

**ESTUDIO DE POZOS CANDIDATOS A RECAÑONEO Y APERTURA DE
NUEVAS ZONAS DE LAS ARENAS DE LA FORMACIÓN BARCO DEL ÁREA A
DEL CAMPO TIBÚ**

EDNA MARÍA BUSTOS GUZMÁN

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERIAS FISICOQUIMICAS
ESCUELA DE INGENIERIA DE PETROLEOS
ESPECIALIZACIÓN EN PRODUCCION DE HIDROCARBUROS
BUCARAMANGA**

2010

**ESTUDIO DE POZOS CANDIDATOS A RECAÑONEO Y APERTURA DE
NUEVAS ZONAS DE LAS ARENAS DE LA FORMACIÓN BARCO DEL ÁREA A
DEL CAMPO TIBÚ**

EDNA MARÍA BUSTOS GUZMÁN

**Monografía presentada para optar al título de
Especialista en Producción de Hidrocarburos**

**Director: JAVIER HERNANDO VARGAS FLORES
Ingeniero de Petróleos, Magister en Ingeniería Química**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERIAS FISICOQUIMICAS
ESCUELA DE INGENIERIA DE PETROLEOS
ESPECIALIZACIÓN EN PRODUCCION DE HIDROCARBUROS
BUCARAMANGA**

2010

DEDICATORIA

A nuestro Señor Todo Poderoso por permitirme alcanzar cada logro de mi vida,
a mi madre y mis hermanos por el apoyo incondicional,
a los niños de la casa porque son la alegría más grande,
y a mi futura hija porque es mi angelito divino.

AGRADECIMIENTOS

A los Ingenieros Rolando Parra y Edward Ribero de Ecopetrol S.A. por brindarme el tiempo y el apoyo para realizar este postgrado.

A mi director Javier Vargas por su colaboración y disposición.

Al área de Yacimientos y Operaciones del Proyecto Tibú por la valiosa orientación y apoyo de los Ingenieros Yeison David Peña de Petrobras, Felipe Cardona, Alexandra Velandia, Claudia Mariana Jaimes y la Geóloga Johana Paola Blanco de Ecopetrol S.A.

Al Ingeniero Arturo Larsen de Pacific Rubiales por su especial asesoría.

A mis compañeros de clase y profesores por sus conocimientos y agradable compartir.

A todos mil gracias.

CONTENIDO

	Pág.
INTRODUCCIÓN	17
1. PLANTEAMIENTO DE ESTUDIO	19
1.1 OBJETIVOS	20
1.1.1 Objetivo General	20
1.1.2 Objetivos Específicos	20
1.2 JUSTIFICACIÓN	20
2. GENERALIDADES	22
2.1 HISTORIA Y LOCALIZACIÓN	22
2.2 GEOLOGÍA GENERAL	26
2.3 ESTRATIGRAFÍA TERCIARIO Y CRETÁCEO	27
2.4 MODELO ESTÁTICO FORMACIÓN BARCO CAMPO TIBÚ	29
2.5 GEOFÍSICA	30
2.5.1 Interpretación Sísmica Tibú 3D	30
2.6 ESTUDIOS SOBRE COMPORTAMIENTO Y MECANISMOS DE PRODUCCIÓN DE LOS YACIMIENTOS	31
2.6.1 Presión de Yacimiento Formación Barco	31
2.6.2 Mecanismo de Producción	32
2.6.3 Estudios de Yacimientos	32
3. MARCO TEÓRICO	35
3.1 CAÑONEO DEPOZOS	35
3.1.1 Geometría del Cañoneo.	36
3.1.2 Tipos de cañones.	37
3.2 SISTEMAS DE CAÑONEO	40
3.2.1 Bajo Balance	40
3.2.3 Sobrebalance extremo	42

3.3 MÉTODOS DE CAÑONEO	42
3.3.1 Cañones bajados a través del revestimiento (Casing gun).	42
3.3.2 Cañones bajados a través de la tubería de producción (tubing gun).	43
3.3.3 Cañones transportados por tubería (tubing conveyed perforating)	44
3.4 PARÁMETROS QUE AFECTAN EL RENDIMIENTO DEL CAÑONEO	45
3.4.1 Parámetros atribuidos al proceso de cañoneo	45
3.4.2 Parámetros atribuidos al yacimiento.	46
3.5 PARÁMETROS QUE AFECTAN LA EFICIENCIA DE LAS PERFORACIONES	47
3.5.1 Penetración de las perforaciones	47
3.5.2 Densidad y distribución radial de las perforaciones	47
3.5.3 Lavado de las perforaciones	47
3.6 EFECTOS DE DAÑO O FACTOR SUPERFICIAL	48
3.6.1 Daño a la formación	48
3.6.2 El efecto de cañoneo	48
3.6.3 El efecto inercial-turbulento (sturb).	49
3.6.4 El efecto de cañoneo parcial	49
4. REVISIÓN ÁREA A PARA RECAÑONEO DE POZOS Y APERTURA DE NUEVAS ZONAS	50
4.1 INFORMACIÓN GENERAL ÁREA A	50
4.2 POTENCIALES DE PRODUCCIÓN, POZOS ÁREA A	51
4.3 METODOLOGÍA PARA LA DEFINICIÓN DE RECAÑONEO Y APERTURA DE NUEVAS ZONAS, POZOS ÁREA A.	53
4.4. ESTUDIO DE POZOS PRODUCTORES PARA RECAÑONEO Y APERTURA DE NUEVAS ZONAS, ÁREA A DEL CAMPO TIBÚ	61
4.4.1 Pozos con bajas densidades de cañoneo	61
4.4.2 Pozos con baja cobertura de cañoneo	65
4.4.3 Pozos con áreas no drenadas	67
4.4.4 Pozos con factor de daño (S) determinado a partir de las pruebas de abatimiento de presión (Pressure Build Up)	70

4.4.5 Pozos productores propuestos para recañoneo y cañoneo para la apertura de nuevas zonas.	70
4.5. REVISIÓN DE LOS PATRONES DE INYECCIÓN PARA LA VERIFICACIÓN DE CONEXIÓN DE LAS ARENAS DE LA FORMACIÓN BARCO.	72
5. ESTIMATIVO DE PRODUCCIÓN INCREMENTAL POR LAS RECOMENDACIONES DE RECAÑONEO Y APERTURA DE NUEVAS ZONAS EN LOS POZOS DEL ÁREA A DEL CAMPO TIBÚ.	75
5.1 PRODUCCIÓN INCREMENTAL CASOS 1, 2 Y 3, SIN REMOCIÓN DE DAÑO	77
5.2 PRODUCCIÓN INCREMENTAL CASOS 1, 2, 3 Y 4, CON REMOCIÓN DEL 60% DEL DAÑO	78
5.3. RESULTADOS	80
6. ESTIMATIVO DE COSTOS.	82
7. CONCLUSIONES	86
8. RECOMENDACIONES	89
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS	91
ANEXOS	92

LISTA DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1. Localización Campo Tibú.	22
Figura 2. Presiones de yacimiento Fm Barco Campo Tibú	23
Figura 3. Columna Estratigráfica del Campo Tibú.	25
Figura 4. Curvas de producción e inyección Histórica - Campo Tibú.	26
Figura 5. Mapa Estructural Anticlinal Socuavó al Tope de la Formación Barco. Izquierda: Antes con la Interpretación Sísmica2D. Derecha: Después, con Interpretación de Sísmica3D. Nótese la cantidad apreciable de fallas en rojo, que fueron reconocidas en este proceso.	30
Figura 6. Historia de presión de yacimiento – Formación Barco	31
Figura 7. Factor de Recobro Actual Anticlinal Socuavó	33
Figura 8. Factor de Recobro Actual Anticlinal Tibú.	34
Figura 9. Ubicación de los pozos productores e inyectoros activos del área A del Campo Tibú.	51
Figura 10. Identificación de ciclos y subciclos – Formación Barco*	54
Figura 11. Registros SP y Resistivo – Pozo T-359.	57
Figura 12. Contactos Agua – Petróleo por ciclo	58
Figura 13. Patrón de inyección de agua – Pozo T-359	58
Figura 14. Corte estratigráfico – Pozo T-359	60

LISTA DE GRAFICAS

	Pág.
Grafica 1. Saturación de agua a partir del corte de agua, Campo Tibú	76
Grafica 2. Permeabilidades relativas al agua y al aceite a partir de la Saturación de agua, Campo Tibú	76

LISTA DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1. Propiedades de los Yacimientos del Campo Tibú	24
Tabla 2. Propiedades promedio Barco Área A*	54
Tabla 3. Datos procesados pozo productor activo T-359	55
Tabla 4. Correlación pozo T-359 e inyectores T-277, T-364 y T-352	59
Tabla 5. Densidades de cañoneo pozos Área A	61
Tabla 6. Relación de espesores permeables vs. espesores cañoneados, pozos Área A	65
Tabla 7. Espesores permeables pozos Área A	67
Tabla 8. Revisión de espesores permeables no abiertos, pozos Área A	68
Tabla 9. Resumen de los pozos productores propuestos a recañoneo y cañoneo para la apertura de nuevas zonas	71
Tabla 10. Correlación de arenas pozos productores e inyectores, Área A	72
Tabla 11. Cálculos de producción incremental, pozos seleccionados Casos 1 -377	
Tabla 12. Cálculos de producción incremental - Todos los casos disminuyendo el factor de daño de formación	79
Tabla 13. Producción incremental por los trabajos propuestos en los pozos del Área A del Campo Tibú	81
Tabla 14. Pozos recomendados para realizar trabajos de recañoneo para producción incremental en el Área A del Campo Tibú	85

LISTA DE CUADROS

	Pág.
Cuadro 1. Costos de los trabajos de recañoneo por pozo	82
Cuadro 2. Evaluación económica de los trabajos propuestos	83

LISTA DE ANEXOS

	Pág.
ANEXO 1 LISTA DE SIMBOLOS	92

RESUMEN

TITULO:

Estudio de pozos candidatos a recañoneo y apertura de nuevas zonas de las arenas de la Formación Barco del área A del Campo Tibú*

AUTOR:

Edna María Bustos Guzmán**

PALABRAS CLAVES:

Estudio, Recañoneo de pozos, Nuevas zonas, Área A, Formación Barco.

Este estudio está orientado a definir las oportunidades de incrementar el factor de recuperación de hidrocarburos del área A del Campo Tibú, recurriendo a la revisión y análisis de la información que se ha obtenido del yacimiento durante los últimos dos años, a propósito del plan de desarrollo de producción incremental para el Campo Tibú, en el que se llevó a cabo la adquisición de 180 km² de Sísmica 3D y se intensificaron actividades de reactivación de pozos, workover a pozos productores e inyectores, toma de registros, pruebas de presión y reactivación del Sistema de Inyección de Agua.

Precisamente el Área A del campo Tibú cuenta con el mayor volumen de información respecto a las demás áreas del campo, pues es allí donde se intensificaron las actividades de adquisición de información y monitoreo de los pilotos de inyección de agua. Toda la información disponible se empleó como base de estudio para identificar pozos productores activos con zonas no drenadas o deficientemente drenadas, por presentar bajas densidades de cañoneo, por no haber sido cañoneado totalmente su espesor permeable o por presentar daño de formación identificado a partir de pruebas de ascenso de presión. De igual forma se realizó una revisión de los pozos inyectores activos de influencia en los productores para verificar la conectividad de las arenas y visualizar oportunidades de abrir zonas nuevas.

Finalmente se realiza una propuesta de los pozos que deben ser recañoneados y un estimativo de la producción incremental esperada, así como un estimativo de los costos en los que se incurriría al llevar a cabo estos trabajos.

* Monografía de Especialización

** Facultad de Ingeniería Físicoquímicas, Escuela de Ingeniería de Petróleos. Ing. Javier Hernando Vargas Flores

SUMMARY

TITLE:

Study of Wells selected for re-perforating of new sands zones in the Barco Formation, "A" area – Tibú field*

AUTHOR:

Edna María Bustos Guzmán**

KEY WORDS:

Study, Reperforating, New zones, A Area, Barco Formation.

This study is orientated to define the opportunities to increase the recovery factor of hydrocarbons of the A area - Tibú field, resorting to review and analyzing the information that has been obtained of the reservoir during the last two years, including the information obtained of the production incremental development for the Tibú Field (acquisition of 180 km² of Seismic 3D and many activities of wells services and workover for productions and injectors wells, electric logs, etc.

The A Area of the Tibú field possesses the best information of all areas of the field, because in this area were intensified the activities of acquisition of information and monitoring of the water injection projects pilots. All information available, was use in this study to identify productives and active wells with not drained zones or drained deficiently, for has low densities of perforating, for has thickness permeable perforating incompletes or inappropriate, or for presenting formation damage identified from built up tests. Of equal form a review of the injector wells was realized, checking the influence and connectivity in the productions wells to visualize opportunities to open new zones.

Finally is realized an offer of the wells that should be re-perforated and the incremental production waited, as well as estimated costs of this jobs.

* Monographic of Specialization

** Physiochemical Engineering Faculty, School of Petroleum Engineering. Mr. Javier Vargas Flores

INTRODUCCIÓN

La búsqueda de oportunidades para mejorar la productividad de los pozos de un Campo en explotación se considera un factor de gran importancia en el propósito de incrementar los factores de recuperación de hidrocarburos y obtener un mejor aprovechamiento de los recursos de un activo. En el desarrollo de esta tarea es fundamental el conocimiento del yacimiento, la disponibilidad de la información relacionada con el mismo y con los eventos que enmarcan la historia de producción del Campo, entre otros.

De acuerdo a esto, se plantea el desarrollo de este estudio con el fin de identificar las opciones de mejorar el potencial de los pozos productores activos y su interrelación con los pozos inyectores de agua en los patrones de inyección activos, principalmente a partir de la revisión de la información relacionada con espesores de arena netos vs. espesores abiertos, densidades de cañoneo, información de factor de daño de formación y la conectividad de las arenas de la Formación Barco evaluadas en los patrones de inyección.

Con este estudio se logrará reunir los elementos necesarios para definir la realización de una campaña de recañoneo y apertura de nuevas zonas de las arenas en los pozos productores e inyectores activos de la Formación Barco del área A del Campo Tibú, de acuerdo a la estimación del mejoramiento de la productividad de los pozos y a un análisis económico de su implementación.

Para alcanzar este fin, en este estudio se estructuraron los siguientes capítulos: Capítulo I, que consta del planteamiento, objetivos y justificación del estudio. Capítulo II, con las generalidades del campo Tibú, información de historia de producción, disponibilidad de la información de los modelos estático y dinámico

del yacimiento y estudios realizados a partir de la información adquirida en los últimos tres años, Capítulo III, que contiene un marco teórico relacionado con el cañoneo de pozos, técnicas, métodos, parámetros de optimización y el estudio del factor de daño de formación. Capítulo IV, contiene la revisión de la información disponible para la realización de este estudio, así como la definición de la metodología a seguir y los resultados obtenidos de acuerdo a los parámetros descritos en la metodología. Capítulo V, contiene el estimativo de producción incremental con la realización de los trabajos propuestos y finalmente en el Capítulo VI se realiza una revisión económica para establecer a partir de que producción incremental se considera económicamente viable la ejecución de estos trabajos.

Por último, puede considerarse que este estudio no finaliza con los resultados y conclusiones obtenidas aquí, sino que por el contrario este es el inicio para extender su aplicación a las demás áreas operativas del Campo (B, C, D y E) y que debe ser complementado con otros estudios, como por ejemplo los relacionados con daño de formación y que actualmente se llevan a cabo para la Formación Barco del Campo Tibú.

CAPÍTULO I

1. PLANTEAMIENTO DE ESTUDIO

En el Campo Tibú existe un buen número de pozos donde se ha identificado que las densidades de cañoneo con la que se completaron algunas de las arenas de la Formación Barco son consideradas bajas y adicionalmente, algunas zonas de los sub-ciclos aún no han sido abiertos a producción, lo que no ha permitido el aprovechamiento del potencial de producción de los pozos y con la reactivación del Sistema de Inyección de Agua como método de recuperación secundaria, es preciso revisar la conectividad de las arenas entre pozos productores e inyectores y determinar los intervalos que deben ser abiertos para el drenaje y recuperación de reservas.

Otro aspecto a considerar es el factor de daño o pseudo-daño, que aunque no está determinado para todos los pozos del Campo, se presume existe, ya que desde hace muchos años no se realizan trabajos de estimulación para remoción del daño y adicionalmente las técnicas empleadas durante los años 40 y 50 no ofrecían las alternativas que hoy en día están a disposición y que están relacionadas con la profundidad de penetración de los punzados en la formación.

Debido a la actualización del modelo petrofísico del Yacimiento con la adquisición de información de la Sísmica 3D, toma de registros, nuevos análisis de corazones, etc., en especial para el área A del Campo y con la información del monitoreo del comportamiento de los pozos, tendencias y análisis de falla, pueden ser evaluadas las condiciones sobre las que se definieron los completamientos iniciales de los pozos vs., las condiciones actuales y plantear las acciones que permitan mejorar la productividad de los mismos con el recañoneo y apertura de nuevos intervalos.

1.1 OBJETIVOS

1.1.1 Objetivo General. Realizar un estudio para la selección de pozos candidatos a ser re-cañoneados y para la apertura de nuevas zonas en las arenas de la formación Barco del Área A del Campo Tibú, teniendo en cuenta la información más reciente establecida en el modelo petrofísico del yacimiento, la interacción con el Sistema de Inyección de Agua y los planes de desarrollo del campo

1.1.2 Objetivos Específicos

- Recopilar la información existente sobre pruebas de presión, estados mecánicos, densidades de cañoneo por intervalos, espesores totales y netos de las arenas, registros, datos de producción actuales y acumulados, e historia de intervenciones para los pozos productores activos de la Formación Barco del área A del Campo Tibú.
- Analizar la información existente y seleccionar los pozos con bajas densidades de cañoneo, zonas productoras que no fueron completamente cañoneadas y zonas que no han sido drenadas.
- Examinar las condiciones bajo las cuales se cañonearon las arenas y considerarlas en la nueva propuesta.
- Realizar un estimado de la producción incremental por pozo
- Realizar un estimado de los costos que representan la ejecución de estos trabajos.

1.2 JUSTIFICACIÓN

Uno de los grandes propósitos de la industria en los últimos tiempos se ha centrado en incrementar los factores de recuperación de hidrocarburos de los

yacimientos en los campos considerados maduros o de largos años de producción, con mejoras en la efectividad del manejo de los recursos y con la aplicación de tecnologías que incrementen la producción y así extender la vida útil de sus activos. En este mismo contexto, en el Campo Tibú se considera fundamental realizar una revisión de la información que se ha obtenido para elevar el conocimiento del yacimiento y mejorar la productividad de los pozos existentes, pues en el pasado se tuvieron en cuenta algunas consideraciones basadas en la información existente de la época para definir las zonas a perforar y el diseño del cañoneo; adicionalmente con el paso del tiempo la producción de cada pozo se puede ver disminuida por diferentes causas, entre otras por el daño o skin en las perforaciones y los alrededores del pozo.

El desarrollo de este estudio resulta entonces ser de gran interés y aplicabilidad en el Campo, pues la propuesta de apertura de zonas no drenadas y el recañoneo de las existentes, permite un mayor aprovechamiento de las reservas remanentes con el incremento de la capacidad de producción de los pozos productores y mejores respuestas de la recuperación secundaria por la relación de los pozos productores e inyectores del sistema de inyección de agua.

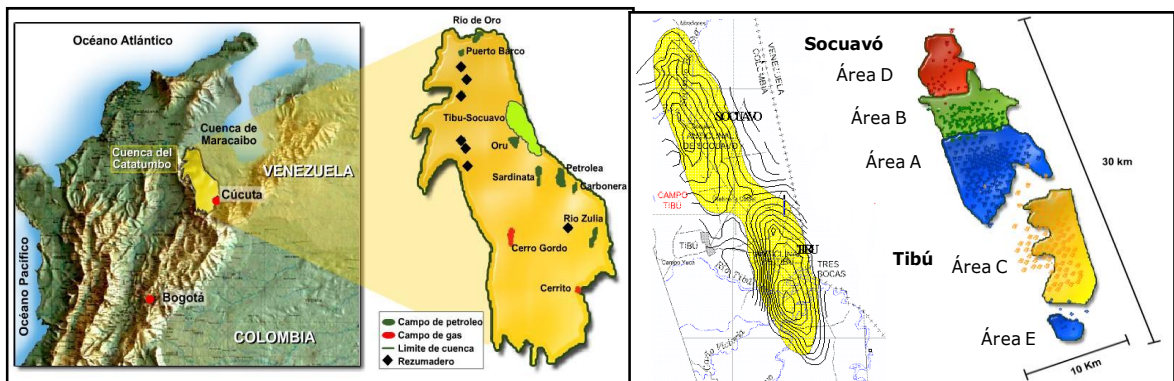
CAPÍTULO II

2. GENERALIDADES

2.1 HISTORIA Y LOCALIZACIÓN

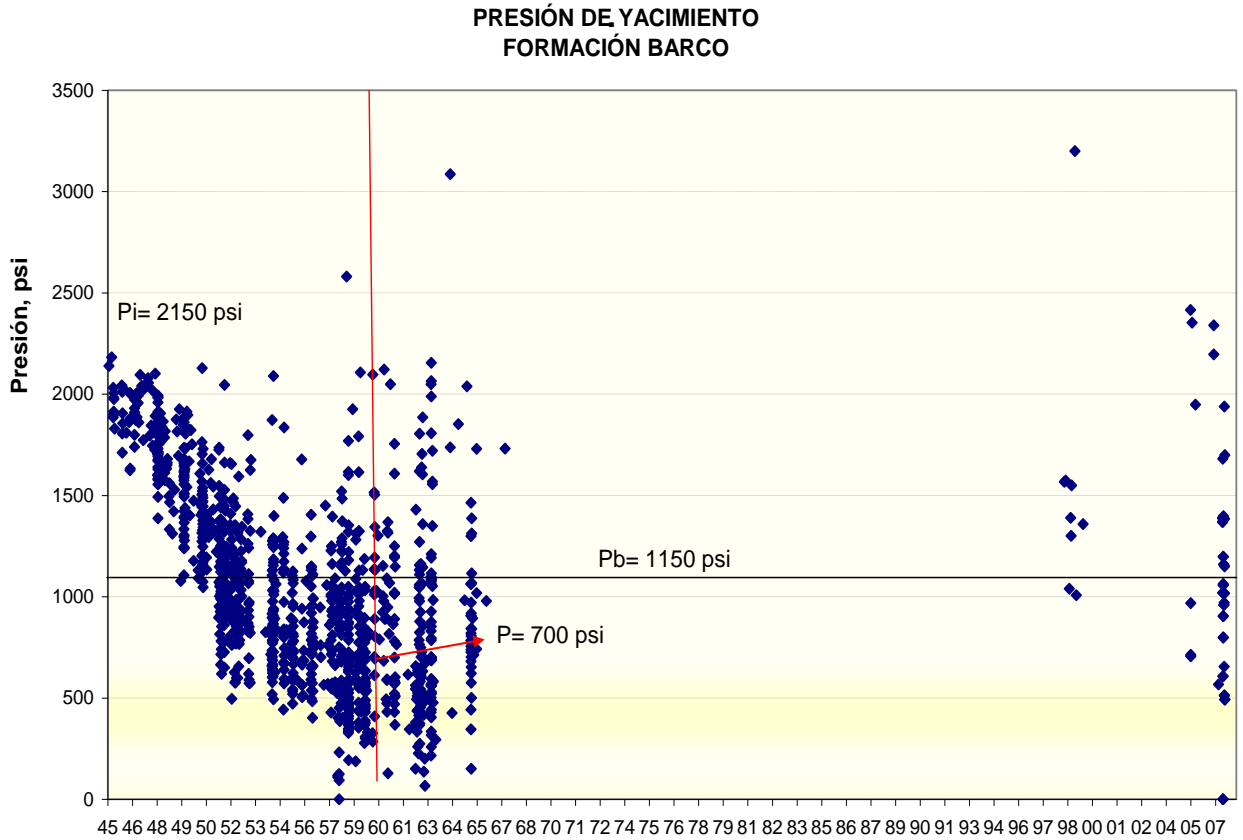
El campo de Tibú fue descubierto en el año 1941 con el pozo Tibú-01, tiene una extensión de 300 km² y está constituido por 2 anticlinales denominados Tibú y Socuavó. Por facilidades y respuesta en la producción el campo se divide en 5 áreas operacionales: A, B, C, D y E, figura 1.

Figura 1. Localización Campo Tibú.



Este yacimiento tiene como mecanismo de producción primario el empuje de gas en solución y ha sido evidenciado por la rápida disminución de la presión del yacimiento que pasó de 2150 a 700 psi en los primeros 15 años de producción, tal y como se muestra en la Figura 2. Su desarrollo se inició con un espaciamiento de 90 acres/pozo y a partir del año 1950 se desarrollaron programas de reducción de espaciamiento a 45 acres/pozo. En 1961 se inicia el proceso de recuperación secundaria con la inyección de agua a través de modelos regulares de 7 puntos. En total se perforaron 510 pozos, de los cuales permanecen activos 131 productores y 34 inyectores de agua.

Figura 2. Presiones de yacimiento Fm Barco Campo Tibú



Fuente: Departamento de Yacimientos, Ecopetrol S.A.

Los principales yacimientos encontrados son la formación Barco de edad terciaria a una profundidad promedio de 4500' y el grupo Uribante, compuesto por las formaciones Aguardiente, Mercedes y Tibú, de edad Cretácea a una profundidad promedio de 9500'. En la Tabla 1 se pueden apreciar las principales características de estos Yacimientos.

Existen otras formaciones de menor interés como Los Cuervos, Catatumbo y Carbonera. En la figura 3 se presenta la columna estratigráfica con los yacimientos principales y secundarios del Campo Tibú.

Tabla 1. Propiedades de los Yacimientos del Campo Tibú

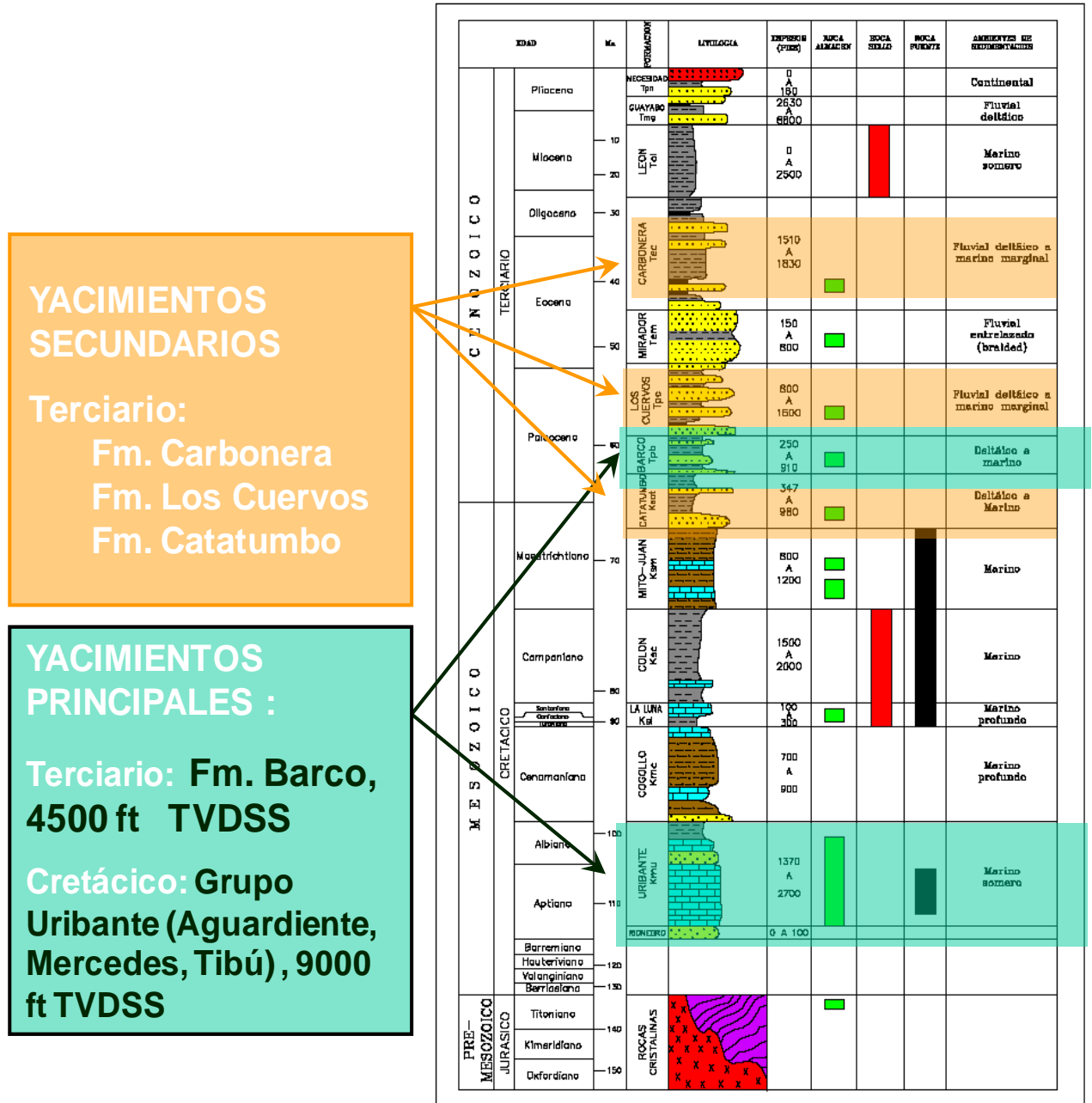
CARACTERÍSTICA	TERCIARIO	CRETÁCEO
Porosidad promedio	15%	6 – 8%
Permeabilidad promedio	100 md	Fracturas
Sw promedio	30%	40 – 50%
Profundidad promedio	4500 pies	9000 pies
Espesor promedio	70 pies	120 pies
Contacto agua-petróleo original	4553 pies	9216 pies
Hidrocarburo tipo	Parafínico	Parafínico
Gravedad API	32	42 - 52
Viscosidad del petróleo	1,5 – 4,1 cp	0,5 cp
Rs	450 scf/stb	7000 scf/stb
Bo	1,2 rb/stb	1,9 rb/stb

Fuente: Departamento de Yacimientos, Ecopetrol S.A.

La máxima producción se alcanzó en 1963 con 23.000 BPPD, tal y como lo muestra la figura 4. Actualmente el campo produce en promedio 16500 barriles de fluido total por día con un BSW del 89%, que corresponde a 1854 barriles de petróleo por día; el 84% de esta producción proviene de la Formación Barco.

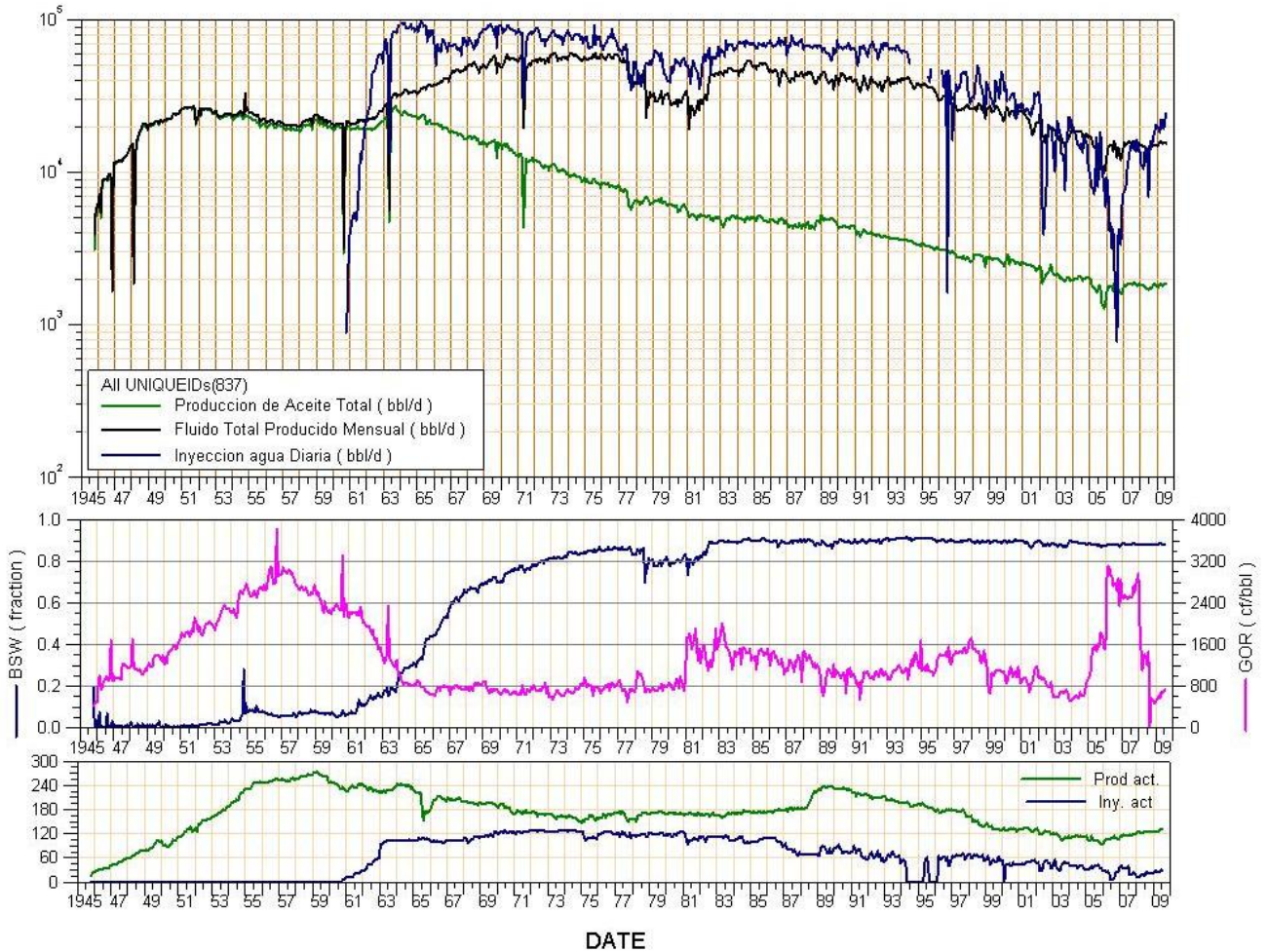
El factor de recobro actual del Campo es del 21% y el factor de recobro de la Formación Barco es de 23%. En el sistema de recuperación secundaria se inyectan en promedio 23800 barriles de agua por día.

Figura 3. Columna Estratigráfica del Campo Tibú.



Fuente: Departamento de Yacimientos, Ecopetrol S.A.

Figura 4. Curvas de producción e inyección Histórica - Campo Tibú.



Fuente: Fuente: Base de datos OFM, Ecopetrol S.A.

2.2 GEOLOGÍA GENERAL

El Campo Tibú se encuentra ubicado en la parte central de la Cuenca del Catatumbo y lo conforman dos estructuras independientes de tipo anticlinal asimétrico, con rumbo N-S, y limitados en el flanco occidental por fallas inversas de alto ángulo que buzcan hacia el este. Los reservorios principales se encuentran en la Formación Barco de Edad Paleógena y el Grupo Uribante de Edad Cretácica. Como reservorios secundarios, se encuentran la Formación Catatumbo de Edad Paleógena y la Formación Carbonera de Edad Neógena.

2.3 ESTRATIGRAFÍA TERCIARIO Y CRETÁCEO

Formación Barco: La sección tipo de la Formación Barco está localizada en el flanco oriental del Anticlinal de Petrólea y consiste de areniscas de grano fino a medio intercaladas con arcillolitas. Algunos horizontes delgados de carbón se presentan principalmente hacia el tope de la Formación. Su espesor varía entre 150 y 278 metros (492 a 912 pies) y sus contactos inferior y superior son concordantes. El ambiente de depósito es de tipo albufera y estuarino y de tipo fluvial de agua salobre. A excepción del campo Río Zulia, la Formación Barco es el almacenador dominante en los campos del Catatumbo. Específicamente la Formación Barco es productora en el campo Río de Oro y Sardinata y en los campos de Petrólea y Tibú, donde en este último es el principal reservorio.

Para la Formación Barco, el mayor control sobre la producción de hidrocarburos lo ejerce la distribución espacial de las diferentes arenas productoras, donde el control es de tipo estratigráfico haciendo que los diferentes paquetes arenosos hagan “onlap” o se pinchen en sentido este-oeste del campo aproximadamente.

Grupo Uribante: El término Grupo Uribante fue introducido para describir las rocas que afloran cerca al río Uribante en el estado Táchira en Venezuela. En Colombia su redefinición fue hecha en 1944, donde se subdividió en tres unidades (miembros cartografiables): Tibú, Mercedes y Aguardiente. El Grupo Uribante presenta un espesor que varía entre los 1.300 y 1.800 pies de espesor y está caracterizado por su baja permeabilidad y porosidad (5% promedio).

Formación Tibú: está localizada en Colombia en la cabecera del Río Tibú, litológicamente está constituida por lodolitas de color gris oscuro, negro y marrón con laminación plano paralela, fisibles, con abundantes restos de conchas y de

peces, intercalada con pequeños niveles de calizas lumaquéllicas en bancos de 30 centímetros, con estratificación ondulosa y cuarzoarenitas grises, calcáreas, con abundantes fósiles, bioturbadas en bancos gruesos macizos. Descansa inconforme sobre el basamento y su contacto superior es concordante con la Formación Mercedes. El ambiente de sedimentación ha sido interpretado como de origen marino poco profundo. En cuanto a producción, la Formación Tibú es productora en el Anticlinal Tibú.

Formación Mercedes: La sección tipo de esta unidad se encuentra localizada en el Valle de Las Mercedes en la Concesión Barco. Litológicamente está constituida por calizas arenosas y fosilíferas intercaladas con shales, dolomitas y areniscas. Las calizas se presentan en capas delgadas, ricas en materia orgánica con abundantes foraminíferos planctónicos. El espesor varía entre 149 y 201 metros. Su contacto inferior es concordante y neto con la Formación Tibú; el contacto superior es transicional con la Formación Aguardiente y su ambiente de sedimentación es marino. La formación Mercedes es productora en el Campo Tibú.

Formación Aguardiente: El nombre proviene del filo del Aguardiente en la Concesión Barco. A escala regional consiste predominantemente de cuarzo areniscas de grano grueso con niveles de glauconita y fosfatos intercaladas con *shales* y calizas. Algunos *shales* presentan alto contenido de materia orgánica y pueden ser potenciales generadores en el área. Su espesor varía entre 148 y 275 metros, con tendencia de engrosamiento hacia el sur y su ambiente depositacional es marino. La Formación Aguardiente produce en el Campo Tibú principalmente por fracturamiento.

2.4 MODELO ESTÁTICO FORMACIÓN BARCO CAMPO TIBÚ

Para la Formación Barco se realizaron los trabajos pertinentes para la construcción de un modelo estático, que permitiera caracterizar el yacimiento integrando los diferentes modelos (estructural, estratigráfico y petrofísico). Mediante la integración de estos modelos se elaboraron los respectivos modelos estáticos, uno para cada estructura Anticlinalde la Formación Barco (Socuavó áreas A, B y D y Tibú áreas C y E). Estos modelos sirven de base para los modelos dinámicos, tanto analíticos como numéricos.

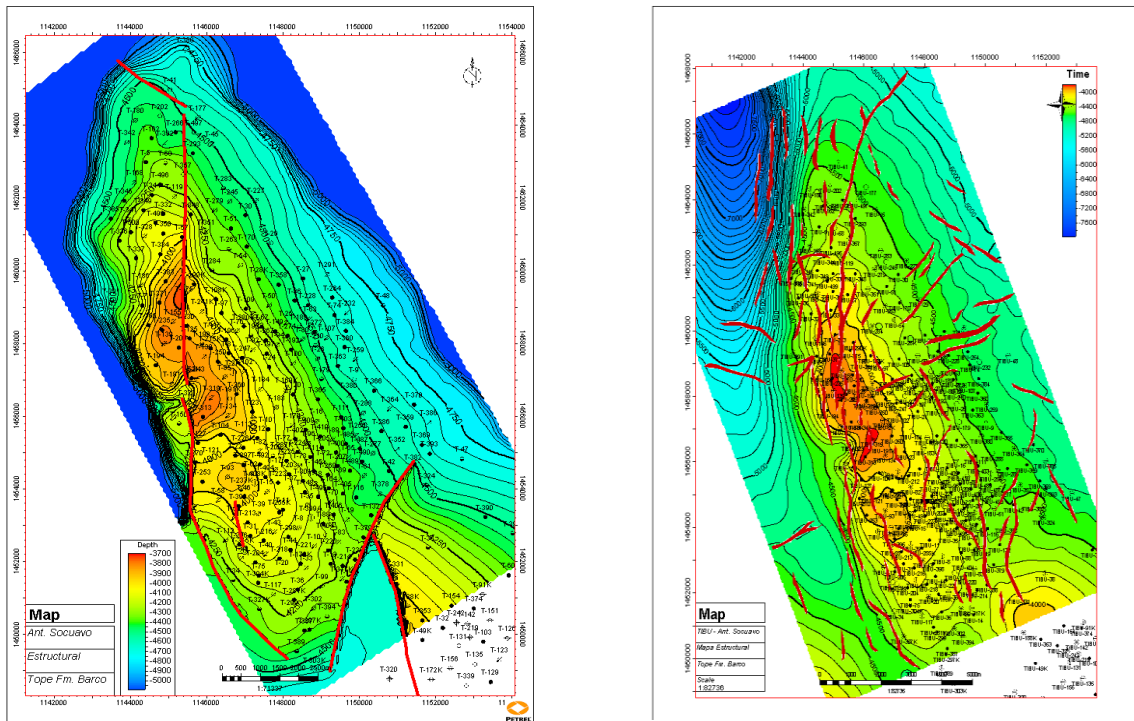
Con base en el nivel de conocimiento actual, la información disponible y los resultados obtenidos en los pilotos de inyección de agua, se evidenció una alta heterogeneidad, tanto en la distribución como en la calidad de las arenas de la Fm. Barco, la cual afecta directamente los proyectos de recuperación secundaria. Por tal motivo, se buscó una caracterización más detallada del yacimiento fundamentada en la realización de un nuevo modelo estructural, estratigráfico y petrofísico, y a su vez, plasmados en un modelo estático del yacimiento para ambas estructuras. Los objetivos principales de este trabajo, fueron generar las mallas geológicas estructurales para la simulación numérica y analítica del reservorio en cada Anticlinal, Socuavó y Tibú y generar el grid geológico poblado de propiedades por zonas del reservorio, que incluye las diferentes propiedades tales como Net to Gross(N/G), Porosidad, y Permeabilidad para ser utilizado por los Ingenieros de Yacimientos.

Los modelos estáticos de yacimiento fueron desarrollados utilizando el software Petrel (Schlumberger); los cuales se encuentran disponibles en la base de datos del Proyecto Tibú.

2.5 GEOFÍSICA

2.5.1 Interpretación Sísmica Tibú 3D. En el año 2008, se realizó un levantamiento de 180 Km² de sísmica 3D (TIBU3D) sobre el anticlinal de Socuavó, en el campo petrolífero de Tibú, con el fin de identificar mejor, además de la estructura del campo, la distribución areal de los reservorios y su continuidad e interconexión o barreras entre ellos. Producto de la interpretación sísmico-estructural de horizontes y fallas surgió un nuevo y mucho más complejo modelo estructural que fue incorporado al modelo de simulación numérico, generando un mejor y más rápido ajuste del mismo. La Figura 6 muestra los mapas estructurales del anticlinal Socuavó, antes y después de la interpretación sísmica respectivamente.

Figura 5. Mapa Estructural Anticlinal Socuavó al Tope de la Formación Barco. Izquierda: Antes con la Interpretación Sísmica 2D. Derecha: Después, con Interpretación de Sísmica 3D. Nótese la cantidad apreciable de fallas en rojo, que fueron reconocidas en este proceso.

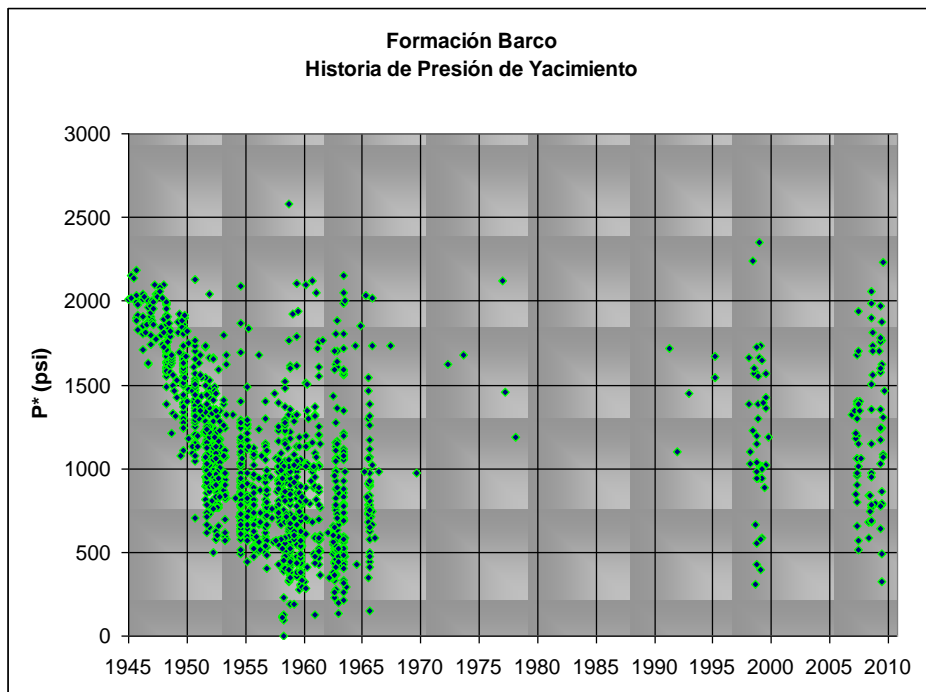


Fuente: Departamento de Yacimientos, Ecopetrol S.A.

2.6 ESTUDIOS SOBRE COMPORTAMIENTO Y MECANISMOS DE PRODUCCIÓN DE LOS YACIMIENTOS

2.6.1 Presión de Yacimiento Formación Barco. A condiciones iniciales (Año 1945) la presión del yacimiento en la Formación Barco era de 2150 psi @ 4500'. Con la explotación y desarrollo del campo (año 1960), la presión disminuyó hasta valores muy por debajo de la presión de burbuja inicial, (1150 psi). Posteriormente, se inicio el proyecto de inyección de agua como método de soporte de presión en patrones de siete puntos regulares en las Área C y el Área A., entonces la presión aumentó en algunas áreas, de acuerdo con el volumen de inyección. En la siguiente figura se puede observar el comportamiento histórico de la presión estática:

Figura 6. Historia de presión de yacimiento – Formación Barco



Fuente: Departamento de Yacimientos, Ecopetrol S.A.

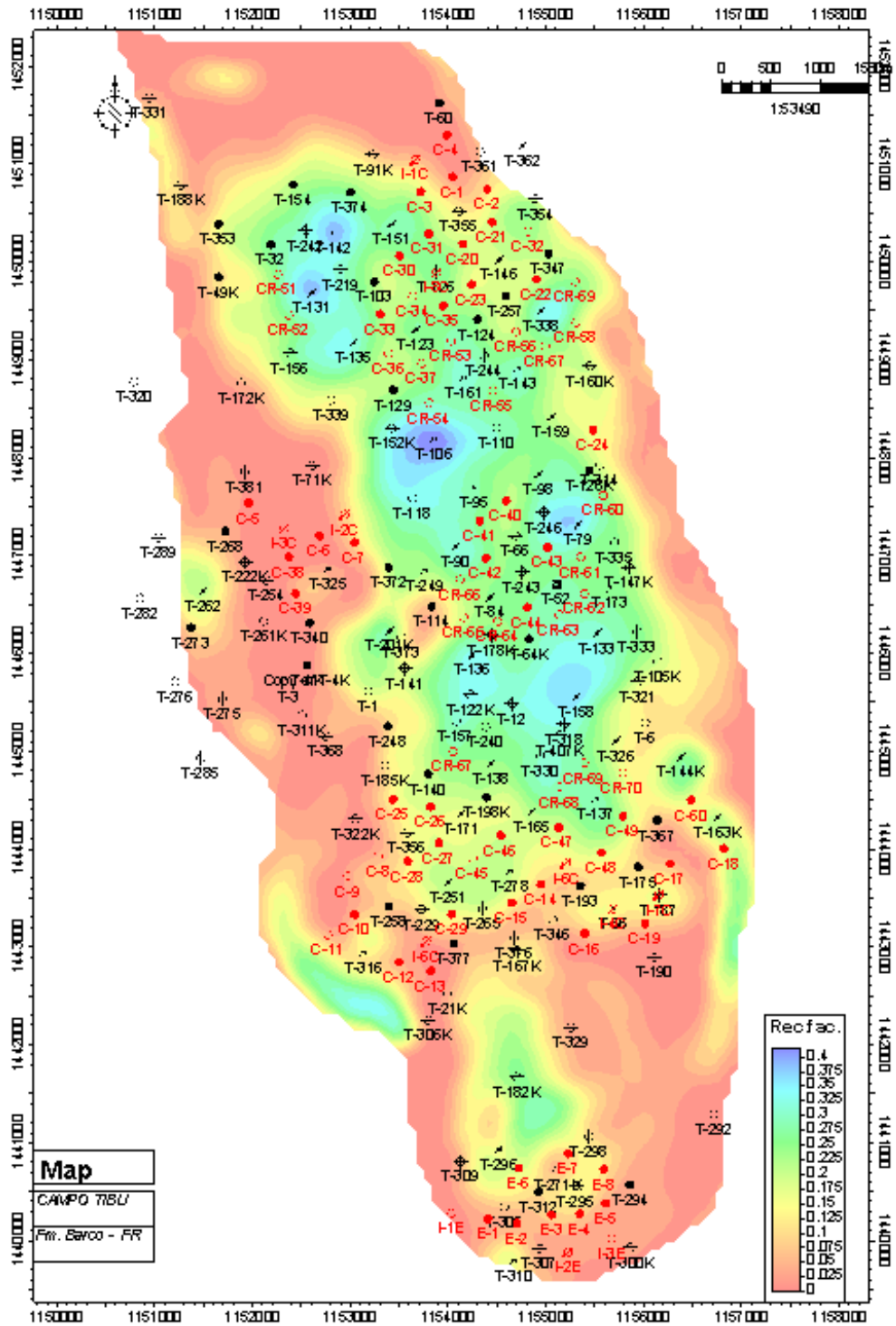
2.6.2 Mecanismo de Producción. La Formación Barco de edad Terciaria contiene acumulaciones de hidrocarburos con empuje de gas en solución como mecanismo de producción primario, evidenciado por el alto depletamiento del yacimiento en los primeros años de producción, cuando la presión cayó desde 2150 en el año 1945 hasta niveles de 500-800 psi (@-4500') en el año 1960 y por el aumento de la relación gas-aceite desde $R_{si}=350$ scf/stb hasta 1500 scf/stb, característico de yacimientos de gas en solución. Actualmente la mayor parte del yacimiento se encuentra produciendo por agotamiento, excepto en algunos sectores donde el soporte de presión es proporcionado por la inyección de agua.

2.6.3 Estudios de Yacimientos. Durante el año 2009, se culminó la construcción y ajuste de los modelos dinámicos para la Formación Barco, basado en los nuevos modelos geológicos del yacimiento.

El modelamiento del yacimiento se inicio con el Área A donde se encuentra el Piloto de inyección de agua de la Estación M-24 y además, por ser la de mayor conocimiento y desarrollo. Después se continuó con la caracterización dinámica del resto de áreas operacionales, se generó el modelo dinámico de todo el anticlinal Socuavó (áreas A, B y D) y el modelo dinámico del anticlinal Tibú (áreas C y E).

El estudio del área A, inició con la construcción del modelo analítico en el software SAHARA y la generación del modelo numérico en el "Software Eclipse", con sus respectivos ajustes. Producto de este ejercicio se logró obtener el factor de recobro actual del anticlinal Socuavó y del anticlinal Tibú:

Figura 8. Factor de Recobro Actual Anticlinal Tibú.



Fuente: Departamento de Yacimientos, Ecopetrol S.A.

CAPÍTULO III

3. MARCO TEÓRICO

3.1 CAÑONEO DEPOZOS

Con el cañoneo de pozos se crean orificios en el revestimiento mediante disparos que pasan a través de la capa del cemento y se extienden dentro de la formación para establecer una comunicación efectiva entre la zona productora y el pozo. El cañoneo permite evaluar zonas productoras, mejorar la producción, recuperar e inyectar y efectuar trabajos de inyección de cemento. Estas perforaciones deben ser limpias, de tamaño y profundidad uniformes y no deben dañar el revestimiento ni la adherencia del cemento.

El diseño de los disparos constituye una parte integral del planeamiento del completamiento del pozo en el que se tienen en cuenta las condiciones del yacimiento, las características de la formación y las exigencias del pozo. El disparo es el único modo de establecer túneles de conducción que sirven de enlace entre los yacimientos y los huecos revestidos. Sin embargo, el disparo también daña la permeabilidad de la formación alrededor de los túneles de los disparos. Tanto el daño, como los parámetros de los disparos como la penetración de la formación, el tamaño del orificio, el número de disparos y el ángulo entre los orificios, tienen un impacto significativo sobre la caída de presión en las cercanías del pozo y, por lo tanto, sobre la producción. La optimización de estos parámetros y la disminución del daño inducido constituyen aspectos importantes del disparo.

Las investigaciones actuales confirman que para poder remover, parcial o totalmente el daño y los detritos de los disparos, en ciertos casos es esencial que exista un cierto desbalance, es decir que la presión dentro del hueco antes del

disparo sea menor que la presión de la formación (presión inversa). Las técnicas modernas de disparo no se pueden separar de otros servicios que mejoran la productividad del pozo, como el fracturamiento, la acidificación y el control o prevención de la producción de arena. Además de ser conductos para el ingreso del flujo de petróleo y gas, los orificios proporcionan puntos uniformes para la inyección de agua, gas, ácido, geles con agentes de sostén, que se utilizan para las estimulaciones por fracturamiento hidráulico, y los fluidos que emplazan la grava para el control de la producción de arena en formaciones débiles y no consolidadas. En otras aplicaciones para el manejo de arena, los disparos proporcionan la cantidad necesaria de orificios estables, con la orientación y el tamaño adecuados para impedir la producción de arena.

Para la realización del cañoneo, se debe disponer de los registros a hueco abierto como lo son el SP, Gamma Ray y/o Resistividad, con la finalidad de correlacionar con los registros a hueco entubado y el CBL-VDL-Gamma Ray-CCL, a fin de determinar la profundidad de los cuellos del revestimiento en los registros a hueco abierto y de esta forma determinar la profundidad equivalente de los intervalos de completamiento para ser cañoneados mediante el registro a hueco entubado. Posteriormente realizada la correlación e introducidos los cañones en el hoyo, se procede a poner el cañón en la posición deseada registrando cuellos tanto arriba como abajo a fin de verificar la posición del mismo para luego ser accionado.

3.1.1 Geometría del Cañoneo.

Penetración: Es la longitud de la perforación realizada por una carga explosiva dada, usualmente se mide siguiendo el método API. La penetración puede variar dentro de un rango desde cero hasta varias pulgadas dependiendo del tipo de carga explosiva utilizada y de las características mecánicas y propiedades físicas de los materiales que son penetrados.

Diámetro de Entrada de la Perforación: Representa el diámetro del agujero que se crea en el revestimiento durante el proceso de cañoneo.

Densidad de Cañoneo: Es el número de cargas por unidad de longitud. Las más comunes son las de 4 a 6 tiros por pie (TPP). Con dispositivos especiales, esta densidad se puede elevar a 8 y 12 tiros por pie.

Fase (dirección de las cargas): Esta indica el ángulo entre las cargas. Las cargas pueden ser disparadas en una o varias direcciones y la geometría de dicha dirección también pueden ser ajustadas de acuerdo al requerimiento del pozo (0°, 30°, 60°, 90°, 120°, 180°).

Separación entre Cargas: Es el espacio que existe entre las cargas, esta separación es considerada en el diseño de cañones para evitar la interferencia entre cargas al momento de la detonación.

3.1.2 Tipos de cañones.

Cañones tipo bala (bullet perforating): El método consiste en el disparo de balas hacia el revestimiento, atravesando el cemento hasta llegar a la formación. Las balas están alojadas en un portador tubular de acero. Dentro de esta sección se encuentra el impulsor. El equipo permite comúnmente la selección de disparar a la vez, grupos de balas sucesivamente o todas simultáneamente, según las necesidades del operador. Las balas o proyectiles penetran al revestimiento, cemento y formación a alta velocidad. El desempeño de este tipo de cañón, disminuye notablemente al aumentar la consolidación de las rocas o cuando un revestimiento de muy alta dureza es utilizado, actualmente es poco empleado pero continua aplicándose en formaciones resquebradizas.

Cañones tipo hydraulic (water-jet perforating): Este tipo de cañoneo utiliza un chorro de agua de alta presión, algunas veces acompañado de arena, para abrir agujeros a través del revestimiento, cemento y formación, con ayuda de una tubería con orificios direccionados. El chorro presurizado deja túneles limpios con muy poco daño y la tubería es manejada de una forma tan compleja que se pueden realizar inclusive canales y circunferencias en el revestimiento; sin embargo el sistema es muy lento, razón por la cual no se usa regularmente.

Cañones tipo chorro (jet perforating): Es el cañoneo más utilizado en la actualidad e involucra el uso de explosivos de alta potencia y cargas moldeadas de cubierta metálica. Es una técnica extremadamente delicada en relación con una secuencia necesaria de eventos, la cual comienza por el encendido del detonador eléctrico; este, a su vez, da inicio a una reacción en cadena del explosivo principal que hace que el material del forro de la carga fluya por la alta presión, a tal grado que se dispersa a una velocidad de 20000 pies/segundo (como mínimo) y con una presión estimada en la punta del chorro de 5 millones de Psi. Mientras esto ocurre la parte exterior del chorro se colapsa y forma otra corriente de metal que se desplaza a una velocidad de 1500 a 3000 pies/segundo, una velocidad demasiado pequeña, por lo que se corre el riesgo de que el residuo tapone la perforación que se hizo; además, cualquier falla dentro del proceso puede causar huecos irregulares, tamaño inadecuado y poca o ninguna penetración, así que se deben seguir con cuidado los procedimientos de carga, corrida y disparo de los cañones. Aún así, hasta ahora es el sistema más versátil de todos, las cargas se pueden seleccionar según el tipo de formación y los cañones pueden ser bajados simultáneamente dentro del pozo, utilizando guaya eléctrica, guaya mecánica, tubería de producción o tubería flexible.

Los cañones tipo chorro se clasifican en:

Cañones recuperables, que pueden ser extraídos del pozo junto con los residuos generados durante el proceso de cañoneo, operan a grandes profundidades, altas presiones, altas temperaturas, presentan menos fallas operativas debido a que los componentes explosivos están encerrados, pueden hacerse disparos selectivos, no deforman la tubería de revestimiento y pueden ser reutilizables hasta 100 veces como los cañones de tapas (Port Plug) o no reutilizables (Scalloped).

Cañones desechables, donde la carga está contenida en cápsula individual, construida usualmente de un material quebradizo, como aluminio, cerámica o hierro selladas a presión. Cuando la carga es detonada, se destruye el envase en pequeños fragmentos los cuales quedan dentro del pozo. Estos cañones están disponibles en los mismos tamaños que los cañones recuperables, así como también en la misma densidad de cañoneo y arreglo de cargas, en el caso de ser bajados a través del revestimiento. Estos cañones tienen mayor penetración que los cañones recuperables.

Cañones Semidesechables, que están equipados con un porta carga recuperable, guayas, cápsulas mejoradas, etc., pero son inferiores a los cañones recuperables en términos de especificaciones y construcción.

Cañones Especiales, son cañones usados en casos especiales, entre los que se pueden mencionar: cañones para soportar altas temperaturas, cañones con penetración limitada, cañones de disparo radial, cañones utilizados en pozos fracturados, cañones con orientación controlada en forma radiactiva, cañones con orientación controlada en forma mecánica y cañones para cortar tubería de producción y de revestimiento.

3.2 SISTEMAS DE CAÑONEO

3.2.1 Bajo Balance. Anteriormente, los disparos se realizaban con lodos o fluidos de alta densidad en condiciones de presión balanceada o de sobre presión. Hoy en día es más común utilizar el desbalance para minimizar o eliminar el daño causado por los disparos. Los términos de desbalance (o presión inversa), balanceada, sobre presión o sobre presión extrema se refiere a las diferencias de presión entre el hueco y el yacimiento antes de disparar.

Existe un desbalance cuando la presión dentro del pozo es menor que la presión de la formación dentro del pozo, en cambio, cuando ambas presiones son equivalentes se describe como condiciones de presión balanceada. La sobre presión ocurre cuando la presión del pozo es superior a la presión del yacimiento. Sobre presión extrema significa que la presión del pozo excede en gran medida la resistencia de la roca, lo cual produce la iniciación de una fractura o el quiebre de la presión.

El potencial de los disparos en condiciones de desbalance fue reconocido recién en la década de los 60. En los pozos agujereados con desbalance se notaba una tendencia al incremento de la producción. En la década de los 70 y principios de los 80, los investigadores reconocieron que la eficiencia de flujo en los completamientos con disparos aumentaba cuando se utilizaban presiones con mayor desbalance. Los estudios demostraron que el flujo inmediatamente posterior al disparo limpiaba los disparos y entonces se recomendaron distintos criterios de desbalance. A partir de entonces se han investigado diversos aspectos de los disparos utilizando datos obtenidos en el campo y en el laboratorio, los cuales refuerzan constantemente las ventajas derivadas de un flujo inicial para erosionar las zonas trituradas por los disparos y arrastrar los detritos resultantes.

Disparo en desbalance: En un disparo con sobrepresión o condiciones de presión balanceada sin limpieza y antes del flujo, el túnel está taponado por los fragmentos de roca y los detritos. El flujo de producción puede remover algunos residuos, pero buena parte de la zona triturada de baja permeabilidad se mantiene. La oleada inicial generada por un desbalance adecuado durante el disparo permite barrer los detritos y erosionar la zona triturada.

Criterios de desbalance. El desbalance es ampliamente aceptado como el método más eficiente para obtener disparos limpios. Los criterios de desbalance óptimo de presión han aumentado en forma substancial a lo largo de la última década como resultado de cientos de pruebas de laboratorio. Las pruebas de laboratorio confirman que para limpiar los disparos se necesita un mayor nivel de desbalance.

Si bien en un primer momento se produce un flujo turbulento con los fluidos de baja viscosidad, los resultados de las pruebas indican que la turbulencia no es una condición necesaria para la limpieza del orificio. En cambio, la limpieza del daño de la permeabilidad alrededor del disparo hoy se relaciona con el arrastre viscoso.

Debido a que el desbalance impacta el rendimiento de los disparos y la productividad del pozo, resulta esencial entender la dinámica de los fluidos involucrados. Si se comprende cómo actúan las vibraciones, las presiones y el flujo de los fluidos, se podrá seleccionar un nivel de desbalance óptimo y diseñar las herramientas de fondo adecuadas.

3.2.2 Sobre balance. Se presenta cuando la presión hidrostática ejercida por el fluido de completamiento siempre es mayor que la presión de yacimiento, la cual permite que durante la operación de cañoneo el pozo se mantenga estático. Esta técnica de cañoneo se usa en la mayoría de los pozos entre un 80% y 90% de los pozos nuevos y reparados. Cuando se cañonea con un diferencial de presión

positiva y con una columna de lodo, usualmente se producen taponamientos de algunas de las perforaciones. Esto se debe a que el lodo es fundamentalmente un fluido de control de perforación y, por lo tanto causa obstrucción de flujo. A diferencia del bajo balance en el sobre balance se requiere que el pozo permanezca cerrado y controlado durante las operaciones de cañoneo. Generalmente el daño causado por el lodo es parcialmente irreversible, es decir, aun cuando se realizan operaciones para reducir la columna hidrostática (suabeo), es prácticamente imposible obtener una limpieza completa de las perforaciones.

3.2.3 Sobrealance extremo. El sobrealance extremo consiste en realizar el cañoneo con presiones superiores a la presión de fractura de la formación, creando de esta manera un canal de flujo más allá de la zona de daño, hacia la zona de mayores esfuerzos de la formación. El método se basa en utilizar una columna de líquido directamente contra el intervalo a disparar, hasta un determinado nivel y sobre este nivel colocar una columna de gas para proveer la presión adicional requerida para lograr el gradiente deseado. Se puede inclusive reducir la presión de superficie utilizando nitrógeno.

3.3 MÉTODOS DE CAÑONEO

3.3.1 Cañones bajados a través del revestimiento (Casing gun). Consiste en bajar un cañón de diámetro grande (3 1/8", 3 5/8", 4", 5", entre otros) a través del revestimiento utilizando chivo o equipo de guaya, para dispararlo en una zona de producción dependiendo de la temperatura y presión de fondo; los rangos para este tipo de cañón generalmente son de 0 a 400°F y de 0 a 25000 Psi.

Este tipo de cañoneo se ejecuta con un diferencial de presión positivo ($P_h > P_f$) de 400 Psi aproximadamente, lo cual permite mantener el control del pozo. Los cañones de revestimiento son más eficientes que los de tubería, cuando se usan

en operaciones de fracturamiento o inyección ya que estas requieren de un buen control de la longitud de la perforación.

Este tipo de cañón se utiliza igualmente en operaciones a hueco abierto; con el fin de penetrar zonas dañadas por fluidos de perforación, o por depósitos de escamas. Para lograr este objetivo se utilizan cargas de alta calidad de penetración, con lo cual se logran rangos de de perforación mas allá de la zona dañada.

3.3.2 Cañones bajados a través de la tubería de producción (tubing gun). En este método, primero se baja la tubería con empaque de prueba o se baja el completamiento final. Luego se crea un diferencial de presión negativo ($P_h < P_f$) y posteriormente se baja el cañón con equipo de guaya. Generalmente, se usan cañones no recuperables o parcialmente recuperables.

La tubería de producción con empaques permite el desplazamiento del fluido de completamiento por un fluido de menor densidad como por ejemplo el Gas Oil. Este desplazamiento se puede realizar a través de las camisas de circulación, las cuales se cierran con equipo de guaya. Otra alternativa consiste en achicar la tubería con la empaadura asentada, hasta lograr una columna de fluido que permita obtener una diferencia de presión negativa, después del cañoneo. Cuando el completamiento se realiza en una sola arena, se puede usar como fluido de completamiento uno de menos densidad que el fluido de formación. En este caso los cañones se bajan cuando la columna de fluidos de completamiento permita obtener un diferencial de presión negativo, después del cañoneo. Una vez creadas las condiciones para crear un diferencial de presión negativo, se procede a bajar el cañón con equipo de guaya. Los restos recuperables del cañón y la herramienta de profundidad y la guaya se recuperan usando un lubricador.

Este método de cañoneo permite obtener una buena limpieza de las perforaciones. Sin embargo, ellos no son selectivos. Por esta razón, cuando se

requiere probar otro intervalo, es necesario controlar el pozo con el cual se exponen las perforaciones existentes a los fluidos de control. Esto puede causar cierto grado de daño

3.3.3 Cañones transportados por tubería (tubing conveyed perforating). Con este sistema se logran orificios limpios, profundos y simétricos, ya que permiten utilizar cañones de mayor diámetro, cargas de alta penetración, alta densidad de disparo, sin límites de longitud en los intervalos a cañonear en un mismo viaje, todo esto combinado con un diferencial óptimo a favor de la formación.

El poder combinar una buena penetración de la formación, alta densidad, fase de disparo y un diferencial de presión a favor de la formación, se permite obtener una relación de productividad óptima aun después de haberse taponado la mitad o las dos terceras partes de los orificios cañoneados. Con este método, el cañón se transporta en el extremo inferior de la tubería de producción, conjuntamente con la tubería se mete un empaque que debe ser sentado antes de iniciar la operación de cañoneo.

La aplicación de este método de cañoneo es amplia, por ejemplo se puede utilizar en los siguientes casos: control de arena o migración de otras partículas indeseables, mejorar la tasa de penetración, reducir el tiempo de operación, mayor seguridad. El control de producción de arena u otras partículas se hace más efectivo usando perforaciones compatibles con los agentes divergentes usados. Cuanto mayor sea el cañón, mayor será el diámetro máximo de las perforaciones y la penetración.

La mayor seguridad del pozo, cuando se emplea este método del cañoneo se debe a que cuando se baja el cañón adaptado a la tubería también se usa el equipo de control de presiones en el cabezal del pozo. Este equipo está instalado todo el tiempo para lograr máxima seguridad. Cuando se usan cañones

transportados por tubería no es necesario bajar conectores con guaya, ya que se puede implementar un sistema de detonación hidráulico.

3.4 PARÁMETROS QUE AFECTAN EL RENDIMIENTO DEL CAÑONEO

Los parámetros que afectan la eficiencia del cañoneo son los atribuidos al proceso de Cañoneo y al Yacimiento.

3.4.1 Parámetros atribuidos al proceso de cañoneo

Configuración de la Carga: La configuración de la carga es de importancia fundamental, esto incluye su ubicación relativa dentro del pozo. Así, la distribución del explosivo y la densidad de disparo, determinan la velocidad de detonación y puede tener una influencia aun mayor que la cantidad total de explosivo utilizada.

Diámetro del cañón: La penetración es también proporcional al diámetro del cañón usado. Por lo tanto, para obtener una mayor penetración no se requiere necesariamente de un aumento en la carga explosiva. De acuerdo a experimentos realizados, se puede concluir que el tamaño del diámetro de la carga es el factor determinante de la penetración y no la cantidad de carga. Sin embargo, para estimar el grado de deformación del revestimiento, si es necesario considerar la cantidad de carga.

Separación entre el cañón y la zona cañoneada: La separación existente entre la pared interior del revestimiento y la carga, afecta el grado de penetración de la formación. A medida que la separación aumenta disminuye la penetración. La separación se puede controlar mediante el uso de centralizadores esto da resultado práctico en algunos casos en los cuales los cañones son de diámetro apreciable. Sin embargo, para cañones de diámetro reducido se han presentado problemas severos.

Tipo de material del revestimiento: Este es otro factor de importancia. Así, por ejemplo, al usar un revestimiento N-80 en lugar de uno J-55, se reduce el diámetro de la perforación en aproximadamente 10%. También se han observado variaciones en función del espesor del revestimiento.

Densidad de disparo y orientación o fase de las cargas: El aumento de la densidad de disparo reduce el daño provocado por los disparos y los pozos producen a presiones inferiores. Si las formaciones son laminadas o tienen un alto grado de anisotropía (grandes diferencias entre las permeabilidades verticales y horizontales) es necesario que la densidad de disparo sea elevada. Las cargas orientadas reducen la caída de presión cerca del pozo al proporcionar conductos de flujo en todas las caras del pozo. En el caso de las formaciones naturalmente fracturadas, la orientación múltiple de las cargas de penetración permite interceptar un mayor número de fracturas. Si las fracturas naturales son paralelas, los disparos orientados resultan más convenientes.

3.4.2 Parámetros atribuidos al yacimiento.

Dureza compresiva de la formación: Este es un factor determinante en la penetración de los disparos. Con la perforación a chorro de rocas de alta resistencia, se obtiene, aproximadamente el doble de la penetración que es lograda usando cañones tipo bala. En cambio, en rocas de baja resistencia (con esfuerzos de compresión menores de 6000 Psi), el uso de bala es deficiente.

Temperatura del yacimiento: La temperatura afecta la naturaleza de la carga. La mayoría de los cañones a chorro usan explosivos a base de ciclorita, los cuales se pueden usar hasta temperaturas de 340°F (171°C). Para formaciones que exceden esta temperatura, es necesario usar un equipo especial de cañoneo, ya que es posible dañar el pozo. La presencia de un ambiente de alta temperatura puede provocar el aumento de la posibilidad de explosiones espontáneas, cuando se usan cañones para altas temperaturas, generalmente se obtienen menores

penetraciones además de ser usualmente más costosos y no permite una selección muy amplia de las cargas.

3.5 PARÁMETROS QUE AFECTAN LA EFICIENCIA DE LAS PERFORACIONES

3.5.1 Penetración de las perforaciones. Las perforaciones deben extenderse algunas pulgadas dentro de la formación, preferiblemente más allá de la zona que se daña a consecuencia de la invasión de los fluidos de perforación y completamiento.

3.5.2 Densidad y distribución radial de las perforaciones. Es necesario establecer una combinación adecuada entre la penetración y el diámetro de entrada de la perforación. Evidentemente, las primeras pulgadas de penetración son las que poseen un mayor efecto en la productividad, además la influencia de la cantidad de tiros por pie de longitud cañoneada también es notable. Por ejemplo, una densidad de 4 TPP y de apenas 2 pulg. de penetración ofrece una relación de productividad sustancialmente mayor que cuando la densidad es de 1 TPP con una penetración de 12 pulg.

3.5.3 Lavado de las perforaciones. Al penetrar el chorro a la formación se produce desplazamiento y compactación en la cercanía de la zona cañoneada, alterando la permeabilidad original de esa zona. Además, la cavidad creada por el cañoneo se llena de material del yacimiento y restos de explosivos pulverizados. Sin embargo, este material es usualmente removido mediante el lavado de las perforaciones, hasta lograr recuperar la capacidad de flujo original, es decir, la formación hace un lavado automático cuando se cañonea en bajo balance.

3.6 EFECTOS DE DAÑO O FACTOR SUPERFICIAL

El daño total o factor superficial total de un pozo lo constituye cualquier restricción del flujo en la vecindad del pozo. Usualmente el daño total se puede clasificar en cuatro casos.

3.6.1 Daño a la formación. El cañoneo contribuye como un componente del daño total de formación que es detectado a través de las pruebas de restauración de presión. El daño se inicia durante las operaciones de perforación y se incrementa con las operaciones de reacondicionamiento, producción e inyección. Los movimientos de fluidos hacia afuera o hacia adentro de la formación pueden afectar los canales de flujo, específicamente, pueden causar el taponamiento del medio poroso con sólidos de filtrado del cemento, residuos de cargas, prelavados, bloques de emulsión, precipitados de acidificaciones, residuos de material de fracturas, parafinas, asfáltenos, escamas y otros sólidos.

3.6.2 El efecto de cañoneo. El patrón de cañoneo y la penetración afectan la productividad de un pozo. Si el chorro penetra a la formación y produce desplazamiento y compactación de la misma, en la cercanía de la zona cañoneada, altera la permeabilidad original de esa zona. Además, la cavidad creada por el cañoneo se llena de material de la formación y de restos del explosivo pulverizado. Este material es usualmente removido mediante el lavado de las perforaciones. Si se establece un diferencial de presión a favor de la formación al momento de accionar los cañones, se obtiene una limpieza automática de las perforaciones, logrando una menor disminución de la permeabilidad en la zona compactada en comparación a las obtenidas con diferenciales nulos (balance) o con presiones hidrostáticas por encima a las de yacimiento.

3.6.3 El efecto inercial-turbulento (sturb). Se ha comprobado que la relación lineal entre la tasa de flujo y el gradiente de presión es válida para tasas de flujo relativamente bajas. Para flujos relativamente altos la relación entre esas variables deja de ser lineal. En este caso el flujo no obedece a la ley de Darcy y se produce un decaimiento adicional de presión, cerca del hueco del pozo y el cual puede ser tratado como un efecto inercial-turbulento (Sturb). Este factor usualmente se determina mediante pruebas de restauración y es equivalente a un factor de pseudo daño que abarca: componentes originados por el flujo que no obedece a la ley de Darcy y componentes causados por las condiciones actuales de las perforaciones y sus alrededores.

3.6.4 El efecto de cañoneo parcial. El cañoneo parcial es común para evitar que el gas o el agua se conifique. Es decir, la perforación de la parte media superior o inferior de la arena objetivo depende de gran parte de los contactos gas-petróleo y/o agua-petróleo.

CAPÍTULO IV

4. REVISIÓN ÁREA A PARA RECAÑONEO DE POZOS Y APERTURA DE NUEVAS ZONAS

4.1 INFORMACIÓN GENERAL ÁREA A

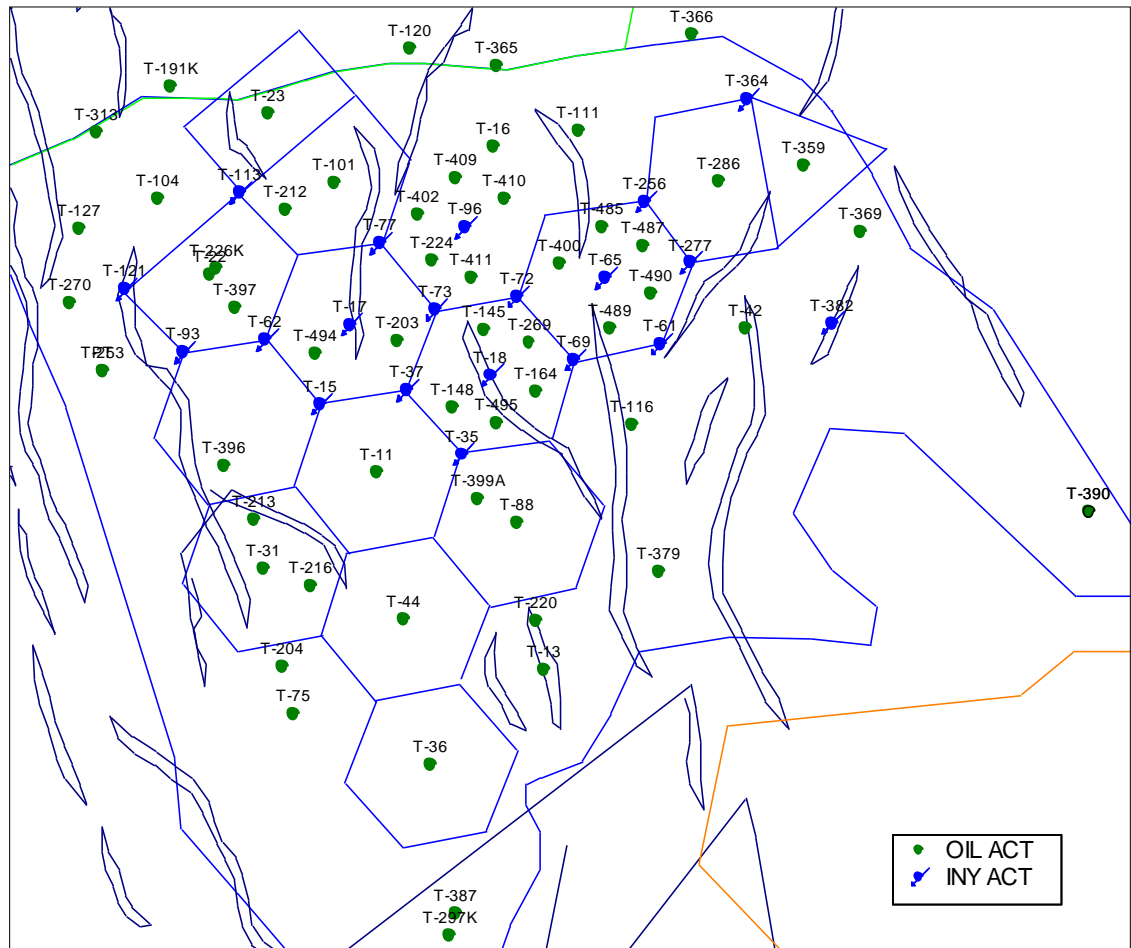
Las cinco áreas del Campo Tibú actualmente la conforman 131 pozos productores y 34 pozos inyectoros activos. Específicamente el área A está ubicada sobre el anticlinal Socuavó, entre el sector central y norte del campo y la conforman 50 pozos productores y 25 pozos inyectoros activos de la Formación Barco, bajo un esquema de inyección de agua de 7 puntos normal, tal y como lo muestra la figura 9. Debido a que el Sistema de Inyección de agua se encuentra en reactivación, no todos los pozos del área A se encuentran bajo la influencia de pozos inyectoros. El factor de recobro actual de esta área es del 29%.

Los fluidos producidos son tratados en las Estaciones de Recolección y Tratamiento J-25, M-24, L-29, K-27 y Norte. El corte de agua del área A es de aproximadamente 81%, con un potencial de producción de 871 BOPD y 13.659 BWPD.

Las estaciones de inyección de agua actualmente activas se encuentran en el área A y son la K-32, K-27, J-25 y M-24, con una capacidad nominal de inyección de 45.000 BWPD.

Sobre esta área también se encuentran en producción por flujo natural 7 pozos del cretáceo que en su mayoría producen del Grupo Uribante, de los Miembros Aguardiente y Mercedes, sin embargo, estos pozos no son objeto de este estudio.

Figura 9. Ubicación de los pozos productores e inyectores activos del área A del Campo Tibú.



Fuente: Base de datos OFM, Ecopetrol S.A.

4.2 POTENCIALES DE PRODUCCIÓN, POZOS ÁREA A

A continuación se presentan los potenciales de producción de los pozos del área A con actualización agosto de 2010.

Tabla 1. Potenciales de Producción, Pozos Área A Campo Tibú

POZO	Estación	Potencial Bruto (BFPD)	% BSW	Potencial Agua (BWPD)	Potencial Neto (BOPD)
P-001	J-25	880	97	850	30
P-002	J-25	148	91	135	13
P-003	L-29	101	81	82	19
P-004	L-29	75	78	59	16
P-005	J-25	450	97	436	14
P-006	J-25	892	96	854	38
P-007	M-24	216	86	186	30
P-008	J-25	232	90	208	24
P-009	J-25	97	79	77	20
P-010	J-25	314	94	299	15
P-011	K-27	266	91	242	24
P-012	L-29	141	68	96	45
P-013	K-27	19	2	1	18
P-014	J-25	59	42	25	34
P-015	L-29	27	72	19	8
P-016	K-27	80	74	59	21
P-017	M-24	141	89	126	16
P-018	J-25	857	98	836	21
P-019	M-24	149	87	130	19
P-020	K-27	554	98	543	11
P-021	J-25	169	92	155	14
P-022	J-25	258	95	243	15
P-023	J-25	350	96	336	14
P-024	J-25	30	93	28	2
P-025	K-27	13	85	11	2
P-026	K-27	460	94	432	28
P-027	M-24	1.197	97	1.161	36
P-028	M-24	41	67	27	14
P-029	J-25	17	30	5	12
P-030	NORTE	84	85	71	12
P-031	M-24	759	98	744	15
P-032	L-29	155	97	150	5
P-033	M-24	15	40	6	9
P-034	M-24	15	40	6	9
P-035	J-25	47	36	17	30
P-036	J-25	25	85	17	8
P-037	K-27	1.005	96	964	41
P-038	K-27	666	98	652	13
P-039	J-25	74	96	70	4
P-040	M-24	102	98	98	4

P-041	K-27	143	95	136	7
P-042	K-27	132	88	116	16
P-043	K-27	18	83	15	3
P-044	K-27	180	95	171	9
P-045	M-24	51	60	46	5
P-046	M-24	201	90	180	21
P-047	M-24	1.216	97	1.180	36
P-048	M-24	22	55	12	10
P-049	K-27	604	96	580	24
P-050	J-25	873	97	848	25

Fuente: Base de datos Departamento de Producción, SOT, Ecopetrol S.A

4.3 METODOLOGÍA PARA LA DEFINICIÓN DE RECAÑONEO Y APERTURA DE NUEVAS ZONAS, POZOS ÁREA A.

Se recopiló la información de los pozos del Área A necesaria para el estudio de las opciones de recañoneo de arenas y apertura de subciclos no drenados, de acuerdo con los recientes estudios de Yacimientos para la actualización de los diferentes modelos, por lo que en el modelo estratigráfico se realizó una identificación diferente de la Formación Barco, anteriormente con una división general de cuatro ciclos y ahora identificada con catorce subciclos, tal y como se muestra en la figura 10.

A partir del modelo petrofísico se obtuvo la información relacionada con los espesores permeables de cada ciclo por área (Tabla 2), a partir de la generación de modelos de porosidad, del establecimiento de la relación porosidad-permeabilidad de núcleo y de la determinación de los cutoffs de porosidad. Este ejercicio fue llevado a cabo pozo a pozo para establecer los espesores permeables por subciclo.

Figura 10. Identificación de ciclos y subciclos – Formación Barco*

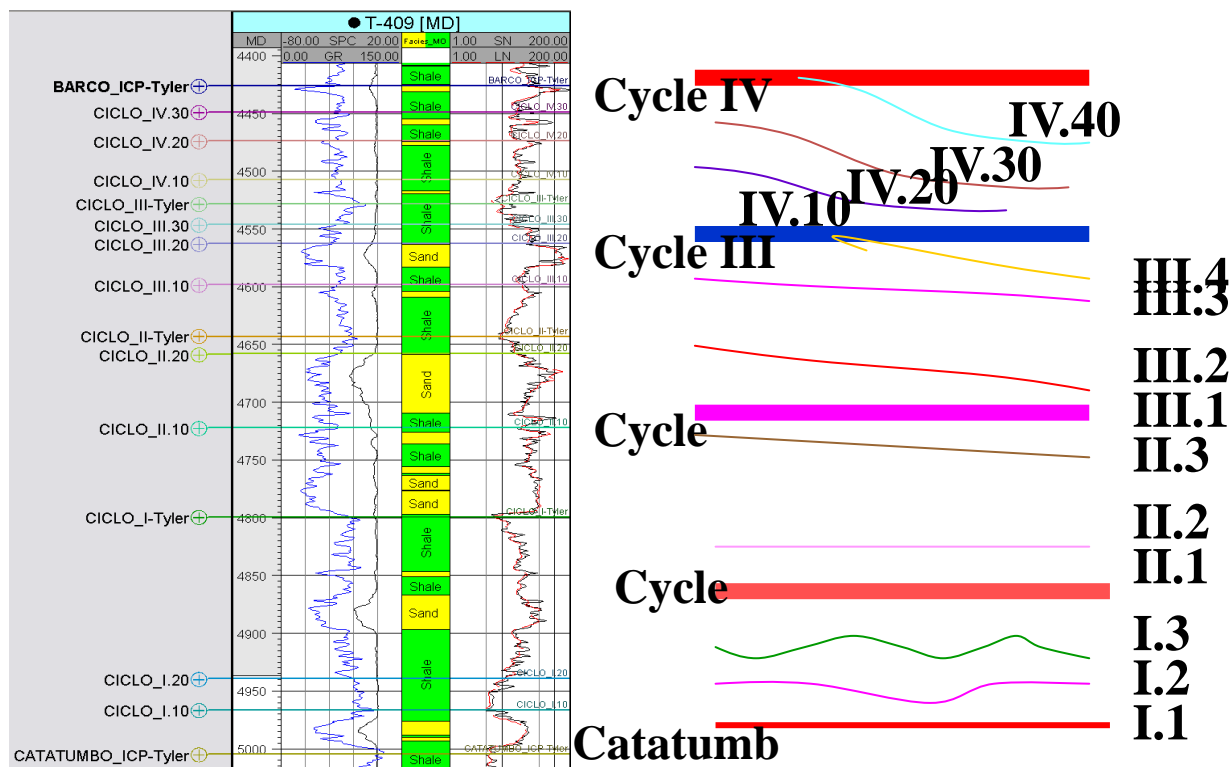


Tabla 2. Propiedades promedio Barco Área A*

Ciclo	Espesor Total (ft)	Espesor Neto (ft)	PHI (%)	K (mD)
IV	104,5	3,6	14,2	37,71
III	163,9	34,02	15,3	64,28
II	150,2	31,06	15,8	71,9
I	162,5	18,33	14,8	113,9

* Fuente: Departamento de Yacimientos, Ecopetrol S.A

Una vez reunida la información de espesores permeables por subciclo, se revisaron los estados mecánicos y los files de pozo para identificar los intervalos abiertos y el estado actual de los mismos, debido a que algunos fueron aislados principalmente por presentar alto corte de agua o simplemente algunos no fueron abiertos, por lo que parte de este estudio consiste en determinar la posibilidad de drenar estos intervalos.

Así mismo, se determinó el espesor perforado de los subciclos, se identificó la densidad de cañoneo en tiros por pie (TPP) y se realizó el cálculo del número de disparos realizados a la Formación Barco. De acuerdo a la información de espesores permeables y espesores cañoneados se revisó si los subciclos fueron eficientemente cubiertos por los disparos o si la cobertura fue inferior y se recomienda ampliarla con el fin de obtener un mayor potencial de flujo de la arena.

A continuación se presenta en detalle la información recopilada para el pozo productor T-359.

Tabla 3. Datos procesados pozo productor activo T-359

Subciclo	Profundidad MD (pies)	Espesor subciclo (pies)	Espesor permeable HK	Intervalos abiertos (pies)	Estado del intervalo	Tope (pies)	Base (pies)	Espesor perforado (pies)	Cobertura	Densidad cañoneo (TPP)	Tiros totales
IV.40	4738,19	38,81	2,49								
IV.30	4777	21,64	3,86								
IV.20	4798,64	29,60	12,28								
IV.10	4828,24	19,58	0,00								
III.40	4847,82	14,97	0,00								
III.30	4862,79	28,11	4,87								
III.20	4890,9	41,85	33,59	4902-4903	Cañoneado	4902	4903	1,00	Inferior	4	4
				4921-4922	Cañoneado	4921	4922	1,00	Inferior	4	4
III.10	4932,75	42,02	28,99	4940-4941	Cañoneado	4940	4941	1,00	Inferior	4	4
				4958-4959	Cañoneado	4958	4959	1,00	Inferior	4	4
II.30	4974,77	8,30	0,00	4996-4997	Cañoneado	4996	4997	1,00	Total	4	4
II.20	4983,07	56,86	35,58	5008-5009	Cañoneado	5008	5009	1,00	Inferior	4	4
				5018-5019	Cañoneado	5018	5019	1,00	Inferior	4	4
II.10	5039,93	93,78	34,79	5040-5062	Cañoneado	5040	5062	22,00	Total	2	44
				5084-5100	Cañoneado	5084	5100	16,00	Total	2	32
				5106-5114	Cañoneado	5106	5114	8,00	Total	2	16
I.30	5133,71	56,95	7,35								
I.20	5190,66	31,29	0,00		Aislado						
I.10	5221,95		0,00		Aislado						
TOTAL		483,76	163,80					53,00			120

Fuente: Base de datos OFM, Ecopetrol S.A.

Para el caso específico del T-359, los subciclos III.20, III.10 y II.20 fueron cañoneados a 4 TPP pero con una muy baja cobertura, pues a pesar de tener espesores permeables mayores a 28 pies, solo se cañonearon 2 pies en cada

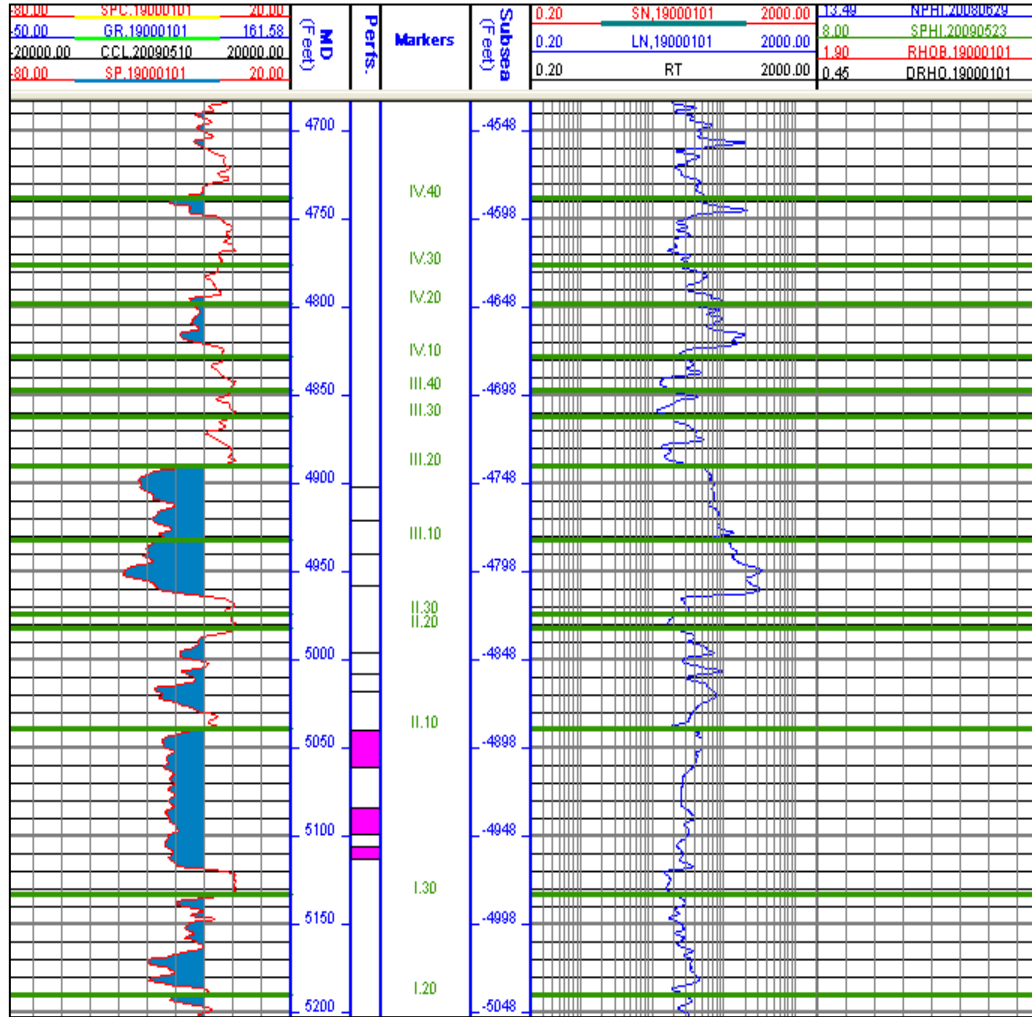
caso, por lo que se visualiza una oportunidad de abarcar eficientemente cada uno de estos subciclos. Adicionalmente II.10 fue cañonado a una muy baja densidad de disparo (2 TPP), por lo que también se propone recañonear todos los subciclos a mayor densidad, posiblemente 6 TPP.

Los subciclos I.20 y I.10 fueron cubiertos por un tapón de cemento desde la perforación, pues a profundidades mayores de 5100 pies ya se ubicaba en el contacto agua - petróleo.

Otro aspecto importante analizado es la existencia de subciclos con espesores permeables no abiertos. Su definición de apertura está relacionada con el estudio de los registros de pozo disponibles (cabe notar que el área A en su mayoría cuenta con registros SP y resistivos y un número limitado de registros GR), la información recopilada durante la perforación sobre muestras de zanja y corazones para revisión de la presencia de hidrocarburos y características de la roca e información del contacto agua-petróleo original y/o actual si está determinado. Para el caso del T-359, se observan oportunidades en el ciclo IV, pues algunos subciclos presentan espesores permeables mayores a 3 pies y en el registro resistivo se ven resistividades entre 50 y 200 ohm. (Figura 11). En revisión del file del pozo no hay información de corazones a esta profundidad.

El ciclo IV en general está catalogado como un ciclo de baja porosidad, compuesto por rocas con estratificaciones de carbón en algunas zonas, sin embargo, sería buen ejercicio abrirlo y probarlo en diferentes áreas del campo, para así definir su potencial.

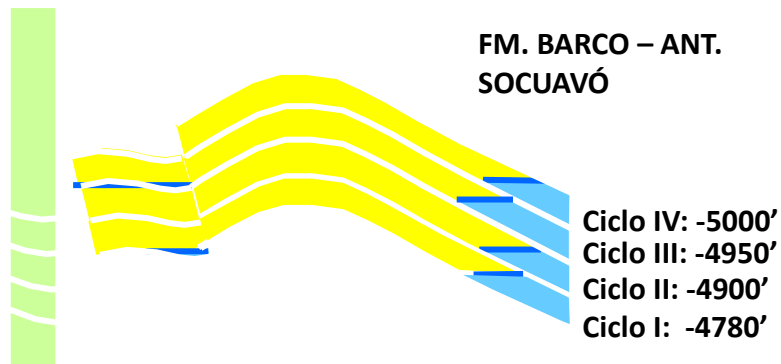
Figura 11. Registros SP y Resistivo – Pozo T-359.



Fuente: Base de datos OFM, Ecopetrol S.A.

En el caso de los subcilcos que fueron abiertos e inmediatamente cerrados durante el completamiento o en algún trabajo posterior a la terminación del pozo, se revisaron las pruebas de fluido y el corte de agua presentado, ya que algunos subcilcos fueron aislados por alto corte de agua, pero que en la actualidad pueden ser producidos y considerados económicamente viables, pues actualmente en el campo existen pozos con corte de agua del 98%. Para esta revisión se tuvo en cuenta la información mostrada en la siguiente figura, sobre los contactos agua – petróleo originales del anticlinal socuavó.

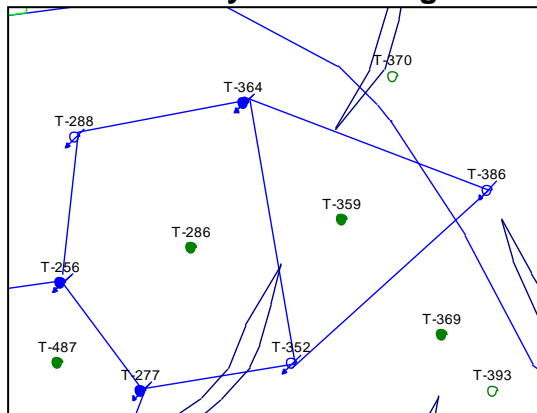
Figura 12. Contactos Agua – Petróleo por ciclo



Fuente: Departamento de Yacimientos, Ecopetrol S.A

Respecto a los patrones de inyección de agua, se realizó una revisión de los pozos inyectoros de agua de influencia de cada pozo productor, con el fin de verificar si las arenas que correlacionan están abiertas y conectadas. Para el caso del pozo T-359, los pozos inyectoros de agua activos que lo influyen son el T-277 y T-364 y el T-352 está próximo a ser reactivado, tal y como se muestra en la siguiente figura:

Figura 13. Patrón de inyección de agua – Pozo T-359



Fuente: Base de datos OFM, Ecopetrol S.A.

En la siguiente tabla se presenta la revisión realizada sobre las arenas del patrón del pozo T-359. El inyector T-277 tiene abiertos los mismos intervalos que el productor T-359, por lo que no hay ninguna recomendación para este pozo. El

inyector T-364 no tiene abierto el subciclo II.30 y al revisar la información de propiedades y los registros de pozo se nota que esta arena no tiene buen desarrollo, razón por lo que no fue cañoneada. El inyector T-352 solo tiene abiertos los subciclos III.30, III.20 y III.10 y con la revisión de las propiedades y los registros disponibles, se ven buenas opciones para abrir los subciclos II.20 y II.10, mientras que el subciclo II.30 no presenta buen desarrollo, por lo que no se recomienda cañonearlo.

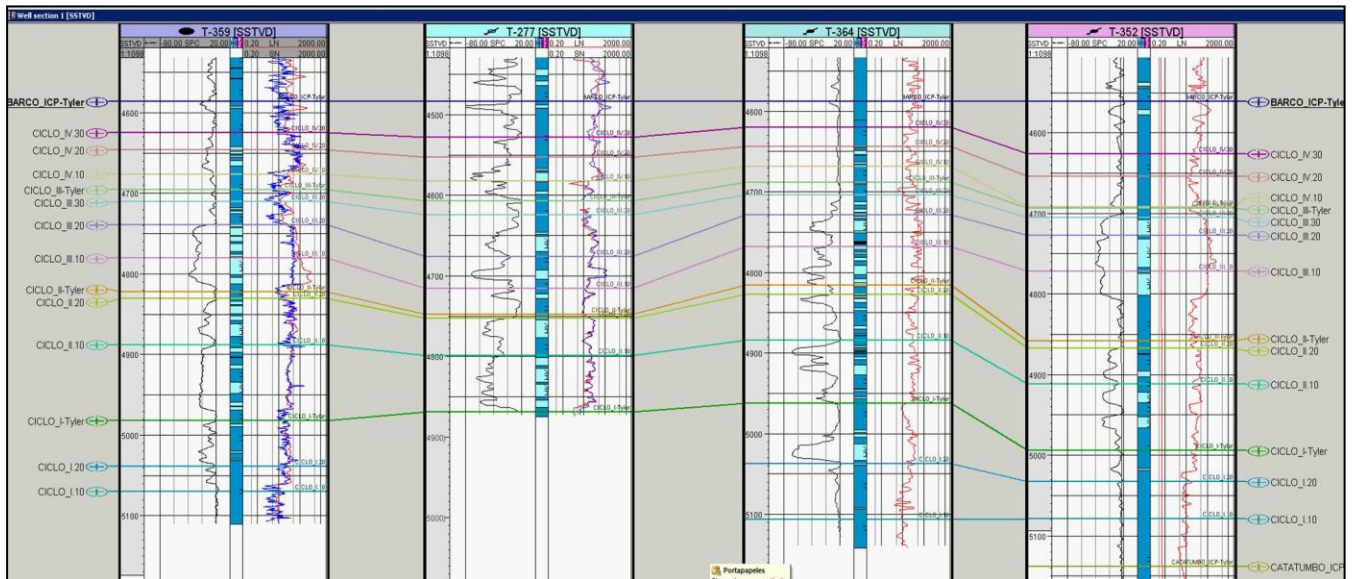
Tabla 4. Correlación pozo T-359 e inyectores T-277, T-364 y T-352

Intervalos abiertos Formación Barco				
Subciclo	Pozo T-359	Pozo T-277	Pozo T-364	Pozo T-352
IV.40				
IV.30				
IV.20				
IV.10				
III.40				
III.30		4790-4851,3	4871-4875	4885-4886
			4872-4876	4895-4896
			4880-4883	
			4881-4881	
III.20	4902-4903	4851,3-4891,3	4901-4901	4907-4908
	4921-4922		4902-4902	4920-4921
				4934-4935
III.10	4940-4941	4891,3-4923,1	4932-4932	4944-4945
	4958-4959		4952-4952	4957-4958
			4953-4953	4970-4971
			4966-4966	
			4967-4967	
II.30	4996-4997	4923,1-4928		
II.20	5008-5009	4928-4973,2	4985-4995	
	5018-5019		5023-5023	
			5024-5024	
II.10	5040-5062	4973,2-5048	5045-5060	
	5084-5100		5063-5068	
	5106-5114		5072-5080	
I.30			5095-5115	
I.20	TDC			
I.10	TDC		TDC	

Fuente: Base de datos OFM, Ecopetrol S.A.

En la siguiente figura se muestra un corte estratigráfico del pozo T-359 con los inyectores asociados T-277, T-364 y T-352, donde se observa la correlación que existe en las arenas del Ciclo III especialmente. Existe una muy buena afinidad de los niveles arenosos por el Ciclo II, lo que sugiere una buena respuesta a la inyección en el pozo T-359.

Figura 14. Corte estratigráfico – Pozo T-359



Fuente: Departamento de Yacimientos, Ecopetrol S.A.

La determinación de la producción adicional que se obtendría con estas recomendaciones y los costos estimados de estos trabajos se pueden ver en los capítulos V y VI.

A continuación se muestra la revisión de todos los pozos del área A aplicando la metodología descrita previamente. En este ejercicio se realizó el estudio de toda la información mostrada en el punto anterior, sin embargo, por confidencialidad de la misma, solo se mostrará la información referente a las principales variables analizadas, así mismo, los nombres originales de los pozos fueron cambiados, en el caso de los productores antecede al número la letra P y en el caso de los inyectores antecede al número las letras IN.

4.4. ESTUDIO DE POZOS PRODUCTORES PARA RECAÑONEO Y APERTURA DE NUEVAS ZONAS, ÁREA A DEL CAMPO TIBÚ

4.4.1 Pozos con bajas densidades de cañoneo. En la Tabla 5 se muestran las densidades de cañoneo de cada pozo por subciclo, así como el estado actual de los perforados. Se incluyeron los pozos que tienen instalado liner ranurado o están en hueco abierto, para lo que se utilizaron las siguientes convenciones:

Tabla 5. Densidades de cañoneo pozos Área A

4	Densidad de cañoneo 4 TPP
3	Densidad de cañoneo 3 TPP
2	Densidad de cañoneo 2 TPP
1	Densidad de cañoneo 1 TPP
LR	Sección con Liner Ranurado
HA	Sección a Hueco Abierto
	Sección aislada o cementada
	Sección seleccionada para recañonear

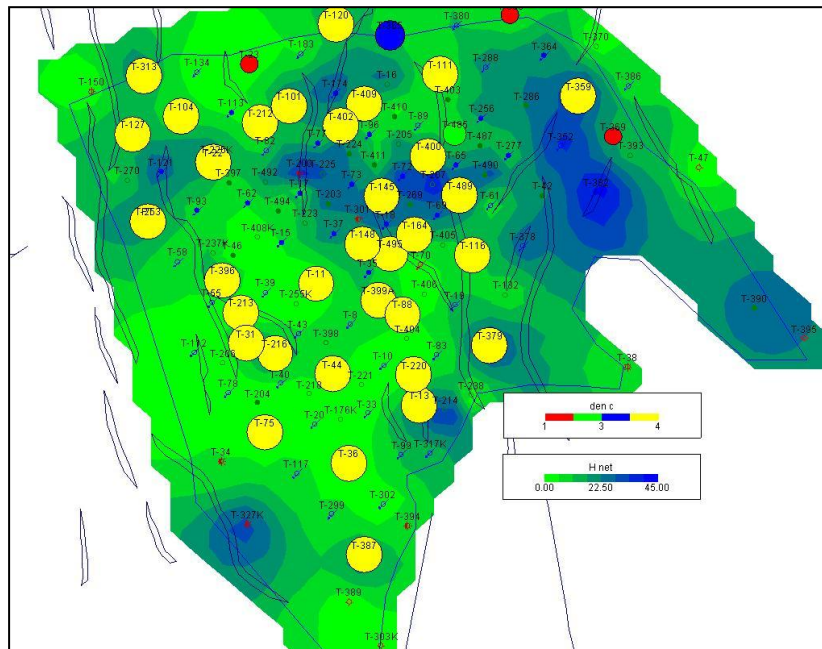
POZO	DENSIDADES DE CAÑONEO EN TIROS POR PIE POR SUBCICLO													
	IV.40	IV.30	IV.20	IV.10	III.40	III.30	III.20	III.10	II.30	II.20	II.10	I.30	I.20	I.10
P-001							4	4			4	4		
P-002			4	4	4	4	4	4			4			
P-003							4	4		4	4			
P-004							1	1	1	1	1	1		4
P-005						4	4	4		4	4	4		
P-006						4	4	4	4	4	4			
P-007					HA	HA	HA	HA	HA					
P-008					4	4	4	4		4				
P-009						4	4	4						
P-010							4	4		LR	LR	LR		
P-011							4				LR	LR	LR	
P-012		4				4	4	4		LR	LR			
P-013					4	4	4	4			4			
P-014							4	4		LR				
P-015							4			4	HA			
P-016						4	4	4		HA	HA			
P-017						4	4	4	4	4		LR		
P-018							4	3		4	4	HA		

P-019							4	4		4	4	HA		
P-020							LR	LR	LR	LR	LR	LR	LR	
P-021						4		4		4				
P-022							4	4		4		4		
P-023						4	4			4	4	4		
P-024						4	4	4		4	4			
P-025					LR		LR	LR	LR					
P-026							LR	LR	LR	LR	LR	LR		
P-027							4	4			4		4	
P-028				LR	LR	LR	LR	LR	LR	LR	LR	LR	LR	
P-029						LR	LR	LR	LR	LR	LR	LR		
P-030				4		4	4			4	4	4		
P-031							4	4	4	4	2			
P-032							3	3		3	3			
P-033							1	1		1				
P-034						1	1	1						
P-035							4	4						
P-036							4	4						
P-037							4	2			2			
P-038								2		2	2	2	2	
P-039							4	4		4				
P-040						4	4	4		4	4	4		
P-041						4	4				4	4		
P-042							4			4	4	4		
P-043						4		4		4	4	4		
P-044								4	4	4	4	4		
P-045						4	2	4			4	4		
P-046								4	4	4	4	4		
P-047						4	4	4		4	4			
P-048						4				4	4			
P-049						4		4		4	4			4
P-050							4	4	4	4		4		

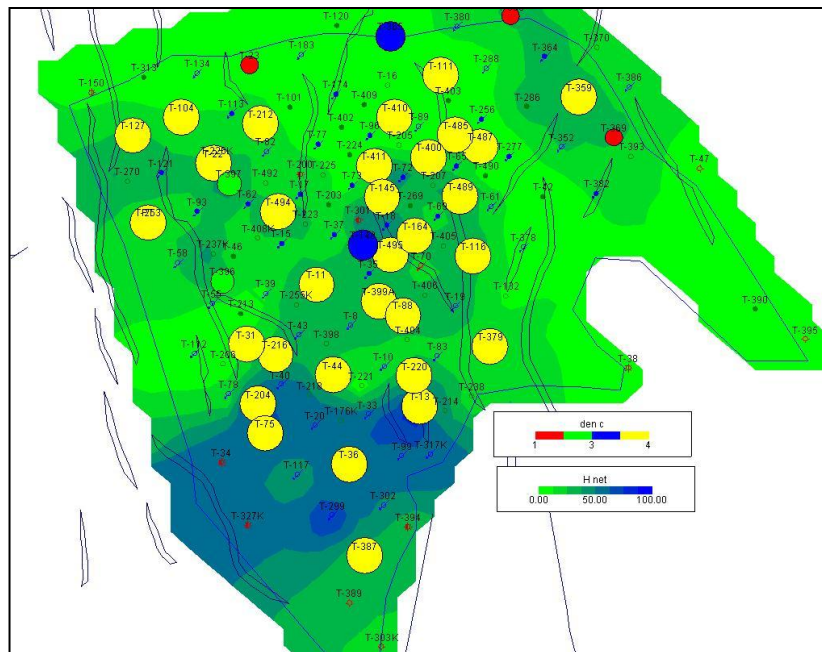
Fuente: Departamento de Producción, SOT, Tibú, Ecopetrol S.A.

La mayoría de pozos se encuentran cañoneados a 4 TPP y algunos con bajas densidades entre 1 y 3 TPP. En la tabla se identifican en color verde las zonas cañoneadas por debajo de 4 TPP, por lo que se recomienda recañonear estos pozos a mayores densidades, posiblemente a 6 TPP.

A continuación se puede apreciar de forma gráfica la distribución de densidades de cañoneo sobre los espesores permeables del Área A para los principales subciclos:



Subciclo III.20, Área A



Subciclo III.10, área A

Se aprecian mayores densidades de cañoneo a 4 TPP (amarillo) sobre los mayores espesores permeables (azul) en los subciclos II.20 y II.10 y oportunidades de incrementar las densidades en los subciclos III.20 y III.10.

4.4.2 Pozos con baja cobertura de cañoneo. En la Tabla 6 se muestra la cobertura del cañoneo, establecida como la relación entre el espesor permeable y el espesor cañoneado de cada pozo por subciclo.

$$Cobertura = \frac{\text{Espesor permeable (HK), en pies}}{\text{Espesor cañoneado, en pies}}$$

Cuando esta relación es inferior a uno (1), es porque la cobertura de los perforados es eficiente en términos de espesor de las arenas y si es mayor que uno (1) es porque no todo el espesor permeable de la arena fue abierto y existen oportunidades de recañonear estas zonas para mejorar el potencial de producción del pozo.

En la tabla se identifican en color verde las zonas de los pozos que deben ser recañoneados por tener una cobertura inferior. Tener en cuenta las siguientes convenciones:

Tabla 6. Relación de espesores permeables vs. espesores cañoneados, pozos Área A

>1	Baja cobertura de cañoneo relacionada con relación a los espesores permeables
<1	Cobertura de cañoneo suficiente con relación a los espesores permeables
	Sección seleccionada para recañonear

POZO	RELACIÓN ESPESOR PERMEABLE Vs. ESPESOR CAÑONEADO POR SUBCICLO													
	IV.40	IV.30	IV.20	IV.10	III.40	III.30	III.20	III.10	II.30	II.20	II.10	I.30	I.20	I.10
P-001							0,1	0,7			0,1	0,5		
P-002			0,1	0,0	0,2	0,0	0,4	0,9			0,7			
P-003							0,7	0,5		0,2	0,5			

P-004									0,0	5,0	0,4	1,4		0,7
P-005						7,6	10,7	0,3		0,6	1,5	1,3		
P-006						0,1	0,0	1,8	0,0	0,7	0,3			
P-007					0,1	0,2	0,2	0,3		0,8				
P-008					0,1	0,2	0,2	0,3		0,8				
P-009						0,3	0,1	0,8						
P-010							0,2	0,8						
P-011							0,6							
P-012		0,4				0,5	0,8	0,3						
P-013					0,2	0,0	0,1	0,6			0,7			
P-014							0,4	0,5						
P-015							0,6			0,6				
P-016						0,2	0,8	0,5						
P-017						0,2	0,5	0,7	0,1	0,4				
P-018							0,3	1,1		0,4	0,3			
P-019							0,6	0,6		0,6	0,7			
P-020														
P-021						0,6		0,8		0,6				
P-022							0,2	0,5		0,2		0,6		
P-023						0,7	0,4			0,8	0,9	0,8		
P-024						0,9	0,8	0,9		0,5	0,9			
P-025					0,2		0,0	0,9	0,0					
P-026														
P-027							0,7	1,2			1,1		0,9	
P-028														
P-029														
P-030					6,6	3,1	3,7			1,6	1,6	1,2		
P-031							16,8	9,7		17,8	0,8			
P-032							9,1	1,5		5,1	1,8			
P-033							1,3	7,3		3,7				
P-034						1,7	3,0	4,3						
P-035							5,5	2,8						
P-036							1,3	1,4						
P-037							2,9	1,0		0,7				
P-038								1,1		1,0	1,8	0,8	0,5	
P-039								0,6	1,1	0,5				
P-040						0,4	1,7	1,0		0,4	0,6	1,0		
P-041						0,1	0,8				0,9	0,4		
P-042							1,0			2,3	1,9	1,7		
P-043						0,6		1,0		1,5	1,7	1,3		
P-044								3,0	1,7	1,8	1,1	2,0		
P-045						0,1	0,8	1,6			1,6	0,3		
P-046								1,1	0,0	1,2	0,7	2,0		
P-047						0,4	1,5	1,5		1,1	1,9			
P-048						0,4				1,0	0,6			
P-049						1,4		1,5		4,6	1,4			0,8
P-050							1,0	1,4	0,2	1,9		0,7		

4.4.3 Pozos con áreas no drenadas. Para la identificación de arenas no drenadas se procedió a reunir la información de espesores permeables (HK) de cada pozo por subciclo y se estableció como HK de interés los valores por encima de tres (3) pies. Los subciclos con esta característica fueron identificados en color verde en la Tabla 7. Estos datos fueron comparados con la información de espesores abiertos en la Tabla 8. De esta comparación se encuentran subciclos que no fueron abiertos o que ya están aislados o taponados con cemento. Estos subciclos fueron estudiados para corroborar la razón de su aislamiento y en el caso de los que no han sido abiertos, definir si son de interés para cañoneo.

Para la Tabla 7 tener en cuenta las siguientes convenciones:

Tabla 7. Espesores permeables pozos Área A

	Espesor permeable
	Espesor permeable de interés
N.A.	No presenta este subciclo

POZO	ESPEORES PERMEABLES (HK) POR SUBCICLO													
	IV.40	IV.30	IV.20	IV.10	III.40	III.30	III.20	III.10	II.30	II.20	II.10	I.30	I.20	I.10
P-001	4,3	0	0	0	0,88	N.A.	3	32,16	0	3,34	10,2	12,39	0	0,05
P-002	3,02	0	0,08	N.A.	4,92	0	21,26	97,31	0	1,48	13,09	0,02	0,02	N.A.
P-003	N.A.	0	N.A.	0,13	0	0,25	26,1	26,59	0,01	9,67	14,43	N.A.	2,78	3,13
P-004	0	N.A.	0	0	0	0	N.A.	N.A.	0,03	9,9	9,8	15,46	9,01	27,08
P-005	N.A.	4,54	4,96	3,56	0	22,67	10,69	11,45	0,02	27,94	43,02	41,56	0	N.A.
P-006	8,51	N.A.	N.A.	0,01	0,02	2,49	0,11	60,46	0	19,1	12,01	0	N.A.	0
P-007	0	N.A.	N.A.	N.A.	6,01	6,48	21,52	0,01	0	4,97	23,1	0	N.A.	N.A.
P-008	3	N.A.	0	0	0,99	4,99	8	25,05	0,01	56,98	8,03	0	0	0
P-009	0,03	0	0	0	0	7,99	3,97	64,87	0,06	24,08	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.
P-010	0,02	0	0	0	0,03	0,09	5,5	39,47	0,01	11,01	N.A.	11,56	N.A.	N.A.
P-011	2,01	0,08	0	N.A.	0	0	22,94	0,01	0	N.A.	29,18	N.A.	9,08	N.A.
P-012	0,75	8,84	0	N.A.	0	19,86	6,01	11,83	0,02	N.A.	17,97	N.A.	N.A.	N.A.
P-013	0	N.A.	N.A.	N.A.	2,96	0,01	4,01	12,93	N.A.	N.A.	20,47	19,47	4	0
P-014	N.A.	N.A.	0,02	0	N.A.	0,01	9,5	29,58	N.A.	12,04	N.A.	0,03	0,12	N.A.
P-015	0,12	0	N.A.	N.A.	0	2,49	14,02	0,19	0	10,76	0,47	2,6	0,69	N.A.
P-016	0,01	0,52	N.A.	0,5	0	7	13,5	24,5	0	10,04	5,47	N.A.	2,4	1,1
P-017	N.A.	0	0,09	0,08	0,01	3,46	24,89	31,46	2,03	22,39	0,89	69,49	0,09	0
P-018	5,56	0	0,02	0	0,11	0,19	12,66	38,41	1	19,75	8,59	41,98	1,76	N.A.

P-019	1,01	0	N.A.	0,23	0,26	N.A.	17,99	32,5	0,14	25,88	31,77	9,63	N.A.	N.A.
P-020	9,76	0	N.A.	4,54	0,06	0,29	24,31	16,49	0,02	3,49	54,99	N.A.	4,04	N.A.
P-021	4,03	0	0	0	0	15,09	0,01	71,71	1,44	31,69	38,91	0,69	0	0
P-022	3,52	3,07	0	0,5	0	0	2,77	25,87	0,03	4,98	N.A.	27,41	N.A.	N.A.
P-023	5,1	0,03	0,04	0,07	0	13,53	3,92	1,88	0	6,77	72,59	13,86	0,46	N.A.
P-024	0,03	5,49	N.A.	N.A.	0	17,99	24,45	35,6	0,08	38,25	43,99	34,41	N.A.	0
P-025	5,06	0,43	9,11	8,13	4,75	0	2	30,26	N.A.	47,7	9	N.A.	0,12	0
P-026	2,96	N.A.	0	0,02	10,92	12,3	29,17	N.A.	0,07	32,28	52,24	22,43	0	N.A.
P-027	N.A.	3,47	0,01	0,01	0	0	22,65	16,54	0	6,42	35,01	N.A.	27,2	0
P-028	4,98	0,03	0,25	2,5	N.A.	N.A.	25,87	28,88	2,99	16,44	35,19	12,96	0,09	0
P-029	0,98	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	23,15	22,94	33,43	0,01	30,08	33,33	15,89	N.A.	N.A.
P-030	0,34	6,17	0	3,31	0	15,42	22	N.A.	0	17,07	35,37	32,45	3,52	0,02
P-031	2,49	3,86	12,28	0	N.A.	4,87	33,59	28,99	N.A.	35,58	34,79	7,35	N.A.	0
P-032	0,99	0	10,37	2,11	0	1,09	9,09	5,87	0	10,17	31,78		1,79	2,36
P-033	2,51	0	0,09	0	N.A.	N.A.	3,95	29,08	0,02	18,52	7,72	15,5	N.A.	0,01
P-034	4	0	N.A.	0	N.A.	4,96	14,88	30,35	0	9,24	0,07	25,24	0	0
P-035	0	0	3,02	0	N.A.	N.A.	32,7	22,55	0,5	N.A.	31,1	0	0,19	N.A.
P-036	1,99	0,21	0,23	0	0,54	0	22,12	22,41	N.A.	0,86	15,85	13,08	N.A.	0,01
P-037	3,01	0	0	N.A.	0	0,44	17,62	35	0	N.A.	25,31	2,73	6	19,31
P-038	4,55	0	4,53	N.A.	0	4,09	6,45	57,23	0	27,24	14,5	17,32	4,5	9,41
P-039	0,52	0	0,02	0	0	8,13	11,43	37,98	0,01	12,21	0,12	15,07	0,05	0
P-040	3,01	0	N.A.	1,99	0,01	10,7	16,73	9,19	1,04	12,93	52,84	34,4	0	0
P-041	2,02	0,5	0	0,02	0,03	0,7	22,6	N.A.	0,01	1,04	29,39	4,47	0,14	N.A.
P-042	1,48	3,48	0	N.A.	0	2,45	16,05	2,97	0,01	27,93	48,99	23,31	0,01	10,4
P-043	0,96	0,51	N.A.	1,49	0,05	2,98	2,04	4,8	0	48,63	24,36	40,02	0	0,45
P-044	8	1,52	N.A.	N.A.	0,09	N.A.	5,91	29,5	8,55	44,04	43,84	40,12	0	N.A.
P-045	0,42	N.A.	0	N.A.	N.A.	2,5	4,5	12,43	0,01	33,49	38,47	9,94	0,01	0
P-046	0,45	N.A.	0,15	0,05	N.A.	1,14	12,42	10,99	0,01	18,72	28,33	19,97	4,5	0
P-047	0,03	N.A.	1,5	N.A.	0,03	5,49	28,13	53,87	2,74	21,67	26,03	0,24	0,04	0
P-048	1,51	4,57	0,1	0,04	0,05	15,12	32,77	0,4	N.A.	48,54	26,32	1,99	2,52	0
P-049	2,72	7,01	5,42	1,07	0,06	16,28	7,56	36,09	0	27,46	51,42	0,59	18,67	22,82
P-050	0,49	0	0,04	2,53	9,12	9,52	4,98	45,61	2,02	19,45	2,09	18,96	3,52	0

Fuente: Departamento de Yacimientos, Ecopetrol S.A.

Para la Tabla 8 tener en cuenta las siguientes convenciones:

Tabla 8. Revisión de espesores permeables no abiertos, pozos Área A

	Subciclo de interés, no abierto
B.R.	Subciclo no abierto por Baja Resistividad
POB	Subciclo no abierto por pobre desarrollo
	Subciclo aislado o cementado

POZO	REVISIÓN HK Vs. INTERVALOS NO ABIERTOS													
	IV.40	IV.30	IV.20	IV.10	III.40	III.30	III.20	III.10	II.30	II.20	II.10	I.30	I.20	I.10
P-001							4	4		POB	4	4		
P-002			4	4	4	4	4	4			4			
P-003							4	4		4	4			BR
P-004							1	1	1	1	1	1	BR	4
P-005						4	4	4		4	4	4		
P-006						4	4	4	4	4	4			
P-007					HA	HA	HA	HA	HA					
P-008					4	4	4	4		4	BR			
P-009						4	4	4						
P-010							4	4		LR	LR	LR		
P-011							4				LR	LR	LR	
P-012		4				4	4	4		LR	LR			
P-013					4	4	4	4			4			
P-014							4	4		LR				
P-015							4			4	HA			
P-016						4	4	4		HA	HA			
P-017						4	4	4	4	4		LR		
P-018							4	3		4	4	HA		
P-019							4	4		4	4	HA		
P-020							LR	LR	LR	LR	LR	LR	LR	
P-021						4		4		4				
P-022							4	4		4		4		
P-023						4	4			4	4	4		
P-024						4	4	4		4	4	BR		
P-025					LR		LR	LR	LR					
P-026							LR	LR	LR	LR	LR	LR		
P-027							4	4			4		4	
P-028				LR	LR	LR	LR	LR	LR	LR	LR	LR	LR	
P-029						LR	LR	LR	LR	LR	LR	LR		
P-030				4		4	4			4	4	4		
P-031							4	4	4	4	2	BR		
P-032							3	3		3	3			
P-033							1	1		1	BR	BR		
P-034						1	1	1		BR				
P-035							4	4						
P-036							4	4						
P-037							4	2			2		BR	
P-038								2		2	2	2	2	
P-039							4	4		4		BR		
P-040						4	4	4		4	4	4		
P-041						4	4				4	4		
P-042							4			4	4	4		
P-043						4		4		4	4	4		
P-044								4	4	4	4	4		
P-045						4	2	4			4	4		
P-046								4	4	4	4	4		
P-047						4	4	4		4	4			

P-048						4				4	4			
P-049						4		4		4	4		BR	4
P-050							4	4	4	4		4	BR	

En el caso del Ciclo IV, de acuerdo a la información encontrada sobre estas arenas, por tener características de formación apretada y con intercalaciones de carbón, se sugiere probar los subciclos que presenten espesores permeables de interés, en los pozos que se definieron recañonear por baja densidad de cañoneo y cobertura vertical del espesor permeable inferior, complementando el criterio de apertura con la información de los nuevos registros que se tomen en el pozo.

Respecto a los demás subciclos no abiertos, se determinaron los que son de interés con la evaluación de la información disponible y que son resumidos en la tabla 9. El pozo T-049 es un caso especial donde se aislaron los subciclos III.30 y III.10 con espesores permeables de 16,28 y 36,09 pies y de acuerdo a la información de completamiento, las pruebas de estos intervalos dieron como resultado un contenido de aceite del 2%. Se propone abrir nuevamente estos intervalos.

4.4.4 Pozos con factor de daño (S) determinado a partir de las pruebas de abatimiento de presión (Pressure Build Up). En la tabla 9 también se consideran los pozos que tienen el factor de daño de formación estimado a partir de las pruebas de abatimiento de presión, pero que no están incluidos dentro de ninguno de los casos anteriores. Quedan fuera de este estudio el pozo P-010 por presentar un $S=0$ y los pozos con liner ranurado, pues las técnicas de cañoneo no son de aplicación y para los pozos en hueco abierto se sugiere la aplicación de otra técnica para la remoción de daño de formación.

4.4.5 Pozos productores propuestos para recañoneo y cañoneo para la apertura de nuevas zonas. A continuación se presentan los pozos que se recomiendan recañonear como resultado del análisis de la información y recursos

disponibles. Los pozos del Caso 1 se refieren a los pozos con bajas densidades de cañoneo, los del Caso 2 a los que su espesor permeable no está completamente cañoneado, los del Caso 3 a los que tienen arenas sin drenar y los del Caso 4 son los pozos que cuentan con información de daño de formación y que no están incluidos en los casos anteriores. En la columna “TODOS” se resumen todos los casos. A estos pozos se realizará el cálculo de producción incremental y el estimativo de costos por la ejecución del trabajo propuesto.

Tabla 9. Resumen de los pozos productores propuestos a recañoneo y cañoneo para la apertura de nuevas zonas

CASO 1	CASO 2	CASO 3	CASO 4	TODOS
P-004	P-004	P-021	P-002	P-002
P-018	P-005	P-026	P-011	P-004
P-031	P-006	P-027	P-014	P-005
P-032	P-018	P-030	P-019	P-006
P-033	P-027	P-031	P-041	P-011
P-034	P-030	P-038		P-014
P-037	P-031	P-039		P-018
P-038	P-032	P-044		P-019
P-045	P-033	P-045		P-021
	P-034	P-046		P-027
	P-035	P-048		P-030
	P-036	P-049		P-031
	P-037	P-050		P-032
	P-038			P-033
	P-039			P-034
	P-040			P-035
	P-042			P-036
	P-043			P-037
	P-044			P-038
	P-045			P-039
	P-046			P-040
	P-047			P-041
	P-049			P-042
	P-050			P-043
				P-044
				P-045
				P-046
				P-047
				P-049
				P-050

4.5. REVISIÓN DE LOS PATRONES DE INYECCIÓN PARA LA VERIFICACIÓN DE CONEXIÓN DE LAS ARENAS DE LA FORMACIÓN BARCO.

En la siguiente tabla se muestra la revisión de los patrones de inyección de los pozos activos del Área A, en el que se corroboró la conexión de los subciclos entre pozos productores e inyectores. En color verde se identificaron las zonas que no fueron abiertas y con la información disponible se establecieron las causas y definieron los subciclos de los pozos que tienen opción de cañonearse para dar soporte de presión y mejorar el recobro de estas arenas en los pozos productores. Tener en cuenta las siguientes convenciones:

Tabla 10. Correlación de arenas pozos productores e inyectores, Área A

X	Subciclo abierto
	Subciclo de interés no abierto, para cañoneo
POB	Subciclo no abierto por pobre desarrollo
N.A.	No presenta este subciclo

POZO	CORRELACIÓN DE ARENAS POZOS PRODUCTORES Vs. INYECTORES													
	IV.40	IV.30	IV.20	IV.10	III.40	III.30	III.20	III.10	II.30	II.20	II.10	I.30	I.20	I.10
P-001							X	X			X	X		
IN-15						X	X	X		X	X	X		X
IN-35					X	X	X	X	X	X	X	X		
IN-37							X	X		X	X	X	X	
P-003							X	X		X	X			
IN-62							X	X		X	X	X	X	
IN-113							X	X	X	X	POB	X	X	
IN-121				X			X	X		X	X			
P-004							X	X	X	X	X	X		X
IN-113							X	X	X	X	POB	X	X	
P-007					X	X	X	X	X					
IN-61					X	X	X	X	X	X	X			
IN-277					POB	X	X	X	X	X	X			
IN-382					POB	X	X	POB	POB					
P-010							X	X		X	X	X		
IN-35					X	X	X	X	X	X	X	X		
P-011							X				X	X	X	
IN-113							X	X	X	X	POB	X	X	
IN-174							X				X	X	X	

P-012		X				X	X	X		X	X			
IN-113		POB				POB	X	X	X	X	POB	X	X	
IN-121		POB		X		N.A.	X	X		X	X			
P-014							X	X		X				
IN-61					X	X	X	X	X	X	X			
P-015							X			X	X	X		
IN-174							X			POB	X	X	X	
P-016						X	X	X			X	X		
IN-121				X		N.A.	X	X		X	X			
P-017						X	X	X	X	X		X		
IN-18					X	X	X	X	X	X	X	X		
IN-72						POB	X	X	X	X	X	X		
IN-73						POB	X	X	POB	X	X	X		
P-018							X	X		X	X	X		
IN-18					X	X	X	X	X	X	X	X		
IN-35					X	X	X	X	X	X	X	X		
IN-37							X	X		X	X	X	X	
P-019							X	X		X	X	X		
IN-18					X	X	X	X	X	X	X	X		
IN-69			X				X	X		X	X	X		
P-020							X	X	X	X	X	X	X	
IN-17							X	X	POB	X	X	X	POB	
IN-37							X	X	POB	X	POB	X	X	
IN-73							X	X	POB	X	X	X	N.A.	
P-022							X	X		X		X		
IN-113							X	X	X	X		X	X	
P-026							X			X	X	X		
IN-73							X	X		X	X	X		
IN-77							X	X		X	X	POB		
IN-96							X	X		X	POB	X		
P-027							X	X			X		X	
IN-93							X	X		X	X	X	X	X
IN-121				X			X	X		X	X		N.A.	
P-028				X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	
IN-18				POB	X	X	X	X	X	X	X	X	POB	
IN-69			X	POB	POB	POB	X	X	POB	X	X	X	N.A.	
IN-72				POB	POB	POB	X	X	X	X	X	X	POB	
P-029						X	X	X	X	X	X	X		
IN-277						X	X	X	X	X	X	N.A.		
P-030				X		X	X			X	X	X		
IN-113				POB		POB	X	X	X	X	POB	X	X	
P-031							X	X	X	X	X			
IN-277						X	X	X	X	X	X			
IN-364						X	X	X		X	X	X		
IN-352						X	X	X	POB					
P-032							X	X		X	X			
IN-174							X	POB		POB	X	X	X	
P-038								X		X	X	X		
IN-62							X	X		X	X	X	X	

IN-93							X	X		X	X	X	X	X
P-039							X	X		X				
IN-35					X	X	X	X	X	X	X	X		
P-040						X	X	X		X	X	X		
IN-65					X	X	X	X		X	X	POB		
IN-72						POB	X	X	X	X	X	X		
P-041						X	X				X	X		
IN-77						POB	X	X		X	X	POB		
IN-96						POB	X	X		X	POB	X		
IN-174						POB	X				X	X	X	
P-042							X			X	X	X		
IN-96							X	X		X	POB	X		
IN-174							X			POB	X	X	X	
P-043						X		X		X	X	X		
IN-96						POB	X	X		X	POB	X		
P-044								X	X	X	X	X		
IN-72							X	X	X	X	X	X		
IN-73							X	X	POB	X	X	X		
IN-96							X	X	POB	X	POB	X		
P-045						X	X	X			X	X		
IN-65					X	X	X	X		X	X	POB		
IN-256		X				N.A.	X	X		X	X	X	X	
P-046								X	X	X	X	X		
IN-65					X	X	X	X	POB	X	X	POB		
IN-277						X	X	X	X	X	X	N.A.		
P-047						X	X	X		X	X			
IN-61					X	X	X	X	X	X	X			
IN-65					X	X	X	X		X	X			
IN-69			X			POB	X	X		X	X	X		
P-048						X				X	X			
IN-61					X	X	X	X	X	X	X			
IN-65					X	X	X	X		X	X			
IN-277						X	X	X	X	X	X			
P-049						X		X		X	X			X
IN-15						X	X	X		X	X	X		X
IN-17						POB	X	X		X	X	X		N.A.
IN-62							X	X		X	X	X	X	N.A.
P-050							X	X	X	X		X		
IN-18					X	X	X	X	X	X	X	X		
IN-35					X	X	X	X	X	X	X	X		

De acuerdo a estos análisis, se recomienda cañonear los siguientes pozos:

IN-364, en el subciclo II.30

IN-352, en los subciclos II.20 y II.10

IN-62, en el subciclo III.30

CAPITULO V

5. ESTIMATIVO DE PRODUCCIÓN INCREMENTAL POR LAS RECOMENDACIONES DE RECAÑONEO Y APERTURA DE NUEVAS ZONAS EN LOS POZOS DEL ÁREA A DEL CAMPO TIBÚ.

Para obtener el estimado de producción incremental por los trabajos propuestos, se recurrió al uso de la ecuación de flujo en condiciones pseudo-estables.

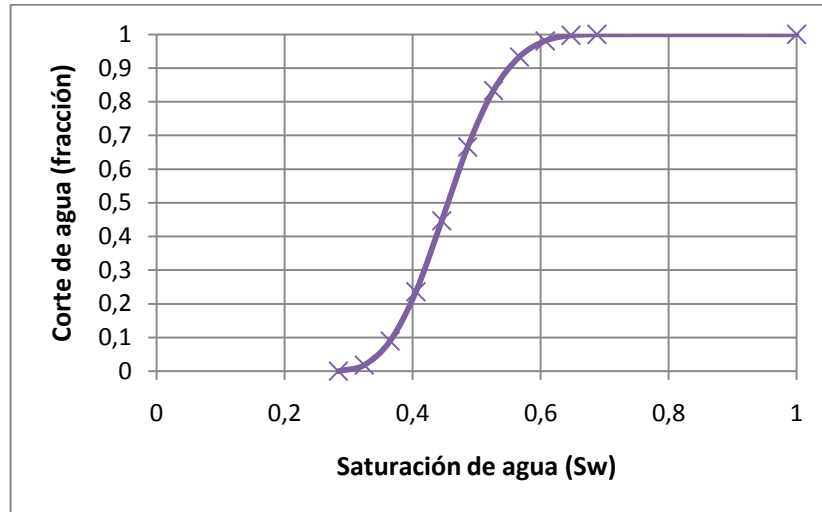
$$q = \frac{k \times h \times (Pr - Pwf)}{141.2 \times \mu \times \beta o \times [\ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right) - 0.75 + S]}$$

Con base en esta ecuación se calcularon los índices de productividad (IP) de los pozos a las nuevas condiciones propuestas, básicamente con la variación de los espesores permeables y con la información de factor de daño de formación. Posteriormente, para todos los casos, incluyendo el Caso 4 se realizó el cálculo solo variando el factor de daño de formación.

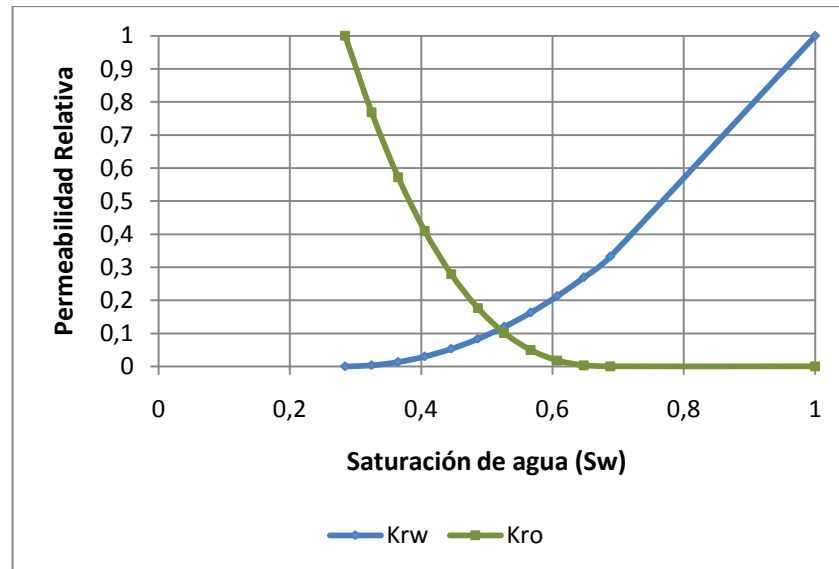
El cálculo de IP se realizó tanto para la fase agua como para la fase aceite, a partir de los cortes de agua de los pozos (CA) y las curvas de permeabilidad relativa al agua (K_{rw}) y permeabilidad relativa al aceite (K_{ro}) versus las saturaciones de agua (S_w) establecidas para el campo Tibú, tal y como lo muestran las Graficas 1 y 2. También se utilizó la información de presiones, espesores, viscosidad, factor volumétrico del agua y del aceite y los radios de drenaje (r_e) y del hueco (r_w). Una vez determinado el IP por fase, con la sumatoria de los mismos se halló el IP total y posteriormente el caudal incremental, comparando el nuevo caudal con el caudal actual del pozo.

A continuación se muestra la información obtenida a partir de la metodología descrita anteriormente.

Grafica 1. Saturación de agua a partir del corte de agua, Campo Tibú*



Grafica 2. Permeabilidades relativas al agua y al aceite a partir de la Saturación de agua, Campo Tibú*



* Fuente: Departamento de Yacimientos, Ecopetrol S.A.

5.1 PRODUCCIÓN INCREMENTAL CASOS 1, 2 Y 3, SIN VARIACIÓN DE DAÑO

Pozo	K _{abs} (md)	K _{rw} (md)	K _{ro} (md)	K _w (md)	K _o (md)	CA (frac)	HK (pies)	r _e (pies)	r _w (pies)	S	IPw Bl/psi	IPo Bl/psi	IPtot Bl/psi	Pwf (Psi)	Ps (Psi)	dP (Psi)	Q Bl/dia	Q _{actual} Bl/dia	dQ Bl/dia	Q _{incr} Bl/dia
P-004	66	0,109	0,122	7,203	8,048	0,787	62	1.800	0,359	18,65	0,143	0,107	0,250	400	1.200	800	200	75	125	27
P-005	70	0,200	0,026	13,931	1,781	0,969	157	1.800	0,359	5,67	1,734	0,098	1,832	331	731	400	733	450	283	9
P-006	68	0,188	0,033	12,746	2,252	0,957	92	1.800	0,359	1,60	1,604	0,090	1,695	506	1.406	900	1.525	892	633	27
P-018	80	0,207	0,021	16,527	1,692	0,975	121	1.050	0,359	3,40	2,127	0,085	2,213	300	800	500	1.106	857	249	6
P-021	56	0,189	0,058	10,596	3,237	0,917	157	1.050	0,359	11,06	0,824	0,146	0,970	315	615	300	291	169	122	10
P-027	68	0,202	0,025	13,697	1,695	0,970	108	1.050	0,359	4,00	1,437	0,073	1,510	350	1.200	850	1.284	1.197	87	3
P-030	80	0,125	0,095	9,984	7,614	0,845	126	1.050	0,359	33,40	0,243	0,144	0,387	400	1.000	600	232	84	148	23
P-031	56	0,212	0,018	11,895	1,013	0,980	138	1.050	0,359	0,80	2,846	0,069	2,914	326	876	550	1.603	759	844	17
P-032	39	0,199	0,026	7,825	1,037	0,968	57	1.050	0,359	2,00	0,597	0,027	0,624	300	600	300	187	155	32	1
P-033	50	0,048	0,308	2,385	15,299	0,400	52	1.050	0,359	29,43	0,027	0,130	0,156	329	629	300	47	15	32	19
P-034	45	0,082	0,180	3,664	8,056	0,658	50	1.050	0,359	26,53	0,044	0,071	0,115	295	825	530	61	38	23	8
P-035	70	0,044	0,332	3,087	23,365	0,362	55	1.800	0,359	30,00	0,036	0,205	0,241	300	700	400	96	47	49	32
P-036	67	0,086	0,170	5,749	11,354	0,680	45	1.800	0,359	16,23	0,092	0,116	0,208	250	950	700	145	25	120	39
P-037	35	0,190	0,032	6,740	1,136	0,959	78	1.050	0,359	1,20	0,830	0,042	0,873	300	1.200	900	785	687	98	4
P-038	67	0,211	0,019	14,228	1,275	0,979	131	1.050	0,359	5,09	1,581	0,063	1,645	300	1.200	900	1.480	666	814	17
P-039	34	0,176	0,041	6,077	1,410	0,946	70	1.050	0,359	6,05	0,322	0,035	0,357	386	1.186	800	286	74	212	11
P-040	50	0,192	0,031	9,618	1,555	0,961	137	1.050	0,359	23,11	0,353	0,041	0,394	300	1.000	700	276	102	174	7
P-042	50	0,139	0,078	6,950	3,876	0,879	116	1.050	0,359	18,00	0,269	0,101	0,370	373	973	600	222	132	90	11
P-043	60	0,134	0,071	8,079	4,294	0,900	118	1.050	0,359	31,00	0,197	0,080	0,277	323	823	500	138	36	102	10
P-044	41	0,180	0,038	7,392	1,564	0,950	172	1.050	0,359	11,00	0,630	0,077	0,708	393	1.093	700	495	180	315	16
P-045	49	0,149	0,066	7,271	3,195	0,902	99	1.050	0,359	8,58	0,429	0,101	0,530	250	600	350	185	51	134	13
P-046	46	0,147	0,069	6,717	3,161	0,896	90	1.050	0,359	11,20	0,297	0,082	0,379	300	1.100	800	303	201	102	11
P-047	77	0,202	0,025	15,540	1,894	0,970	135	1.050	0,359	5,80	1,639	0,093	1,732	238	1.038	800	1.386	1.216	170	5
P-049	61	0,191	0,031	11,588	1,899	0,960	123	1.050	0,359	3,50	1,486	0,096	1,582	331	831	500	791	604	187	7
P-050	54	0,203	0,024	11,056	1,306	0,971	99	1.050	0,359	1,20	1,722	0,062	1,783	265	865	600	1.070	873	197	6
TOTAL																	14.929	9.585	5.344	337

Tabla 11. Cálculos de producción incremental, pozos seleccionados Casos 1 - 3

5.2 PRODUCCIÓN INCREMENTAL CASOS 1, 2, 3 Y 4, CON DISMINUCIÓN DEL 60% DEL DAÑO

Pozo	K _{abs} (md)	K _{rw} (md)	K _{ro} (md)	K _w (md)	K _o (md)	CA (frac)	HK (pies)	r _e (pies)	r _w (pies)	S	IP _w Bl/psi	IP _o Bl/psi	IP _{tot} Bl/psi	P _{wf} (Psi)	P _s (Psi)	dP (Psi)	Q Bl/dia	Q _{actual} Bl/dia	dQ Bl/dia	Q _{incr} Bl/dia
P-004	66	0,109	0,122	7,203	8,048	0,787	62	1.800	0,359	11,190	0,215	0,138	0,353	400	1.200	800	282	75	207	44
P-005	70	0,200	0,026	13,931	1,781	0,969	157	1.800	0,359	3,402	2,323	0,110	2,433	331	731	400	973	450	523	16
P-006	68	0,188	0,033	12,746	2,252	0,957	92	1.800	0,359	0,960	1,832	0,094	1,926	506	1.406	900	1.733	892	841	36
P-018	80	0,207	0,021	16,527	1,692	0,975	121	1.050	0,359	2,040	2,671	0,093	2,764	300	800	500	1.382	857	525	13
P-021	56	0,189	0,058	10,596	3,237	0,917	157	1.050	0,359	6,636	1,191	0,178	1,369	315	615	300	411	169	242	20
P-027	68	0,202	0,025	13,697	1,695	0,970	108	1.050	0,359	2,400	1,841	0,081	1,922	350	1.200	850	1.634	1.197	437	13
P-030	80	0,125	0,095	9,984	7,614	0,845	126	1.050	0,359	20,040	0,382	0,202	0,583	400	1.000	600	350	84	266	41
P-031	56	0,212	0,018	11,895	1,013	0,980	138	1.050	0,359	0,480	3,088	0,070	3,158	326	876	550	1.737	759	978	19
P-032	39	0,199	0,026	7,825	1,037	0,968	57	1.050	0,359	1,200	0,704	0,028	0,732	300	600	300	220	155	65	2
P-033	50	0,048	0,308	2,385	15,299	0,400	52	1.050	0,359	17,658	0,042	0,179	0,220	329	629	300	66	15	51	31
P-034	45	0,082	0,180	3,664	8,056	0,658	50	1.050	0,359	15,918	0,068	0,097	0,165	295	825	530	87	38	49	17
P-035	70	0,044	0,332	3,087	23,365	0,362	55	1.800	0,359	18,000	0,056	0,281	0,337	300	700	400	135	47	88	56
P-036	67	0,086	0,170	5,749	11,354	0,680	45	1.800	0,359	9,738	0,136	0,147	0,284	250	950	700	199	25	174	56
P-037	35	0,190	0,032	6,740	1,136	0,959	78	1.050	0,359	0,720	0,930	0,044	0,974	300	1.200	900	876	687	189	8
P-038	67	0,211	0,019	14,228	1,275	0,979	131	1.050	0,359	3,054	2,089	0,071	2,161	300	1.200	900	1.944	666	1.278	27
P-039	34	0,176	0,041	6,077	1,410	0,946	70	1.050	0,359	3,630	0,434	0,040	0,475	386	1.186	800	380	74	306	17
P-040	50	0,192	0,031	9,618	1,555	0,961	137	1.050	0,359	13,866	0,543	0,055	0,598	300	1.000	700	419	102	317	12
P-042	50	0,139	0,078	6,950	3,876	0,879	116	1.050	0,359	10,800	0,407	0,131	0,537	373	973	600	322	132	190	23
P-043	60	0,134	0,071	8,079	4,294	0,900	118	1.050	0,359	18,600	0,308	0,111	0,419	323	823	500	210	36	174	17
P-044	41	0,180	0,038	7,392	1,564	0,950	172	1.050	0,359	6,600	0,911	0,094	1,005	393	1.093	700	704	180	524	26
P-045	49	0,149	0,066	7,271	3,195	0,902	99	1.050	0,359	5,148	0,604	0,119	0,723	250	600	350	253	51	202	20
P-046	46	0,147	0,069	6,717	3,161	0,896	90	1.050	0,359	6,720	0,430	0,100	0,530	300	1.100	800	424	201	223	23
P-047	77	0,202	0,025	15,540	1,894	0,970	135	1.050	0,359	3,480	2,201	0,106	2,307	238	1.038	800	1.846	1.216	630	19
P-049	61	0,191	0,031	11,588	1,899	0,960	123	1.050	0,359	2,100	1,872	0,105	1,978	331	831	500	989	604	385	15
P-050	54	0,203	0,024	11,056	1,306	0,971	99	1.050	0,359	0,720	1,929	0,064	1,992	265	865	600	1.195	873	322	9
P-002	79	0,154	0,060	12,082	4,739	0,912	100	1.800	0,359	11,640	0,561	0,127	0,688	310	960	650	447	148	299	26
P-011	70	0,153	0,062	10,733	4,326	0,910	101	1.050	0,359	18,336	0,353	0,096	0,450	400	1.500	1.100	495	266	229	21
P-014	84	0,098	0,028	8,187	2,345	0,850	102	1.800	0,359	11,520	0,391	0,065	0,455	409	769	360	164	51	113	17

P-019	93	0,153	0,061	14,208	5,712	0,910	103	1.050	0,359	5,400	1,188	0,218	1,407	365	715	350	492	149	343	31
P-041	59	0,202	0,025	11,935	1,473	0,970	104	1.050	0,359	2,280	1,574	0,068	1,642	447	1.197	750	1.231	143	1.088	33
TOTAL																21.600	10.342	11.258	708	

Tabla 12. Cálculos de producción incremental - Todos los casos disminuyendo el factor de daño de formación

5.3. RESULTADOS

En la Tabla 11 se evaluaron las condiciones de los casos 1, 2 y 3 considerando que con el recañoneo se mantendría el factor de daño de formación y solo se consideraron los nuevos espesores permeables recomendados a cañonear, con el fin de establecer las condiciones más críticas bajo las cuales se obtendría producción incremental. Los resultados muestran que llevando a cabo en los 25 pozos seleccionados las recomendaciones de recañoneo y cañoneo de nuevas zonas se podrían obtener unos 337 barriles de petróleo por día de producción incremental, sin embargo, existen algunos casos donde los caudales incrementales son bastante bajos y económicamente no se justificarían las inversiones. Esta variable será analizada en el siguiente capítulo.

En la tabla 12 se se evaluaron las condiciones de todos los casos, considerando que con el recañoneo se disminuiría hasta un 60% el factor de daño de formación. Para seleccionar este porcentaje no se estableció ningún criterio, ya que podrían realizarse varias sencibilidades con diferentes porcentajes y analizar los resultados, sin embargo, lo mas recomendable es realizar un estudio de daño de formación para estos pozos y establecer las causas de este factor, con el fin de establecer con cuál técnica de estimulación se podrían obtener resultados mas certeros a la hora de llevar a cabo trabajos para remoción del daño de formación, sin embargo, para este ejercicio se considerará un valor de 60%. Los resultados muestran que llevando a cabo los trabajos propuestos en los 30 pozos seleccionados, se podrían obtener unos 708 barriles de petróleo por día de producción incremental. Nuevamente resultan algunos casos donde los caudales incrementales son bastante bajos y económicamente no se justificarían las inversiones.

En la siguiente tabla se resumen los resultados:

Tabla 13. Producción incremental por los trabajos propuestos en los pozos del Área A del Campo Tibú

Pozo	Q incremental, sin variación de daño (BOPD)	Q incremental, disminución del 60% del daño (BOPD)
P-004	27	44
P-005	9	16
P-006	27	36
P-018	6	13
P-021	10	20
P-027	3	13
P-030	23	41
P-031	17	19
P-032	1	2
P-033	19	31
P-034	8	17
P-035	32	56
P-036	39	56
P-037	4	8
P-038	17	27
P-039	11	17
P-040	7	12
P-042	11	23
P-043	10	17
P-044	16	26
P-045	13	20
P-046	11	23
P-047	5	19
P-049	7	15
P-050	6	9
P-002		26
P-011		21
P-014		17
P-019		31
P-041		33
TOTAL	337	708

CAPITULO VI

6. ESTIMATIVO DE COSTOS.

Para estimar los costos de los trabajos propuestos y definir el posible límite económico sobre el cual se justificaría realizarlos se definieron las actividades generales a realizar teniendo en cuenta las tarifas que aplican para estas actividades con las compañías de servicios del área y se empleó una plantilla de cálculos financieros establecida para evaluar la viabilidad de los trabajos de work over en el Campo Tibú y que fue realizada y aprobada por el Departamento de Gestión y Crecimiento de la Gerencia Catatumbo Orinoquía de Ecopetrol S.A.

Cuadro 1. Costos de los trabajos de recañoneo por pozo

ÍTEM	UNIDAD	CANTIDAD	VALOR UN.	TOTAL
Equipo de Work Over (propiedad de Ecopetrol)	Días	7	5.500	38.500
Company Man	Días	7	832	5.824
Fluido de control	OPE	1	1.500	1.500
Unidad de Slick Line	OPE	1	10.000	10.000
Corrida de registros (GR, CCL, CBL, VDL)	OPE	1	22.000	22.000
Cañoneo	OPE	1	30.000	30.000
Nuevos equipos del sistema de levantamiento	OPE	1	8.000	8.000
Tratamiento de fluidos contaminados	OPE	1	1.107	1.107
TOTAL USD \$				116.931
TOTAL \$				222.168.900

Basados en el costo anterior, se aplicó la plantilla para definir la producción mínima incremental sobre la cual es económicamente viable llevar a cabo el trabajo, tal y como se muestra en el siguiente cuadro.

Cuadro 2. Evaluación económica de los trabajos propuestos

MODELO DE EVALUACIÓN PARA WORKOVER (TIBÚ)



DATOS DE ENTRADA

Por favor ingrese en las celdas de color verde a continuación los datos mínimos sobre el trabajo a realizar:

	Unidad	Valor
Nombre Pozo	TIBU	
¿Pozo Activo?	SI	
¿Producción Incremental?	SI	
¿Se realiza con cargo a Inversiones?	SI	
¿Afectado por la Inyección de Agua?	SI	
Duración del Trabajo	Días	6
Precio Crudo WTI	US\$/bl	43,00

http://iris/conroles/accionistas/indicadores_historico.aspx?indID=1

RESULTADOS

	Unidad	Valor
Tiempo de repago	Meses	11
VPN@0.0096	US\$	82.215
TIR.M	%	4%
EFI		0,70

Recomendación → **HACER EL WO**

COSTOS DEL TRABAJO	
Subsuelo	Pesos (\$) 222.168.900
Superficie	Pesos (\$) -

PRONÓSTICO	
Producción Inicial	Qo 15
Tipo Declinación	Exponencial
Parámetro de declinación	b (%) 0,80%

Producción de Crudo	BPPD	Mes																			Volúmenes	
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19		20
		14,9	14,8	14,6	14,5	14,4	14,3	14,2	14,1	14,0	13,8	13,7	13,6	13,5	13,4	13,3	13,2	13,1	13,0	12,9	12,8	8.284

VARIABLES ECONÓMICAS	Unidad	valor
Tasa de Cambio	Pesos (\$)/US\$	1.900
Tasa de Impuestos	%	33%
Descuento Calidad/ Transporte	US\$/bl	7,80
Precio Crudo en Campo	US\$/bl	35,2
Tasa Descuento Mensual	%	0,96%
Costos Variables 1 (Pozos Inactivos)	US\$/bl	9,17
Costos Variables 2 (Pozos Activos)	US\$/bl	0,70
Regalías	%	8,0%
Días del mes	No.	30

Flujo de Caja

	Período:	Mes																			Volúmenes		
		Mes 1	Mes 2	Mes 3	Mes 4	Mes 5	Mes 6	Mes 7	Mes 8	Mes 9	Mes 10	Mes 11	Mes 12	Mes 13	Mes 14	Mes 15	Mes 16	Mes 17	Mes 18	Mes 19		Mes 20	
INGRESOS																							
VOLÚMENES																							
	Producción	446	443	439	436	432	429	425	422	419	415	412	409	406	402	399	396	393	390	387	383	8.284	
	Regalías	36	35	35	35	35	34	34	34	33	33	33	33	32	32	32	32	31	31	31	31	663	
	Netos	411	407	404	401	398	395	391	388	385	382	379	376	373	370	367	364	361	358	356	353	7.621	
	TOTAL INGRESOS	14.457	14.341	14.227	14.114	14.001	13.890	13.779	13.669	13.560	13.452	13.345	13.239	13.133	13.029	12.925	12.822	12.720	12.618	12.518	12.418	268.259	
EGRESOS OPERATIVOS																							
COSTOS DEL TRABAJO																							
	Subsuelo	116.931	116.931	-																		116.931	
	Superficie	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
COSTOS OPERATIVOS	Variables	312	310	308	305	303	300	298	295	293	291	288	286	284	282	279	277	275	273	271	268	5.799	
	TOTAL EGRESOS	117.243	117.241	117.241	117.241	117.241	117.241	117.241	117.241	117.241	117.241	117.241	117.241	117.241	117.241	117.241	117.241	117.241	117.241	117.241	117.241	122.730	
MARGEN OPERATIVO																							
	Amortización	6.302	6.251	6.201	6.152	6.103	6.054	6.006	5.958	5.911	5.864	5.817	5.771	5.725	5.679	5.634	5.589	5.544	5.500	5.456	5.413		
	Depreciación	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
	Base Gravable	(109.088)	7.780	7.718	7.657	7.596	7.535	7.475	7.416	7.356	7.298	7.240	7.182	7.125	7.068	7.012	6.956	6.900	6.845	6.791	6.737		
	IMPUESTOS	-	2.567	2.547	2.527	2.507	2.487	2.467	2.447	2.428	2.408	2.389	2.370	2.351	2.332	2.314	2.295	2.277	2.259	2.241	2.223	45.437	
FLUJO DE CAJA																							
	(102.787)	11.464	11.373	11.282	11.192	11.103	11.015	10.927	10.840	10.753	10.668	10.583	10.498	10.415	10.332	10.249	10.168	10.087	10.006	9.927	9.847	100.093	
FLUJO DE CAJA (Descontado)																							
	(102.787)	11.355	11.157	10.962	10.771	10.583	10.398	10.217	10.039	9.864	9.692	9.523	9.357	9.194	9.033	8.876	8.721	8.569	8.419	8.273	8.125	82.215	
FLUJO DE CAJA (Descontado Acumulado)																							
	(102.787)	(91.432)	(80.276)	(69.314)	(58.543)	(47.960)	(37.561)	(27.344)	(17.305)	(7.441)	2.250	11.773	21.130	30.324	39.357	48.233	56.954	65.523	73.942	82.215	(108.263)		

Este modelo tiene en cuenta las siguientes variables operativas y económicas:

Variable	Unidad	Valor
Nombre Pozo		TIBU
¿Pozo Activo?		SI
¿Producción Incremental?		SI
¿Se realiza con cargo a Inversiones?		SI
¿Afectado por la Inyección de Agua?		SI
Duración del Trabajo	Días	6
Precio Crudo WTI	US\$/bl	43,00

COSTOS DEL TRABAJO		
Subsuelo	Pesos (\$)	222.168.900
Superficie	Pesos (\$)	-

PRONÓSTICO		
Producción Incremental	Qo	15
Tipo Declinación		Exponencial
Parámetro de declinación	b (%)	0,80%

VARIABLES ECONÓMICAS	Unidad	valor
Tasa de Cambio	Pesos (\$)/US\$	1.900
Tasa de Impuestos	%	33%
Descuento Calidad/ Transporte	US\$/bl	7,80
Precio Crudo en Campo	US\$/bl	35,2
Tasa Descuento Mensual	%	0,96%
Costos Variables 1 (Pozos Inactivos)	US\$/bl	9,17
Costos Variables 2 (Pozos Activos)	US\$/bl	0,70
Regalías	%	8,0%
Días del mes	No.	30

Una vez aplicado este modelo financiero, los resultados indican que los trabajos son económicamente viables con mínimo 15 barriles de petróleo de producción incremental. Por debajo de esta producción no se recomienda realizar los work over propuestos, de acuerdo a esto, los pozos candidatos se resumen en la siguiente tabla:

Tabla 14. Pozos recomendados para realizar trabajos de recañoneo para producción incremental en el Área A del Campo Tibú

Pozo	Q incremental, sin variación del daño (BOPD)	Q incremental, disminución del 60% del daño (BOPD)
P-004	27	44
P-005		16
P-006	27	36
P-018		
P-021		20
P-027		
P-030	23	41
P-031	17	19
P-032		
P-033	19	31
P-034		17
P-035	32	56
P-036	39	56
P-037		
P-038	17	27
P-039		17
P-040		
P-042		23
P-043		17
P-044	16	26
P-045		20
P-046		23
P-047		19
P-049		15
P-050		
P-002		26
P-011		21
P-014		17
P-019		31
P-041		33
TOTAL	215	650

7. CONCLUSIONES

- Se reunió la información disponible en las diferentes bases de datos y programas corporativos, así como información de campo proporcionada por el Departamento de Producción e Ingeniería de Subsuelo y Confiabilidad y la información del Departamento de Yacimientos que fuera útil para el desarrollo de este estudio, entre las cuales están: Files de pozo, estados mecánicos, pruebas de producción, resultados de pruebas de presión, propiedades de roca y de los fluidos del yacimiento, resultados de los modelos estático y dinámico de la Formación Barco, registros de pozo, información del monitoreo y seguimiento a los patrones de inyección de agua, etc.
- Dentro del estudio de las consideraciones tenidas en cuenta para el completamiento de los pozos del Campo Tibú se encontró que la mayoría de los pozos fueron perforados y completados en los años 40, época en la que las técnicas de cañoneo de pozos no estaban tan desarrolladas como en la actualidad, por lo que se realizaban cañoneos de baja penetración y bajas densidades de disparo. Adicionalmente solo se tomaban a los pozos registros SP y Resistivos y la definición de las capas de arenas, en especial las de espesores pequeños no estaban muy bien identificadas, por lo que no se aprovechaban completamente los espesores permeables; solo después de los años 80 se decidió la toma de registros GR, con los cuales se obtenía un mejor definición litológica.
- De los 50 pozos productores activos del Área A se encontraron 30 pozos con oportunidades de optimización de la producción con el recañoneo de arenas o cañoneo de nuevas zonas, bajo los siguientes criterios:

Pozos con arenas abiertas con bajas densidades de cañoneo (de 1 a 3 TPP):

P-004, P-018, P-031, P-032, P-033, P-034, P-037, P-038 y P-045. Pozos con

espesores permeables no cubiertos totalmente en el cañoneo: P-004, P-005, P-006, P-018, P-027, P-030, P-031, P-032, P-033, P-034, P-035, P-036, P-037, P-038, P-039, P-040, P-042, P-043, P-044, P-045 y P-046. **Pozos con arenas no drenadas:** P-021, P-026, P-027, P-030, P-031, P-038, P-039, P-044, P-045 y P-046, P-048, P-049 y P-050. **Pozos con daño de formación no incluidos en los anteriores casos:** P-002, P-011, P-014, P-019, y P-041.

- La producción estimada si se llevan a cabo los trabajos propuestos para recañoneo de arenas y apertura de nuevas zonas, sin considerar el efecto de disminución del factor de daño de formación es de 337 Barriles de Petróleo por día de producción incremental.
- La producción estimada si se llevan a cabo los trabajos propuestos para recañoneo de arenas, apertura de nuevas arenas y considerando que por los trabajos se logrará un 60% de disminución del factor de daño de formación es de 708 Barriles de Petróleo por día de producción incremental, sin embargo este valor es de referencia y puede variar de acuerdo a estudios específicos de daño de formación.
- Una vez realizado el análisis económico de los trabajos propuestos y habiendo establecido que la producción incremental mínima de los pozos es de 15 Barriles de aceite por día para que sea considerado viable, los pozos que se recomiendan para trabajos de recañoneo son: P-004, P-006, P-030, P-031, P-033, P-035, P-036, P-038 y P-044, considerando que no se modificaría el daño de formación. Con esto se obtendrían 215 Barriles de aceite por día de producción incremental.
- Bajo el mismo criterio de producción mínima anterior y considerando un efecto de disminución del 60% en el factor de daño de formación, los pozos que se recomiendan para trabajos de recañoneo son: P-004, P-005, P-006, P-021, P-

030, P-031, P-033, P-034, P-035, P-036, P-038, P-039, P-042, P-043, P-044, , P-045, , P-046, P-047, P-049, P-002, P-011, P-014, P-019 y P-041, donde se obtendrían 650 Barriles de aceite por día de producción incremental.

- Una vez realizado el estudio de conectividad de las arenas de la Formación Barco en los patrones de inyección de agua del Área A, se encontraron oportunidades de mejorar el soporte de presión y barrido de fluidos desde los pozos inyectoros IN-364, IN-352 e IN-62 a los productores de influencia, con la apertura de los subcilcos II.30, II.20 y II.10 y III.30 respectivamente.

8. RECOMENDACIONES

- Realizar este estudio o uno similar para el resto de las Áreas del Campo Tibú (B, C, D y E), que identifique oportunidades de incremento de producción por arenas que no han sido drenadas o de las que se puede mejorar su productividad aplicando las mejores técnicas de cañoneo de pozos disponibles en el mercado.
- Extender el estudio de conectividad de las arenas de la Formación Barco entre los pozos productores e inyectores de los patrones de inyección de agua de los pozos activos del Campo Tibú, con el fin de identificar oportunidades de mejorar el barrido de las arenas y el soporte de presión al yacimiento.
- Complementar este estudio con los resultados de la investigación de Daño de Formación que está adelantando el Instituto Colombiano del Petróleo – ICP, de Ecopetrol S.A. especialmente para el Campo Tibú, con el fin de reconocer las causas del daño de formación para estos pozos y establecer si con la aplicación de las técnicas de cañoneo mas recomendables para cada caso sea posible la remoción del daño y en qué proporción, para que con ello se realice una mejor estimación de la producción incremental que se obtenga de estos trabajos o para que se defina qué otro método de estimulación de pozos debe ser aplicado.
- Para determinar la densidad de cañoneo apropiada para los pozos del Campo Tibú, considerar factores como la edad de los revestimientos y potenciales de producción de las arenas, entre otros aspectos, con la asesoría de las compañías de servicio especializadas en la aplicación de las técnicas de cañoneo de pozos.

- Para los trabajos de cañoneo que se decidan llevar cabo, realizar un apropiado diseño y configuración del cañoneo, aprovechando las técnicas disponibles para uso de cargas de alta penetración y aplicando las técnicas de bajo balance para obtener mejores resultados.
- Considerar la toma de registros Gamma Ray (GR), además de otros registros que brinden mayor información del pozo, en especial para mejorar los criterios de apertura de arenas por definición de espesores.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

CRAFT, B.C AND M. HAWKINS. Applied Petroleum Reservoir Engineering, second edition. Prentice-Hall, Inc.. New Jersey. 1991.

MAGGIOLO, Ricardo. Manual de Optimización Integral de Sistemas de Hidrocarburos, ESP OIL, julio 2008.

BENAVIDES Marcia. NEXT. Perforating Workshop febrero 2009.

KYOON CHOI, SUK., A Comprehensive Comparative Study on Analytical PR/IPR Correlations, SPE Journal. October, 2008. SPE-116,580.

ALIM H. EL-SAYED, ABDEL AND M. Production Performance of Multilateral Wells, SPE Journal. November, 1999. SPE / IADC 57,542

DE LA HOZ, Maty María y ORTIZ, Diana. Metodología para la selección, diseño y ejecución del cañoneo o re cañoneo de pozos de bajo potencial aplicación al Campo Colorado. Tesis de Grado. Universidad Industrial de Santander. Escuela de Ingeniería de Petróleos. 2009.

DIAZ RODRIGUEZ Johan M. et al. Análisis Técnico-Económico del uso de las diferentes técnicas de cañoneo en los campos operados por Petroproducción. <http://www.dspace.espol.edu.ec/bitstream/123456789/190/1/290.pdf>

BASE DE DATOS OFM 2010 Campo Tibu

.

ANEXO 1
LISTA DE SIMBOLOS

Ps	Presión estática	Psi
Pr	Presión de yacimiento, promedio	Psi
Pwf	Presión de fondo fluyendo	Psi
K abs	Permeabilidad absoluta	md
K ro	Permeabilidad relativa al aceite	md
K rw	Permeabilidad relativa al agua	md
K o	Permeabilidad al aceite	md
K w	Permeabilidad al agua	md
Sw	Saturación de agua	fracción
β_o	Factor volumétrico del aceite	Bbls/STB
μ_o	Viscosidad del aceite	cp
Q	Rata de flujo	STB/d
IP	Índice de productividad	STB/d-Psi
r e	Radio de drenaje del pozo	pies
r w	Radio del hueco	Pies
Psi	Unidad de presión	Lb/pulg ²