fuente: Autor "Base OFM Ecopetrol S.A"

El yacimiento corresponde a un hidrocarburo tipo aceite negro, con una relación gas-aceite inicial inferior a 150 SCF/STB y una gravedad inicial del líquido fiscal por debajo de 18° API, en la formación Caballos.

Tabla 5. Características generales del Yacimiento Quimbaya.

CARACTERÍSTICA	DATO
Tipo de trampa	Estructural
Estructura	Monoclinal
Espesor neto	67 pies
Porosidad	15.5%
Permeabilidad	471 Md
Temperatura de yacimiento	128 °F

Fuente:ECOPETROL S.A "Base de datos"

2.3.2.2 Historia de la producción.

El campo Quimbaya ha producido a la fecha (Sep. /11) un total acumulado de 2,4 MMSTB de los pozos Quimbaya-1, 3 y 4, los cuales producen de la formación Caballos, la producción de Quimbaya-1 se inició en Abril de 1992, la de Quimbaya-4 en Noviembre del mismo año y el pozo Quimba-3 se completó en Agosto de 2008, desde entonces ha tenido un producción promedio de aceite de 100 BIs y 300 BIs de agua; el pozo Quimbaya -2 desde las pruebas iniciales apporto agua, (ver tabla 6)

Es de anotar el rápido incremento en el BSW, esto sumado al mantenimiento del GOR en niveles constantes indica la fuerte influencia de un acuífero activo.

Tabla 6. Producción promedio por día del campo Quimbaya.

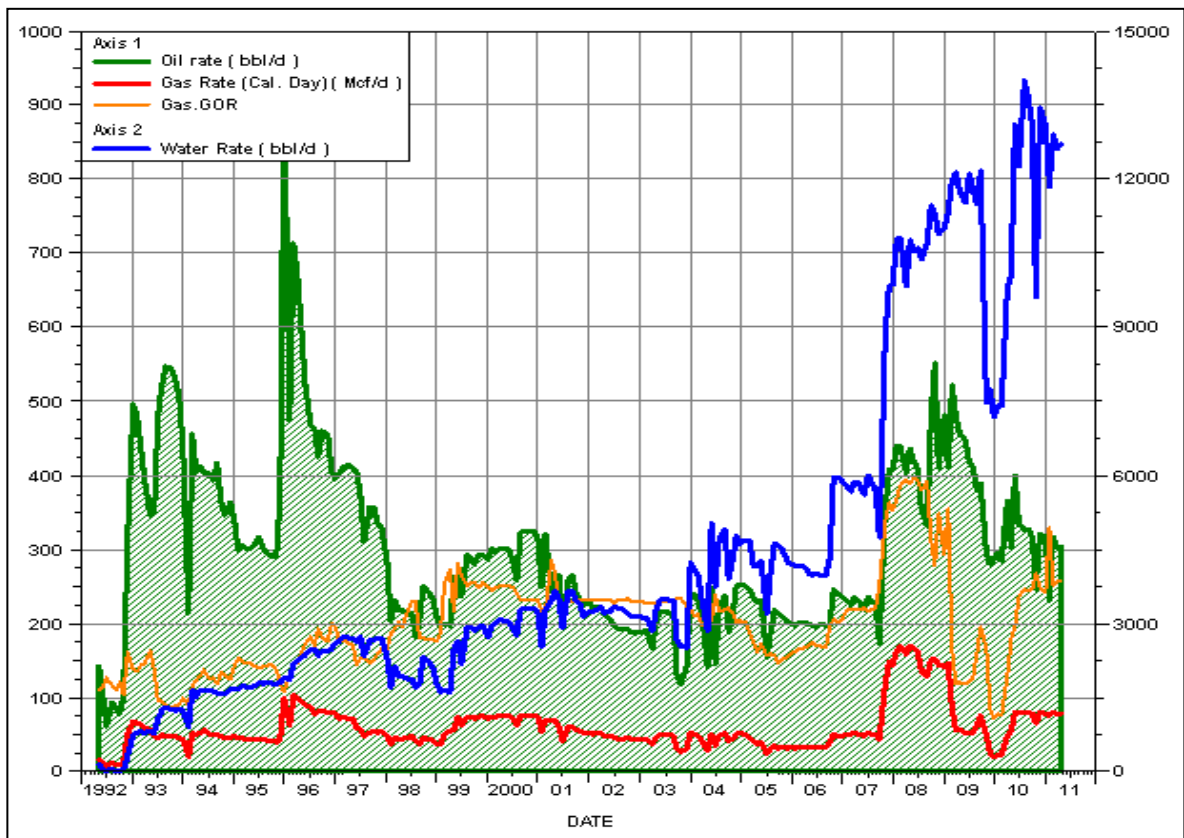
	POZO	Petróleo (BLS)	Agua (BLS)	Gas (KPC)
CAMPO QUIMBAYA	1	99,15	5524,96	50,48
	2	96,91	623,62	2,00
	3	113,90	6895,42	27,30
TOTAL CAMPO		309,96	13044	79,78

Fuente: ECOPEROLS.A "Forma 9 MM&E"

Este campo, ha producido agua y presenta un empuje hidráulico que ha impedido una caída drástica de la presión del yacimiento. El corte de agua actual del campo está alrededor del 97,7%.

En Diciembre de 1997 se realizó un trabajo de inyección de polímero en el pozo Quimbaya-1, el cual al parecer trajo como consecuencia, una obstrucción en la formación en la cercanía de la cara de pozo. Esta obstrucción crea una caída de presión adicional en la cara de la formación, lo que se refleja en el aumento de la producción de los fluidos de mayor movilidad (gas y agua), y una reducción en la producción de aceite, la cual se puede observar en la gráfica2.

Gráfica 2.Historia de producción del campo Quimbaya.



Fuente: Autor "Base OFM Ecopetrol S.A"

En Septiembre de 2006 y 2007 se hace el cambio de sistema de levantamiento de Bombeo Mecánico a Bombeo Electrosumergible para los pozos Quimbaya - 1 y Quimbaya - 4, respectivamente. Se observa aumento en la producción de líquido y una disminución en el gas.

2.3.3 Campo Ortega.

El campo Ortega corresponde a la concesión Tetuán No. 244 con una extensión de 49685 hectáreas, la cual está ubicada en el extremo Nor-occidental de la cuenca del valle superior del Magdalena dentro de la subcuenca Girardot. Algunas características generales aparecen en tabla 7.

Tabla 7. Características generales del Yacimiento Ortega.

CARACTERÍSTICA	DATO
Tipo de trampa	Estructural
Estructura	Anticlinal
Espesor neto	323 pies
Porosidad	15 %
Permeabilidad	80 Md
Temperatura de yacimiento	120 °F

Fuente:ECOPETROLS.A“Base de datos”

2.3.3.1 Reseña histórica.

La concesión para el campo Ortega revirtió a la nación el 18 de Agosto de 1983, una vez finalizó el período de 30 años de explotación el cual se había concedido a la Texas Petroleum Compañía.

En Abril de 1951 se determinó la presión del yacimiento en el pozo Ortega-1, encontrándose un valor de 3000 psia a una profundidad de referencia de 5460 pies por debajo del nivel del mar El crudo de este Campo presenta una gravedad API de 29.4°.

2.3.3.2 Historia de producción.

El campo Ortega ha producido a la fecha (Septiembre de 2011) un total acumulado de 13,59 MMSTB. Existen dos formaciones productoras Caballos y Tetuán. Del total de la producción del Campo 12,13 MMSTB se produjeron de Caballos y 1,45 MMSTB se produjeron de Tetuán. La formación Caballos presenta varios sub estratos y se consideran todas las escamas como un solo yacimiento. A la fecha (Sep. /11), se están produciendo 393,45 BOPD aproximadamente, (ver tabla 8).

El campo Ortega produce a partir de las formaciones Caballos (Caballos Superior), Ocal (Caballos Medio) y Villeta (Calizas del Tetuán). En este momento, las formaciones se encuentran agotadas, razón por la cual se observan presiones alrededor de los 500 psia, a una profundidad de referencia de 5460 pies.

Tabla 8. Producción promedio por día del campo Ortega.

	POZO	Petróleo (BLS)	Agua (BLS)	Gas (KPC)
CAMPO ORTEGA	9	14,49	54,29	2,14
	13	112,68	7,77	1,66
	1 Sur	202,33	26,31	0,00
	1 DPN	63,95	36,37	0,67
TOTAL CAMPO		393,45	124,74	4,47

Fuente: ECOPEROLS.A "Forma 9 MM&E"

Actualmente solo producen los pozos Ortega 9, 13 y 1S. Los pozos que han producido a partir de Caballos son Ortega 1, 2, 4, 7, 10, 11, 12 y 15, estos muestran un comportamiento similar en la historia de producción, inicial de 300 a 500 BOPD la cual disminuye gradualmente. De acuerdo a lo reportado, los pozos que producen a partir de las Calizas del Tetuán son Ortega 9 y 15.

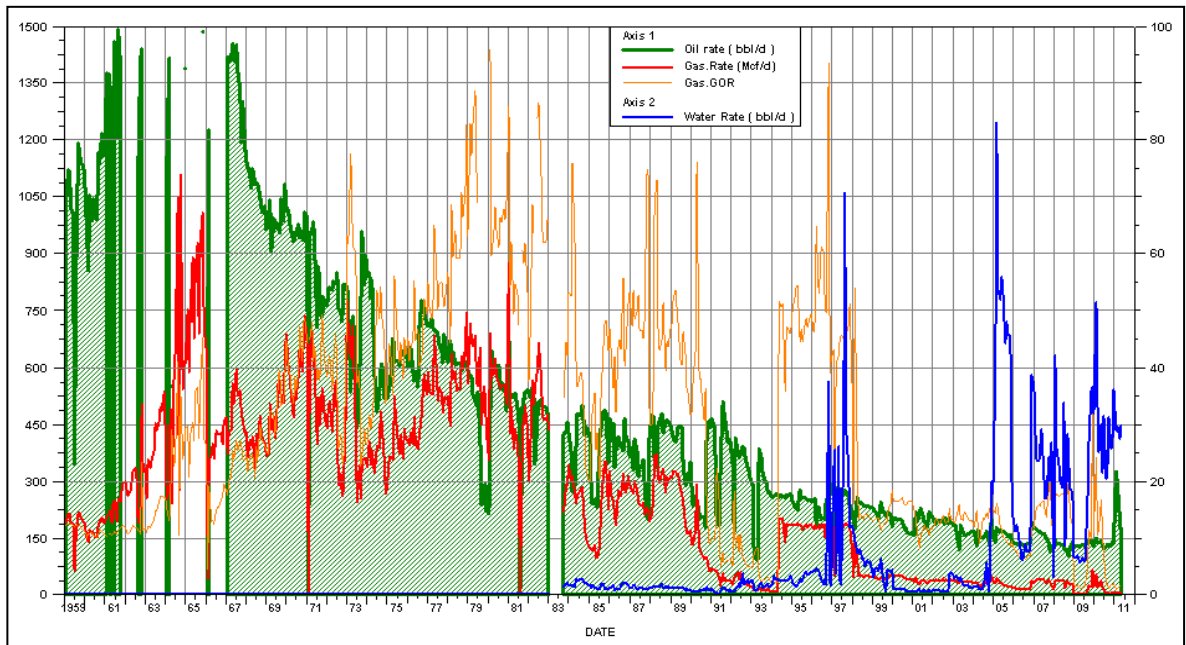
El pozo Ortega-12 formó parte de una prueba piloto de inyección de aguas residuales entre Abril y Octubre de 1996. Después de esto el pozo se volvió a convertir a productor. Este pozo se abandonó definitivamente en Abril de 2011.

Este campo junto con el campo Pacandé, presentan dos características distintivas con relación a los otros campos de la CPT. La primera consiste en una producción nula de agua, y la segunda, un agotamiento acelerado del yacimiento. Esto se debe a la carencia de un mecanismo que contribuya al sostenimiento de la presión, tal como un acuífero activo. Este fenómeno explica el comportamiento de la producción y la presión del Campo. En las historias de producción se observa un aumento del GOR entre 1963 y 1966 (ver grafica 3).

2.3.4 Campo Toy.

El campo Toy está localizado al Occidente de la Cuenca del Valle Superior del Magdalena, consta de una extensión de dos mil seiscientos noventa y seis hectáreas, con mil setecientos treinta metros cuadrados aproximadamente. Algunas características generales aparecen en la tabla 9.

Gráfica 3. Historia de producción del campo Ortega.



Fuente: Autor "Base OFM Ecopetrol S.A"

Tabla 9. Características generales del Yacimiento Toy.

CARACTERÍSTICA	DATO
Tipo de trampa	Estructural
Estructura	Anticlinal fallado
Espesor neto	102 pies
Porosidad	17,6 %
Permeabilidad	172 Md
Temperatura de yacimiento	100 °F

Fuente:ECOPETROL S.A "Base de datos"

2.3.4.1 Reseña histórica.

El campo Toy fué descubierto por Ecopetrol mediante la perforación del pozo Toy-1 en abril de 1987 y desarrollado por esta compañía mediante la perforación de 4 pozos, de los cuales actualmente producen 2 (Toy 1 y 2) en las areniscas de la formación Caballos Superior e Inferior.

Los datos históricos de presión del Campo Toy son escasos y presentan gran incertidumbre, por lo cual, no permiten realizar un análisis confiable del comportamiento del campo., con una gravedad inicial del líquido fiscal de 16° API

2.3.4.2 Historia de la producción.

El campo Toy ha producido a la fecha (Sep. /11), un total acumulado de 820,8 MSTB de los pozos Toy 1 y 2; el pozo Toy-3 produjo un acumulado de 264 barriles de aceite y fué cerrado por alto BSW desde el inicio, y el pozo Toy-4 después de su completamiento se clasifico como pozo seco. La producción viene en su totalidad de la formación Caballos. El campo Toy se ha dividido en tres compartimentos diferentes, el primero está drenado por el pozo Toy-2, el segundo por el pozo Toy-1 y el tercero por el pozo Toy-3.

El campo Toy cuenta con un acuífero que se evidencia en las pruebas iniciales de los pozos Toy 3 y 4, además de la historia de producción del pozo Toy-2. La producción del pozo Toy-1 se inició en Septiembre de 1987 con valores cercanos a los 25 BOPD, y la de Toy-2 en Marzo de 1991 con 120 BOPD. La producción de crudo del pozo Toy-1 se suspendió entre Noviembre de 1988 y Febrero de 1991 (ver grafica 4).

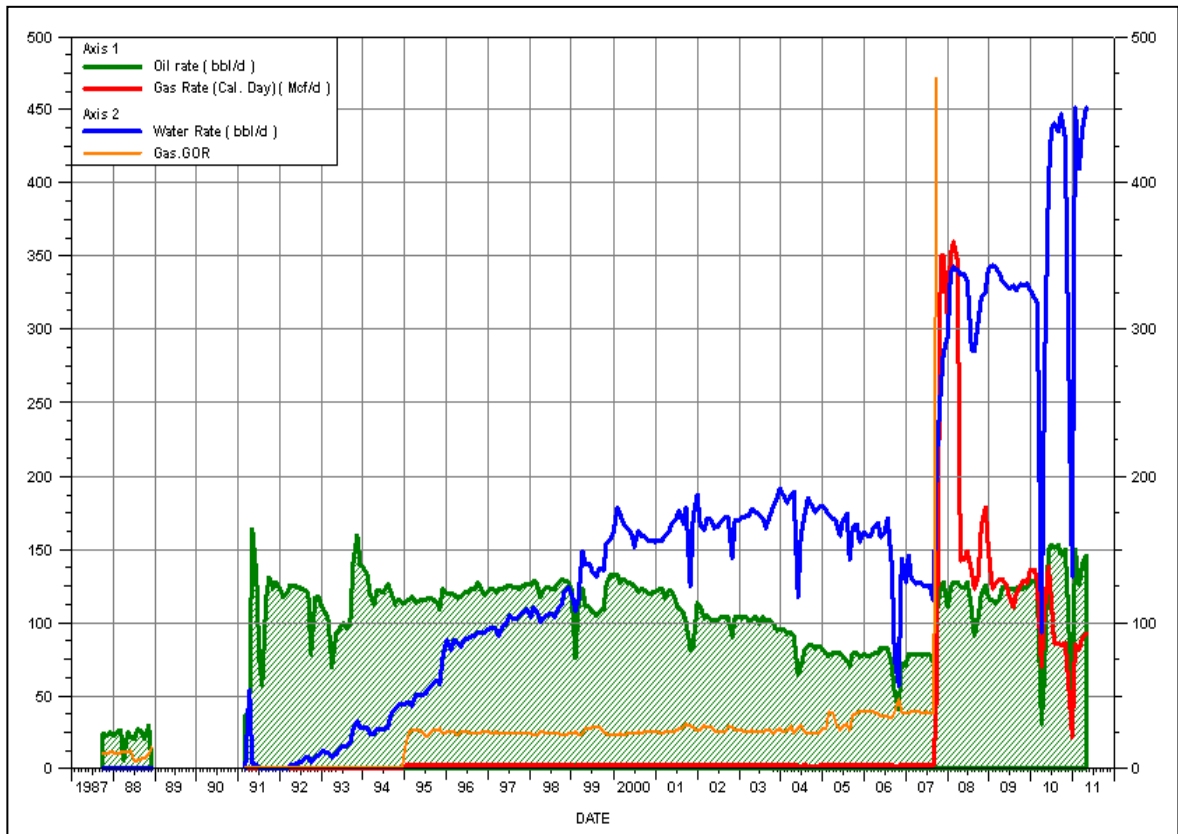
A la fecha (Sep. /11) el pozo Toy-1 produce aproximadamente 16 BOPD mientras el Pozo Toy-2 produce 130 BOPD, observar la tabla 10.

Tabla 10. Producción promedio por día del campo Toy.

CAMPO TOY	POZO	Petróleo (BLS)	Agua (BLS)	Gas (KPC)
	1	16,78	3,13	1,40
	2	130,65	444,61	90,60
TOTAL CAMPO		147,43	447,74	92

Fuente: ECOPETROL S.A “Forma 9 MM&E”

Gráfica 4. Historia de producción del campo Toy.



Fuente: Autor "Base OFM Ecopetrol S.A"

2.3.5 Campo Toldado.

El campo Toldado se localiza en el extremo Nor-occidental de la Cuenca del Valle Superior del Magdalena, en la Subcuenca de Girardot, figura 6. Este campo forma parte de la serie de campos descubiertos en el lineamiento de dirección noreste-suroeste que contiene el campo Ortega al norte y Quimbaya al sur. Algunas características generales aparecen en la tabla 11.

Estructuralmente es un área dominada por fallas de cabalgamiento con los planos buzando hacia el este, con pliegues y anticlinales relacionados. La cuenca es de tipo continental, con fases de depósitos de tipo de relleno con sedimentos de edad Paleozoica hasta el reciente.

Tabla 11. Características generales del Yacimiento Toldado.

CARACTERÍSTICA	DATO
Tipo de trampa	Estructural
Estructura	Anticlinal fallado
Espesor neto	180-250 pies
Porosidad	13-18%
Permeabilidad	23-407 mD
Temperatura de yacimiento	146 °F

Fuente: ECOPETROL S.A “Base de datos”

El campo Toldado fué descubierto en Diciembre de 1987, con la perforación y completamiento del pozo Toldado - 1 con una producción inicial de 1990 BOPD. Se han perforado un total 9 pozos considerando un sidetrack desde el pozo Toldado-8 los cuales se encuentran distribuidos a lo largo de la estructura anticlinal que conforma el campo, presentando un espaciamento aproximado entre pozos de 400m exceptuando los pozos Toldado 11 y 7 que presentan un espaciamento de 120m.

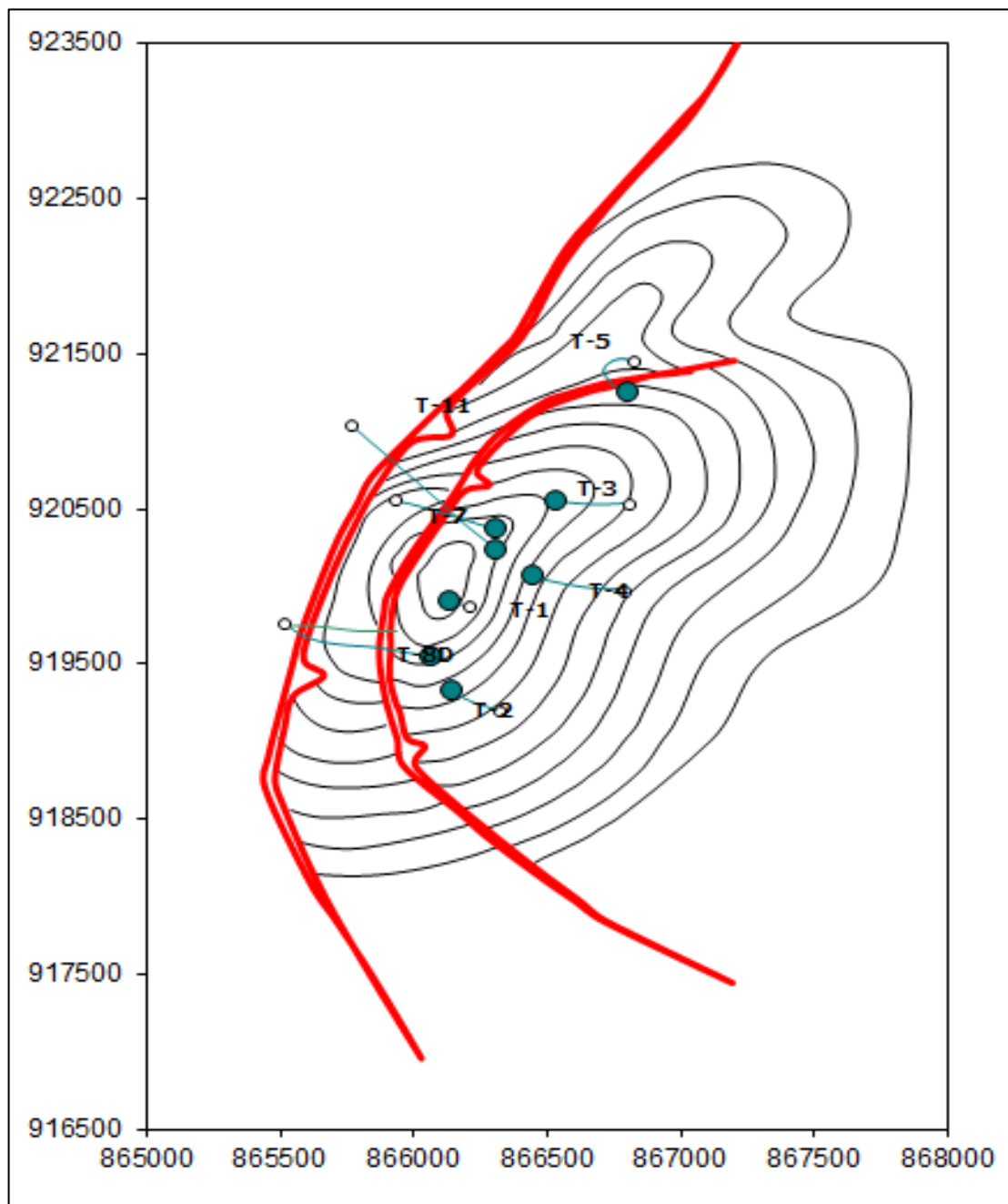
El sistema de levantamiento del campo es Bombeo Electrosumergible (pozos Toldado 1, 3, 4 y 8D). La saturación inicial de agua es de aproximadamente 40% en la zona de petróleo, la porosidad efectiva varía entre el 12.8%-16.6% con un promedio de 14.7% y la presión inicial del yacimiento al datum de 4500 pies bajo nivel del mar es de 2780 psi; la viscosidad del crudo a condiciones de yacimiento es de 26.2 cp.

2.3.5.1 Modelo sedimentológico y estructural del campo Toldado.

De la interpretación sísmica, estructural y de registros de pozo, se concluye que el Campo Toldado corresponde a un anticlinal asimétrico con su flanco oriental suavemente inclinado y poco deformado y su flanco occidental con altos buzamientos y fallado. (Ver figura 7)

Los registros de buzamiento y FMS indican que las fracturas presentes en el yacimiento muestran un desarrollo asociado a las etapas tardías de la generación de la estructura del campo mostrando una dirección preferencial de fracturamiento aproximadamente paralela al trazo de la falla principal que limita el Campo.

Figura 7. Mapa estructural del campo Toldado.



Fuente: ECOPETROL S.A "Base de datos"

Estratigráficamente, la Formación Caballos del campo Toldado de la edad del Cretáceo, está compuesta por 3 unidades litológicas principales: Caballos

Superior, Medio e Inferior, cuyo ambiente de depositación, en general, es predominantemente de origen fluvial y marino.

2.3.5.2 Estratigrafía general del área del campo Toldado.

La secuencia estratigráfica de este sector del Valle Superior del Magdalena está compuesta por tres intervalos litológicos principales: El inferior, constituido por vulcanitas y sedimentitas de la Formación Saldaña (basamento económico) de la edad Triásico - Jurásico; el medio conformado por sedimentitas de origen fluvial y marino del Cretácico, Formaciones Yavi, Caballos, Villeta y Monserrate y el superior constituido por sedimentitas de origen fluvial del Terciario, Formaciones Guaduala, Chicoral, Potrerillo, Doima, Barzalosa y Doima

La columna estratigráfica, (ver figura 8); generalizada atravesada por los pozos perforados en el campo de acuerdo a las muestras de Zanja se describe de más reciente a más antigua a continuación:

- Formación Potrerillo. Con un espesor aproximado de 2700 pies, corresponden en su parte superior a limolitas de color gris claro, pardo, amarillo, violeta, en bloques, localmente limosas. En la sección media – inferior presenta arenas cuarzosas, hialinas, translúcidas, de grano fino. Hacia la base, la formación presenta un paquete masivo de arcillolitas.
- Formación Chicoral. Con un espesor aproximado de 350 pies, está representada por intercalación de limolitas, arcillolitas y areniscas en la parte superior y media. En la parte inferior de la sección se observan predominantemente limolitas con esporádicas intercalaciones de arcillolitas.
- Formación Guaduala. Constituida principalmente por arcillolitas pardo rojizo, menor gris a gris oscuro con pequeños niveles de limolita. El espesor aproximado es de 700 pies.
- Formación Monserrate. De esta formación se ha encontrado un espesor aproximado de 200 pies. Se caracteriza por un paquete masivo de arena en la parte superior e inferior con intercalaciones de lutita y arcillolita en la parte media.

Figura 8. Columna estratigráfica del Valle Superior Magdalena.

EDAD		GRUPO	FORMACIÓN	AMBIENTE	LITOLOGÍA		
CUATERNARIO							
TERCIARIO	Neogeno	Secuencia Sin-Orogenica	Plioceno	Gigante (1000 m b)	Terrestre, Llanuras de Piedemonte.		
			Mioceno	Honda (2500 m b)	Terrestre, Llanuras Aluviales.		
			Oligoceno	Barzalosa (50 - 300 m b)	Terrestre, Lagunas		
	Paleogeno	Secuencia Sin-Orogenica	Eoceno Superior	Gualanday	Doima		Terrestre, Rios entrelazados.
					Potreriillo		
					Chicoral		
	Superior	Secuencia Preorogenica	Paleoceno	Guaduala	Teruel		Terrestre, Parálíco.
			Maastrichtiano	Guaduala	San Francisco		
			Maastrichtiano Campaniano	Monserrate (150 - 200 m b)	Marino Inter a Inframareal.		
			Santoniano albiano	Villeta (700 - 1100 m b)	Plataforma Detritico - Calcárea		
Inferior	Secuencia Preorogenica	Albiano	Caballos (50 - 200 m b)	Fluvial Salobre			
		Aptiano	Bermejo	Alpujarra (150 m b)	Supra a intermareal Terrestre.		
				Yavi (355 m b)			
JURASICO			Saldaña (300 - 1500 m b)	Subaéreo Vulcanoclastico			

	Conglomerado		Lodolita Arenosa		Shale
	Arenisca		Lodolita		Caliza
	Capas Rojas				

Fuente: ECOPETROL S.A "Base de datos Ecopetrol S.A"

- Formación Villeta. Se presenta con un espesor total de aproximadamente 2000 pies. Se pueden diferenciar 4 conjuntos:
 - Conjunto Superior con un paquete de limolitas de color gris oscuro, calcárea de 300 pies de espesor.
 - Conjunto Medio superior definido por la aparición del primer *chert*, infrayaciendo un paquete calcáreo y posteriormente un paquete masivo de limolitas.
 - El conjunto Medio inferior caracterizado por la aparición del segundo *chert* hacia el tope y un paquete de caliza en la parte media y basal.
 - El conjunto Inferior representado por un paquete de lutita color gris oscuro, ligeramente calcáreo el tope y un paquete masivo de caliza a la base

- Formación Caballos. Se ha perforado un total de 550 pies en el área de estudio, y se caracteriza por dos secuencias arenosas en la parte superior e inferior, separada por un paquete de limolitas calcáreas y calizas. Estas unidades arenosas Superior e Inferior son las rocas reservorios en el Campo.

- Formación Precaballos. Con fines operacionales, se ha llamado la Unidad Precaballos a una alternancia de caliza, lutita, limolita y arenisca que infrayace la Formación Caballos.

- Formación Saldaña (Basamento Económico). Esta formación se encuentra representada por un paquete masivo de roca volcánica de color gris verdosa vítrea, parda, clasificada riódacita a dacita.

2.3.5.3 Comportamiento histórico de la producción del campo Toldado.

El campo inició su explotación comercial en Diciembre de 1987, con la producción del pozo Toldado-1 (flujo natural), proveniente de la Formación Caballos. El Campo continuó su desarrollo con la perforación de los pozos (Toldado 2, 3, 4, 5, 7 y 8D), en el periodo comprendido entre (Diciembre de 1987 y Febrero de 1990). El pozo Toldado-5 fué perforado en el acuífero, limitando el sector Norte del campo y el pozo Toldado - 8 al ser perforado no encontró la formación productora (Formación Caballos) siendo necesario perforar el pozo Toldado 8D.

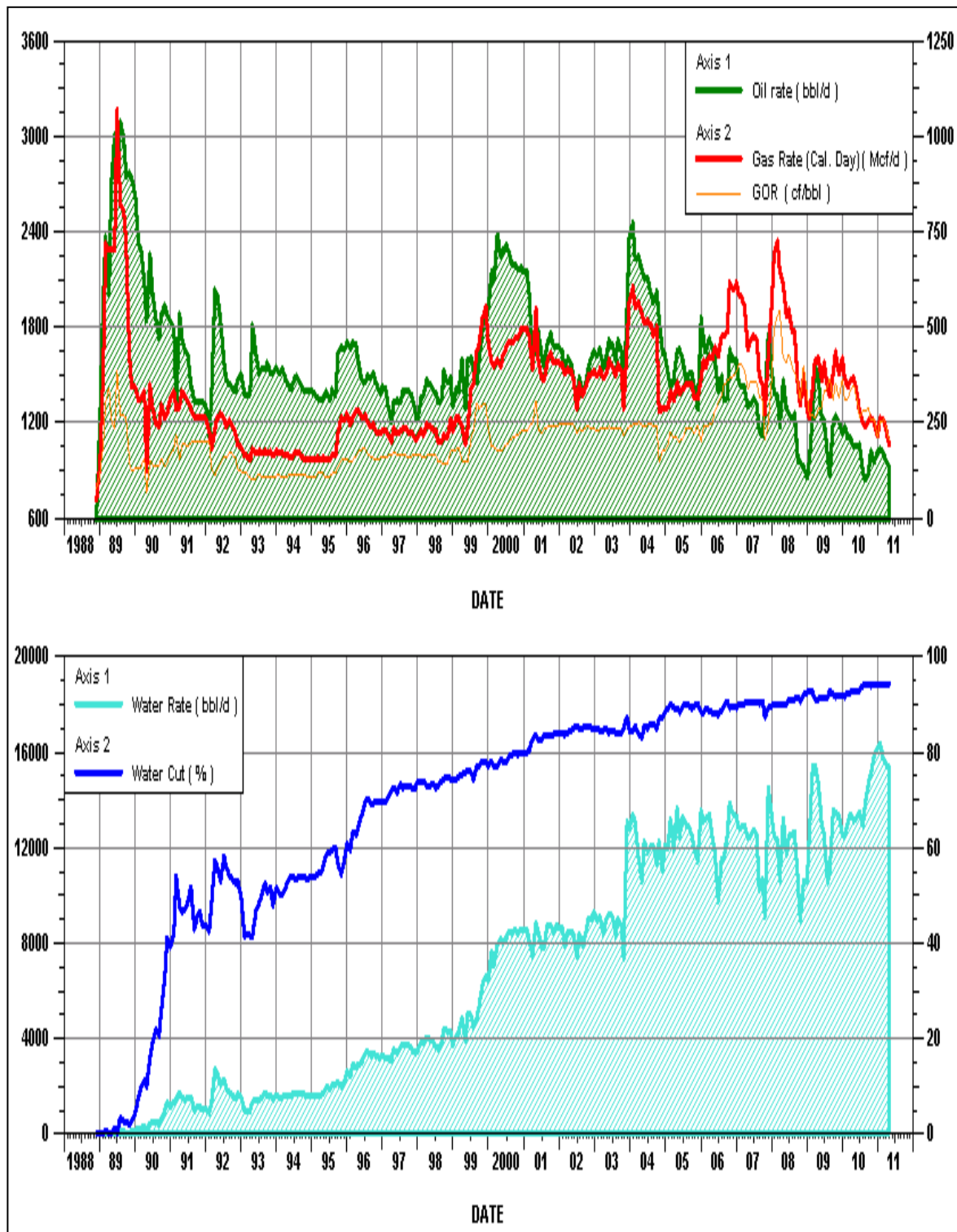
Con el aporte de producción de los pozos Toldado 1 y 3 en flujo natural alcanzó su pico máximo de producción de aceite 3087 BOPD en Julio de 1989, pero su producción declinó rápidamente. La curva de producción a través de la historia muestra algunos incrementos, estos aumentos se encuentran relacionados con eventos de los pozos tales como la instalación de bombeo mecánico a los pozos Toldado 3, 4 y 8D, en Marzo de 1992, (producción: 2045 BOPD) y el de Septiembre de 1995 al pozo Toldado 1 (Ver grafica 5).

La declinación de la producción de aceite en el periodo de 1990 a 1999 fué del 11% anual. En el periodo de 2000 a 2004 se presentaron dos incrementos de producción los cuales contribuyeron con la reducción de la declinación de la producción, el primero en el año 2000 cuando se optimizó la producción con el cambio de los equipos de extracción de bombeo mecánico (BM) a bombeo electrosumergible (BES) a los pozos Toldado 1, 3, 4 y 8 alcanzándose una producción de 2380 BOPD, el segundo en el año 2004 como respuesta a los tratamientos de inhibición de Carbonatos a los pozos Toldado 3, 7 y 8D con producción máxima alcanzada de 2453 BOPD. Para este periodo 2000 a 2004 el campo mostró una declinación normal de la producción, 8% anual.

Adicionalmente con el propósito de seguir desarrollando el campo en Septiembre de 2005 se perforó el pozo Toldado 11, este pozo aporta en producción al Campo aproximadamente 140 BOPD a pesar de haber registrado problemas operacionales durante la perforación relacionada con la pérdida de lodo, producto de la alta densidad de fracturas abiertas en algunas zonas.

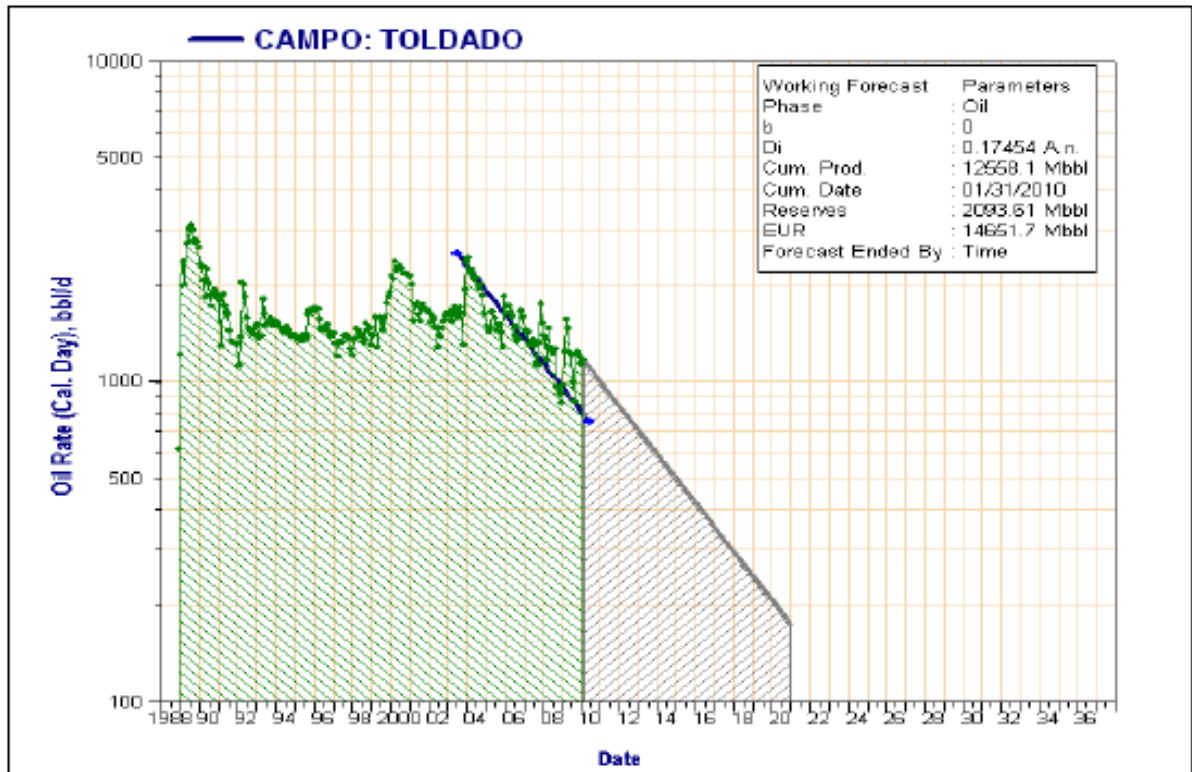
Desde 2005 a Mayo 2011 la producción ha venido disminuyendo, pasando de 1530 a 1023 BOPD, con una declinación para este periodo del 31% anual. El factor de recobro actual del campo incluidos todos los bloques es del 18,4% y de acuerdo con las condiciones actuales de producción (número de pozos, tasas, etc.) se espera un factor ultimo de recobro del 20,6% con unas reservas producibles remanentes de 2,09 MM BLS como se observa en la grafica 6. El campo Toldado presentó irrupción temprana de agua, a Noviembre de 1990 cuando se encontraban los pozos Toldado 1, 2, 3, 4, 7 y 8D en producción, el campo Toldado alcanzó un corte de agua del 40%, como lo muestra la grafica 5y ha continuado gradualmente su incremento, a la fecha (Sep. /11) produce con un corte de agua del 94%.

Gráfica 5. Curvas de Producción de aceite, gas y agua del campo Toldado.



Fuente: Autor "Base OFM Ecopetrol S.A"

Gráfica 6. Curva de declinación del campo Toldado.



Fuente: Autor "Base OFM Ecopetrol S.A"

La irrupción rápida de agua podría explicarse como una característica propia de un yacimiento fracturado, además, se ha planteado la hipótesis de que los trabajos de acidificación realizados en los pozos durante el completamiento inicial, de alguna manera, contribuyeron a la canalización rápida del agua.

Los volúmenes de gas producidos de la Formación Caballos han sido relativamente bajos, de Diciembre de 1989 a Octubre de 1999 produjo en promedio 230 M PCD con un GOR de 150 PC/BL, la curva indica un incremento en la producción de gas en el periodo en que se instalaron a los pozos las electrosumergibles, para esta época aumentó la producción de gas a 450 MPCD en promedio con un GOR de 250 PC/BL. A partir del año 2006 cuando la presión del yacimiento se encontraba cerca ó igual a la presión de burbujeo (1070 PSI) y cambió el mecanismo de producción, de expansión de fluidos a gas en solución, se presentó incremento en la producción de gas a 500 MPCD con un GOR de 350 PC/BL, como se observa en la gráfica 5.

2.3.5.4 Producción actual del campo Toldado.

La producción total actual del campo Toldado (Sep. /11) es de 14110 BPD con un corte de agua del 91%, lo que representa una producción de petróleo de 1214 BOPD y una producción de agua de 12896 BWPD, con un GOR de 312 PC/BL a través de 7 pozos activos (Toldado 1, 2, 3, 4, 7, 8D y 11) tres en bombeo mecánico y los restantes con electrosumergible como sistema de levantamiento artificial. La tabla 12 relaciona los datos de producción actual de cada pozo.

Tabla 12. Producción promedio por día del campo Toldado.

POZO TOLDADO	FORMACION	PETRÓLEO (BLS)	AGUA (BLS)
1	Cab SUP - INF B - INF A	267,37	4849,6
2	Cab SUP - INF B	6,69	492,52
3	Cab SUP - INF B	300,97	4983,57
4	Cab SUP	61,43	417,59
7	Cab Sup INF A	0,29	304,91
8D	Cab SUP	186,84	4075,95
11	Cab SUP	106,66	405,69

Fuente: ECOPEPETROLS.A "Forma 9 MM&E"

2.3.5.5 Producción acumulada del campo Toldado.

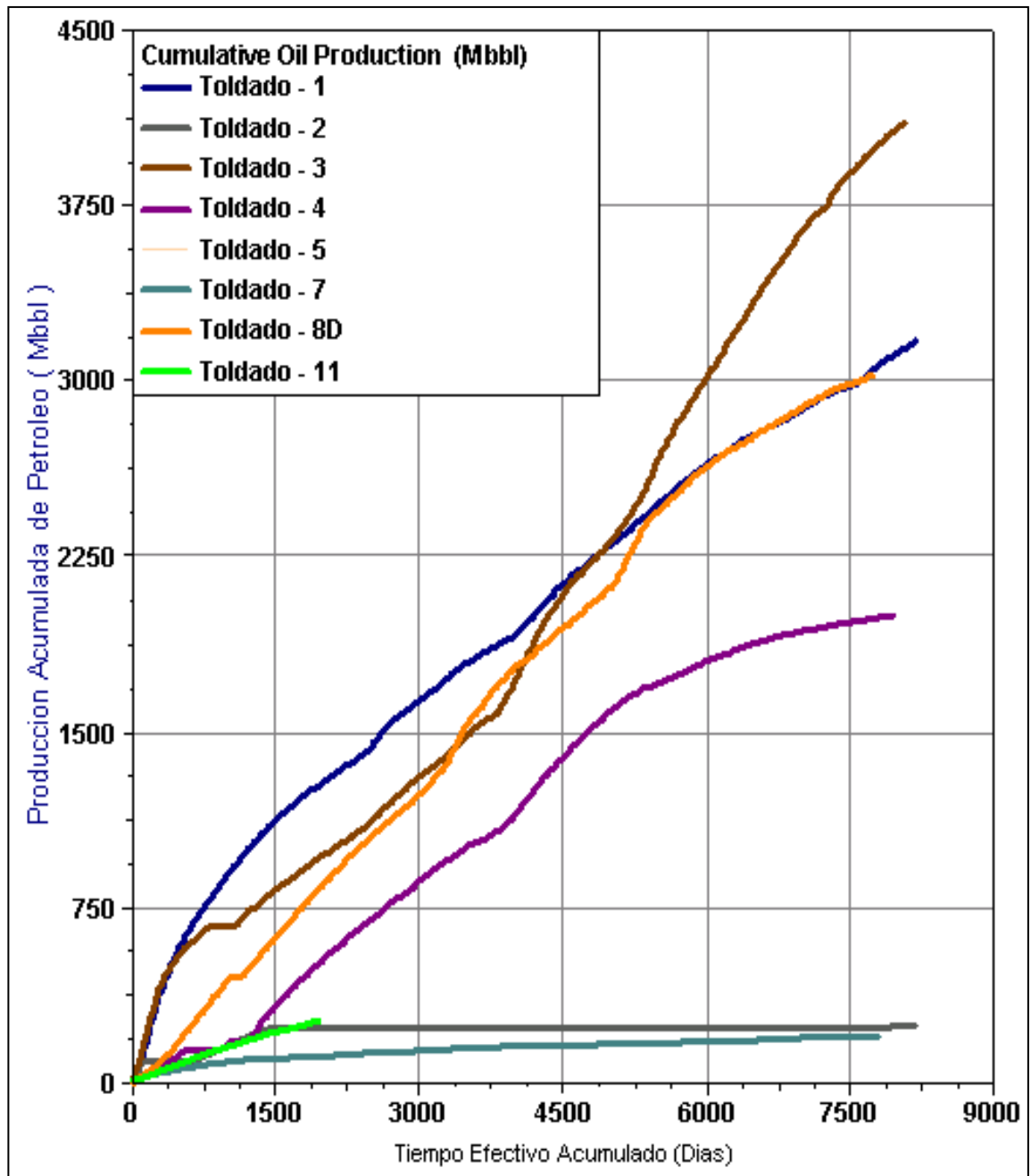
El campo Toldado cuenta a (Sep /11), con un acumulado en producción de crudo de 13,06 MM de BLS de aceite, correspondiente a un factor de recobro del 18,4 %; 55,85 MM BLS de agua y 2,82 GPC de gas.

Las graficas 7, 8 y 9 presentan la producción acumulada de aceite, gas y agua respectivamente, versus el tiempo efectivo de producción por pozo donde se destaca lo siguiente:

Los pozos del campo Toldado han tenido un comportamiento muy similar en su producción de crudo y gas como se observa en las graficas 7 y 9. Además en esta grafica 9 sobresale el acumulado de gas del pozo Toldado-3 que después de

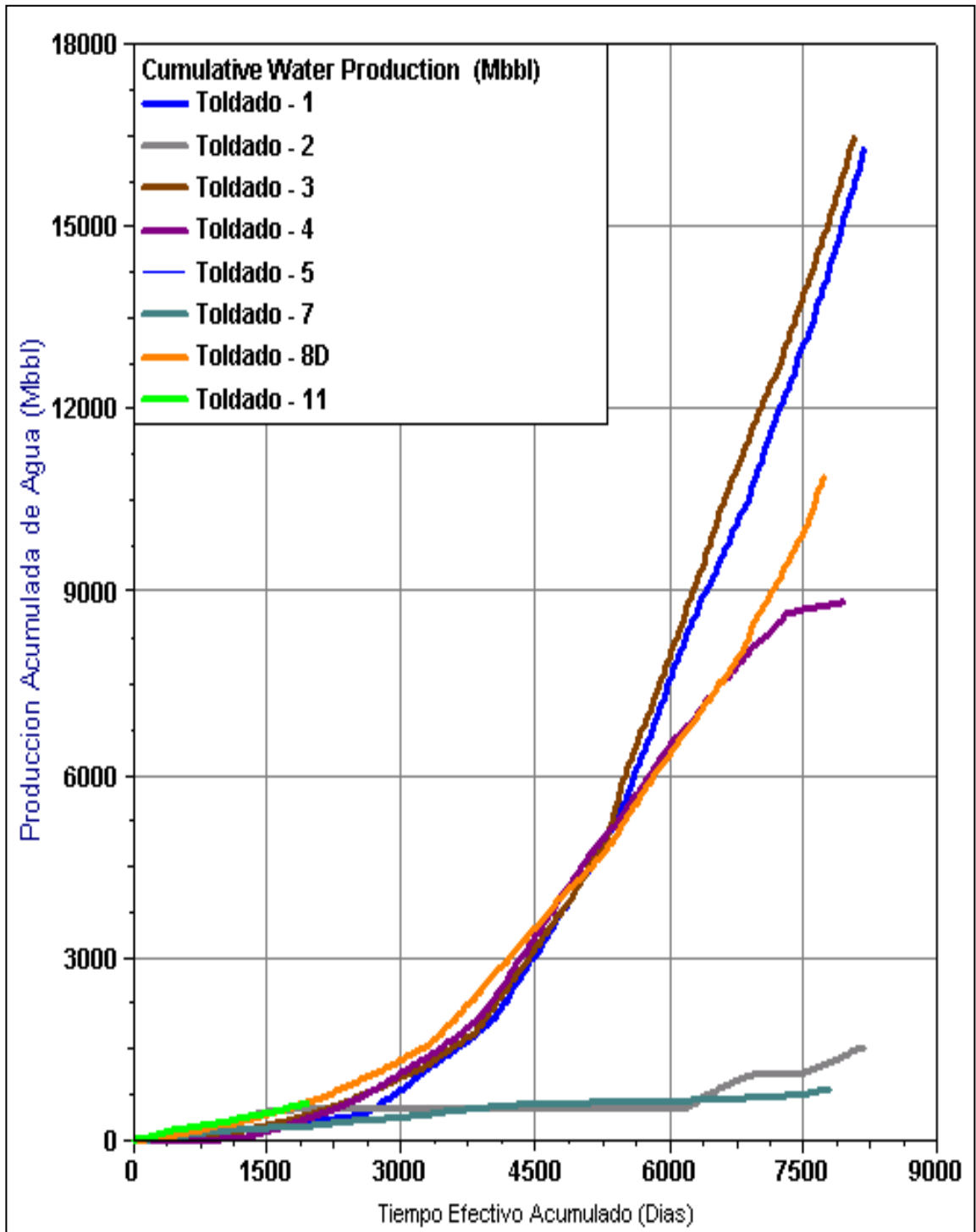
los seis mil días de producción supera la producción de gas del pozo Toldado-1 y en general a todos los pozos del campo.

Gráfica 7. Producción acumulada de Aceite del campo Toldado.



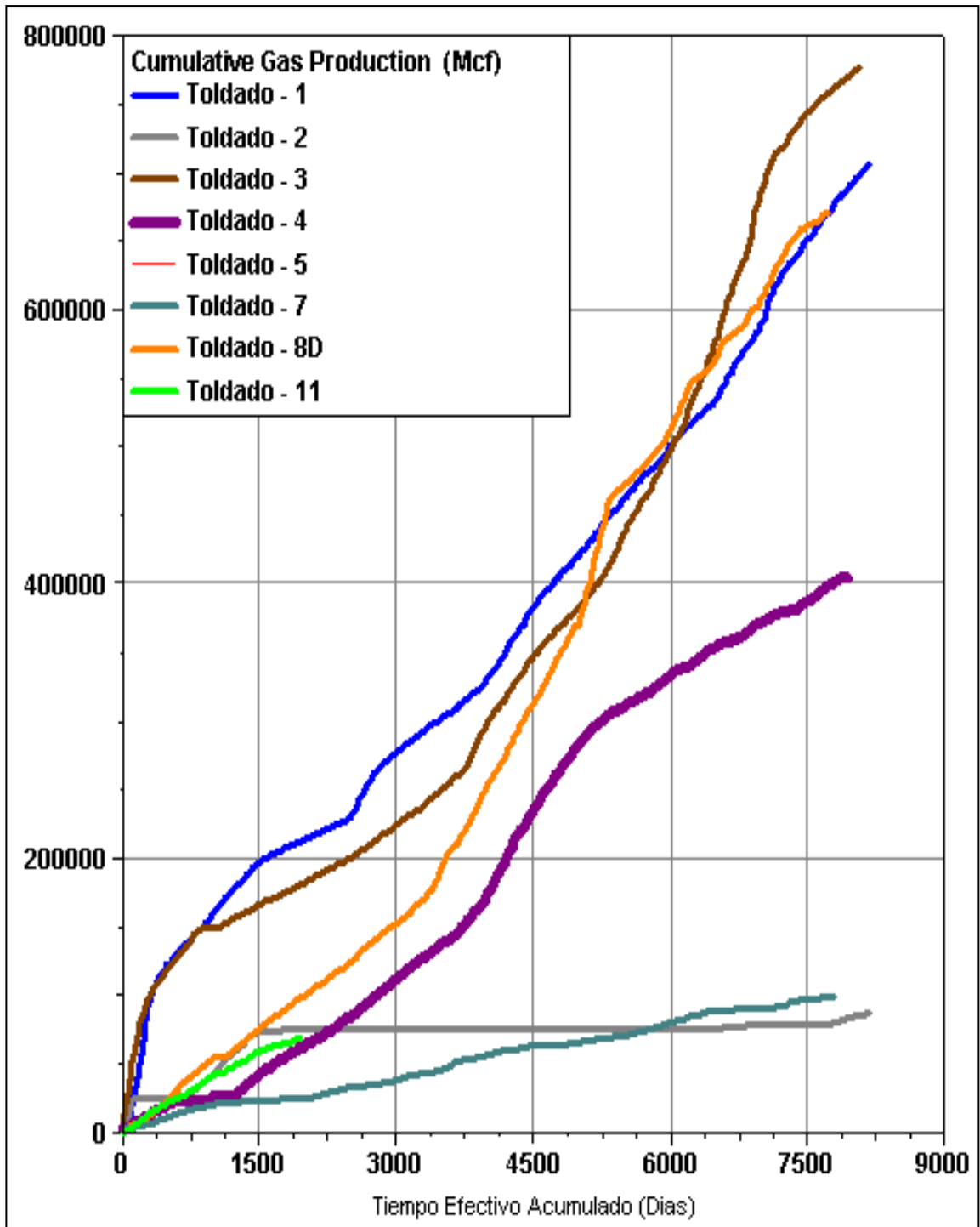
Fuente: Autor "Base OFM Ecopetrol S.A"

Gráfica 8. Producción acumulada de Agua del campo Toldado.



Fuente: Autor "Base OFM Ecopetrol S.A"

Gráfica 9. Producción acumulada de Gas del campo Toldado.



Fuente: Autor "Base OFM Ecopetrol S.A"

De acuerdo con la grafica 8, el pozo Toldado-2 a los 2000 días de producción alcanzó la mayor producción de agua, al igual que el pozo Toldado-7. En la grafica 8 se observa que a los 5000 días de producción los pozos Toldado 1 y 3, tienen el mayor acumulado de producción de agua e incrementa de forma exponencial.

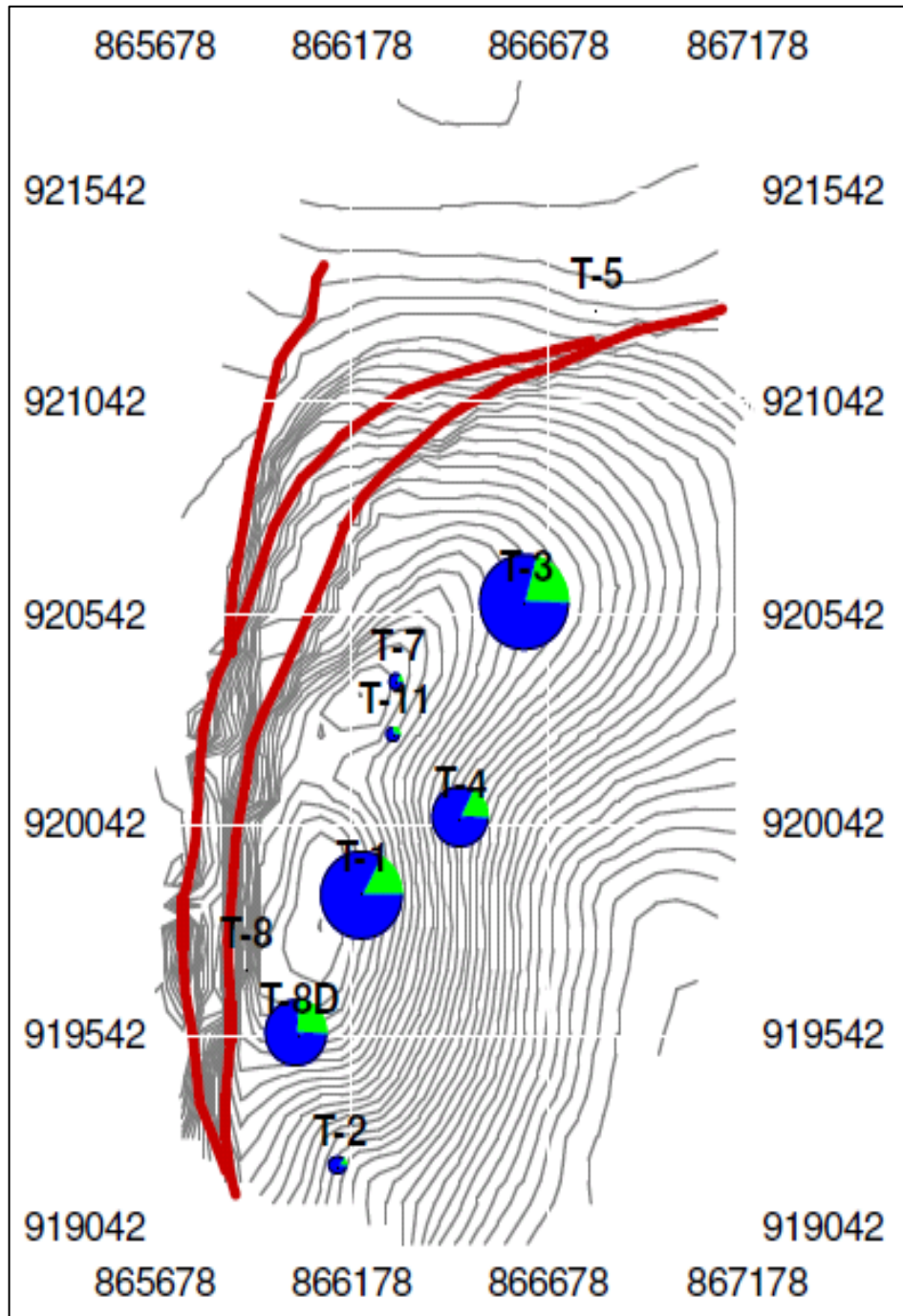
2.3.5.6 Análisis de la alta produccion de agua.

La producción de agua del campo Toldado, se considera bastante alta, proviene de uno ó más acuífero subyacentes. La relación de producción agua-aceite es 5:1, aproximadamente se producen 5 barriles de agua por cada barril de petróleo como se observa en la figura 9.

Causas generales de la produccion de agua

- Problemas mecánicos. Pobre integridad mecánica del revestimiento, canales detrás del casing conectando zonas acuíferas con zonas de hidrocarburos como resultado de una pobre cementación.
- Problemas relacionados con las características del yacimiento. Canalización, Conificación, Yacimiento depletado, segregación gravitacional.

Figura 9. Mapa de producción acumulada agua- petróleo del campo Toldado.



Fuente: Autor "Base OFM Ecopetrol S.A"

3. EVALUACIÓN TÉCNICA PARA LA DISPOSICIÓN DEL AGUA DE VERTIMIENTO MEDIANTE INYECCIÓN EN EL CAMPO TOLDADO.

3.1 SISTEMA DE TRATAMIENTO DE AGUA ASOCIADA A LA PRODUCCIÓN EN LA ESTACIÓN TOLDADO.

En la Estación Toldado de la Superintendencia de Operaciones Huila Tolima, se trata el agua proveniente de todos los campos que conforman las instalaciones de producción petrolera que Ecopetrol tiene en el Tolima.

Durante el proceso de producción del subsuelo se extraen volúmenes de petróleo o hidrocarburos pero también importantes cantidades de agua y gas, cada uno de ellos debe ser tratado de manera especial en la estación, en ella se separan el agua, el petróleo y el gas, este último es quemado en teas de acuerdo con las regulaciones de ley y los fluidos se siguen a un proceso físico – químico.

El crudo es enviado a través de oleoducto a la refinería de Barrancabermeja o Cartagena o a puerto de transporte, que lo exportara a otro país. Por su parte el agua es sometida a un sistema de tratamiento de aguas residuales industriales y posteriormente es vertida al río Tetuán en óptimas condiciones de calidad que son monitoreadas de manera constante, bajo la reglamentación de CORTOLIMA.

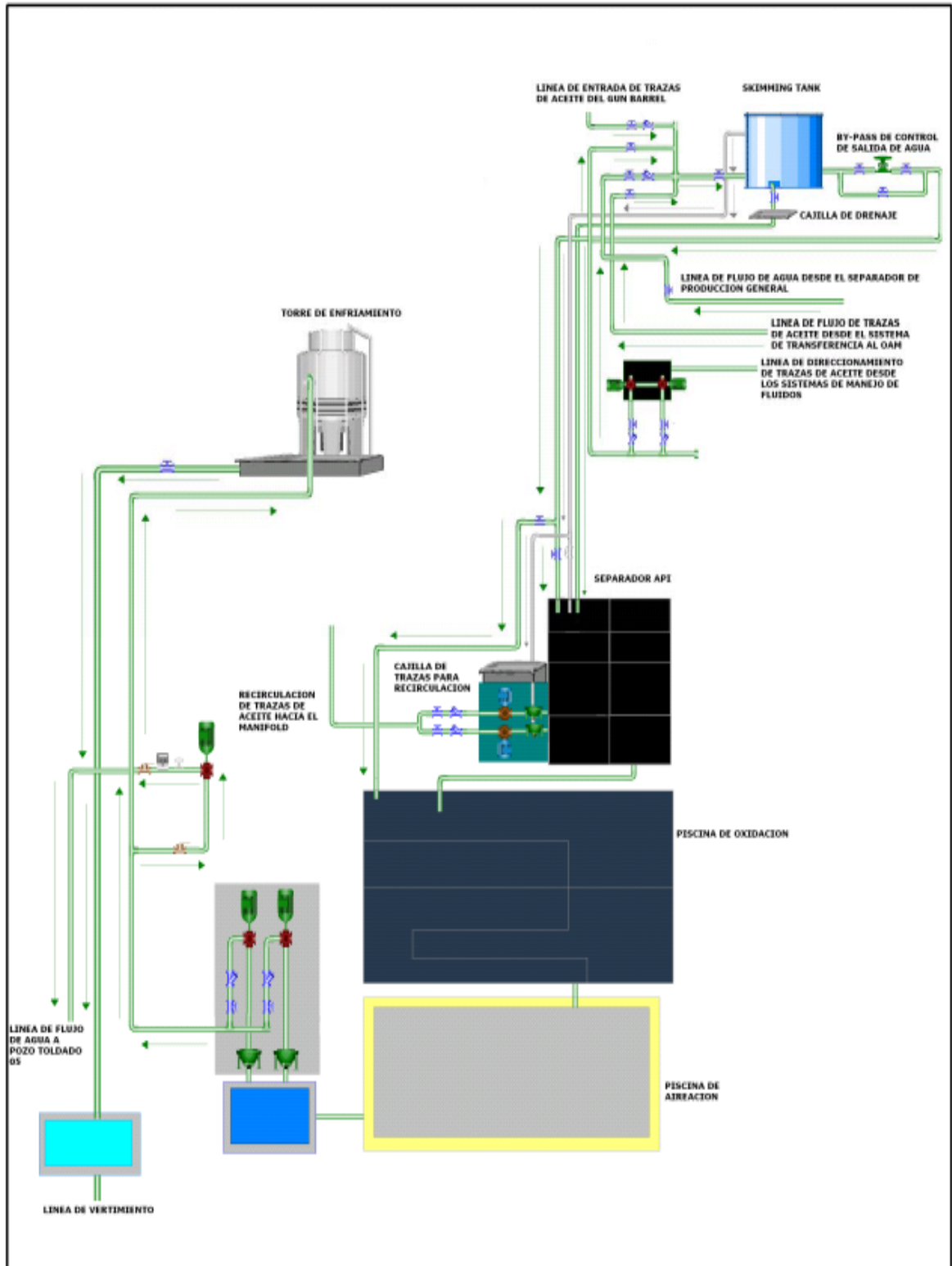
En estas condiciones se entrega el agua al río Tetuán, para esto se realiza un minucioso proceso basado en cinco fases en el cuales manos expertas con un gran profesionalismo y técnica para que el líquido cumpla con todas las especificaciones de la normatividad ambiental vigente.

Actualmente el sistema esta tratando y vertiendo un promedio de 29,000 bls de agua por día, el sistema aparece en la figura 10.

3.1.1 Primera fase.

Los fluidos provenientes de los pozos ingresan al separador general (Ver figura 11), que es un tanque donde se retira el gas que luego se quema. El petróleo o crudo que continúa su proceso para tratamiento y posterior despacho al oleoducto y el agua que inicia un riguroso proceso de purificación.

Figura 10. Sistema de Tratamiento de agua.



Fuente: ECOPEPETROL S.A "Manual de Operaciones Estación Toldado"

El agua pasa entonces a un segundo tanque, el tanque desnatador (ver figura 12) donde por medio de proceso mecánico, el agua ingresa por una tubería principal de gran diámetro y de allí pasa a otras pequeñas tuberías paralelas donde gana velocidad que obliga a la ruptura de las pequeñas gotas de aceite que contienen agua o gotas de agua que contiene aceite, y como es natural el agua y el aceite se separan.

El agua es conducida a la piscina de oxidación y el petróleo retorna por un sistema independiente a un tanque de lavado “Gun Barrel”

Figura 11. Separador general Estación Toldado.



Fuente: ECOPEPETS.A *“Manual de Operaciones Estación Toldado”*

3.1.2 Segunda fase.

En la piscina el agua es oxigenada en un proceso mediante el cual se retiene entre 8 y 10 horas, lo cual permite separar además aquellas cantidades diminutas de sólidos que pueden haber quedado impregnada desde los pozos, el proceso de oxidación depende de la presencia de sales minerales, de metales y compuestos sulfurosos en el agua, (ver figura 13).

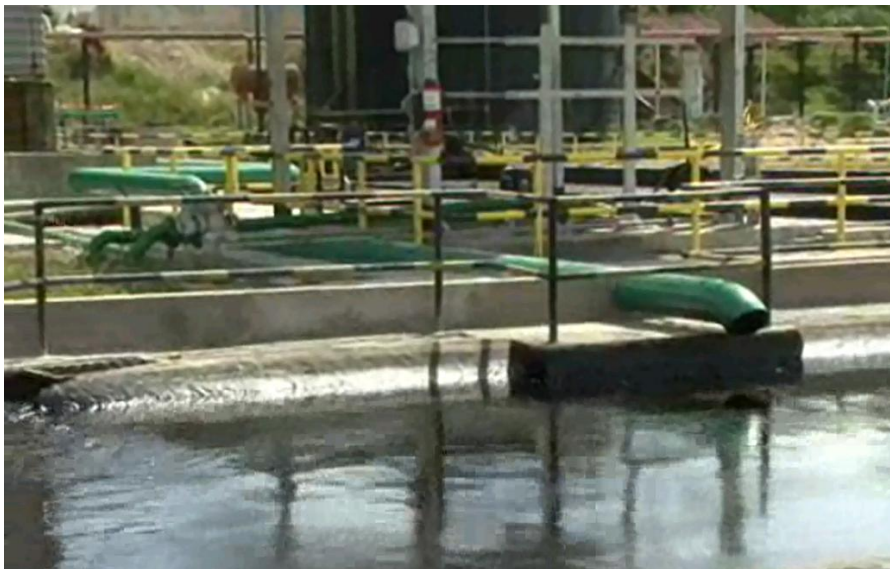
El retiro de hidrocarburo residual se hace de manera mecánica atendiendo la periodicidad y concentración en el agua.

Figura 12. Tanque Desnatador Estación Toldado.



Fuente: ECOPEROLS.A *“Manual de Operaciones Estación Toldado”*

Figura 13. Piscina de oxidación Estación Toldado.



Fuente: ECOPEROLS.A *“Manual de Operaciones Estación Toldado”*

3.1.3 Tercera fase.

El ciclo de tratamiento finaliza en la piscina de aireación, donde se continúa oxigenando y se ayuda a bajar la temperatura del agua. Nuevamente en este punto se hace el retiro de muy pequeñas trazas de aceite que quedaron durante el proceso recolectando en trampas removibles construidas con barreras mecánicas.

El agua tratada en las piscinas de aireación es enviada a la torre de enfriamiento.

3.1.4 Cuarta fase.

En la torre se enfría el agua para que alcance una temperatura apta para su vertimiento en el río, figura 14; para lograr esto el sistema cuenta con un ventilador en su parte superior. A condiciones normales de operación la temperatura promedio del agua a la salida de la torre de enfriamiento es de 30 °C pudiendo en ocasiones ser mucho menor.

Figura 14. Torre de enfriamiento, Estación Toldado.



Fuente: ECOPETROLS.A “Manual de Operaciones Estación Toldado”

3.1.5 Quinta Fase.

Una vez sale de la torre de enfriamiento el agua pasa por trampas de grasas, reforzadas con filtros naturales y de allí ingresa a la cajilla de salida (Ver figura 15), y a través de una red destinada es descargada en el río Tetuán.

Al final del sistema el agua ya cuenta con óptimas condiciones que han sido monitoreadas y verificadas durante todo el proceso, por personal experto y analizado a través de muestras en el laboratorio de la estación. También de manera trimestral el instituto colombiano del petróleo ICP bajo la supervisión y acompañamiento de CORTOLIMA toma muestra en el sistema y en río para garantizar la calidad del líquido.

Figura 15. Cajilla de Vertimiento al río Tetuán, de la Estación Toldado.



Fuente: ECOPEROLS.A *“Manual de Operaciones Estación Toldado”*

3.2 PROYECTO PILOTO DE POZO PARA DISPOSICION DE AGUA

Actualmente Ecopetrol S.A, tiene puestos sus ojos en los campos de la CPT, en los cuales busca implementar nuevas tecnologías en proyectos pilotos en la empresa. Con estas tecnologías Ecopetrol desea una Reducción de costos y Aumento de Produccion.

- Reducción de costos

Disminuir los volúmenes de agua a tratar, almacenar y transportar para disposición.

Evitar producir zonas con cortes de agua \approx 100%.

Reducción de requerimientos de energía de levantamiento

- Aumento de producción

Mejorar la movilidad del petróleo. Realizar las estimulaciones en los intervalos de mayor saturación de petróleo.

Registros de producción en presencia de sistemas de levantamiento

La Vicepresidencia de Producción de Ecopetrol, a través del equipo de Gerenciamiento del agua, tiene entre sus políticas ambientales cero vertimientos para el año 2015, logrando de esta manera contribuir al bienestar de las áreas donde opera.

Como se considera en la sección 2.3.5.6, es bastante alta la producción de agua en el campo Toldado, además en la Estación Toldado se recibe la producción de campos vecinos, en total se manejan 29000 bls de agua en la estación.

El permiso de vertimiento que se tiene para el agua de la Estación Toldado se terminó en Diciembre de 2010 y CORTOLIMA aún no ha otorgado la renovación de dicho permiso. Mientras CORTOLIMA no se pronuncie, la ley permite seguir vertiendo, haciendo uso del permiso vencido. Actualmente se tiene la presión de la comunidad, que ha manifestado presuntos perjuicios causados por el vertimiento.

En caso de ser viable la inyección por disposición en el campo Toldado, se esperarían resultados en el incremento de producción, el pozo piloto será un apoyo para la administración del agua, dado que no se podrá iniciar a inyectar toda el agua de una sola vez. Adicionalmente, la inyección en el campo Toldado permitirá evidenciar si el yacimiento se encuentra conectado hidráulicamente, si está conectado, permitirá revisar y pronosticar el comportamiento esperado del recobro incremental de hidrocarburos.

Para la selección del posible pozo candidato se analizaron los pozos del campo Toldado

- Toldado 1

De acuerdo con lo observado en campo el pozo aumenta su corte de agua cuando Toldado-2 se encuentra inactivo, por la comunicación existente entre pozos. Este pozo requiere ser intervenido por Workover para conocer si Caballos Inferior se encuentra 100% agua y está interfiriendo en la producción de crudo, de estudios anteriores, este pozo es candidato para evaluar la eficiencia de las bombas de separación en fondo, cañoneando zonas por debajo de caballos y que tengan sello hidráulico.

No sería viable la conversión de este pozo a inyector debido a que produce 268 bls de aceite, y está en una muy buena ubicación en la estructura del campo.

- Toldado 2

La permanencia en producción del pozo Toldado-2, lo justifica las mejoras en producción detectadas en los pozos vecinos Toldado-1 y Toldado-8D producto de una alta conectividad entre ellos favorecida con la presencia de un alto grado de fracturamiento. Este pozo solo aporta agua, actualmente la extracción en este pozo está el máximo de la bomba evaluando resultados del efecto en producción de los pozos vecinos.

Con el fin de no abandonar el pozo por disminución en la producción se planea realizar una cementación forzada en la formación Caballos Superior para aislar detrás de revestimiento las formaciones Caballos Inferior y Superior, con el objetivo de recuperar 30 BOPD.

- Toldado 3

El pozo Toldado-3 cuenta con los mayores acumulados en producción de Aceite, gas y Agua. En los dos últimos años la declinación es del 15% anual, producto de la suspensión de los tratamientos aplicados para inhibir carbonatos de calcio. Se está rediseñando la bomba que pueda extraer 6000 BFPD.

- Toldado 4

En Agosto de 2009 se reforzó el aislamiento instalando un tapón a 5980 ft de inmediato el corte y los volúmenes de agua se redujeron de 1600 a 400 BWPD, pero la producción de crudo cayó, aumentando la tasa de

declinación. El pozo requiere ser intervenido por Workover para revisar bloqueo por carbonatos de calcio. Sentar empaque permanente perforable para aislar los intervalos por debajo de 6000 ft.

- Toldado 5

El pozo Toldado-5, se localiza en la cuenca del Valle Superior del Magdalena, al norte del pozo Toldado 1, perforo sedimentos de edad Cuaternaria, Terciaria y Cretácea. Entre 6800 y 7240ft se presentó una zona de distorsión de buzamientos, se ha interpretado como una zona de falla inversa, la cual repite la secuencia sedimentaria desde la parte basal de la formación Villeta y superior de la formación Caballos, finalizo a 7800 ft, en sedimentos de la formación Caballos.

Revisando los eventos del pozo, tiene un completamiento inicial del 24 de Junio de 1989 al 12 de Julio de 1989. En este periodo de tiempo se cañonearon algunas zonas, sin ningún aporte de aceite, se realizaron 3 pruebas de producción; se decidió realizar una cementación para tapar los perforados mas profundos. Se bajo con broca canasta y raspador a fondo de 6407, repasando zona de interés. Se cañonearon nuevos intervalos pero no se observa ningún aporte. Quedaron abiertos lo intervalos que aparecen en la tabla 13. En Diciembre de 1993 se realiza una prueba de inyección “SRT”, se perfora la formación Monserrate, los intervalos aparecen en la tabla 14, y se aísla la formación Caballos. Se bombearon 157 bls de agua con 1 Kg de dicromato disuelto, se achica el pozo produciendo 47 bls de la formación. El pozo no acepta el fluido que se le inyecta, se decide dejar el pozo temporalmente abandonado.

Tabla 13. Perforados iniciales del pozo Toldado 5.

Arenas	Intervalos cañoneados		
	Tope, ft	Fondo, ft	Espesor, ft
Guaduala	4096	4110	14
	6307	6314	7
Caballos	6440	6475	35
	6568	6596	28
	6762	6768	6

Fuente: ECOPEROLS.A “Base de datos”

Se espera que el pozo se pueda emplearse para apalancar la gerencia del agua en el Campo Toldado. Por lo que se propone realizar pruebas de inyectividad selectivas, como información para decidir la conversión a pozo disporitor de agua y/o inyector.

Tabla 14. Perforados posteriores a los inicialesdel pozo Toldado 5.

Arenas	Intervalos cañoneados		
	Tope, ft	Fondo, ft	Espesor, ft
Guaduala	4110	4120	10
	4120	4130	10
	4130	4140	10
	4140	4150	10

Fuente: ECOPETROLS.A “Base de datos Ecopetrol S.A”

- Toldado 7

El pozo Toldado-7 es un pozo de bajo potencial, ha producido únicamente de la formación Caballos Inferior, drena un área muy pequeña ubicada entre dos fallas y su producción ya alcanzó el limite económico. Se piensa cañonear y recañonear en el siguiente servicio, además de realizar limpieza orgánica a perforados.

- Toldado 8

El pozo Toldado-8D ha drenado solo de la formación Caballos Superior alcanzando un acumulado relativamente alto en producción. Este pozo mejora su produccion cuando el pozo Toldado-2 está activo. Se piensa cañonear y recañonear en el siguiente servicio, además de realizar limpieza orgánica a perforados

- Toldado 11

Inicialmente se aislaron las zonas superior e inferior de caballos, en Septiembre de 2008 se retira empaque y dos meses más tarde se vuelve a

instalar por presentar incremento la producción de agua (380 BWPD) con un corte del 79%.

En Noviembre de 2009 se realiza Squeeze a la formación Caballos Superior con porcentaje de éxito bajo, la formación toma altos volúmenes de fluido. Se dejó nuevamente aislado con empaque Hidráulico a 6567 ft y quedó en producción en la formación Caballos Inferior. Se debe realizar cementación forzada en caballos Superior para aislar detrás de revestimiento de las formaciones Caballos Inferior y Monserrate. La producción esperada es de 60 de Caudal inicial. Posterior al trabajo y seguimiento de producción, realizar PBU para determinar presión y daño de formación. Con esto determinar la necesidad de realizar trabajo de estimulación.

3.3 SELECCIÓN POZO PILOTO DISPOSICIÓN.

Del análisis que se menciona en la sección 3.2, el pozo candidato para el proyecto piloto de disposición mediante inyección sería el pozo Toldado-5.

El pozo fué perforado y completado en el periodo comprendido entre Febrero y Junio de 1989. Fué probado en todas las formaciones, cuyas pruebas dieron como resultado producción de agua excepto en Caballos Medio donde no hubo aporte de fluidos. El pozo fué probado incluso a nivel de la formación Monserrate, donde se obtuvo aporte de agua dulce. El pozo fué declarado seco y fuera de la estructura, delimitando así el yacimiento en su parte Norte, por lo cual fué abandonado en Julio de 1989 con un empaque tipo BP a 4000'. Razón que permite inferir la viabilidad de inyección de agua para sostenimiento de presión del reservorio o de disposición de agua producida.

Con la selección del pozo piloto (Toldado-5) se desea inyectar mínimo 2000 barriles de agua en la formación Caballos en el pozo, con esta inyección se desea evidenciar la continuidad y comunicación con el yacimiento (sostenimiento de presión vs canalización o posible recobro).

El proyecto consta inicialmente de una etapa (Step Rate Test), del éxito de esta depende la segunda etapa que sería una prueba extensa de inyección. La etapa inicial probaría la formación Caballos en sus arenas Superior e Inferior, el costo de esta prueba asciende a los \$ 150 KUSD. Los alcances de la primera etapa se muestran a continuación:

- Establecer la presión de fractura de la formación Caballos.
- Establecer curva de Caudal de inyección vs Presión de inyección.
- Definir solicitud de permiso de inyección en formación caballos al Ministerio de Minas y Energía o en caso contrario definir abandono del pozo para el año 2012.

3.3.1 Recomendaciones para prueba de inyección, (STEP RATE TEST).

Revisando el historial del pozo, es posible que los perforados ubicados por debajo del empaque se encuentren taponados, aparte que para la obtención de una buena data se requiere de más perforados en el pozo. Es por eso que se hace necesarios cañonear los intervalos (6315 – 63409) 25ft y (6360 – 6385) 25ft de Caballos Superior; (6570 – 6615) 45ft y (6660 – 6685) 25ft de Caballos Inferior, realizar prueba “Step Rate Test” (SRT) con inyección de salmuera inhibida de KCl al 2% a las formaciones Caballo Superior e Inferior de forma selectiva de acuerdo al programa que sigue a continuación. En forma general, los ítems para el programa de intervención a realizarse en el pozo Toldado-5 aparecen en el tabla 15.

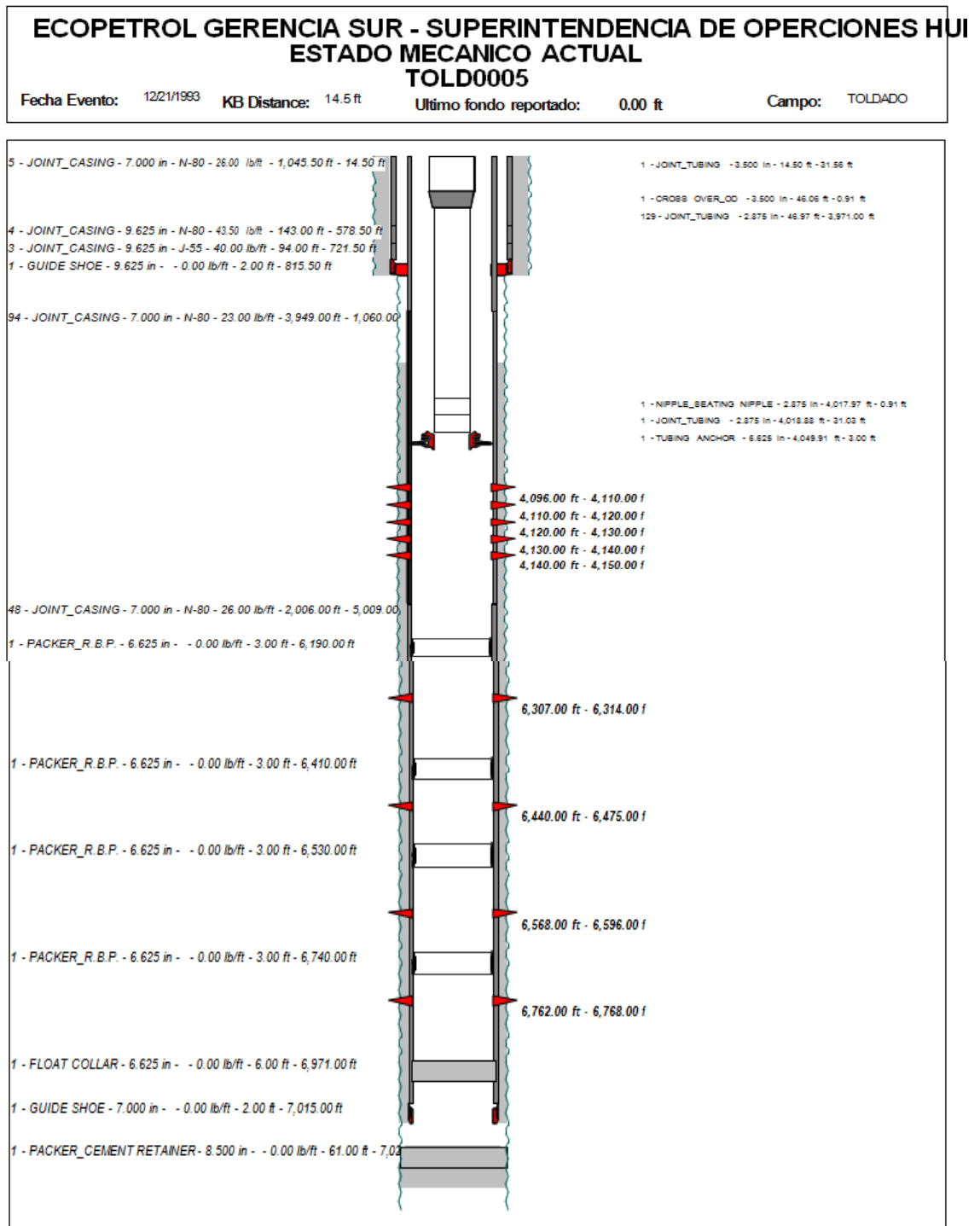
Tabla 15. Programa de Intervención al pozo Toldado 5.

ITEM	DESCRIPCIÓN
1	Movilizar equipo de Workover a pozo.
2	Movilizar equipo de bombeo de para pruebas “Step Rate Test”, que permita manejar como mínimo 4000 psi en cabeza. Incluir un tanque con capacidad de 500 barriles.
3	Preparar y/o transportar 400 barriles de salmuera KCl al 2% inhibida, y debidamente filtrada.
4	Registrar y descargar presiones
5	Retirar tubería de acuerdo al estado mecánico (ver figura 16).
6	Perforar empaques permanentes Baker N – 1 sentados a 6190ft, 6140ft y 6530ft.
7	Correlacionar con CCL y Cañonear con cable (Casing Gun) los intervalos (6315 – 63409) 25ft y (6360 – 6385) 25ft de Caballos Superior; (6570 – 6615) 45ft y (6660 – 6685) 25ft de Caballos Inferior a 5 TPP de alta penetración.

ÍTEM	DESCRIPCIÓN
8	Bajar tubería con empaque en tándem. Sentar RBP a 6630 ft y sentar empaque “full bore” 5 ft por encima
9	Realizar reunión pre operacional HSEQ, armar equipo bombeo.
10	Realizar conexiones al pozo y probar con 3500 psi, previa revisión del rango de trabajo de los accesorios de cabeza de pozo.
11	Reubicar empaque “full bore” a 6548 ft para realizar prueba SRT selectiva a Caballos Inferior (Ver tabla 16).
12	Presionar el anular hasta una presión suficiente para evitar estallido de tubería de acuerdo a características de tubería y realizar SRT Caballos Inferior (Datos estimados promedio trabajos en el área de Neiva. No hay datos de SRT en formación Caballos del área Tolima). Llenar tabla 17, con los datos obtenidos de presión.
13	Conectar y desasentar empaque RBP. Sentar RBP a 6420 ft y sentar empaque “full bore” 5 ft por encima.
14	Realizar conexiones al pozo y probar con 3500 psi, previa revisión del rango de trabajo de los accesorios de cabeza de pozo.
15	Reubicar empaque “full bore” a 6548 ft para realizar prueba SRT selectiva a Caballos Superior (Ver tabla 16).
16	Presionar el anular hasta una presión suficiente para evitar estallido de tubería de acuerdo a características de tubería y realizar SRT Caballos Superior (Datos estimados promedio trabajos en el área de Neiva. No hay datos de SRT en formación Caballos del área Tolima). Llenar tabla 17, con los datos obtenidos de presión.
17	Relajar presiones y desarmar equipo de prueba.
18	Sacar sarta y empaques.
19	Si los resultados son no prometedores, valvular pozo y programar su abandono definitivo para la campaña siguiente.
20	Si los resultados son satisfactorios: Inyección en dos zonas: completar el pozo con sarta para inyectar, con un mandril de sarta selectiva (ver figura 17) con su respectiva válvula en “Full Open” para Caballos Superior y una standing valve en el fondo de la tubería controlando el no paso de agua a Caballos Inferior. Sentar los empaques entre 6410 – 6420 ft y entre 6260 – 6265 ft. Instalar cabezal de inyección. Inyección en una zona: Completar el pozo con sarta para inyectar, dejar zona inyectora entre empaques. Instalar cabezal de inyección.

Fuente: Autor

Figura 16. Estado mecánico del pozo toldado 5.



Fuente: ECOPETROL S.A. "Base de datos"

Tabla 16. Profundidad Empaques.

PROFUNDIDAD EMPAQUE DE FONDO ft	INTERVALO PARA SRT ft	PROFUNDIDAD EMPAQUE TOPE ft	FORMACIÓN
6630	6570 – 6615 6660 - 6685	6548	Caballos Inferior
6410	6307 – 6340 6360 - 6385	6290	Caballos Superior

Fuente: Autor

Tabla 17. Programa Prueba SRT- Salmuera Inhibida KCl 2%

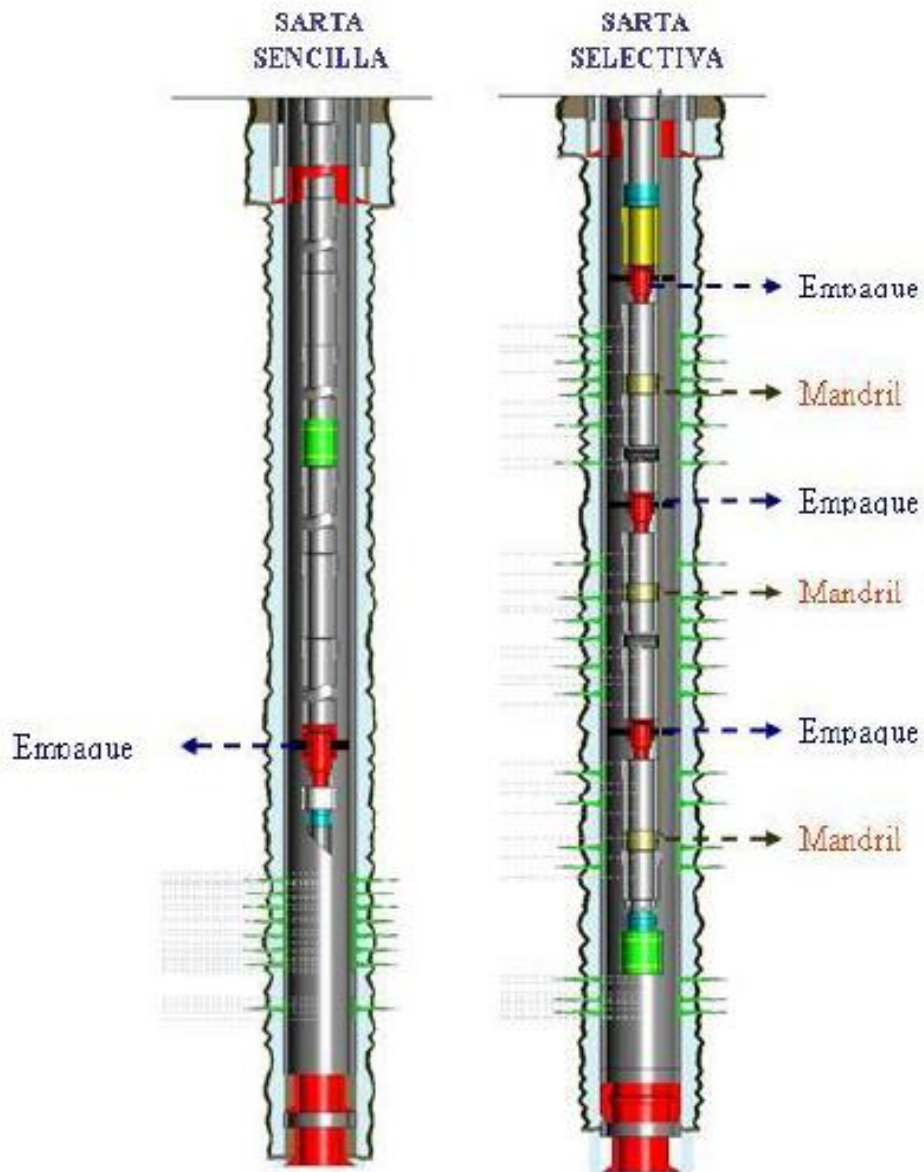
ETAPA	TASA	TIEMPO	VOLUMEN	VOL. ACUMULADO	PRESIÓN
	bpm	min	Bbl	Bbl	Psi
0	Llenado del pozo a tasa mínima: apróx 0.8 bpm				
1	0.8	2	1.6	1.6	
2	1.5	2	3	4.6	
3	2.1	2	4.2	8.8	
4	2.6	2	5.2	14	
5	3.2	2	6.4	20.4	
6	4	2	8	28.4	
7	6	2	12	40.4	
8	9	2	18	58.4	
9	12	2	24	82.4	

Fuente: ECOPETROL S.A “Base de datos”

La Coordinación de Operaciones de Subsuelo, en coordinación con el Departamento de Ingeniería de Subsuelo y Confiabilidad, y la CPT, deberá realizar las modificaciones que desde el punto de vista operacional contribuyan a asegurar el éxito en la ejecución del trabajo y en la obtención del resultado esperado.

El cronograma de la etapa se muestra en la tabla 18, (Unidad:Semanas)

Figura 17. Completamiento sencillo y selectivo para un pozo inyector.



Fuente: ECOPETROL S.A "Base de datos PROFILE"

Tabla 18. Cronograma general SRT.

PRUEBA "STEP RATE TEST"					
Preparativos Prueba Step Rate Test					
Realización Prueba Step Rate Test					

Fuente: Autor

Una vez realizada y analizada la prueba SRT se recomienda:

- Acometer una revisión de los parámetros petrofísicos del área de drenaje del pozo y la conveniencia o no de realizar inyección selectiva a través de los diferentes bloques de interés, a la vez que de la existencia de nuevas áreas potenciales para inyección.
- Dependiendo de las acciones que se tomen según los resultados de la prueba SRT, reparar cementación y/o estimular el pozo para inyección, o inyectar agua del campo Toldado, o abandonar definitivamente.

3.3.1.1 Beneficios.

- La disposición de agua en el pozo Toldado 5 marca el inicio del camino hacia la meta de cero vertimientos en el 2015.
- Obtener un escenario de producción de agua que re direcciona la inversión de \$1,700.00 Mcol, actualmente enfocada a ampliar el vertimiento, a proyectos que conduzcan a evitar el vertimiento del agua de producción.
- Poder producir el petróleo asociado a 2,000 barriles de agua día en caso de no autorización del vertimiento. Se estiman 500 barriles de petróleo por día.
- Evitar los riesgos sociales y de imagen a que está sujeta la empresa por riesgos sobre el vertimiento.

3.3.1.2 Riesgos.

- No disponibilidad de equipos y materiales para prueba "Step Rate Test": Se debe realizar acercamiento a más de una empresa, Halliburton, Clariant, Schlumberger, BJ Services. Analizando las especificaciones que se requieren para la intervención.
- Baja inyectividad de la formación: Se debe pasar a evaluar fracturamiento o abandono definitivo del pozo.
- Tubería o empaques no recuperables: Estos se encuentran hace 18 años en el pozo: Establecer límites para operación de pesca, respondiendo a la pregunta ¿hasta dónde invertir tiempo y dinero en la pesca?

- Taponamiento de la zona inyectora: Estimulación, inhibición carbonatos.
- Zona de inyección con alta presión y no disponibilidad de instrumentación ó bomba para llegar a las altas presiones que requiera la formación.
- Disponibilidad de tierras y servidumbres.
- Permiso del MME: Se debe asegurar solicitud al MME y organismos ambientales.

3.3.2 Recomendaciones técnicas del agua para disposición.

Para definir los factores que afectan la calidad del agua en el campo Toldado, se realizó una recopilación de la información en campo a través de visitas a las instalaciones para la observación directa para conocer el proceso y el funcionamiento de los equipos de tratamiento de agua y petróleo; así también se realizaron entrevistas a operadores, supervisores, líder de operación y asesores.


El objetivo principal del proceso es definir el punto y los requerimientos técnicos para la calidad del agua que se desea disponer. La figura 18 muestra el análisis fisicoquímico del agua de vertimiento.

3.3.2.1 Punto para toma de agua.

El monitoreo de calidad del agua realizado en la estación Toldado, muestra que es deseable tomar el agua en un punto entre la piscina de aireación y la torre de enfriamiento, donde se tiene agua de muy buenas condiciones para inyectar en cuanto a grasas y sólidos suspendidos totales.

Según el análisis físico químico realizada al agua, se obtuvo una concentración de 5.0 ppm de oxígeno disuelto a la salida del “Skimming Tank” y de 6.0 ppm a la entrada de la torre de enfriamiento.

Figura 18. Análisis Físicoquímico de la CPT.

		ECOPETROL S.A. SUPERINTENDENCIA DE OPERACIONES HUILA - TOLIMA			
		ANÁLISIS FÍSICOQUÍMICO DEL SISTEMA DE AGUA DE PRODUCCIÓN Y VERTIMIENTO DE LA COORDINACIÓN DE PRODUCCIÓN TOLIMA			
PUNTO DE MUESTREO		SALIDA SKIMMING TANK	ENTRADA PISCINA DE OXIDACIÓN	ENTRADA PISCINA DE AIREACIÓN	ENTRADA TORRE DE ENFRIAMIENTO
PARAMETROS	FECHA	20 - Sep - 11	20 - Sep - 11	20 - Sep - 11	20 - Sep - 11
	NÚMERO DE MUESTRA	3	4	5	6
TEMPERATURA CAMPO	°C	129.0	125.0	129.0	124.0
ALCALINIDAD	mg/L CaCO ₃	342.0	364.0	391.0	322.0
CLORUROS	mg/L Cl	1,450	1,300	1,280	1,400
DUREZA TOTAL	mg/L CaCO ₃	745	741	674	635
DUREZA CALCICA	mg/L CaCO ₃	650	665	625	620
DUREZA MAGNESICA	mg/L CaCO ₃	95	76	49	15
HIERRO TOTAL	mg/L Fe	0.52	0.42	0.32	0.26
BARIO	mg/L Ba	11	10	9	8
SULFATOS	mg/L SO ₄ ²⁻	1.0	1.0	0.0	1.0
TURBIDEZ	FTU	31.0	20.0	10.8	11.0
GRASAS Y ACEITES	mg/L OIW	30.00	24.0	2.4	1.9

Fuente: ECOPETROL S.A “Análisis físicoquímico Estación Toldado”

3.3.2.2 Aditivos para inyección.

El contenido de oxígeno se puede controlar con la inyección de secuestrante (Bisulfito de Sodio), y es necesaria la inyección continua de inhibidor de incrustación tipo poliacrilato. La dosificación requerida para el agua aparece en la tabla 19.

Tabla 19. Dosificación propuesta para pozo piloto.

CLASE QUÍMICO	PPM
Secuestrante de oxígeno	25
Inhibidor de Incrustaciones	15
Biocida	15
Inhibidor de Corrosión	20

Fuente: Autor

3.3.2.3 Parámetros obtenidos en laboratorio.

Con las características obtenidas del monitoreo de aguas se tiene que los parámetros de oxígeno disuelto, grasas y turbidez se encuentran dentro del rango de valores tolerable, evidenciándose el buen comportamiento del secuestrante de oxígeno. Estas características son resultados de la evaluación hecha en los laboratorios de la Estación Toldado, (ver tabla 20).

Cabe aclarar que esta química solo se inyectara a la tubería que lleva el agua al pozo Toldado 5, mas no al agua de vertimiento.

Tabla 20. Resultados análisis de agua en laboratorio de la Estación Toldado.

OXIGENO DISUELTO		ACEITES Y GRASAS		TURBIDEZ	
UND	PROM/DIA	UND	PROM/DIA	UND	PROM/DIA
PPM	1,00	PPM	2,91	FTU	10,23
PPM	0,15	PPM	2,67	FTU	10,54
PPM	0,15	PPM	2,59	FTU	9,98

Fuente: ECOPETROL S.A.

3.3.3 Recomendaciones para prueba extensa de inyección.

En el escenario en que la primera etapa cumpla con los objetivos, se deberían instalaran los siguientes equipos para llevar a cabo la prueba extensa de inyección. Los costos se muestran en la tabla 21.

- Bomba centrífuga de precarga en la Estación Toldado, para manejar hasta seis mil (6000) Bbl por día a presiones entre 50 y 200 psi. Con la bomba centrífuga se asegura un caudal entre 1500 y 2000 Bbl por día de inyección,
- 2.2 Km de Tubería roscada. (Schedule - 80) (Paralela a la línea de producción del pozo Toldado-3).
- Bomba reciprocante con motor a gas en locación del pozo Toldado-5 para manejar hasta seis mil (6000) Bbl por día pasando de presiones de 50 psi hasta 1500 psi.
- Patín de inyección en locación del pozo Toldado -5 con filtro, manómetros, medidor de caudal y choque.

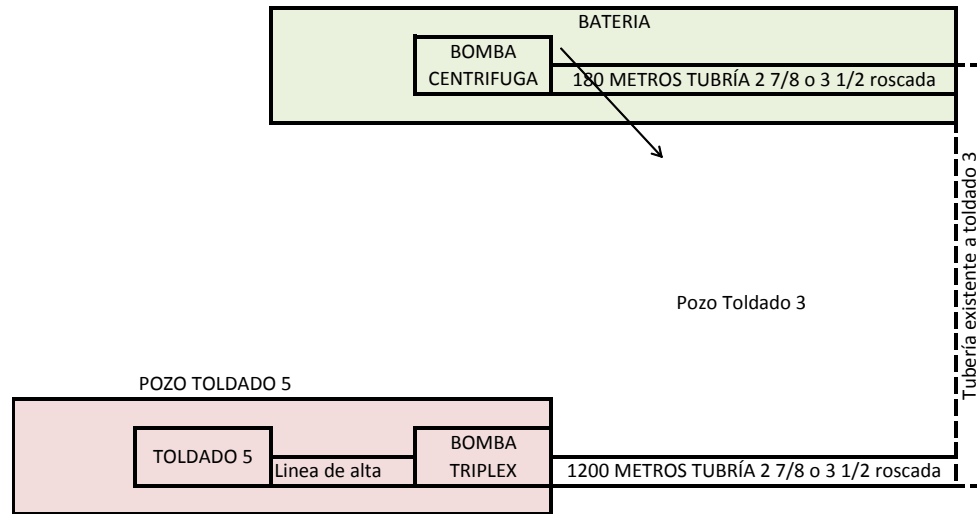
Tabla 21. Costos de equipos para prueba extensa de inyección.

ÍTEM	COSTO (KUSD)
Una (1) bomba para 10000 Bbl/día y presiones de hasta 2500 psi. Sin variador, con arrancador suave.	500
2.2 km de tubería API 5L, grado X-42, SCH-80. El diámetro lo determinará la hidráulica	58
Patín de inyección en cabeza de pozo	60
Cabezal, Tubería e implementos para pozo Toldado-5.	131
Pruebas iniciales de laboratorio – monitoreo inicial antes de entrega a operación	3
Instalación de equipos, líneas y adecuaciones	20
Total	772

Fuente: ECOPETROL S.A “Coordinación de operaciones de subsuelo SOH”

La ubicación de la tubería necesaria para realizar prueba extensa de inyección de observa en la figura 19.

Figura 19. Ubicación tubería para prueba de inyección extensa.



Fuente: Autor

4. EVALUACIÓN ECONÓMICA PARA LA DISPOSICIÓN DEL AGUA DEVERTIMIENTO MEDIANTE INYECCIÓN EN EL CAMPO TOLDADO.

La evaluación financiera juzga el proyecto desde el punto de vista del objetivo de generar rentabilidad financiera, es decir, de generar un retorno a los diferentes actores que participen en su ejecución o funcionamiento. Por lo tanto el análisis económico del presente proyecto tiene como propósito evaluar los beneficios financieros que pudieran derivarse de la implementación de la disposición de agua de vertimiento mediante inyección en el campo Toldado.

Para nuestro estudio se tienen en cuenta los siguientes:

- Ingresos recibidos de acuerdo a la producción de crudo.
- Egresos, compuestos por los costos totales y las inversiones llevadas a cabo durante el proyecto.
- Regalías sobre la producción base e impuestos.

Los flujos especifican un monto de dinero y el momento donde se recibe o se desembolsa durante el proyecto. Estos flujos son definidos para toda la vida útil del mismo. La vida útil del proyecto la definirá los resultados de la prueba de inyección, si es favorable se requiere de otro estudio, donde se proyecte los requerimientos necesarios de ingeniería para la inyección a gran escala.

En caso de no aprobarse el permiso de vertimiento por parte de las entidades gubernamentales, solo sería viable la producción de los campos Ortega y Pacandé, y del pozo Toy-1. Los cuales tienen una producción de 914 Bbl de aceite de los cuales 640Bbl de aceiteson propiedad de Ecopetrol S.A, pues en la Coordinación de Produccion Tolima se tiene firmado un contrato de produccion incremental con Hocol. En la tabla 22 se muestran los escenarios de producción.

Los ingresos se obtendrán de la venta de la producción de petróleo en el escenario de disposición en Toldado 5, que para este escenario se producirían 1387 BOPD, 473 BOPD por encima del escenario sin disposición de agua de vertimiento. Por el contrario solo se producirían 914 bls que no se verían afectados por el caso de vertimientos.

El campo Toldado tiene una declinación de 40%, asumiéndolo constante durante el proyecto, que inicialmente se proyecta para cinco años.

Tabla 22. Escenario de Producción para la CPT.

AÑO	PRODUCCIÓN ACTUAL Y PRONÓSTICO P50						SIN VERTIMIENTO	CON DISPOSICION TOLDADO-5
	PACANDE	ORTEGA	QUIMBAYA	TOLDADO	TOY	TOTAL		
Actual	522	393	309	930	147	2301	914	1387
2012	235	131	283	919	94	1663	384	1040
2013	187	118	0	792	87	1183	320	890
2014	151	105	0	665	80	1001	271	755
2015	124	94	0	576	73	868	232	655

Fuente: ECOPETROL S.A “*Pronostico Operativo Ecopetrol S.A*”

De acuerdo a un precio de referencia ligado al precio internacional WTI (West Texas Intermediate) en 50 US\$/BO, este es un valor neutral que toma Ecopetrol S.A para realizar sus corridas económicas.

Las inversiones correspondientes al proceso de disposición de agua de vertimiento mediante inyección, implicarían:

- Reactivación de pozos cerrados o abandonados
- Infraestructura de Inyección

Teniendo en cuenta una sarta de inyección selectiva y recañoneo en las arenas a inyectar, el costo aproximado de conversión de pozos productores a inyectoras aparecen en la tabla 23.

Se estima que el valor de la intervención al pozo Toldado 5 es de 142500 USD\$. Es necesario aclarar que son los valores de la tabla 23 pueden variar dependiendo de los días que dure la intervención.

En la tabla 24 se relaciona el valor real de la operación. Que asciende a los 292500 USD\$.

El campo Toldado paga el 20 % de regalías en producción primaria, sin embargo si se pasa a un proyecto de producción incremental, al ser una actividad generadora de renta y por ende encontrarse gravada, se tomó el impuesto de renta, el cual actualmente corresponde al 33% de las utilidades netas después de impuestos.

Tabla 23. Costo conversión de pozos.

DESCRIPCIÓN	CANTIDAD	VALOR US\$	
		UNITARIO	TOTAL
Equipo de acondicionamiento			
Movilización	1	8000	8000
Equipo activo	10	7200	72000
Campero	10	40	400
Tubería de trabajo	2	700	1400
Carromacho	10	50	500
Carrotanque	2	350	700
Aseo localización	1	1000	1000
Otros servicios			2000
Análisis de yacimiento	1	10000	10000
Alquiler y reparación de herramientas	1	15000	15000
Equipo de cañoneo, presión y canasta			
Movilización y desarme equipo wireline	1	2500	2500
Cargo básico cañón	1	2500	2500
Cargo por profundidad cañón		0,43	
Cargo por disparo cañón	250	90	22500
Cargo básico equipo presión		450	
Equipo de presión en operación		250	
Instalación equipo de cabeza			
Movilización equipo de superficie	1	1000	1000
Armada unidad	1	3000	3000
Total			142500

Fuente: ECOPEROLS.A “Coordinación de operaciones de subsuelo SOH”

Tabla 24. Costo intervención al pozo Toldado 5

TRABAJO	VALOR USD\$
Adecuación de vías y locación	100000
Costo conversión de pozo	142500
Alquiler de materiales	50000
Total	292500

Fuente: Ecopetrol S.A “*Coordinación de operaciones de subsuelo SOH*”

Los costos variables son aquellos que dependen de la producción de campo, dentro de estos se tiene en cuenta costos de transporte, de tratamiento, de levantamiento, de inyección; tabla 25.

Tabla 25. Costos Extracción de Aceite para el campo Toldado.

COSTO BARRIL DE ACEITE	VALOR USD\$/BBL
Levantamiento	15.0
Calidad y Transporte	7.66
Costo Total	22.66

Fuente: ECOPETROL S.A “*Costos Operaciones Ecopetrol S.A*”

Los costos asociados al agua de inyección están cubiertos en un 60 % por la tarifa de barril tratado pactada para el contrato vigente, por tanto la inyección de estos productos implicaría un ajuste de solo 5.0 U\$/KBL es decir 1050 USD mensuales por tratamientos para integridad de línea y equipos, asumiendo una inyección día de 7000 Bbl.

Se tiene como indicador el valor presente neto (VPN), el cual se calcula a partir de la tasa de oportunidad, que para Ecopetrol es igual al 12% anual.

Las inversiones totales ascenderían a los 355500 USD\$, teniendo en cuenta un 0% en la variación de los costos estimados

Se realizó el análisis de costos con la hoja de cálculo empleada por funcionarios de Ecopetrol S.A, en donde se llevaron los valores de ingresos y egresos futuros a valores presentes como aparecen en la figura 20, para determinar en el tiempo en el que se pagaría el trabajo realizado al pozo.

Los resultados de la evaluación financiera aparecen en la figura 19, se observa que el tiempo de la recuperación de la inversión es de 2 meses y se recomienda realizar la prueba de inyección selectiva.

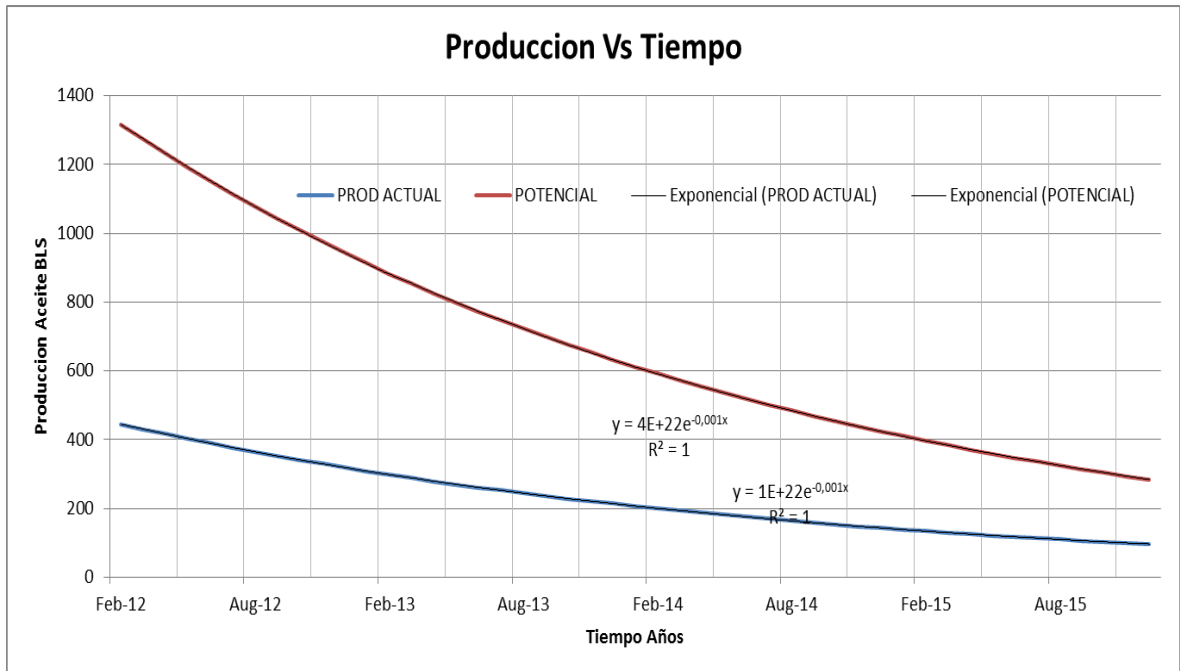
En la grafica 10, se observa el comportamiento de la produccion en los próximos cinco años, teniendo en cuenta los dos escenarios.

Figura 20. AnálisisEconómico de la intervención al pozo piloto.

RESULTADOS EVALUACION FINANCIERA			
A TIEMPO MEDIO DE FALLA	36	meses	SERVICIO A POZO NUEVAMENTE EN
			Jan-15
VPN	10.531.404	USD	COSTO DE LA INVERSION
			935.981
EFI	11,25		TIEMPO RECUPERACION DE INVERSION
			2
			meses
COMENTARIO	SE RECOMIENDA REALIZAR TRABAJO		
<hr/>			
A LIMITE ECONOMICO	76	meses	CORRESPONDE A LA FECHA
			May-18
VPN	11.880.251	USD	EFI
			12,69
			TIEMPO DE RECUPERACION DE INVERSION
			2
			meses
COMENTARIO	SE RECOMIENDA REALIZAR TRABAJO		

Fuente: ECOPETROL S.A “Costos Operacionales Ecopetrol S.A”

Gráfica 10. Pronósticos de Produccion para el campo Toldado.



Fuente: Autor

5. CONCLUSIONES

- El pozo candidato para la implementación del piloto de disposición de agua mediante inyección es el Toldado 5, este pozo solo ha producido agua, se cree que es debido a que se encuentra fuera de la estructura del yacimiento. Se espera que el pozo piloto pueda emplearse para apalancar la gerencia del agua.
- Con la selección del pozo piloto Toldado 5 se estima inyectar mínimo 2000 barriles de agua en la formación Caballos.
- Realizada la corrida económica, las intervenciones que se le debería realizar al pozo Toldado 5 se recuperarían en dos meses.
- Al iniciar un proceso de evaluación económica, es prioritario comenzar por una identificación de las variables que están involucradas en el proyecto, y así establecer en que forma afectan su viabilidad.
- El agua para disponer en la inyección se debe tomar entre la piscina de aireación y la torre de enfriamiento, donde se tiene agua de muy buenas condiciones para inyectar en cuanto a grasas y sólidos suspendidos totales.
- Se logró llevar a una sola Fuente la información correspondiente al Campo Toldado, con lo cual se facilita la consulta y análisis de la información.

RECOMENDACIONES

- Se recomienda un análisis detallado de la prueba de inyección SRT, para la actualización del volumen a disponer.
- Se recomienda instalar sarta selectiva en pozo Toldado 5, debido a que tiene una gran distancia entre sus perforados, pudiendo causar una inyección preferencial; ya que este tipo de completamiento permite manejar mejor la inyección por diferentes zonas, ya sea aislando o regulando los caudales de inyección en las unidades.
- Se recomienda mantener actualizadas las bases de datos y metodologías de dispersión mediante inyección generadas en este estudio.
- La evaluación económica se debe realizar una vez hecho el estudio técnico. Esto con el fin de que se haga la identificación correcta de la información necesaria para analizar la viabilidad económica del proyecto.
- La Coordinación de Operaciones de Subsuelo, en coordinación con el Departamento de Ingeniería de Subsuelo y Confiabilidad, y la Coordinación de Producción Tolima, deberá realizar las modificaciones que desde el punto de vista operacional contribuyan a asegurar el éxito en la ejecución del trabajo y en la obtención del resultado esperado.

BIBLIOGRAFÍA

- Kuchuk F, Sengul M y Zeybel M: "Oilfield Water: A Vital Resource", Middle East Well Evaluation Review 22 (Noviembre 22, 1999).
- VEIL. John A, Innovative and interactive Produced-Water information resource, SPE 105177, Texas, U.S.A, (March 2007).
- FORREST F. Craig Jr. "Aspectos de Ingeniería de la Inyección de Agua". Society of Petroleum Engineers of AIME. Dallas, Texas, 1986.
- Rojas J. "Fundamentos de Calidad del Agua". Universidad Surcolombiana. Neiva, 2007.
- Endo A y Quintero O, "Análisis de usos alternativos de las aguas asociadas de producción de campos petroleros de la SOH". Universidad Surcolombiana. Neiva. 2010
- Arpel, "Guía para la disposición y el tratamiento de agua producida". Montevideo Uruguay. 2001.
- Oilfield Review, "Manejo de la producción de agua: de residuo a recurso". Schlumberger, Volumen 16, 2004.
- Montaña C y Adana C. "Optimización del sistema de inyección de aguas en el campo los Manguitos Yaguara". Universidad Surcolombiana. Neiva. 2005
- McCRAY ARTHUR. Petroleum Evaluations and Economic Decisions. Prentice Hall. 1975
- VENECIA, Luis Eduardo. Principales impuestos nacionales, departamentales, distritales y municipales (Colombia). Barranquilla, 2007. Trabajo de investigación. Corporación Universitaria Rafael Núñez. Facultad de derecho.
- ECOPETROL – ICP. "Evaluación Integrada de Yacimientos del Campo Toldado".1999.

- INSTITUTO COLOMBIANO DE NORMAS Y CERTIFICACIÓN. Tesis y otros trabajos de grado. Bogotá: ICONTEC., 1996. 132 P. NTC. 1486.

ANEXO A

HISTORIA DE PRODUCCION POR POZO.

TOLDADO 1.

Estado: Activo

Producción de Aceite acumulada: 3'187,274 BLS

Producción de Gas acumulada: 707,876 MMPC

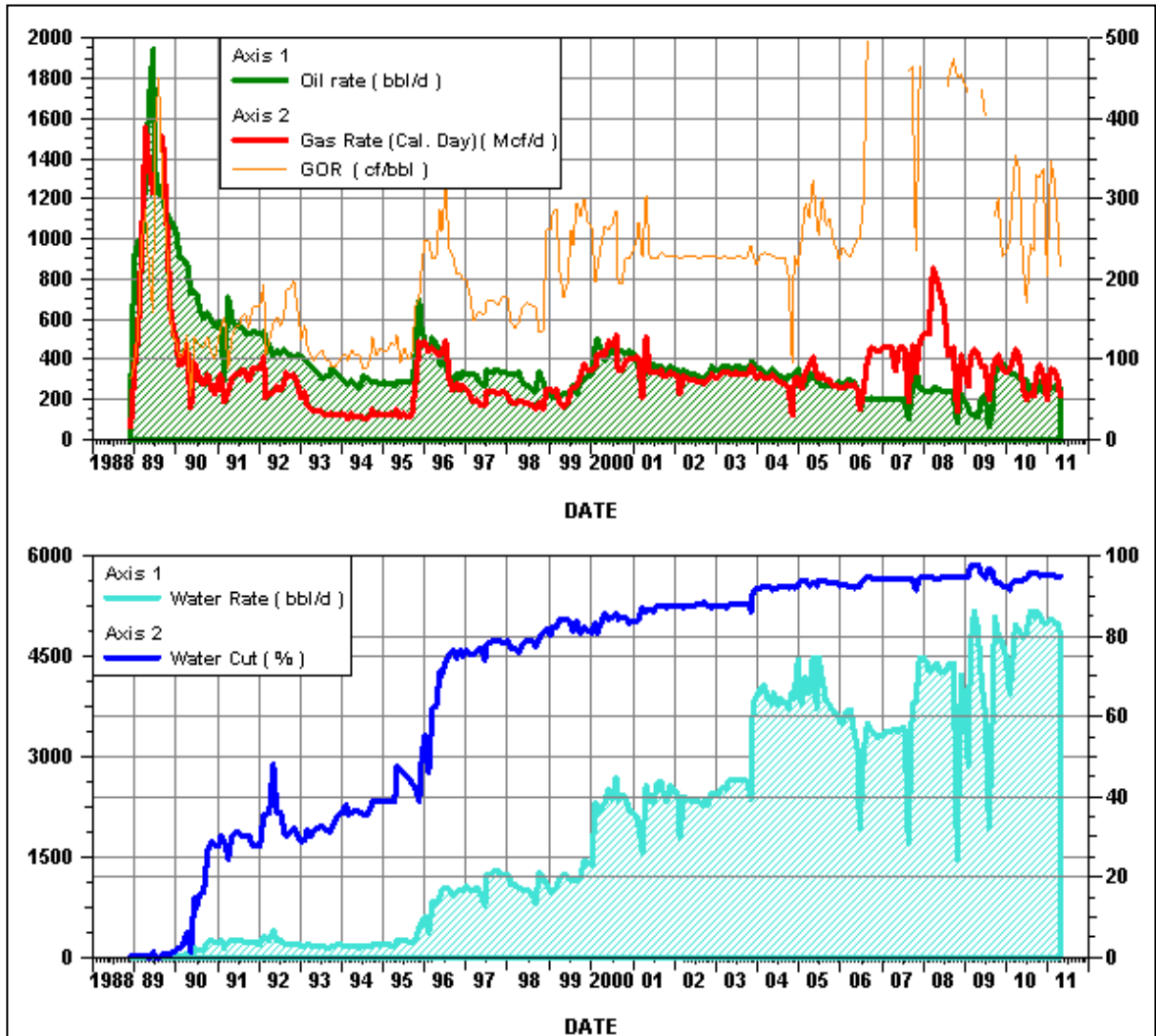
Producción de Agua acumulada: 16'405,118 BLS

Es el pozo más alto de la estructura, perforado entre Octubre y Diciembre de 1987, cañoneado en Caballos Superior, Inferior B e inferior A, acidificado en todos los intervalos, produjo inicialmente por flujo natural, todos los intervalos cañoneados produjeron aceite de 19°API, 0% de BSW. Alcanzó su pico máximo de producción de 1946 BOPD en Mayo de 1989. De acuerdo con el comportamiento histórico de la curva de producción descrito anteriormente se concluye que inicialmente produjo de las fracturas. En Septiembre de 1990 alcanzó un BSW del 30%. En Septiembre de 1995 se instaló bombeo mecánico a Caballos Inferior A y al intervalo más bajo de Caballos Inferior B, quedando en flujo natural por el anular Caballos Superior y los restantes de Caballos Inferior B, registrándose un aumento en la producción de 280 a 460 BOPD. En Julio de 1996 cae la producción porque deja de fluir Caballos Inferior B. En Septiembre de 1996 se aísla Caballos Inferior A por encontrarse el corte de agua en el 75%, al mismo tiempo se deja en bombeo mecánico Caballos Inferior B y en flujo natural Caballos Superior, pero no se presentó ningún cambio en los volúmenes de producción ni disminución en el corte de agua, por el contrario estos siguieron en aumento; por la dualidad de eventos al mismo tiempo no se puede concluir si efectivamente Caballos Inferior A estaba 100% agua. En Abril de 1997 deja de fluir Caballos Superior quedando en producción únicamente Caballos Inferior B en bombeo mecánico.

En Septiembre de 1997 se profundizó y aumentó el tamaño de la bomba de 2-1/4" a 2-1/2" sin mostrar ningún cambio en el corte de agua ni en los volúmenes de fluidos. En Diciembre de 1999 se cambia el equipo de extracción de bombeo mecánico a electrosumergible registrándose aumento en las producciones de aceite gas y agua, el crudo pasó de 280 a 447 BOPD, el corte de agua continuó con su aumento progresivo del 82 al 85%, los volúmenes de agua pasaron de

1380 BWPD a 2400 BWPD, también se incrementó el gas de 85 MPCD a 105 MPCD (Ver grafica A1).

Gráfica A1. Producción acumulada Aceite, Gas y GOR del pozo Toldado 1.



Fuente: Autor "Base OFM Ecopetrol S.A"

En Agosto de 2007 se estimula mecánicamente y se recañonea Caballos Inferior B y Caballos Superior dando como resultado un incremento en la producción de 40 BOPD. En Octubre de 2008 se instala tapón a 5574 ft para probar Caballos Superior pero esta formación no aportó, seguidamente vuelve a estimularse

mecánicamente Caballos Superior y Caballos Inferior A, sin ningún resultado positivo sobre la producción, porque continuó disminuyendo.

A partir de Noviembre de 2003 la producción de agua ha venido variando desde 2400 BWPD (valor alcanzado después de la reapertura de Caballos Inferior A, e instalación de la Bomba electrosumergible) a valores de 5000 BWPD, alcanzando cortes de agua del 97%.

En el periodo 2005 a 2010 la producción en el pozo Toldado 1 ha declinado un 23% anual.

TOLDADO 2.

Estado: Activo

Producción de Aceite acumulada: 252,344 BLS

Producción de Gas acumulada: 87,774 MMPC

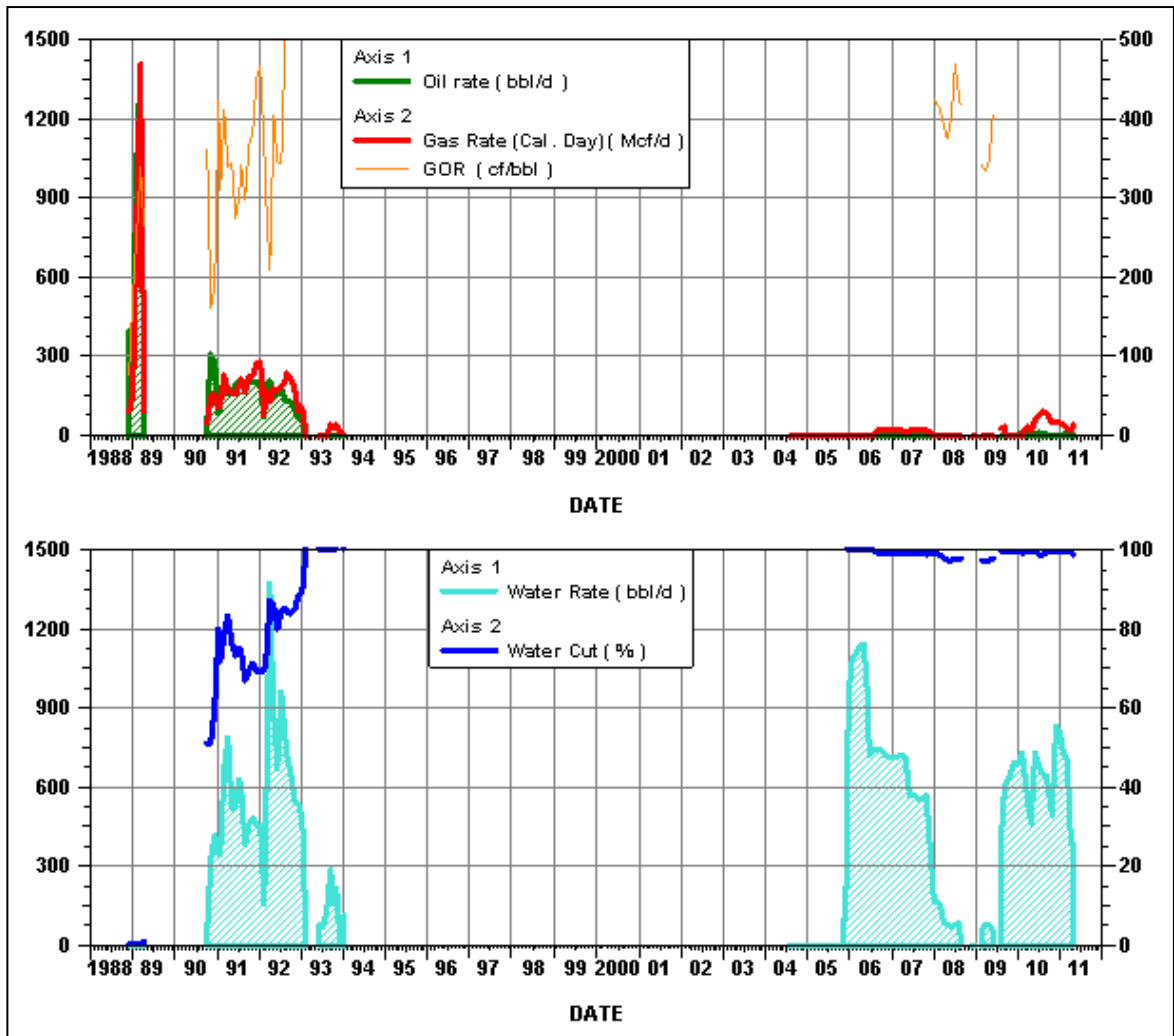
Producción de Agua acumulada: 1'526,794 BLS

El pozo Toldado 2 se encuentra situado en el flanco Suroriental de la estructura anticlinal. Perforado y completado entre Abril y Agosto de 1988. Cañoneado en Caballos Superior, Inferior B e Inferior A. Acidificado en todos los intervalos, produjo inicialmente por flujo natural. Todos los intervalos cañoneados probaron aceite 19°API, con BSW entre el 5 y 10%. El pozo produjo inicialmente 394 BOPD, con el aporte de Caballos Inferior B y Caballos Superior, al no poderse recuperar el empaque B.P asentado a 6125 ft quedó aislado Caballos Inferior A y el intervalo más profundo de Caballos Inferior B.

En Febrero de 1989 se aumentó el tamaño del estrangulador alcanzando el pico máximo de producción 1386 BOPD de igual forma el gas se incrementó hasta 469 MPCD pero seguidamente el pozo dejó de fluir, se reanimó sin éxito. En Abril de 1990 por incrementarse el corte de agua, se aísla Caballos Inferior B (los registros PLT mostraron altos cortes de agua, 86% en los intervalos de Caballos Inferior B) y se deja Caballos Superior en flujo natural sin éxito. En Octubre de 1990 se instala bombeo mecánico a Caballos Superior aportando 308 BOPD, 321 BWPD, con BSW del 51%. En Enero de 1992 cuando el corte de agua se había incrementado hasta el 85% se aísla el intervalo más bajo de Caballos Superior quedando en producción solo el primer intervalo cañoneado, pero la producción fué declinando, el volumen de agua aumentando hasta alcanzar el corte de agua

de 100% en Enero de 1993. Se deja en producción hasta ser cerrado en Diciembre-93 (ver grafica A2)

Gráfica A2. Producción acumulada Aceite, Gas y GOR del pozo Toldado 2.



Fuente: Autor "Base OFM Ecopetrol S.A"

En Septiembre de 1995 se cañonea la Formación Monserrate aportando agua de 300 PPM CL. En Octubre de 2005 se aísla la Formación Monserrate, por interferencia con los pozos Toldado 1 y 8, el registro Cast V tomado en el mismo año mostró pobre cemento por debajo de 6000 ft, razón por la cual estarían conectados hidráulicamente Caballos Superior e Inferior B.

En Agosto de 2006 se reactiva el pozo, se deja empaque hidráulico aislando las zonas por encima de Caballos Superior, se deja en producción Caballos Superior e Inferior B, aportando aproximadamente 2 BOPD, 650 BWPD, 99% BSW.

De acuerdo con los resultados de las pruebas de producción realizadas al pozo Toldado 2 durante la etapa del completamiento se deduce que los intervalos cañoneados presentaron un buen potencial petrolífero con un corte de agua inferior al 3% y que el cambio drástico que tuvo al pasar a producir 100% agua es causa de la canalización del agua detrás del revestimiento por mala cementación.

TOLDADO 3.

Estado: Activo

Producción de Aceite acumulada: 4'117,938 BLS

Producción de Gas acumulada: 779,876 MMPC

Producción de Agua acumulada: 16'599,903 BLS

El pozo Toldado 3 se encuentra situado en la parte nororiental del campo. Perforado y completado entre Julio de 1988 y Enero de 1989. Cañoneado en Precaballos, Caballos Inferior A, Inferior B y Superior. Acidificado en todos los intervalos. La formación Precaballos y el intervalo más bajo de Caballos Inferior A probó agua quedando inmediatamente aislados con retenedores a 6320 y 6227 ft respectivamente.

Inició producción en Marzo de 1989 en flujo natural, (1000 BOPD aproximadamente) utilizando sarta dual, quedando Caballos Superior produciendo por la sarta más corta y Caballos Inferior (A y B) por la sarta larga. En Septiembre de 1991 deja de fluir naturalmente. En Febrero de 1992 después de un periodo de cierre de seis meses se aísla con retenedor a 6030 ft Caballos Inferior A y el intervalo más bajo de Caballos Inferior B, también se aísla Caballos Superior con empaque R-3 a 5842 ft quedando en producción con bombeo mecánico Caballos Inferior B, la producción de fluidos no mostró cambios notorios, pero el corte de agua se incrementó al 46% además continuó aumentando escalonadamente.

En Diciembre de 1998 y Abril de 1999 se estimuló mecánicamente por suabeo sin mostrar incrementos en la producción.

En Septiembre de 1999 se cambia el equipo de extracción de bombeo mecánico a electrosumergible quedando en producción Caballos Superior e inferior B, registrándose aumento en las producciones de aceite gas y agua, el crudo pasó de 400 a 800 BOPD, los volúmenes de agua de 1874 BWPD a 2100 BWPD, el gas se incrementó de 60 MPCD a 160 MPCD y el corte de agua disminuyó en un 8%aproximadamente, pero a partir del 2001 posiblemente se canaliza y continua incrementando escalonadamente, registrando pérdidas en la producción de crudo.

El pozo ha presentado a partir del año 2006 problemas de incrustaciones con carbonatos de calcio razón por la cual ha sido tratado químicamente cuatro veces en Noviembre de 2004, Junio de 2005, Septiembre de 2006 y Septiembre de 2007, mostrando efectividad, buena respuesta a los tratamiento aplicados y disminución en la declinación de crudo (Ver grafica A3).

TOLDADO 4.

Estado: Activo

Producción de Aceite acumulada: 2'007,141 BLS

Producción de Gas acumulada: 404,508 MMPC

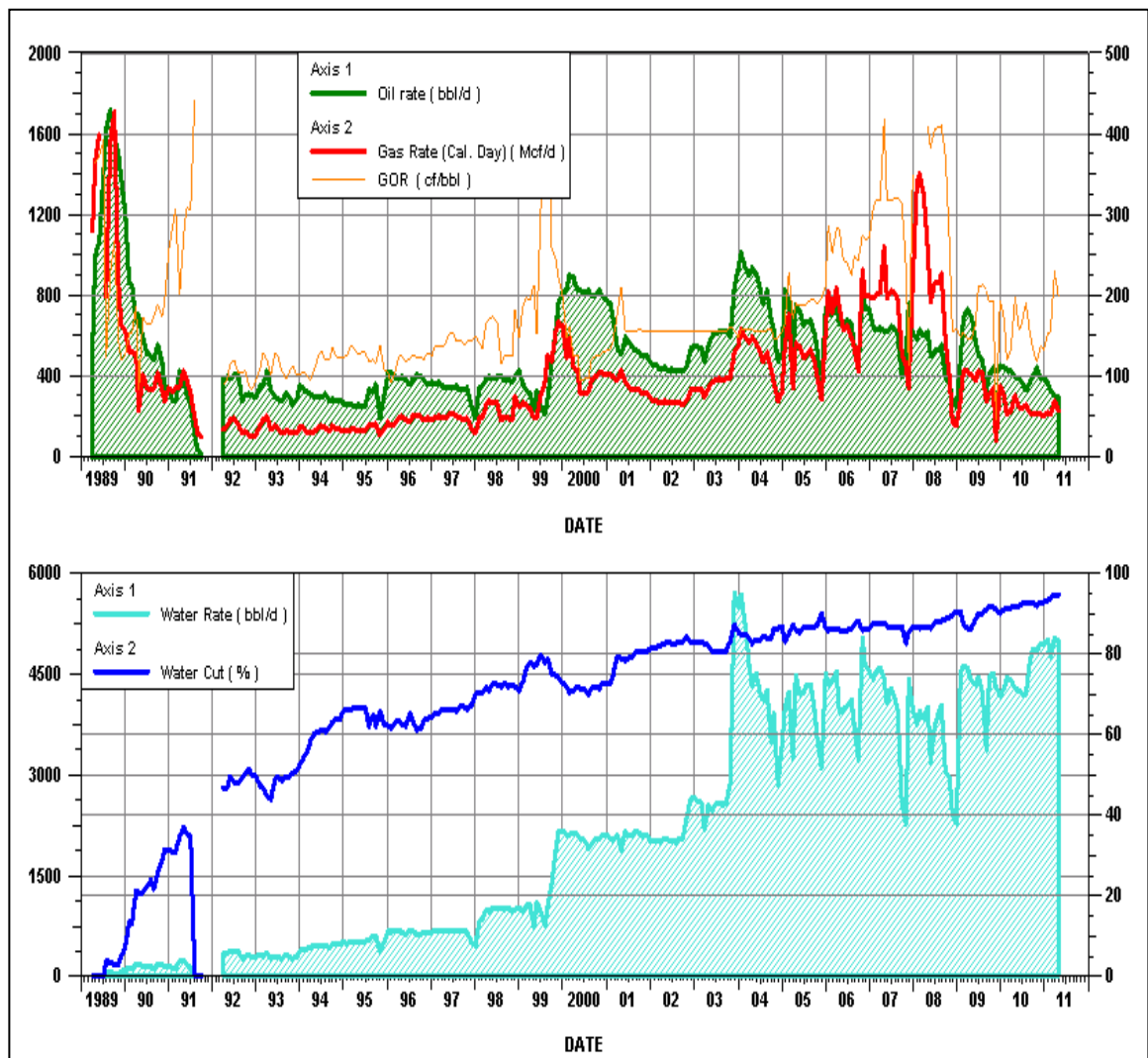
Producción de Agua acumulada: 8'844,386 BLS

El pozo Toldado a 4 es el pozo más bajo de la estructura, perforado y completado entre Febrero Abril de 1989. Cañoneado en Caballos Inferior A, Inferior B, Medio y Superior. Acidificados en todos los intervalos. Los tres intervalos cañoneados en Caballos Inferior A probaron agua, estos fueron probados y aislados selectivamente con empaques a 6402, 6352 y 6280 ft. En Abril de 1989 inició producción en flujo natural (240 BOPD aproximadamente) en las formaciones Caballos Superior, medio e Inferior B, siendo el único pozo completado a nivel de Caballos Medio. En Octubre de 1989 cuando la producción había declinado a 17 BOPD se aisló Caballos Medio e Inferior B con empaque a 5975 ft, quedando en producción Caballos Superior, aumentando la producción a 270 BOPD aproximadamente. En Marzo de 1991 Caballos Superior deja de fluir naturalmente.

En Febrero de 1992 después de un periodo de cierre de un año se aísla Caballos Superior y Medio con empaque R-3 a 6044 ft, también se aísla con RBP a 6180 ft los dos intervalos más bajos de Caballos Inferior B, quedando en bombeo mecánico los restantes intervalos de Caballos Inferior B, la producción de fluidos aumento, el volumen de agua pasó de 60 a 350 BWPD, el corte de agua inició su

incremento escalonado por encima del 40%. En Noviembre de 1992 se aumentó el tamaño de bomba y la producción de crudo aumentó alcanzando su pico máximo de producción de 583 BOPD en Febrero de 1993. (Ver grafica A4).

Gráfica A3. Producción acumulada Aceite, Gas y GOR del pozo Toldado 3.

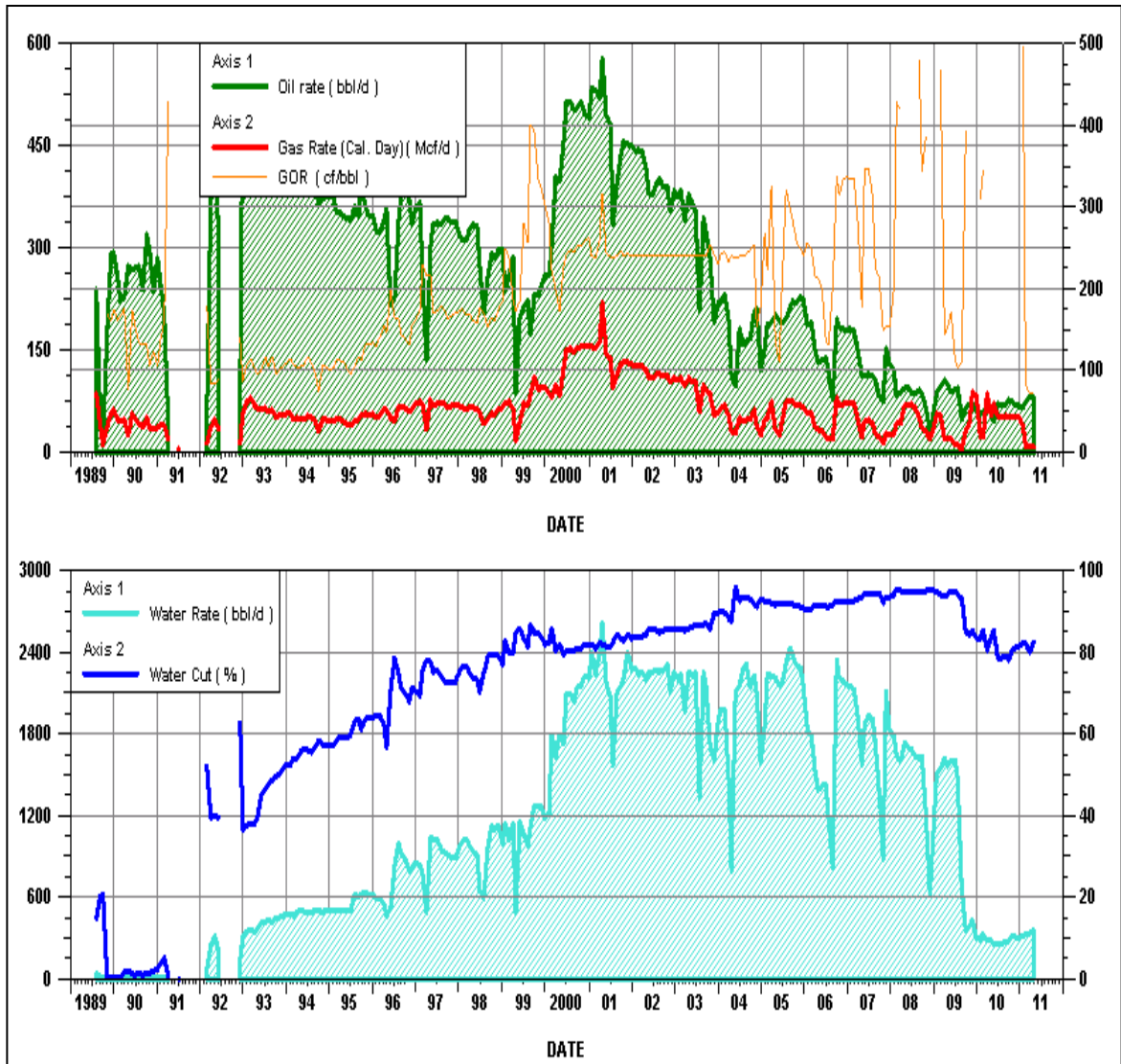


Fuente: Autor "Base OFM Ecopetrol S.A"

En Julio de 1995 aumentaron los GPM de 10.5 a 12.5 sin mostrar incremento en la producción de crudo, caso contrario se ve en la producción de agua que aumentó de 500 a 600 BOPD, lo que se concluye es que el aumento del drawdown favoreció la canalización del agua. En Abril de 2000 se cambia el equipo de

extracción se instala bomba electro-sumergible quedando en producción Caballos Inferior B, Medio y Superior, registrándose aumento en las producciones de aceite gas y agua, el crudo pasó de 250 a 500 BOPD, los volúmenes de agua de 1700 BOPD a 2200 BOPD, también se incrementó el gas de 78 MPCD a 128 MPCD

Gráfica A4. Producción acumulada Aceite, Gas y GOR del pozo Toldado 4.



Fuente: Autor "Base OFM Ecopetrol S.A"

El pozo Toldado 4 también ha presentado problemas de incrustaciones con carbonatos de calcio razón por la cual ha sido tratado químicamente tres veces en

Julio de 2001, Agosto de 2006 y Septiembre de 2007, la respuesta a los tratamientos aplicados en este pozo no han tenido mucho éxito.

Desde Octubre de 2008 se encuentra aislado con empaque RBP a 5974 ft Caballos Inferior B y Medio quedando en producción Caballos Superior pero no hubo disminución en el volumen de agua producida por fallas en el sello del empaque, por tal razón en Agosto de 2009 se reforzó el aislamiento instalando un tapón a 5980 ft de inmediato el corte y los volúmenes de agua se redujeron de 1600 a 400 BWPD, pero la producción de crudo cayó, aumentando la tasa de declinación acelerada que traía desde el año 2004. En el periodo de 2004 a 2010 la declinación para Toldado 4 es del 52% anual.

El pozo requiere ser intervenido por Workover para revisar bloqueo por carbonatos de calcio.

TOLDADO 5.

Estado: Abandonado

Perforado y completado en el periodo comprendido entre Febrero y Junio de 1989. Fué probado en todas las formaciones, cuyas pruebas dieron como resultado producción de agua excepto en Caballos Medio donde no hubo aporte de fluidos. El pozo fué probado incluso a nivel de la formación Monserrate, donde se obtuvo aporte de agua dulce. El pozo fué declarado seco y fuera de la estructura, delimitando así el yacimiento en su parte Norte, por lo cual fué abandonado en Julio de 1989 con un empaque tipo BP a 4000’.

El pozo Toldado 5 no atraviesa el Bloque 1 y es el pozo que estructuralmente se encuentra más bajo además de interceptar la Falla del Bloque 1. En Diciembre de 1993 se realiza una prueba “Step Rate Test” sin ningún resultado satisfactorio. Se deja el pozo temporalmente abandonado.

TOLDADO 7.

Estado: Activo

Producción de Aceite acumulada: 169,935 BLS

Producción de Gas acumulada: 98,327 MMPC

Producción de Agua acumulada: 845,485 BLS

El pozo Toldado 7 perforado en la parte occidental de la estructura, entre Febrero a Abril de 1989. Cañoneado y acidificado en Caballos Inferior A, Inferior B y Superior. Los intervalos cañoneados en Caballos Inferior B y Superior probaron agua, por tal razón se balancearon tapones de cemento frente a los intervalos cañoneados en Caballos Superior e Inferior B. Seguidamente se perforaron los tapones e inició producción de Caballos Inferior A con el aporte del intervalo 6430 -6440 (5 ft neto), crudo de 19° API, en bombeo mecánico con producción inicial de 300 BOPD (Diciembre de 1989), presentando rápida irrupción de agua.

En Febrero-91 el corte de agua ya había alcanzado el 80% estabilizándose en estos valores hasta Junio de 2005 donde se reduce durante casi tres años al 64%, no se conoce la razón de esta disminución en el periodo (Junio de 2005 a Septiembre de 2007), tampoco se presentaron cambios significativos en la producción de crudo.(Ver grafica A5)

El pozo Toldado 7 ha presentado taponamiento de la tubería por carbonatos de calcio, en Abril de 1995 y Abril de 2003 requiriendo ser intervenido por el equipo de Workover.

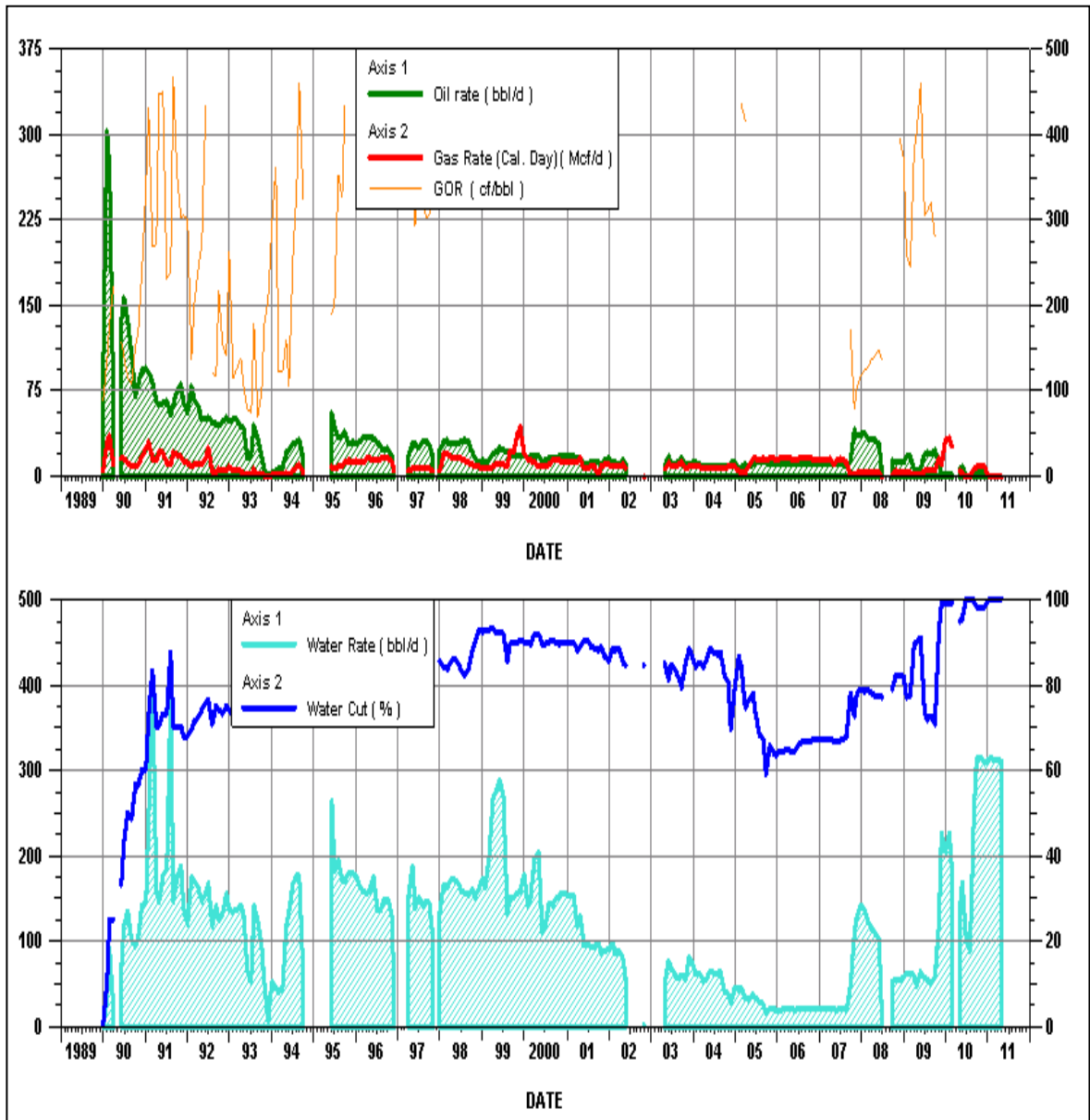
De Octubre de 2007 a Mayo de 2008 el pozo Toldado 7 incrementa la producción de crudo de 10 a 37 BOPD, sin encontrarse reporte de trabajos que justifiquen el incremento.

En Agosto de 2008 se le aplicó tratamiento orgánico a los intervalos de Caballos Superior e Inferior B, se bombearon 49 BLS de tratamiento a una rata de 0.5 Bls/minuto, con presión de 2800 Psi y se dejó en producción, se probó el aporte de Caballos Superior e Inferior B y el pozo no produjo, se bajo empaque AD-1 para aislar Caballos Superior e Inferior B y el pozo continuó en producción por Caballos Inferior A sin mostrar incrementos en la producción.

En Agosto de 2009 se recañoneo un intervalo de Caballos Inferior B y se cañonearon cuatro intervalos de Caballos Superior, se dejó en producción todo el pozo con bomba entre perforaciones a 6332 ft, 100 ft arriba del intervalo productor de Caballos Inferior A, la respuesta fué el incremento en el corte de agua al 98% y la producción declinó a 2 BOPD.

En Febrero de 2010, el pozo dejó de aportar por tubería rota y se realizó prueba de tubería con unidad de Flush By. En Abril de 2010 se aisló la formación Caballos Superior con empaque RBP aportando 100 BFPD CON 99,9% de BSW. El empaque RBP es retirado en Julio de 2010.

Gráfica A5. Producción acumulada Aceite, Gas y GOR del pozo Toldado 7.



Fuente: Autor "Base OFM Ecopetrol S.A"

TOLDADO 8D.

Estado: Activo

Producción de Aceite acumulada: 3'033,591 BLS

Producción de Gas acumulada: 673,063 MMPC

Producción de Agua acumulada: 11'008,886 BLS

El pozo Toldado 8D se encuentra localizado en la parte occidental del campo, cercano a la falla que limita al Campo por el Oeste, fué perforado y completado entre Septiembre de 1989 y Febrero de 1990, cañoneado en Caballos Inferior B y Caballos Superior. Los intervalos cañoneados en Caballos Inferior B probaron agua, estos intervalos fueron evaluados y aislados selectivamente con empaques retenedores de cemento a 6612, 6540, 6454 y 6190 ft respectivamente.

Inició su producción por flujo natural con 230 BOPD (Febrero de 1990), en Caballos Superior. En Julio del mismo año muere por posible interferencia con Toldado 2. Se estimula mecánicamente y continúa produciendo hasta Octubre de 90, en esta fecha se instala bombeo mecánico, la producción de fluidos se incrementó el crudo aumentó hasta 450 BOPD, el volumen de agua también se incrementó a 300 BWPD, con un corte de agua del 40%. (ver grafica A6).

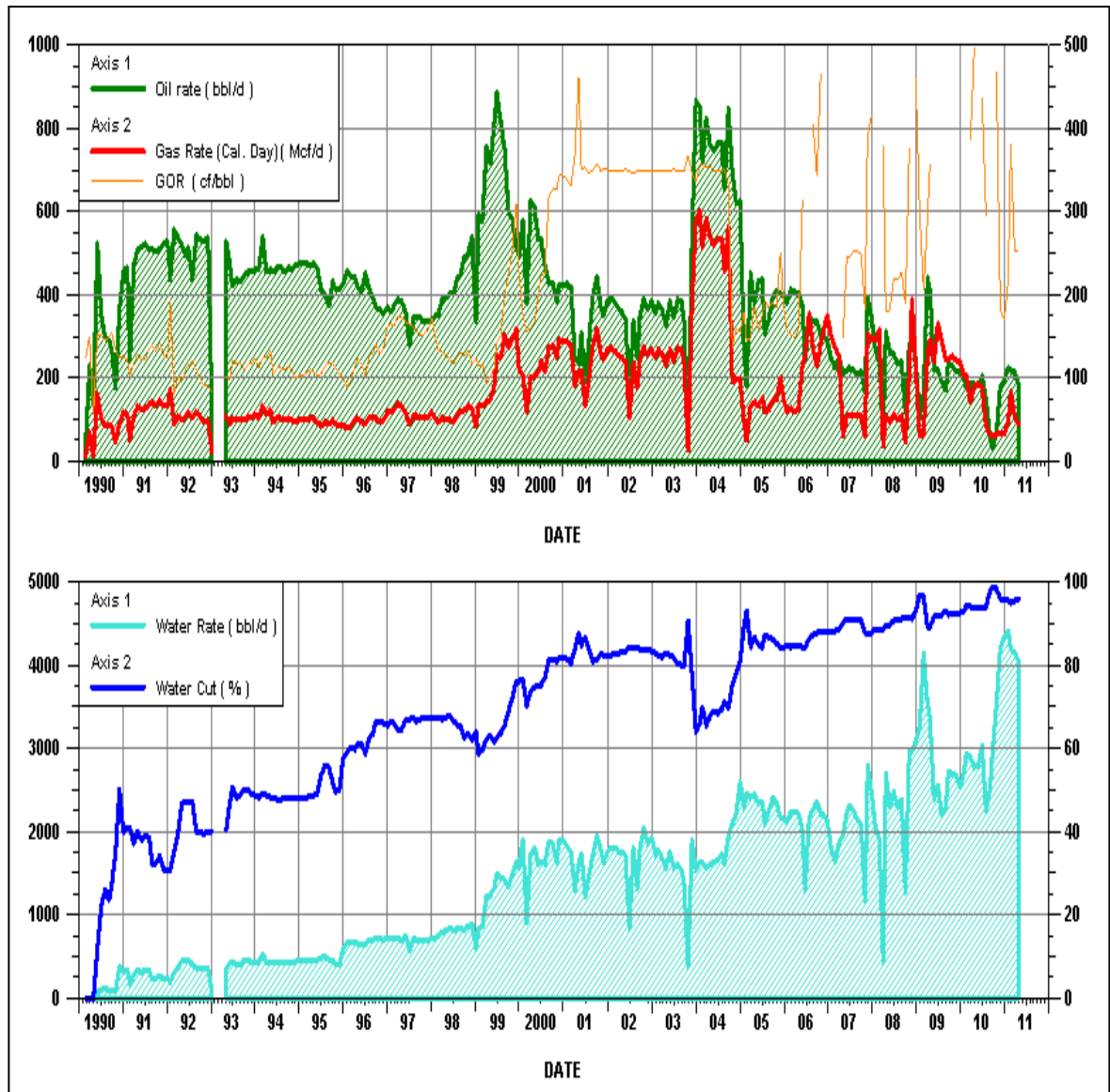
En Diciembre de 1995 se aumenta el tamaño de bomba a 2 ½", con un aumento leve en la producción, posteriormente en Diciembre de 1998 se aumenta el tamaño de bomba a 2 ¾" seguidamente la producción de crudo aumentó y alcanzó su pico máximo de producción 885 BOPD (Junio de 99), el volumen de agua también se incrementó de 800 a 1300 BWPD y el corte de agua continuo aumentando paulatinamente.

En Octubre de 2003 se cambia el equipo de extracción se instala bomba electrosumergible registrándose aumento en las producciones de aceite gas y agua, el crudo pasó de 380 a 850 BOPD, los volúmenes de agua fueron aumentando hasta alcanzar valores de 2500 BWPD, también se incrementó el gas de 120 a 290 MPC/D, el corte de agua disminuyó en un 16% aproximadamente pero a partir del 2004 posiblemente se canaliza y continua incrementando escalonadamente, registrando pérdidas en la producción de crudo.

En Febrero de 2005 se asentó un retenedor a 6195 ft para reafirmar el aislamiento de Caballos Inferior B. En Octubre de 2007 se realiza tratamiento químico para

inhibir carbonatos de calcio, incrementando la producción temporalmente (2 meses), seguidamente vuelve a caer a los niveles de producción que traía.

Gráfica A6. Producción acumulada Aceite, Gas y GOR del pozo Toldado 8D.



Fuente: Autor "Base OFM Ecopetrol S.A"

En Marzo de 08 se recañearon y cañearon nuevos intervalos de Caballos Superior. En Septiembre de 2008 se realiza rediseño de la sarta de bombeo

profundizó la bomba de 4908 a 5588 ft, sin mostrar incremento en la producción de crudo.

En Julio de 2010 se realizó servicio por equipo de fondo aterrizado. Durante este servicio salió partido por el separador de gas quedándose en el pozo 1,29 ft del separador, dos sellos, dos motores de serie 400 y un sensor Centinel, en este servicio se cambia el diseño del equipo electrosumergible y se deja 300 ft por encima del servicio anterior. Desde este servicio el pozo solo aporta agua.

TOLDADO 11.

Estado: Activo

Producción de Aceite acumulada: 266,659 BLS

Producción de Gas acumulada: 68,593 MMPC

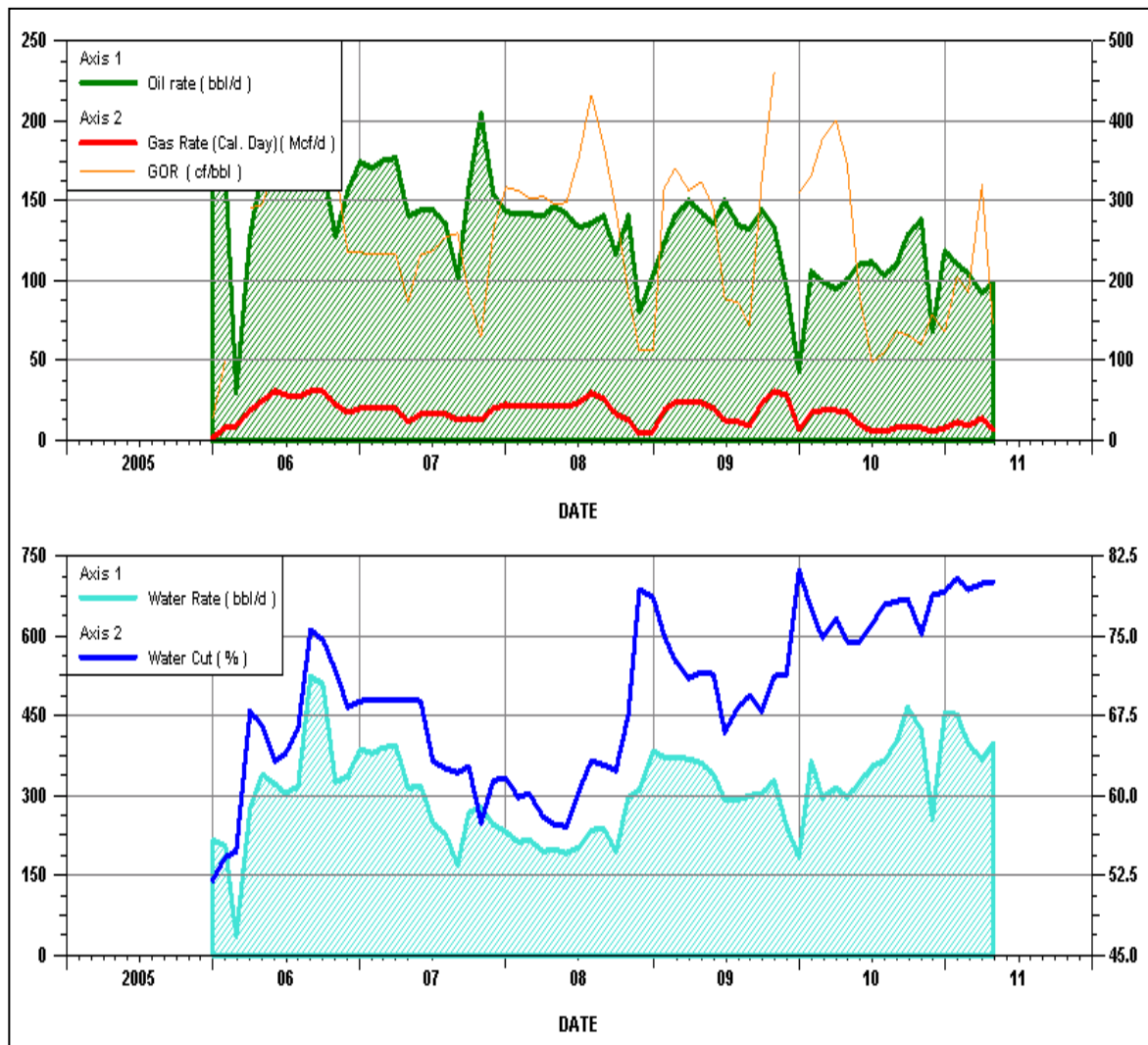
Producción de Agua acumulada: 620,034 BLS

El pozo Toldado 11 estructuralmente es el segundo pozo más alto del Campo después de Toldado 1, fué perforado y completado entre Septiembre a Diciembre de 2005, cañoneado en Caballos Inferior B y Superior, inició producción todo el pozo en Diciembre de 22 del mismo año, en bombeo mecánico con 198 BOPD, 214 BWPD y un corte de agua del 52%. En Agosto de 07 se aísla Caballos Superior con empaque Hidráulico a 6576 ft, sin cambios notorios en la producción de fluidos, en Septiembre de 2008 se retira empaque y dos meses más tarde se vuelve a instalar por presentar incremento la producción de agua (380 BWPD) con un corte del 79%.(ver grafica A7).

En Noviembre de 2009 se realiza Squeeze a Caballos Superior con porcentaje de éxito bajo, la formación toma altos volúmenes de fluido. Se dejó nuevamente aislado con empaque Hidráulico a 6567 ft y quedó en producción en Caballos Inferior

El pozo Toldado 11 presentó problemas operacionales relacionados con la pérdida de circulación de lodo como resultado de una alta densidad de fracturas presentes principalmente en Caballos Superior. El registro de Cementación CAST V-CBL mostró que la zona de Caballos Inferior tiene una calidad de cemento regular, mientras que la cementación correspondiente a Caballos Superior es mala.

Gráfica A7. Producción acumulada Aceite, Gas y GOR del pozo Toldado 11.



Fuente: Autor "Base OFM Ecopetrol S.A"