

**FACTIBILIDAD DE ALTERNATIVAS EN LA DISPOSICIÓN DEL AGUA
RESIDUAL DEL CAMPO TRINIDAD**

**JESÚS DAVID TORRES DÍAZ
CESAR AUGUSTO ROJAS DONADO**

**UNIVERSIDAD DE AMERICA
FACULTAD DE INGENIERÍA
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BOGOTA D.C.
2009**

**FACTIBILIDAD DE ALTERNATIVAS EN LA DISPOSICIÓN DEL AGUA
RESIDUAL DEL CAMPO TRINIDAD**

**JESÚS DAVID TORRES DÍAZ
CESAR AUGUSTO ROJAS DONADO**

**Proyecto de Grado para optar al título de
Ingeniero de Petróleos**

DIRECTOR

**JINA NERIETH MARTÍNEZ
Ingeniero de petróleos- Universidad de América**

**UNIVERSIDAD DE AMERICA
FACULTAD DE INGENIERÍA
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BOGOTA D.C.
2009**

Nota de aceptación

Presidente Jurado

Jurado Geo. Edgar Cedeño

Jurado Ing. Diego Serrato

Bogotá D.C., Agosto de 2009

DIRECTIVAS DE LA UNIVERSIDAD DE AMERICA

Presidente de la Universidad y Rector del Claustro

Dr. JAIME POSADA DIAZ.

Vicerrector de Desarrollo y Recursos Humanos

Dr. LUIS JAIME POSADA GARCIA-PEÑA.

Vicerrectora Académica y de Postgrado

Dra. ANA JOSEFA HERRERA VARGAS.

Decano General de Ingenierías

Ingeniero. JULIO CESAR FUENTES.

Director Departamento Ingenierías de Petróleos

Ingeniero. JULIO CESAR FUENTES (E).

“Ni la universidad, ni los jurados serán
Responsables de las ideas expuestas en
Este proyecto”

Este triunfo tan importante que he logrado a mis 22 años de edad, lo dedico con todo mi corazón a las personas que me han acompañado durante estos 5 años de estudio, dedicación, esfuerzo y entrega, en especial a mis padres Jesús Adriano Torres Rincón y Flor Mélida Díaz Navarro por su apoyo incondicional y creer que soy capaz de esto y muchos logros más, a mi hermano por sus rabietas y su compañía, a mis abuelos Cándido Díaz y Verónica Navarro de Díaz porque desde el cielo están rezando y cuidándome, a Yuly Viviana Tovar por su agradable compañía, paciencia, por haberme escuchado, por haberme ayudado a ser mejor como persona y por su apoyo en los momentos buenos y malos, a mi familia en general porque siempre han estado interesados de que todas mis actividades las logre con éxito, a mis amigos del colegio porque estuvieron pendiente de mí siempre y me acompañaron, a mi compañero de tesis Cesar Rojas por las ocasiones de traspaso, de trabajos y de celebración, y a mi mejor amiga Adriana Vargas por haberme brindado su amistad.

Gracias Dios por este paso tan importante que me has permitido en la vida, de muchos más que vamos a lograr.

Jesús David Torres Díaz

Dedico este trabajo de grado:

A mis Padres, Emiro Rojas Granados y Nora De Rojas, por todo su apoyo y comprensión, gracias a ellos llegué a este punto de mi vida por sus grandes consejos y sobre todo por los principios que me inculcaron.

A mis Hermanos, Julio Rojas Donado y Carol Rojas Donado por todos los momentos que me ayudaron a distraerme cuando las cosas estuvieran oscuras.

A mi amigo David Torres, por ser un gran amigo y compañero de estudios en todo lo que duró la carrera y por todos los consejos que me dió para salir adelante.

A mi novia Liliana Marcela Tobar, por estar conmigo siempre, por todo su apoyo, comprensión, siempre estuvo cuando más la necesitaba y por ayudarme cada vez que estuviera triste.

Le doy las gracias a Dios por haberme permitido llegar a este instante de mi vida y por haberme permitido llegar a uno de los momentos más importantes de mi vida, en la que he crecido como persona y como profesional.

Cesar Augusto Rojas Donado

AGRADECIMIENTOS

Los autores expresan sus agradecimientos a:

Universidad América por los conocimientos adquiridos durante la carrera de Ingeniería de Petróleos.

PERENCO COLOMBIA LIMITED, por la colaboración en la obtención de información necesaria para el desarrollo de este Proyecto.

Jina Martínez, Ingeniera de Petróleos Director del proyecto, quien compartió sus conocimientos, tiempo y dedicación, brindando credibilidad al desarrollo de este proyecto.

William Bernal, Ingeniero de Petróleos, por su colaboración, explicaciones, y recomendaciones durante el desarrollo de este trabajo de grado.

Juan Carlos Mejía, Ingeniero de Petróleos, por su el apoyo técnico que nos dió cuando realizamos el trabajo de grado.

Mario Bohórquez, Geólogo, por su ayuda, y explicaciones para el desarrollo del proyecto.

Edwin Guzmán, Ingeniero de Petróleos y Geólogo, por el material que nos facilitó para el desarrollo de nuestro trabajo.

CONTENIDO

	pág.
INTRODUCCIÓN	31
1. GENERALIDADES DEL CAMPO TRINIDAD	34
1.1 LOCALIZACIÓN GEOGRÁFICA DEL CAMPO TRINIDAD	34
1.2 GEOLOGÍA DEL CAMPO TRINIDAD	35
1.2.1 Geología estratigráfica	36
1.2.2 Geología estructural	40
1.2.2.1 Geología estructural regional	40
1.2.2.2 Geología estructural local	41
2. CARACTERIZACIÓN DEL CAMPO TRINIDAD	47
2.1 PROPIEDADES PETROFÍSICAS DE LAS FORMACIONES INYECTORAS DEL CAMPO TRINIDAD	47
2.1.1 Porosidad	47
2.1.1.1 Porosidades formación Carbonera 1 (C1)	49
2.1.1.2 Porosidades formación Carbonera 7 (C7)	49
2.1.1.3 Porosidades formación Guadalupe (GDL)	50
2.1.1.4 Porosidades formación Arenisca Inferior (ARI)	51
2.1.2 Permeabilidad	51
2.1.3 Saturación	51
2.1.4 Compresibilidad de la formación	51

2.2 DESCRIPCIÓN DE LA INYECCIÓN DE AGUA RESIDUAL EN EL CAMPO TRINIDAD	52
2.2.1 Trinidad 1	52
2.2.2 Trinidad 2	56
2.2.3 Trinidad 10	58
2.2.4 Trinidad 12	61
2.3 AJUSTE INYECCIÓN ACTUAL DEL CAMPO TRINIDAD	62
2.3.1 Trinidad 1	63
2.3.2 Trinidad 2	65
2.3.3 Trinidad 10	65
2.3.4 Trinidad 12	66
3. ALTERNATIVAS PARA AUMENTAR INYECCIÓN DE AGUA EN POZO INYECTORES DEL CAMPO TRINIDAD	67
3.1 CAÑONEOS ADICIONALES	67
3.2 PROFUNDIZACIONES	68
3.3 ESTIMULACIONES	68
3.4 TASAS DE INYECCIÓN EVALUADAS	69
3.4.1 Trinidad 1	69
3.4.2 Trinidad 2	72
3.4.3 Trinidad 10	74
3.4.4 Trinidad 12	76

3.5 RESUMEN DE LOS RESULTADOS DE LAS ALTERNATIVAS DE LOS INCREMENTOS DE LA TASA DE INYECCIÓN EN EL CAMPO TRINIDAD	78
4. EVALUACIÓN DEL PRONOSTICO DE FLUIDOS DE PRODUCCIÓN E INYECCIÓN DE AGUA EN EL CAMPO TRINIDAD	79
4.1 PRONOSTICO DE PRODUCCIÓN ACTUAL	79
4.2 LÍNEA BASE DE INYECCIÓN ACTUAL DEL AGUA RESIDUAL DE LOS POZOS INYECTORES DEL CAMPO TRINIDAD	80
4.2.1 Perfil de inyección del pozo Trinidad 1	81
4.2.2 Perfil de inyección del pozo Trinidad 2	81
4.2.3 Perfil de inyección del pozo Trinidad 10	82
4.2.4 Perfil de inyección del pozo Trinidad 12	83
4.3 OPTIMIZACIÓN LÍNEA BASE DE INYECCIÓN	86
4.3.1 Cañoneos adicionales en la formación C1 del pozo Trinidad 2	87
4.3.2 Profundización del pozo Trinidad 10	88
4.3.3 Profundización del pozo Trinidad 12	89
4.4 PRONOSTICO DE PRODUCCIÓN CON REACONDICIONAMIENTO DE POZOS DEL CAMPO TRINIDAD	92
4.5 PRONOSTICO DE PRODUCCIÓN DE ACEITE LIMITADO A LÍNEA BASE DE INYECCIÓN	94
4.6 DESCRIPCIÓN DE LA PRODUCCIÓN DE ACEITE ASOCIADA ALA CAPACIDAD DE INYECCIÓN DEL CAMPO TRINIDAD	97
5. ANALISIS FINANCIERO	100
6. CONCLUSIONES	104

7. RECOMENDACIONES	105
BIBLIOGRAFÍA	106
ANEXOS	108

LISTA ABREVIATURAS

ρ	Densidad
Φ	Porosidad
$\Phi_{\text{corregido}}$	Porosidad corregida
Φ_{ef}	Porosidad efectiva
Φ_{ρ}	Porosidad densidad
Φ_{N}	Porosidad neutrón
$\Phi_{\text{registrado}}$	Porosidad registrada
%	Porcentaje
“	Pulgadas
°API	Gravedad API
° C	Grados Celsius
ARI	Formación Areniscas Inferiores
BOPD	Barriles de aceite por día
BWPD	Barriles de agua por día
BFPD	Barriles de fluido por día
BWPD / Psi	Barriles de agua por día sobre libras por pulgada cuadrada
BSW	Bottom Sediment Water
BQA	Campo Barquereña
C1	Formación Carbonera Unidad 1
C3	Formación Carbonera Unidad 3

C4	Formación Carbonera Unidad 4
C5	Formación Carbonera Unidad 5
C6	Formación Carbonera Unidad 6
C7	Formación Carbonera Unidad 7
C8	Formación Carbonera Unidad 8
Cf	Compresibilidad de la formación
CAS	Campo Cravo Sur
CAE	Campo Cravo Este
Di	Declinación
D	Darcy
E	Este
exp. AE	Exponencial anual efectivo
Fm	Formación
ft	Pies
ft/min	Pies por minuto
GDL	Formación Guadalupe
g/cc	Gramos sobre centímetro cúbico
GR	Gamma Ray
GR_{max}	Gamma Ray Máximo
GR_{min}	Gamma Ray Mínimo
GR_{Reg}	Gamma Ray registrado
H	Espesor
h	Profundidad

ILT	Injection Logging Test (Pruebas de registro de inyección)
In	Pulgadas
ID	Diámetro interno
KBOPA	Miles de barriles de aceite por año
KUSD	Miles de dólares
Km	Kilómetro
LGL	Campo La Gloria
m.s.n.m.	Metros sobre el nivel del mar
mD	Milidarcy
MMSTB	Millones de barriles en superficie
N	Norte
OD	Diámetro externo
O	Oeste
PLT	Registros de producción
Ps	Presión estática
Psi	Libras por pulgada cuadrada
Pwh	Presión de cabeza
Pwi	Presión de fondo fluyendo
Qo	Caudal de aceite
Qw	Caudal de agua
Qwi	Caudal de inyección
RFT	Repeat Formation Testing

S	Sur
S	Daño de formación
Sw	Saturación de agua
So	Saturación de aceite
STB	Barriles en superficie
TIO	Tasa de Interés de Oportunidad
TIR	Tasa Interna de Retorno
TRD	Pozo Trinidad
TVD	Profundidad Vertical Verdadera
USD	Dólares
USD/Anuales	Dólares por año
USD / STB	Dólares por barril
VPN	Valor presente neto
Vsh	Volumen de arcilla
WL	Wireline
WO	Reacondicionamiento de pozos
WTI	West texas intermédiaire

LISTA DE ANEXOS

	pág.
Anexo A. Estados mecánicos de los pozos inyectores del Campo Trinidad.	108
Anexo B. Prueba RFT.	115
Anexo C. Correlaciones de las formaciones C1, C7, GDL y ARI del Campo Trinidad.	120

LISTA DE FIGURAS

	pág.
Figura 1. Contrato de la Concesión Yalea 2162 - Localización	35
Figura 2. Contrato de Concesión Yalea 2162 - Columna Estratigráfica	37
Figura 3. Corte Geológico Esquemático de la Cuenca de los Llanos	41
Figura 4. Mapa estructural al tope de la formación Carbonera 1	43
Figura 5. Mapa estructural al tope de la formación Carbonera 7	44
Figura 6. Mapa estructural al tope de la Guadalupe	45
Figura 7. Mapa estructural al tope de la Arenisca Inferior	46

LISTA DE GRÁFICAS

	pág.
Gráfica 1. TRD 1 Perfil de Inyección fm C1	55
Gráfica 2. TRD 1 Perfil de Inyección fm C7+GDL+ARI	56
Gráfica 3. TRD 2 Perfil de Inyección fm C1+GDL	58
Gráfica 4. TRD 10 Perfil de Inyección fm C1+C7	60
Gráfica 5. TRD 10 Perfil de Inyección fm C7	61
Gráfica 6. TRD 12 Perfil de Inyección fm C1	62
Gráfica 7. Resultados alternativas de inyección para el pozo TRD 1 fm C1	71
Gráfica 8. Resultados alternativas de inyección para el pozo TRD 1 fm C7, GDL y ARI	72
Gráfica 9. Resultados alternativas de inyección para el pozo TRD 2.	74
Gráfica 10. Resultados alternativas de inyección para el pozo TRD 10	76
Gráfica 11. Resultados alternativas de inyección para el pozo TRD 12	77
Gráfica 12. Línea base de agua Actual	80
Gráfica 13. Línea base de inyección de agua TRD 1	81
Gráfica 14. Línea base de inyección de agua TRD 2	82
Gráfica 15. Línea base de inyección de agua TRD 10	83
Gráfica 16. Línea base de inyección de agua TRD 12	84
Gráfica 17. Línea base de inyección sin trabajos de optimización del Campo Trinidad	85
Gráfica 18. Comparación línea base de producción de agua actual con la línea base de inyección actual	86

Gráfica 19. Línea base optimizada de inyección TRD 2	87
Gráfica 20. Línea base optimizada de inyección TRD 10	88
Gráfica 21. Línea base optimizada de inyección TRD 12	89
Gráfica 22. Línea base de inyección optimizada	90
Gráfica 23. Comparación de la línea de producción de agua actual, línea de inyección actual y línea de inyección optimizada	91
Gráfica 24. Línea base de producción de agua con reacondicionamiento de los pozos TRD 6 y TRD 11 del Campo Trinidad	93
Gráfica 25. Comparación de las líneas bases de producción de agua, con inyección actual, con inyección optimizada y con producción de agua con reacondicionamiento de pozos	94
Gráfica 26. Líneas base de producción de agua ajustada a la línea de inyección	96
Gráfica 27. Evaluación del pronóstico de fluidos de producción e inyección de agua en el Campo Trinidad	97
Gráfica 28. Descripción de la producción de aceite asociada a la capacidad de inyección del Campo Trinidad	99
Gráfica 29. Flujo de caja del proyecto Campo Trinidad	103

LISTA DE TABLAS

	pág
Tabla 1. Característica de las unidades y formaciones inyectoras a una Sw del 100%	39
Tabla 2. $GR_{mín}$ y $GR_{máx}$ por formación de inyección en cada pozo	48
Tabla 3. Porosidades de la formación C1 para el pozo TRD 1	49
Tabla 4. Porosidades de la formación C1 para el pozo TRD 2	49
Tabla 5. Porosidades de la formación C1 para el pozo TRD 12	49
Tabla 6. Porosidades de la formación C7 para el pozo TRD 1	49
Tabla 7. Porosidades de la formación C7 para el pozo TRD 10	50
Tabla 8. Porosidades de la formación GDL para el pozo TRD 1	50
Tabla 9. Porosidades de la formación GDL para el pozo TRD 2	50
Tabla 10. Porosidades de la formación ARI para el pozo TRD 1	51
Tabla 11. Rango de permeabilidades en las formaciones que se inyectan agua	51
Tabla 12. Compresibilidad formaciones inyectoras del Campo Trinidad	52
Tabla 13. Actividades realizadas para la disposición de agua residual mediante la inyección en el pozo TRD 1	53
Tabla 14. Intervalos cañoneados para la inyección de agua residual en TRD 1	53
Tabla 15. Actividades realizadas para la disposición de agua residual mediante la inyección en el pozo TRD 2	57
Tabla 16. Intervalos cañoneados para la inyección de agua residual en TRD 2	57

Tabla 17. Actividades realizadas para la disposición de agua residual mediante la inyección en el pozo TRD 10	59
Tabla 18. Intervalos cañoneados para la inyección de agua residual en TRD 10	59
Tabla 19. Intervalos cañoneados para la inyección de agua residual en TRD 12	62
Tabla 20. Resultados ILT 8 de marzo de 2009 pozo TRD 1 formación C1	63
Tabla 21. Resultado ajuste de inyección de ILT del 8 de marzo de 2009 al pozo TRD 1 fm C1	63
Tabla 22. Resultados ILT 8 de marzo de 2009 pozo TRD 1 formación C7+GDL+ARI	64
Tabla 23. Resultado ajuste de inyección de ILT del 8 de marzo de 2009 al pozo TRD 1 fm C7+GDL+ARI	64
Tabla 24. Resultados ILT 9 de marzo de 2009 pozo TRD 2 formación C1+GDL	65
Tabla 25. Resultado ajuste de inyección de ILT del 9 de marzo de 2009 al pozo TRD 2 fm C1+GDL	65
Tabla 26. Resultado ajuste de inyección al pozo TRD 10 fm C7 de octubre de 2008 a noviembre de 2008	66
Tabla 27. Resultado ajuste de inyección al pozo TRD 12 fm C1 de octubre de 2008 a diciembre de 2008	66
Tabla 28. Intervalos adicionales para el pozo TRD 1 con su respectiva porosidad	67
Tabla 29. Intervalos adicionales para el pozo TRD 2 con su respectiva porosidad	68
Tabla 30. Posibles trabajos de estimulación en los pozos inyectoros del Campo Trinidad	69
Tabla 31. Resultados software Prosper 63 de cañoneos adicionales a las fm GDL y ARI	70

Tabla 32. Resultados software Prosper 63 de trabajos de estimulación en el pozo TRD 1 a la formación C1	70
Tabla 33. Resultados software Prosper 63 de trabajo de estimulación de la fm ARI en el pozo TRD 1	71
Tabla 34. Resultados software Prosper 63 de cañoneos adicionales a la fm C1	72
Tabla 35. Resultados software Prosper 63 de trabajos de estimulación en el pozo TRD 2 a la fm C1	73
Tabla 36. Resultados software Prosper 63 de trabajos de estimulación en el pozo TRD 10 a la fm C7	74
Tabla 37. Resultados software Prosper 63 de realizar profundizaciones en la fm GDL y ARI aislando la fm C7	75
Tabla 38. Resultados software Prosper 63 de trabajos de estimulación en el pozo TRD 12 a la fm C1 inyectando por el anular	76
Tabla 39. Resultados software Prosper 63 de realizar profundizaciones en la fm GDL y ARI inyectando por la tubería de producción	77
Tabla 40. Resultados de las alternativas para incremento de inyección de agua en el Campo Trinidad	78
Tabla 41. Pronostico actual del Campo Trinidad	79
Tabla 42. Caudal de inyección total en el pozo Trinidad 1	81
Tabla 43. Caudal de inyección total en el pozo Trinidad 2	82
Tabla 44. Caudal de inyección total en el pozo Trinidad 10	83
Tabla 45. Caudal de inyección total en el pozo Trinidad 12	84
Tabla 46. Línea base de inyección sin trabajos de optimización	84
Tabla 47. Caudal de inyección en el pozo Trinidad 2 con cañoneos adicionales en la Formación C1	87
Tabla 48. Caudal de inyección en el pozo Trinidad 10 con profundización	89
Tabla 49. Caudal de inyección en el pozo Trinidad 12 con profundización	89

Tabla 50. Línea de inyección optimizada	90
Tabla 51. Incrementales de inyección de agua	91
Tabla 52. Pronostico de producción con reacondicionamiento de pozos del Campo Trinidad	92
Tabla 53. Pronostico de producción limitado a la línea base de inyección	95
Tabla 54. Descripción de la producción de aceite asociada a la capacidad de inyección del Campo Trinidad	98
Tabla 55. Costos trabajo de optimización	100
Tabla 56. Consideraciones para costos trabajo de optimización	101
Tabla 57. Flujo de caja del proyecto Campo Trinidad	102
Tabla 58. Flujo neto de caja del proyecto Campo Trinidad	103

GLOSARIO

ACUÍFERO: roca permeable saturada con agua a presión. En su estado natural un acuífero puede ser la zona de agua de un reservorio de petróleo o gas, proporcionando el empuje para hacer llegar el petróleo al pozo.

ANGULO DE BUZAMIENTO: el ángulo al cual una formación buza o se inclina hacia abajo a partir de una horizontal.

ANTICLINAL: plegamiento de las capas superiores de las rocas similar a un arco en forma de domo.

ÁREA: superficie asignada para la exploración y explotación de hidrocarburos.

BSW: cantidad de agua y sedimentos en el petróleo.

CABEZA DE POZO: equipo de control instalado en la parte superior del pozo. Consiste de salidas, válvulas preventoras, entre otros.

CAMPO: área que consiste de un solo reservorio o múltiples reservorios, todos agrupados o vinculados a la misma característica geológica estructural individual y/o condición estratigráfica.

CEMENTACIÓN: es un proceso que consiste en mezclar cemento seco y ciertos aditivos con agua, para formar una lechada que es bombeada al pozo a través de la sarta de revestimiento y colocarlo en el espacio anular entre el hoyo y el diámetro externo del revestidor.

COILED TUBING: el coiled-tubing, como su nombre lo indica, consiste en un tubo metálico continuo construido en una aleación especial que permite que se lo trate como a un tubo de pvc (cloruro de vinilo polimerizado), pero que posee las mismas características físicas de una tubería convencional de similar diámetro, con la siguiente ventaja: no es necesario manipularlo, ni estibarlo tramo por tramo para bajarlo o retirarlo del pozo, ya que se lo desenrolla o enrolla en un carretel accionado mecánicamente como si fuera una manguera. Esta última característica permite un mejor y más rápido manejo y almacenaje; por ello este tubo tiene múltiples aplicaciones tanto en la perforación de pozos dirigidos como en la terminación y reparación de los mismos.

COMPLETAMIENTO: forma mecánica que permite la producción de un pozo.

CONCESIÓN: es el otorgamiento del derecho de explotación por un lapso de tiempo determinado de bienes y servicios por parte de una empresa a otra, generalmente privada.

COSTOS FIJOS: son aquellos costos que no son sensibles a pequeños cambios en los niveles de actividad, sino que permanecen invariables ante esos cambios.

COSTOS MARGINALES: es el cambio en el costo total que surge cuando la cantidad producida cambia por una unidad, es decir, al incremento del costo total que supone la producción adicional de una unidad de un determinado bien.

COSTOS VARIABLES: es aquel que se modifica de acuerdo a variaciones del volumen de producción (o nivel de actividad), se trate tanto de bienes como de servicios.

CUENCA: es una depresión en la superficie de la tierra, un valle rodeado de alturas

CURVAS DE DECLINACIÓN: el método más utilizado para calcular y estimar las reservas. Esta estimación se basa en graficar el tiempo como variable independiente en el eje de las abscisas, y en el eje de las ordenadas la variable dependiente (la tasa de producción de petróleo, la presión o la fracción de agua producida) y luego extrapolar el comportamiento de la curva de producción.

DEPRECIACIÓN: es una reducción anual del valor de una propiedad, planta o equipo. La depreciación puede venir motivada por tres motivos; El uso, el paso del tiempo y la obsolescencia.

DRIFT TUBING: diámetro de tubería de producción por el que pasan las herramientas de pruebas.

ESTRATIGRAFÍA: parte de la geología que estudia la formación y composición de las rocas estratificadas, sus fósiles característicos, su ubicación cronológica y problemas conexos.

ESTRUCTURA: forma geométrica con cierre geológico (anticlinal, sinclinal, etc.) que presentan las formaciones en las cuales se encuentran acumulaciones de fluidos.

FALLA: una estructura geológica que consiste de una fractura en la roca, a lo largo de la cual ha habido un perceptible deslizamiento.

FALLAS NORMALES ANTITÉTICAS: una falla es una superficie o zona delgada a lo largo de la cual un lado se ha desplazado con respecto al otro, en una dirección paralela a dicha zona. Se usa el nombre falla, para distinguir fracturas de cizalle o zonas que se extienden por varios metros o kilómetros. A escala centimétrica se denominan fracturas de cizalle y a escala milimétrica o menor, microfallas. Los tipos de falla se definen de acuerdo al tipo de esfuerzo

predominante en la región y de acuerdo al movimiento relativo entre los bloques. Las fallas normales se presentan en ambientes extensivos. Antitética indica que la falla y los estratos se inclinan hacia las direcciones opuestas.

FORMACIÓN: se refiere a estratos rocosos homogéneos de cualquier tipo, usados particularmente para describir zonas de roca penetrada durante la perforación.

FLUIDO: sustancia que fluye y que se deforma ante cualquier fuerza que tienda a cambiar su forma. Los líquidos y gases son fluidos.

GAMMA RAY: registro de la radioactividad natural total, medido en unidades API. La medida puede ser hecha tanto en hueco abierto como revestido. La profundidad de investigación es de pocas pulgadas, así que el registro generalmente mide la zona limpia. Los shales y las arcillas tienen la mayor radioactividad natural, así que el gamma ray es frecuentemente un buen indicador de tales rocas.

GRAVEDAD API: escala utilizada para que las gravedades específicas de los líquidos tengan valores de fácil asimilación.

INYECCIÓN LOGGING TEST O REGISTRO DE INYECCIÓN: herramienta que mide la resistividad de los estratos es decir la resistencia que realiza un material al paso de la corriente eléctrica a lo largo de las formaciones con el fin de determinar caudales que entran a las formaciones.

JETBLASTER: herramienta de ingeniería, de alta presión para la solución eficiente de limpieza de pozos.

LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL: métodos usados para levantar el petróleo a la superficie a través del pozo, después que la presión del reservorio ha declinado a un punto tal que el pozo no puede producir por su energía natural.

LINER PACKER: herramienta diseñada para aislar zona en pozos petroleros

LINER RANURADO: tubería que actúan como filtros de superficie entre la formación y el pozo, puesto que el material de la formación se puentea a la entrada del "liner". Previenen la producción de arena basados en el ancho de las ranuras o aperturas para el flujo, denominado también calibre, creando así un filtro que permite la producción de petróleo.

LITOLOGÍA: estudio de las rocas sedimentarias. Conjunto de caracteres petrográficos de una masa de rocas sedimentarias.

PERMEABILIDAD: capacidad que tiene una roca para permitir que un fluido circule por su medio poroso.

PETROFÍSICA: ciencia que estudia la descripción, clasificación y nomenclatura de las rocas.

POROSIDAD: la relación entre el volumen poroso y el volumen total de la roca. Cantidad de volumen de una roca que corresponde a espacio no lleno por la matriz.

POROSIDAD EFECTIVA: el porcentaje del volumen de una roca que esta compuesta de espacio poroso interconectado que permite el paso de los fluidos a través de ella.

POZO: espacio donde se perfora, para extraer hidrocarburos y la sumatoria del grupo de pozos hacen parte de un campo.

POZO DE DESARROLLO: son los pozos perforados cuando ya se ha comprobado la existencia previa de hidrocarburos y se quiere desarrollar el campo.

POZO EXPLORATORIO: pozo perforado como investigación de una nueva acumulación de hidrocarburos. Un pozo exploratorio puede perforarse en un campo nuevo o en una nueva formación productiva dentro de un campo existente.

PRONOSTICO: es una serie de datos que en base a una serie de estudios determinan la demanda en un futuro de un determinado producto , en este caso producción de aceite o agua.

PRUEBA FALL OFF: se realizan cerrando el pozo inyector y haciendo un seguimiento a la presión en el fondo del pozo en función del tiempo. La teoría supone una tasa de inyección constante antes de cerrar al pozo.

REGALÍAS: es el pago que es efectuado al titular de derechos de autor, patentes, marcas o know-how a cambio del derecho a usarlos o explotarlos, o que debe realizarse al Estado por el uso o extracción de ciertos recursos naturales, habitualmente no renovables.

RELACIÓN BENEFICIO COSTO: la relación beneficio / costo es un indicador que mide el grado de desarrollo y bienestar que un proyecto puede generar a una comunidad.

RTF: es una prueba que se realiza a los pozos para determinar el gradiente de presión y de temperatura.

SATURACIÓN: fracción o porcentaje del medio poroso que está ocupada por un fluido determinado.

SCAB LINER: tubería usada para aislar zonas dañadas en el casing que se encuentra cementado en un pozo petrolero.

SHALE: roca sedimentaria de grano fino, fisible, detrítica formada por la consolidación de las partículas de la arcilla y sal, clasificado en capas finas, relativamente impermeables. Es la roca sedimentaria más abundante. Su tamaño de grano y carencia de permeabilidad, una consecuencia de la alineación de sus granos, permiten que el shale forme las trampas del hidrocarburo.

TASA DE OPORTUNIDAD: la tasa de oportunidad es la tasa que obtendría el inversionista si invierte su dinero en otra opción (como depositarlo en un banco, bono, otro negocio, etc).

TIE BACK: tubería de revestimiento que se corre, de la parte superior de una tubería corta a la superficie. Frecuentemente se emplea para proporcionar una tubería de revestimiento de exploración.

TRAZADOR RADIOACTIVO: son sustancias radiactivas que se inyectan en los pozos con el fin de monitorear su concentración de flujo en el perímetro interior del pozo.

UNDER REAMER: herramienta para ampliar el diámetro del pozo significativamente, mucho más grande que el diámetro de la broca e aumentar la producción del pozo.

UNIDAD DE COILED TUBING: la unidad de Coiled Tubing es una unidad autónoma, fácilmente transportable e hidráulica, que inyecta y recupera una tubería flexible y continua dentro de una línea más grande de tubing o casing.

UNIDAD DE WIRELINE: sistema de control de unidad de cable que permite un control preciso de la velocidad y longitud de cable empleado durante pruebas de pozos.

VALOR PRESENTE NETO: es un procedimiento que permite calcular el valor presente de un determinado número de flujos de caja futuros, originados por una inversión

WTI: West Texas Intermediate. Precio de petróleo utilizado como referencia en el mercado latinoamericano y norteamericano por sus condiciones de calidad como gravedad API de 43.6° y contenido de azufre de 0.3%.

YACIMIENTO: espacio del subsuelo que contiene hidrocarburos.

RESUMEN

El objetivo principal del proyecto es el de evaluar la factibilidad de alternativas para el mejoramiento de la disposición de agua residual mediante la inyección en el Campo Trinidad. Actualmente en el campo se está produciendo bastante agua, la cual no cumple con los parámetros requeridos por el Ministerio de Medio ambiente para su vertimiento. La empresa PERENCO COLOMBIA LIMITED, determinó que la mejor forma de manejar esta agua, sin que se vea afectada la producción de aceite era la inyección de agua en el campo. La optimización de la inyección se haría con el fin de evitar que el agua de producción sea mayor, a la capacidad de inyección del campo, ya que si sucediera limitaría la producción de aceite.

A la fecha el Campo Trinidad tiene un acumulado de producción de 39.0 MMSTB de aceite y un promedio de 97% (51500 BWPD) del corte de agua. El agua residual del Campo Trinidad se está inyectando en cuatro pozos inyectoros Trinidad 1, Trinidad 2, Trinidad 10 y Trinidad 12. Las Formaciones que están recibiendo el agua residual son las Formaciones C1, C7, Guadalupe, Areniscas Inferiores.

Con base a lo anterior, se planea el mejoramiento de la capacidad de inyección de agua residual del Campo Trinidad permitiendo producir el total de reservas remanentes, por medio de alternativas como estimulaciones y cañoneos adicionales en formaciones que reciben el agua de producción y profundizaciones en pozos inyectoros. De igual manera, se evaluará tanto la viabilidad técnica como económica de dichas alternativas para determinar si es rentable su ejecución.

Palabras clave:

- Campo Trinidad.
- Inyección de agua residual.
- Alternativas de inyección.

INTRODUCCIÓN

El Campo Trinidad se encuentra ubicado en la Cuenca de los Llanos, departamento de Casanare. A la fecha se han perforado 15 pozos, de los cuales ocho son productores, dos se encuentran cerrados, uno abandonado y cuatro son inyectoros. El yacimiento productor es la Formación Carbonera C7 que tiene como mecanismo de producción un acuífero activo. A la fecha el Campo Trinidad tiene un acumulado de producción de 39.0 MMSTB de aceite y un promedio de 97% (51500 BWPD) del corte de agua.

En el Campo Trinidad el vertimiento en superficie del agua de producción no es una opción, ya que esta agua no cumple con las normas exigidas por el Ministerio de Medio Ambiente para el vertimiento, tales normas son que el agua que se produce en el Campo Trinidad tiene una temperatura mayor de 40°C sobrepasando el límite permitido para el vertimiento ($T < 40^{\circ}\text{C}$) y el agua posee una alta salinidad. PERENCO COLOMBIA LIMITAD determinó que el manejo más adecuado para el agua, asociada a la producción de crudo era la inyección del agua residual en el Campo. A la fecha se han inyectado 192.5 MMBLS de agua en las Formaciones Carbonera C1, C7, Guadalupe y Areniscas inferiores.

Para que la inyección de agua se lleve a cabo de forma eficiente a lo largo del tiempo de producción sin pérdidas de reservas por el manejo del agua, se debe hacer un seguimiento, evaluación y control continuo de los parámetros que influyen en la inyección de cada uno de los pozos inyectoros; tanto los parámetros de los yacimientos (Presión estática promedio y daño de formación) como los parámetros de inyección en superficie (temperatura, calidad agua inyección, sólidos suspendidos, etc).

El campo Trinidad actualmente consta de los siguientes pozos inyectoros.

- **Pozo Trinidad 1**

Este pozo inicio su funcionamiento en septiembre de 1997 con un índice de inyección de 0,4 BWPD/Psi, inyectando 850 BWPD y a una presión de 2100 Psi la formación Carbonera C1, la formación Guadalupe empezó con un índice de inyección de 1,28 BWPD/Psi, inyectando 1440 BWPD y a una presión de 1930 Psi y finalmente para la formación Arenisca Inferior con un índice de inyección de 0,77 BWPD/Psi, inyectando 1152 BWPD y a una presión de 1460 Psi.

Debido a que la formación Carbonera C1 presentaba continuamente un arenamiento, en abril de 1998 se realizó un reacondicionamiento del pozo con el fin de inyectar agua independiente a la formación C1 y conjuntamente a las formaciones Guadalupe y Arenisca Inferior.

En marzo de 1999 se realizó una acidificación en las formaciones C1, C7 y Guadalupe debido a un continuo incremento en la presión, obteniendo índices de inyección de 1,8 BWPD/Psi para la formación C1 y 17,78 BWPD/Psi para las formaciones C7 y Guadalupe.

Actualmente en el pozo se inyecta 25000 BWPD a una presión promedio de 2100 Psi con un índice de inyección de 1,8 para C1 y de 10,3 para las formaciones C7, Guadalupe y Arenisca Inferior.

- **Pozo Trinidad 2**

El pozo TRD 2 empezó a inyectar desde junio de 1993 a las formaciones C1 y Guadalupe con un índice de inyección 4,93 BWPD/Psi, inyectando 3800 BWPD a 770 Psi.

De acuerdo con un registro de inyección que se corrió en noviembre de 2000 se determinó que la formación C1 tomaba el 94% del agua total inyectada (16453 BWPD) y la formación Guadalupe tomaba el 6% restante (1031 BWPD).

Actualmente en el pozo se inyecta 11000 BWPD a una presión promedio de 2100 Psi con un índice de inyección de 6,9 BWPD/Psi para las formaciones C1 y Guadalupe.

- **Pozo Trinidad 10**

El pozo TRD 10 empezó a inyectar desde mayo de 2000 a las formaciones C1, C7 y Guadalupe con un índice de inyección de 7,52 BWPD/Psi, inyectando 15500 BWPD a una presión de 2069 Psi.

Actualmente su índice de inyección es de 3,8 BWPD/Psi, inyectando 8200 BWPD a una presión promedio de 2070 Psi para las formaciones C1 y C7.

- **Pozo Trinidad 12**

El pozo TRD 12 es el pozo de inyección más reciente del campo Trinidad, este empezó en junio de 2008 inyectando a la formación C1. Presenta un índice de inyección de 3,3 BWPD/Psi, inyectando 6500 BWPD a una presión promedio de 2055 Psi.

Para el mantenimiento de la producción de aceite del campo, al igual que los posibles incrementos de producción con trabajos adicionales y teniendo en cuenta la capacidad de inyección futura de los pozos inyectoros, es necesario incrementar el potencial de inyección para el manejo del agua asociada a dicha producción. Por lo tanto, con este trabajo se pretende mejorar la inyección de agua residual de este Campo evaluando la factibilidad de alternativas para el mejoramiento de esta disposición.

Es importante resaltar que si el Campo no tiene la capacidad inyección necesaria para los próximos años, puede generar que la producción de aceite se vea reducida y por tanto pérdidas económicas para la Compañía Perenco Colombia.

1. GENERALIDADES DEL CAMPO TRINIDAD

En este capítulo describe las generalidades del Campo Trinidad, haciendo énfasis en la geología estructural y estratigráfica de las formaciones receptoras del agua de inyección; relacionando sus principales propiedades petrofísicas y el tipo de roca de los intervalos completados en cada uno de los pozos inyectoros.

El Campo Trinidad es un campo maduro, el cual hace parte de la Concesión Yalea 2162 (Llanos Central), siendo la última concesión que sigue vigente en Colombia. Esta concesión fue atribuida a ARCO COLOMBIA OIL el 30 de Diciembre de 1972 y se terminará el 8 de Septiembre del 2023. Actualmente PERENCO COLOMBIA LIMITED es la compañía operadora de la concesión y mantiene el 50% de los intereses; el otro 50%, pertenece a la compañía PETROBRAS COLOMBIA LIMITED.

El Campo Trinidad actualmente cuenta con 15 pozos de los cuales ocho son productores, cuatro inyectoros de agua residual, dos están cerrado y uno abandonado.

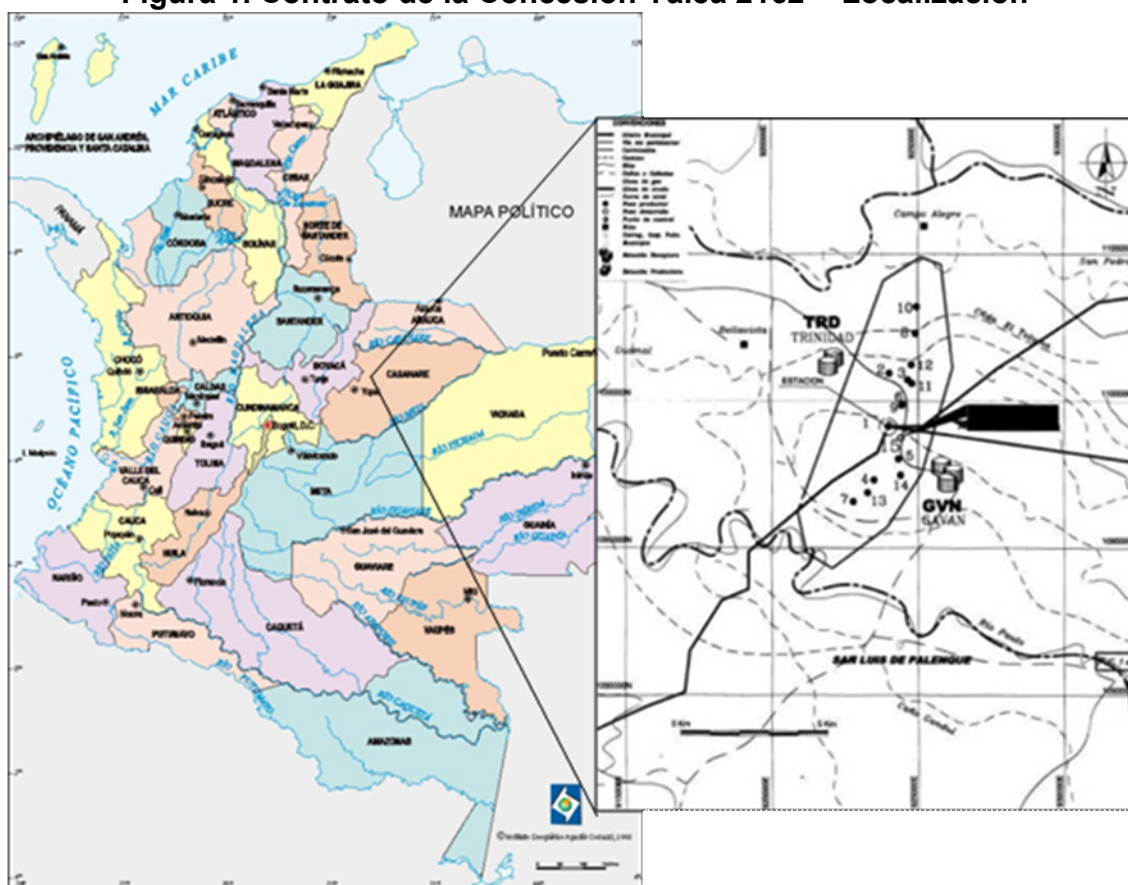
1.1 LOCALIZACIÓN GEOGRÁFICA DEL CAMPO TRINIDAD

Esta concesión se encuentra localizada geográficamente en jurisdicción del municipio de Trinidad en el Departamento del Casanare, según coordenadas y esquema de límites. Ver la Figura 1.

El Campo Trinidad se encuentra ubicado en el departamento de Casanare, a unos 120 Km del noroeste de Yopal (Capital de Casanare), se encuentra limitado por el norte con el municipio de Paz de Ariporo, en el oriente por el departamento de Vichada y Río Meta, en el sur por el municipio de San Luis de Palenque y al occidente por el municipio de Pore.

Las vías de acceso al Campo son por vía aérea el aeropuerto de Trinidad, por vía terrestre las carreteras de Trinidad - Pore - Yopal, Trinidad – San Luis de Palenque – Yopal y Bocas del Pauto – Trinidad. Además está a 187 m.s.n.m. a una temperatura de 26° C.

Figura 1. Contrato de la Concesión Yalea 2162 - Localización



Fuente Perenco Colombia Limited, 2009.

1.2 GEOLOGÍA DEL CAMPO TRINIDAD

La Concesión Yalea 2162 está ubicada en la parte centro occidental de la Cuenca de los Llanos Orientales de Colombia y topográficamente corresponde a una región plana con una ligera inclinación hacia el oriente.

La Concesión Yalea se encuentra ocupada esencialmente por rocas sedimentarias, con edades que van desde el Paleozoico hasta el reciente. El Basamento está constituido principalmente por rocas ígneas ácidas, pertenecientes al Escudo de Guayana. Los sistemas Paleozoico y Cretácico son esencialmente marinos, mientras que la secuencia Terciaria fue depositada en sectores continentales, con influencia marina marginal. Esta sucesión sedimentaria se encuentra totalmente cubierta por depósitos fluviales.

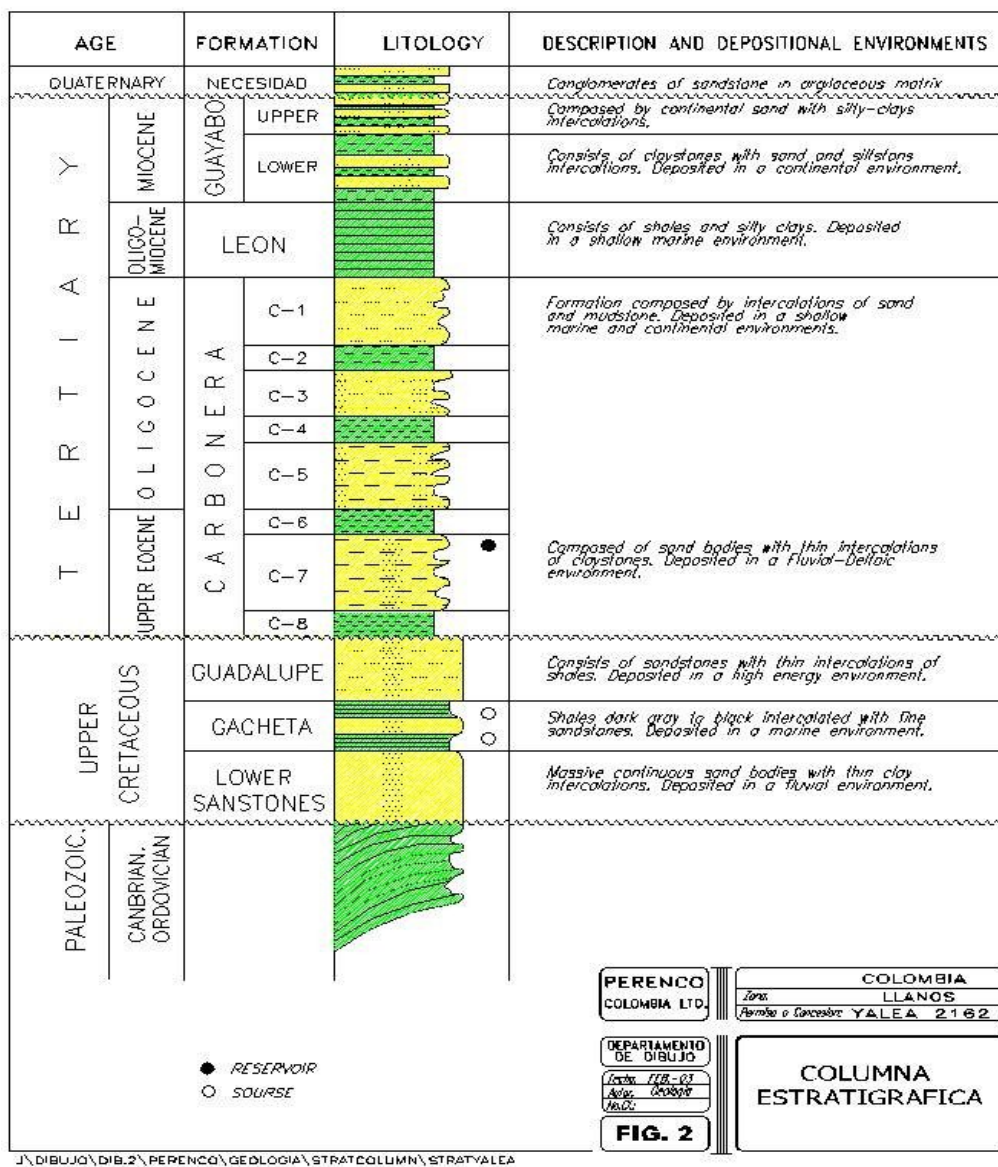
La cuenca en general posee un buzamiento regional hacia el occidente con un ángulo que varía entre 2°-3°. Las estructuras prospectivas corresponden a angostos anticlinales localizados en el bloque levantado de fallas normales antitéticas, cuyos planos de falla están buzando hacia el sur oriente con fuertes componentes de rumbo. Estas fallas se presentan conformando grupos con orientación general N 10°-30° E. Asociadas a estas fallas, se presentan otras normales con orientación N 30°-40° O, que generan algunas estructuras con interés prospectivo. Morfológicamente la Cuenca de los Llanos se divide en dos unidades:

- **La Unidad Occidental**
Del borde llanero, Piedemonte que está controlada por las fallas de cabalgamiento Guaicáramo y Yopal, cuya tectónica local ha originado pliegues anticlinales y sinclinales de gran amplitud. El Campo de Cusiana pertenece a esta unidad; se trata de una estructura anticlinal Intra-Cabalgante compleja. La presencia de numerosas fallas estructurales complica la secuencia litológica (secciones repetidas) y originan cambios abruptos y frecuentes en los buzamientos de las capas.
- **La Unidad Oriental**
La constituyen los Llanos propiamente dichos. Los sedimentos se encuentran cubiertos por una espesa capa de material aluvial. La estructura del subsuelo presenta una tendencia monoclinial con buzamiento hacia el Oeste, desarrollándose localmente repliegues menores, generalmente asociados a fallas reactivadas a partir del Basamento. Desde el punto de vista petrolero resulta de interés esta unidad ya que presenta estructuralmente, (monoclinales y/o anticlinales cerrados contra las fallas normales antitéticas) buenas condiciones para el entrapamiento de hidrocarburos. Por otra parte, la posible ocurrencia de culminaciones axiales en el sinclinal sub-andino que bordea el escudo Guayanés unido a la posibilidad de fallas escalonadas y cambios faciales hacia el E, plantean expectativas de interés.

En la Concesión Yalea está el Campo Trinidad, el cual posee 10 pozos productores de aceite en la formación Carbonera 7 (C7). Los cuatro pozos usados para la inyección de agua residual (TRD 1, TRD 2, TRD 10, TRD 12), tienen como zonas de interés, las formaciones Carbonera (C1 y C7 Basal), Guadalupe (GDL) y Areniscas inferiores (ARI).

1.2.1 Geología estratigráfica. La estratigrafía de éste sector ha sido definida a partir de los datos obtenidos en los diferentes pozos de desarrollo y exploratorios, perforados en éste sector en años anteriores no solo por Perenco Colombia sino por las diferentes compañías que han operado en el área de los Llanos. Ver la Figura 2.

Figura 2. Columna Estratigráfica. Contrato de Concesión Yalea 2162



Fuente Perenco Colombia Limited, Mayo de 2009.

- Formación Areniscas Inferiores.** Comprende areniscas de grano fino a medio, con un contenido de matriz bajo. Estudios locales sobre corazones, muestran que estas areniscas presentan laminación paralela, estratificación cruzada, selección y redondez buena. Petrográficamente corresponden de sublitoarenitas, a cuarzo arenitas, dependiendo de su posición en la cuenca. Medio de sedimentación continental-litoral.

- **Formación Gachetá.** Constituida principalmente por lutitas de colores negro y gris oscuro con alto contenido de materia orgánica, depositadas en un medio anóxico marino. Intercalados ocasionalmente se presentan lentes de arenas cuarzosas de grano fino a medio. A esta formación se le ha asignado un ambiente de depósito marino y se le considera como la principal roca generadora de aceite para la Cuenca de los Llanos.

Los lentes de arena intercalados en esta unidad, se consideran reservorios potenciales y son un objetivo secundario en la Concesión Yalea y no ha producido hidrocarburos.

- **Formación Guadalupe.** Litológicamente está constituida de areniscas de grano medio a grueso, localmente conglomeráticas submaduras a inmaduras, petrográficamente corresponden de sublitoarenitas a cuarzo arenitas de acuerdo a su posición en la cuenca. Medio de sedimentación transicional Marino-Continental.

- **Formación Carbonera.** Consiste en una serie alternante de areniscas, arcillolitas grises a grises verdosas, marrón, limolitas y carbones. Las areniscas son de mayor proporción hacia la parte superior e inferior de la sección; los lentes de carbón son comunes hacia la parte inferior de la sección. La amplia distribución de mantos de carbón y de fósiles vegetales indica un origen generalmente no marino; existen capas marinas de las cuales se han recolectado faunas de moluscos con base en estudios palinológicos, se asigna la parte inferior de la Formación Carbonera al Eoceno Superior y la superior al Oligoceno Inferior. Esta formación presenta un acuífero en dirección E con espesores que varían entre 2600 ft y 700 ft.

El medio de sedimentación continental-marino. La formación Carbonera ha sido dividida litológica mente en ocho unidades operacionales C1 a C8, siendo las unidades pares constituidas esencialmente por niveles arcillosos.

- **Formación León.** Representa el último pulso transgresivo del mar en la Cuenca de los Llanos. Constituida primordialmente por lutitas de color gris, gris verdoso, localmente las lutitas pasan a limolitas. La fauna encontrada dentro de esta formación permite asignarle una edad comprendida entre el Oligoceno Superior y el Mioceno Inferior. Su espesor varía de Oeste a Este 1600 ft a 550 ft y el medio de sedimentación corresponde a un ambiente marino/marino somero.

- **Formación Guayabo.** Corresponde a una secuencia monótona de gravas y arenas, con pequeñas intercalaciones de arcillolitas que reflejan un ambiente continental. El depósito de esta formación fue el resultado del rápido levantamiento de la Cordillera Oriental en el Mioceno Superior, esta formación está cubierta por sedimentos continentales fluviales y eólicos recientes de la Formación Necesidad.

- **Formación Necesidad.** Secuencia de conglomerados poco consolidados, alternando con areniscas de grano fino a grueso, en menor proporción arcillas. No se conocen fósiles pertenecientes a esta unidad. Su edad es considerada Plioceno-Pleistoceno.

La Tabla 1 relaciona la porosidad y litología de las cuatro formaciones a las cuales se les inyecta el agua actualmente en el Campo Trinidad, en cada uno de los pozos inyectoros.

Tabla 1. Característica de las unidades y formaciones inyectoras a una saturación de agua del 100%

Unidad/ formación	Pozos	Intervalo [ft]		ϕ [%]	Litología
		Tope	Base		
C1	TRD – 1	8.110	8.118	23	La formación está compuesta de limolitas grises y de arcilla arenosa con intercalaciones de carbón observadas en el pozo TRD-1 a 8340 ft y 8370 ft. Las arenas son blancas o beige de grano grueso, y las arcillas son glauconíticas. Tanto para TRD-1 como para TRD-2 la respuesta del registro de densidad indica que las arcillas presentes muestran lecturas de 2.4 g/cc a 2.52 g/cc y esto las clasifica como caolinita y/o Illita.
		8.126	8.146		
		8.158	8.178		
		8.198	8.208		
	TRD – 2	8.222	8.262		
		8.360	8.365		
	TRD – 10	8.386	8.398		
		8.410	8.420		
		8.430	8.442		
		8.452	8.460		
	TRD – 12	8.313	8.320		
		8.326	8.340		
8.344		8.384			
8.388		8.400			
		8.410	8.427		
C7	TRD – 1	9.748	9.760	22	El yacimiento está constituido por areniscas limpias de grano medio a grueso, regularmente seleccionadas. La respuesta de registros eléctricos muestra algo de arcillosidad en el intervalo del TRD-1, arcilla que según los valores de densidad corresponde a caolinita la cual puede estar reduciendo la porosidad. El cemento predominante es silíceo. Hay presencia de micas, lignito y asfaltado dispuesto en bandas. La matriz es generalmente arcillosa.
		9.773	9.794		
	TRD – 10	9.653	9.659		
		9.663	9.671		
		9.698	9.731		
		9.769	9.772		
		9.795	9.798		
		9.841	9.848		
		9.884	9.894		
GDL	TRD – 1	9.920	9.940	17	Arenisca masiva detrítica compuesta de arena grisosa, fina y arcillosa con glauconita y mica bien seleccionadas.
		9.970	10.010		
		10.034	10.079		
		10.080	10.120		
		10.133	10.152		
		10.156	10.180		
		10.180	10.220		
		10.220	10.280		
		10.280	10.320		
	10.332	10.370			
	TRD – 2	9.980	10.606		

Tabla 1. (Continuación)

Unidad/ formación	Pozos	Intervalo [ft]		φ [%]	Litología
		Tope	Base		
ARI	TRD – 1	10.920	11.010	16	El yacimiento es homogéneo de arena blanca y translúcida y arena marrón, friable y con contenido de glauconita y pirita. En este intervalo se encuentra abundante asfalto seco. El contenido de arcilla es bajo. Las descripciones existentes no permiten identificar el tipo de arcilla con precisión.
		11.070	11.096		
		11.102	11.110		
		11.130	11.138		
		11.144	11.164		
		11.170	11.238		
		11.242	11.390		

1.2.2 Geología estructural. La Concesión Yalea 2162 se localiza en la Cuenca de los Llanos, al este de la falla de cabalgamiento Yopal-Sisigua que limita el Piedemonte Llanero de la Cordillera Oriental.

1.2.2.1 Geología estructural regional. La Cuenca de los Llanos Orientales, está caracterizada por una margen móvil (Zona Oeste) y una margen estable (Zona Este). Esta polaridad se refleja en la sedimentación y arquitectura de las secuencias reconocidas. Ver en la siguiente Figura 3.

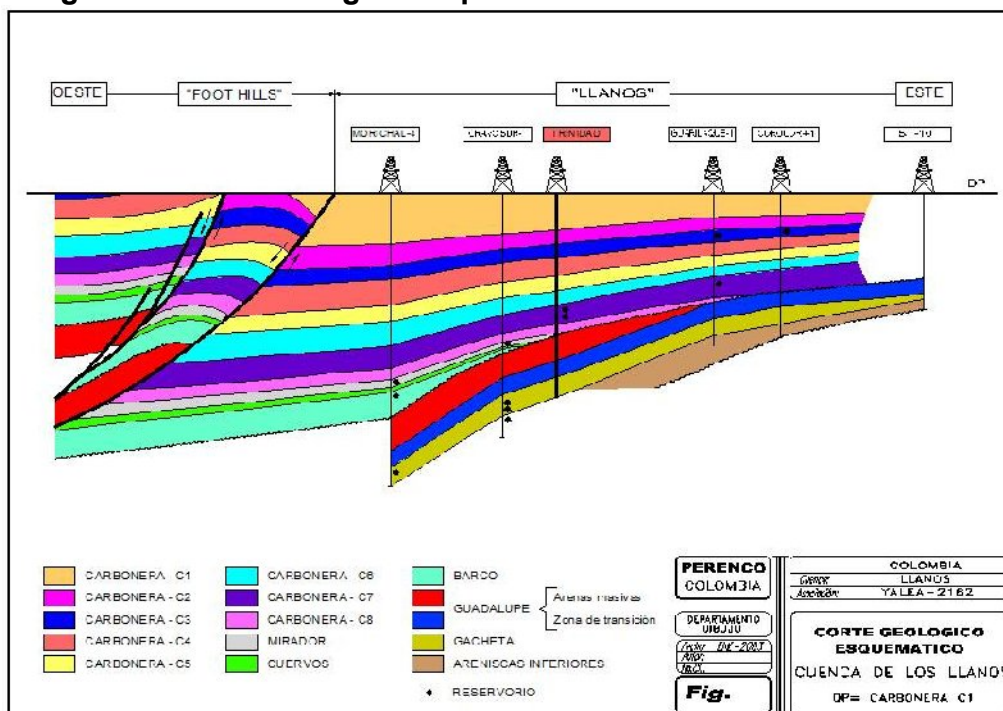
La estructuración general de la cuenca, se traduce en un monoclinal a todos los niveles (Paleozoico - Cretáceo - Terciario) y corresponde a diferentes períodos de subsidencia no continua desde el Paleozoico hasta el Terciario Superior, con basculamientos progresivos y locales que muestran diferentes fases de estructuración.

La cuenca se levanta progresivamente en dirección general E, siendo cortada por una serie de fallas normales antitéticas con desplazamientos (saltos) relativamente bajos y con direcciones N-S, N-SO y NO-SE. Es a lo largo de estas fallas donde generalmente los hidrocarburos pueden entramparse.

La fase tectónica Mioceno-Plioceno (Orogenia Andina) que afecta toda la secuencia sedimentaria, es la responsable de la estructuración desde el punto de vista de interés petrolero.

Las diferentes estructuras y campos reconocidos hasta hoy corresponden a monoclinales cerrados por fallas antitéticas que interrumpen la pendiente regional de la Cuenca de los Llanos, desde el cabalgamiento de la Cordillera Oriental hasta el Escudo Guayanés, el componente estratigráfico juega un papel importante igualmente.

Figura 3. Corte Geológico Esquemático de la Cuenca de los Llanos



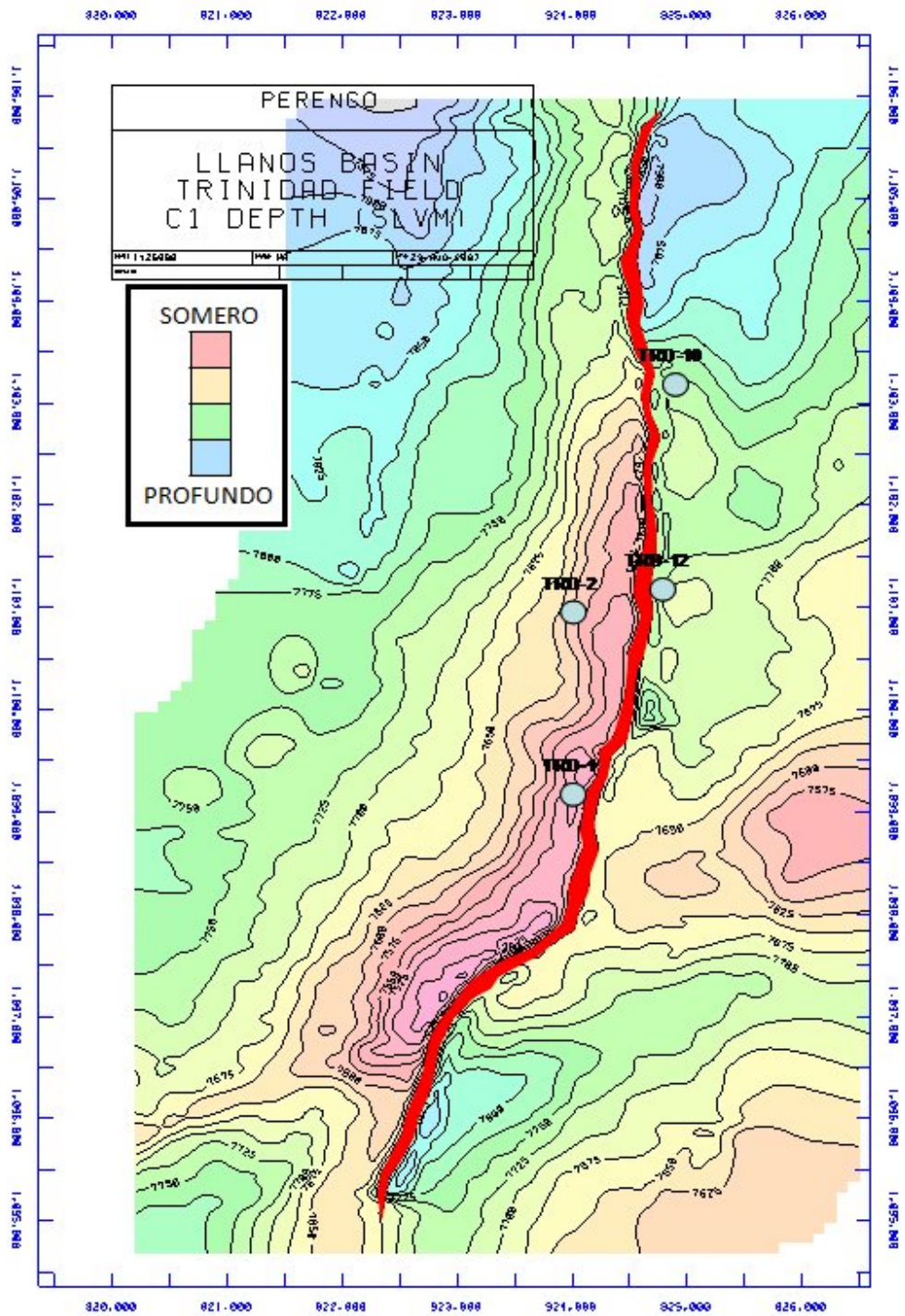
Fuente Perenco Colombia Limited, 2003.

1.2.2.2 Geología estructural local. La estructura del Campo Trinidad está constituida por un monoclinall fallado, orientado en dirección NE-SO que cabecea hacia el Norte. La falla principal es del tipo normal antitética de dirección NE-SO. Esta falla es cortada y desplazada dextro-lateralmente por una segunda falla de dirección NNE-SOO, a la altura de los pozos TRD 4 y TRD 7. El salto ó rechazo de la falla principal limitante del Campo varía entre 200 ft y 250ft.

- **Cobertura – Cierres.** La cobertura o sello vertical del reservorio unidad C7 está constituida por las lodolitas de la Unidad C6. El sello lateral al Este está asegurado por la falla normal y los cierres al Oeste, Norte y Suroeste están dados por el buzamiento estructural.
- **Información Geofísica.** Siguiendo la interpretación (1993) y reinterpretación (1999) de la sísmica 3D del Campo trinidad se observa que:
 - Se trata de un vasto monoclinall fallado, de buzamientos regionales que oscilan entre 2 y 3° hacia el oeste.
 - Se identifico una importante extensión Norte de la estructura de Trinidad, ya probada exitosamente con el Pozo Trinidad 8 especialmente.

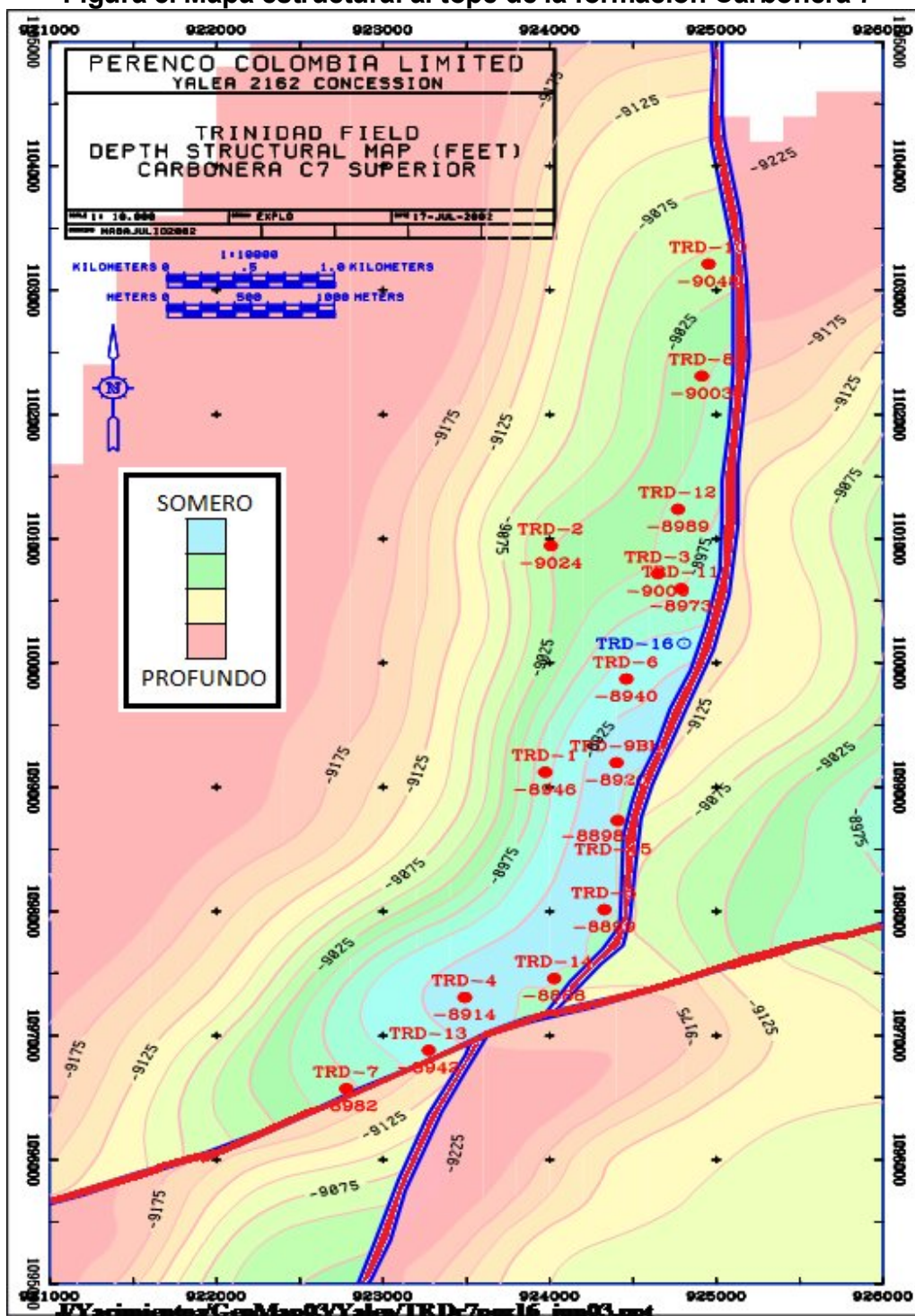
- En la zona de confluencia de las fallas (Normal vs. Wrench dextro-lateral) a la altura de los pozos TRD 7 y TRD 4, se han detectado “pull-ups en tiempo” ligados a problemas de velocidad locales, resueltos con el conocimiento de velocidad del campo.
- **Marcadores Geofísicos.** La sísmica 3D permitió un mejor control de los horizontes pero se comprobó una vez más la ausencia de contraste sísmico del horizonte correspondiente al intervalo productor Carbonera C7. La recolección y seguimiento se llevó a cabo utilizando los reflectores León, C4 y Gachetá como horizontes guías. Se trata de reflectores negativos de fuerte amplitud, coherentes y continuos.
- **Mapas estructurales de las formaciones inyectoras.** A continuación en la Figura 4, 5, 6 y 7 se observa el mapa estructural de las formaciones inyectoras del campo, donde la línea roja indica las fallas.

Figura 4. Mapa estructural al tope de la formación Carbonera 1



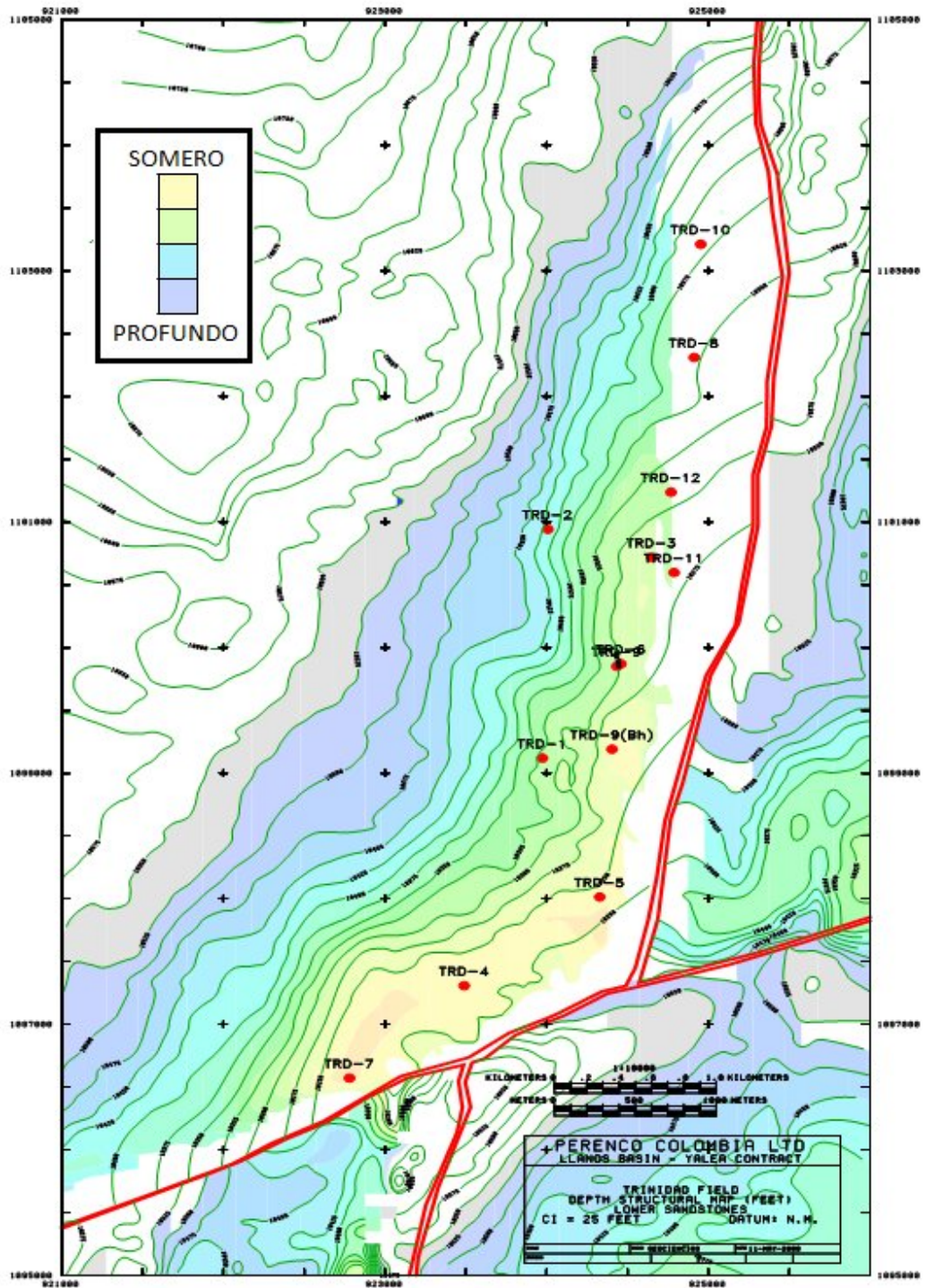
Fuente Perenco Colombia Limited, 2009.

Figura 5. Mapa estructural al tope de la formación Carbonera 7



Fuente Perenco Colombia Limited, 2009.

Figura 7. Mapa estructural al tope de la Arenisca Inferior



Fuente Perenco Colombia Limited, 2009.

2. CARACTERIZACIÓN DEL CAMPO TRINIDAD

En este capítulo se especifican las propiedades petrofísicas de cada uno de los intervalos completados para la inyección de agua en los pozos inyectoras del Campo Trinidad. Adicionalmente, se presenta una reseña histórica del perfil de inyección de cada uno de los pozos.

Con la información previamente evaluada y analizada, se determinó el potencial actual de inyección de los pozos, con el cual se ajustaron los parámetros de yacimiento mediante el análisis nodal, para ello se uso el Software Prosper 6.3.

2.1 PROPIEDADES PETROFÍSICAS DE LAS FORMACIONES INYECTORAS DEL CAMPO TRINIDAD

En los pozos inyectoras del Campo Trinidad no se han determinado muchas de sus propiedades petrofísicas, por lo cual se ha requerido el correlacionar esta información con pozos productores del mismo campo o con campos que se encuentran aledaños tales como Barquereña (BQA), La Gloria (LGL), Cravo Sur (CAS) y Cravo Este (CAE).

2.1.1 Porosidad. Para determinar la porosidad de los pozos inyectoras del Campo Trinidad se tuvo en cuenta registros eléctricos que se le han realizado tales como el gamma ray, neutrón y densidad. La porosidad del registro neutrón se determinó directamente del registro, mientras que la porosidad del registro densidad se calculó por medio de la Ecuación 1:

$$\phi_p = \frac{\rho_{ma} - \rho_{reg}}{\rho_{ma} - \rho_{fl}} \quad \text{Ecuación 1.}$$

Donde:

- ϕ_p : Porosidad por registro densidad [fracción].
- ρ_{ma} : Densidad de la matriz [g/cc], para este caso 2.65 g/cc.
- ρ_{fl} : Densidad del fluido [g/cc], para este caso es agua dulce 1.0 g/cc.
- ρ_{reg} : Densidad medida en el registro [g/cc].

Se determina el V_{sh} de cada formación por medio de la Ecuación 2 para corregir el valor de la porosidad por registro neutrón y densidad:

$$V_{sh} = \frac{GR_{reg} - GR_{min}}{GR_{max} - GR_{min}}$$

Ecuación. 2

Donde:

- V_{sh} : Volumen de arcilla [fracción].
- GR_{reg} : Gamma Ray medido en registro [API].
- GR_{min} : Gamma Ray de la zona limpia [API].
- GR_{max} : Gamma Ray de la zona de arcilla [API].

Para este caso el GR_{min} y GR_{max} se puede observar por formación en la Tabla 2:

Tabla 2. GR_{min} y GR_{max} por formación de inyección en cada pozo

Pozo	Formación	GR_{min}	GR_{max}
TRD 1	C1	30	180
	C7	30	180
	GDL	30	180
	ARI	30	180
TRD 2	C1	30	180
	GDL	30	180
TRD 10	C7	30	180
TRD 12	C1	30	180

La Ecuación 3 para corregir el valor de porosidad por registro neutrón y densidad se observa a continuación:

$$\phi_{Corr} = \phi_{Log} * (1 - V_{sh})$$

Ecuación. 3

Donde

- ϕ_{Corr} : Porosidad corregida [fracción].
- ϕ_{Log} : Porosidad del registro neutrón o densidad [fracción].
- V_{sh} : Volumen de arcilla [fracción].

Finalmente con los valores de porosidad corregidos del registro neutrón y densidad se determina la porosidad efectiva (ϕ_{Ef}) por medio de la Ecuación 4:

$$\phi_{Ef} = \frac{\phi_{p\ Corr} + \phi_{N\ Corr}}{2}$$

Ecuación. 4

Donde

- ϕ_{Ef} : Porosidad corregida [fracción].
- $\phi_{p\ Corr}$: Porosidad del registro neutrón o densidad [fracción].
- $\phi_{N\ Corr}$: Volumen de arcilla [fracción].

2.1.1.1 Porosidades formación Carbonera 1 (C1). Los datos de porosidad se determinaron por registros de neutrón y densidad para la formación C1 en los pozos inyectoros TRD 1, TRD 2 y TRD 12. Los resultados de sus respectivas porosidades se pueden observar en la 3, 4 y 5.

Tabla 3. Porosidades de la formación C1 para el pozo TRD 1

#	Intervalos Cañoneados [ft]		ϕ_N [%]	ϕ_ρ [%]	V_{sh} [%]	$\phi_{N\text{ Corr}}$ [%]	$\phi_{\rho\text{ Corr}}$ [%]	ϕ_{Ef} [%]
	Tope	Base						
1	8.110	8.118	20.0	21.0	4.3	19.1	20.0	19.6
2	8.126	8.146	20.0	22.5	34.7	13.0	14.7	13.9
3	8.158	8.178	27.0	32.0	8.7	24.7	29.2	27.0
4	8.198	8.208	21.0	23.0	0.0	21.0	23.0	22.0

Tabla 4. Porosidades de la formación C1 para el pozo TRD 2

#	Intervalos Cañoneados [ft]		ϕ_N [%]	ϕ_ρ [%]	V_{sh} [%]	$\phi_{N\text{ Corr}}$ [%]	$\phi_{\rho\text{ Corr}}$ [%]	ϕ_{Ef} [%]
	Tope	Base						
1	8.222	8.262	23.0	26.0	2.4	22.4	23.4	22.9

Debido a que no se cuenta con información de registros de densidad y porosidad en la formación C1 del pozo TRD 12. Se correlaciono las porosidades de los pozos TRD 1 y TRD 2. Obteniendo como resultado la Tabla 5.

Tabla 5. Porosidades de la formación C1 para el pozo TRD 12

#	Intervalos Cañoneados [ft]		ϕ_N [%]	ϕ_ρ [%]	V_{sh} [%]	$\phi_{N\text{ Corr}}$ [%]	$\phi_{\rho\text{ Corr}}$ [%]	ϕ_{Ef} [%]
	Tope	Base						
1	8.410	8.427	20.0	21.0	4.3	19.1	20.0	19.6
2	8.388	8.400	20.0	22.5	34.7	13.0	14.7	13.9
3	8.344	8.384	27.0	32.0	8.7	24.7	29.2	27.0
4	8.326	8.340	26.0	30.0	8.0	23.9	27.6	25.8
5	8.313	8.320	21.0	23.0	0.0	21.0	23.0	22.0

2.1.1.2 Porosidades formación Carbonera 7 (C7). Los datos de porosidad se determinaron por registros de neutrón y densidad para la formación GDL en los pozos inyectoros TRD 1 y TRD 10. Los resultados de las porosidades respectivas se pueden observar en la Tabla 6 y 7.

Tabla 6. Porosidades de la formación C7 para el pozo TRD 1

#	Intervalos Cañoneados [ft]		ϕ_N [%]	ϕ_ρ [%]	V_{sh} [%]	$\phi_{N\text{ Corr}}$ [%]	$\phi_{\rho\text{ Corr}}$ [%]	ϕ_{Ef} [%]
	Tope	Base						
1	9.748	9.760	27.0	17.0	10.0	24.3	15.3	19.8
2	9.773	9.794	25.0	22.0	0.0	25.0	22.0	23.5

Tabla 7. Porosidades de la formación C7 para el pozo TRD 10

#	Intervalos Cañoneados [ft]		ϕ_N [%]	ϕ_ρ [%]	V_{sh} [%]	ϕ_N Corr [%]	ϕ_ρ Corr [%]	ϕ_{Ef} [%]
	Tope	Base						
1	9.653	9.659	18.0	18.0	13.3	15.6	15.6	15.6
2	9.663	9.671	18.0	22.0	6.6	16.8	20.5	18.7
3	9.698	9.731	20.0	22.0	0.0	20.0	22.0	21.0
4	9.769	9.772	22.0	26.0	0.0	22.0	26.0	24.0
5	9.795	9.798	28.0	23.0	5.3	26.5	21.8	24.1
6	9.841	9.848	24.0	29.0	6.6	22.4	27.0	24.7
7	9.884	9.894	25.0	29.0	0.0	25.0	29.0	27.0

2.1.1.3 Porosidades formación Guadalupe (GDL). Los datos de porosidad se determinaron por registros de neutrón y densidad para la formación GDL en los pozos inyectores TRD 1 y TRD 2. Los resultados de las porosidades respectivas se pueden observar en la Tabla 8 y 9.

Tabla 8. Porosidades de la formación GDL para el pozo TRD 1

#	Intervalos Cañoneados [ft]		ϕ_N [%]	ϕ_ρ [%]	V_{sh} [%]	ϕ_N Corr [%]	ϕ_ρ Corr [%]	ϕ_{Ef} [%]
	Tope	Base						
1	9.920	9.940	21.0	15.0	13.3	18.2	13.0	15.6
2	9.970	10.010	24.0	18.0	2.6	23.3	17.5	20.4
3	10.034	10.079	21.0	15.0	16.6	17.5	12.5	15.0
4	10.080	10.120	24.0	16.0	10.0	21.6	14.4	18.0
5	10.133	10.152	28.0	22.0	6.6	26.1	20.5	23.3
6	10.156	10.180	28.0	17.0	6.6	26.1	15.9	21.0
7	10.180	10.220	26.0	22.0	6.6	24.3	20.5	22.4
8	10.220	10.280	27.0	18.0	12.6	23.5	15.7	19.6
9	10.280	10.320	24.0	15.0	3.3	23.2	14.5	18.8
10	10.332	10.370	27.0	20.0	20.0	21.6	16.0	18.8

Tabla 9. Porosidades de la formación GDL para el pozo TRD 2

#	Intervalos Cañoneados [ft]		ϕ_N [%]	V_{sh} [%]	ϕ_N Corr [%]
	Tope	Base			
1	10.047	10.060	21.5	0.0	21.5
2	10.062	10.085	17.1	0.0	17.1
3	10.106	10.131	16.5	3.5	15.9
4	10.233	10.255	21.0	0.0	21.0
5	10.259	10.311	20.2	0.0	20.2
6	10.340	10.357	22.5	5.8	21.1
7	10.371	10.411	19.5	4.1	18.7
8	10.485	10.490	19.0	0.0	19.0
9	10.510	10.518	21.0	0.0	21.0
10	10.570	10.583	23.0	0.0	23.0

2.1.1.4 Porosidades formación Arenisca Inferior (ARI). Los datos de porosidad se determinaron por Registros de Neutrón y Densidad para la formación GDL en los pozos inyectores TRD 1. El resultado de porosidad esta formación se puede observar en la Tabla 10.

Tabla 10. Porosidades de la formación ARI para el pozo TRD 1

#	Intervalos Cañoneados [ft]		ϕ_N [%]	ϕ_ρ [%]	V_{sh} [%]	$\phi_{N\text{ Corr}}$ [%]	$\phi_{\rho\text{ Corr}}$ [%]	ϕ_{Ef} [%]
	Tope	Base						
1	10.920	11.010	12.0	20.0	0.0	12.0	20.0	16.0
2	11.070	11.096	12.0	21.0	0.0	12.0	21.0	16.5
3	11.102	11.110	11.0	21.0	0.0	11.0	21.0	16.0
4	11.130	11.138	15.0	21.0	0.0	15.0	21.0	18.0
5	11.144	11.164	15.0	21.0	5.7	14.1	19.8	17.0
6	11.170	11.238	15.0	16.0	3.5	14.5	15.4	15.0
7	11.242	11.390	14.0	16.0	5.7	13.2	15.1	14.2

2.1.2 Permeabilidad. Para determinar la permeabilidad de los pozos inyectores se tuvo en la cuenta pruebas de presión como el fall off realizada al Campo Trinidad y a pozos de campos aledaños como Barquereña 2, Cravo Sur 2, La Gloria 6 y Cravo Este 1. obteniendo unos rangos de permeabilidad para cada formación como se puede observar en la Tabla 11.

Tabla 11. Rango de permeabilidades en las formaciones inyectoras

Permeabilidad [mD]			
Formaciones			
C1	C7	GDL	ARI
80-120	80-160	50-80	40-70

2.1.3 Saturación. Los yacimientos a los cuales se les inyectan agua han sido definidos como acuíferos no productores en el Campo Trinidad; por tanto para el análisis del presente estudio la saturación de agua se asume del 100%, con lo cual se define un flujo de tipo monofásico.

2.1.4 Compresibilidad de la formación. Para determinar la compresibilidad de las formaciones inyectoras se tuvo en cuenta la correlación de Newman* para arenas y calizas consolidadas. Esta se calcula mediante la Ecuación 5.

$$C_f = \frac{\alpha}{(1 + bc\phi)^{1/b}}$$

Ecuación. 5

* Correlación Newman de compresibilidad de formación presentada en 1973, basada en 79 muestras.

Donde:

C_f : Compresibilidad de formación [Psi^{-1}].

ϕ : Porosidad de la formación [Fracción].

Factores para arenas consolidadas a , b y c son:

a : 97.32×10^{-6}

b : 0.699993

c : 79.8181

Factores para calizas consolidadas a , b y c son:

a : 0.8535

b : 1.075

c : 2.202×10^6

Para el caso de las formaciones inyectoras en el Campo Trinidad las arenas consolidadas son las C1 y C7, mientras que las calizas consolidadas son las GDL y ARI. Los datos de porosidad que se emplearon para el cálculo son el resultado de promediar las porosidades efectivas de cada formación inyectora tales como C1 24.5%, C7 24%, GDL 19.7% y ARI 16.4%. Los resultados de las compresibilidades se pueden observar en la Tabla12:

Tabla 12. Compresibilidad formaciones inyectoras del Campo Trinidad

Formación	Compresibilidad de formación [Psi^{-1}]
C1	2.094×10^{-6}
C7	2.153×10^{-6}
GDL	4.550×10^{-6}
ARI	5.396×10^{-6}

2.2 DESCRIPCIÓN DE LA INYECCIÓN DE AGUA RESIDUAL EN EL CAMPO TRINIDAD

A continuación se describe la inyección de agua residual de los pozos inyectoras del Campo Trinidad.

2.2.1 Trinidad 1. El pozo TRD 1 se perforó en el año de 1974 y a partir del año de 1983 se comenzó a producir en la formación C7 en el intervalo (9550-9568) ft, iniciando con una producción de 1200 BOPD en flujo natural. A partir del año del 1996 la producción bajó considerablemente, llegando a producir 300 BOPD con un corte de agua del 88%. A partir de esta fecha el pozo cerró debido a su caída de la

producción y por el aumento del agua residual de producción del campo. En este mismo año se reacondiciona el pozo para convertirlo en inyector de agua residuales. En el pozo TRD 1 se comenzó inyectando en septiembre de 1997 en las formaciones C1, GDL y ARI.

En los registros de inyección ILT (Injection Logging Test) que se corrieron el 7 de Enero de 1998, se pudo llegar a la conclusión que la formación que más recibía agua residual era la formación Carbonera C1 con un porcentaje del 50.2%, seguida por la formación GDL con 35.3% y por último ARI con un porcentaje del 14.5%. Debido a que la formación Carbonera C1 presentaba continuamente un incremento en el nivel de arena. En abril de 1998 se reacondiciona el pozo con el fin de inyectar agua independiente a la formación C1 y conjuntamente a las formaciones GDL y ARI. A partir de julio se comienza inyectar agua residual en la formación C7 en conjunto de las formaciones GDL y ARI. En la Tabla 13 se describe brevemente las actividades que se le han realizada al pozo TRD 1 como inyector. A demás en la Tabla 14 se observan las formaciones inyectoras con sus intervalos correspondientes.

Tabla 13. Actividades realizadas para la disposición de agua residual mediante la inyección en el pozo TRD 1

Fecha	Actividad	Formaciones
12-Ago-97	Se realiza prueba de inyección y Fall-off.	C7
29-Ago-97	Se realiza un reacondicionamiento del revestimiento	C1, C7, GDL Y ARI
07-Ene-98	Registro MPLT.	C1, C7, GDL Y ARI
28-Mar-98	Estimulación con ácido	C1 Y GDL
12-Sep-98	Acidificación	C1
21-Ene-99	Estimulación con ácido	C1
20-21-Mar-99	Acidificación con unidad de Coiled Tubing.	C1, C7 Y GDL
22-Ago-99	Estimulación	C1
11-Dic-03	Cañoneos adicionales y acidificación coiled tubing.	GDL
24-Mar-04	Registro MPLT. Tope de sedimentos @11431ft.	C1, C7, GDL Y ARI
16-May-04	Acidificación.	GDL
07-Jul-08	Se suspende inyección de agua. Se encontró tope de sedimentos a 11500ft.	
8-Mar-09	Registro ILT.	C1, C7, GDL Y ARI

Tabla 14. Intervalos cañoneados para la inyección de agua en TRD 1

Formaciones	Intervalos cañoneados [ft]		Espesor[ft]
	Base	Tope	
C1	8.110	8.118	58
	8.126	8.146	
	8.158	8.178	
	8.198	8.208	
C7	9.748	9.760	33
	9.773	9.794	

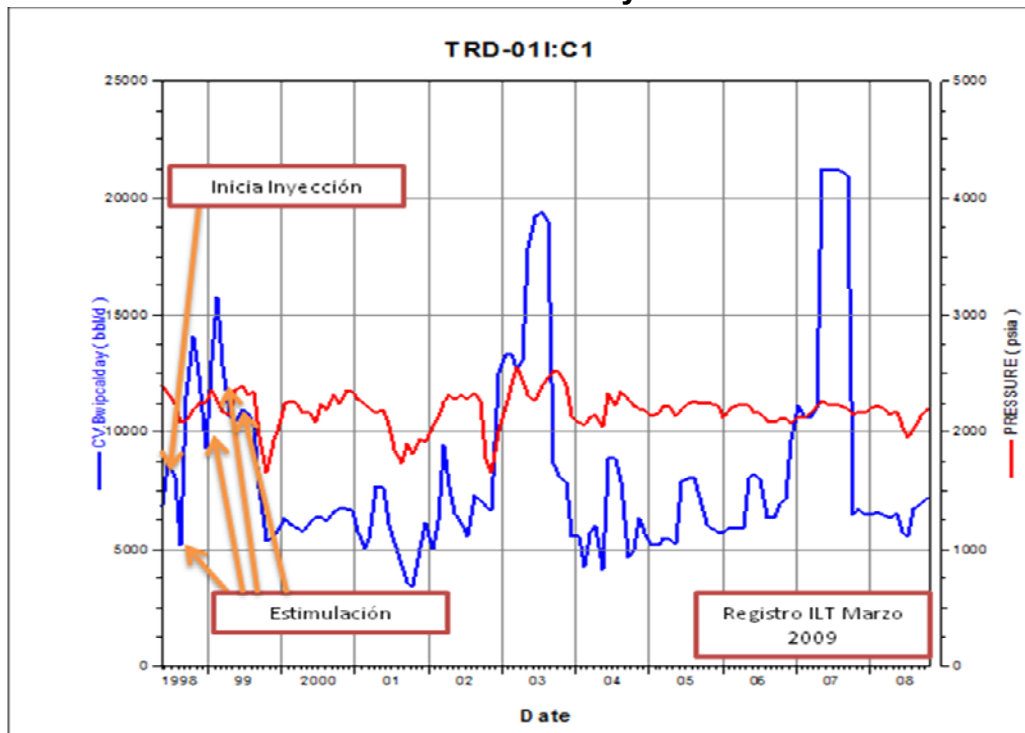
Tabla 14. (Continuación)

Formaciones	Intervalos cañoneados [ft]		Espesor[ft]
	Base	Tope	
GDL	9.920	9.940	366
	9.970	10.010	
	10.034	10.079	
	10.080	10.120	
	10.133	10.152	
	10.156	10.180	
	10.180	10.220	
	10.220	10.280	
	10.280	10.320	
	10.332	10.370	
ARI	10.920	11.010	368
	11.070	11.096	
	11.102	11.110	
	11.130	11.138	
	11.144	11.164	
	11.170	11.238	
	11.242	11.390	

Con el fin de entender la configuración del pozo, se puede observar el estado mecánico actual en el Anexo A. Debido a un incremento continuo en la presión de inyección que sugería el taponamiento parcial y/o total de las formaciones que inyectan, el 21 de Marzo de 1999 se realizó acidificación con unidad de coiled tubing utilizando Jetblaster. El tratamiento se realizó a las formaciones C1, C7 y GDL.

Actualmente se inyectan 23350 BWPD a una presión promedio de 2250 Psi en las formaciones; con índices de inyección promedios de 3.35 BWPD/Psi en C1 y 6.09 BWPD/Psi en GDL, ARI y C7.

Gráfica 1. TRD 1 Perfil de Inyección fm C1

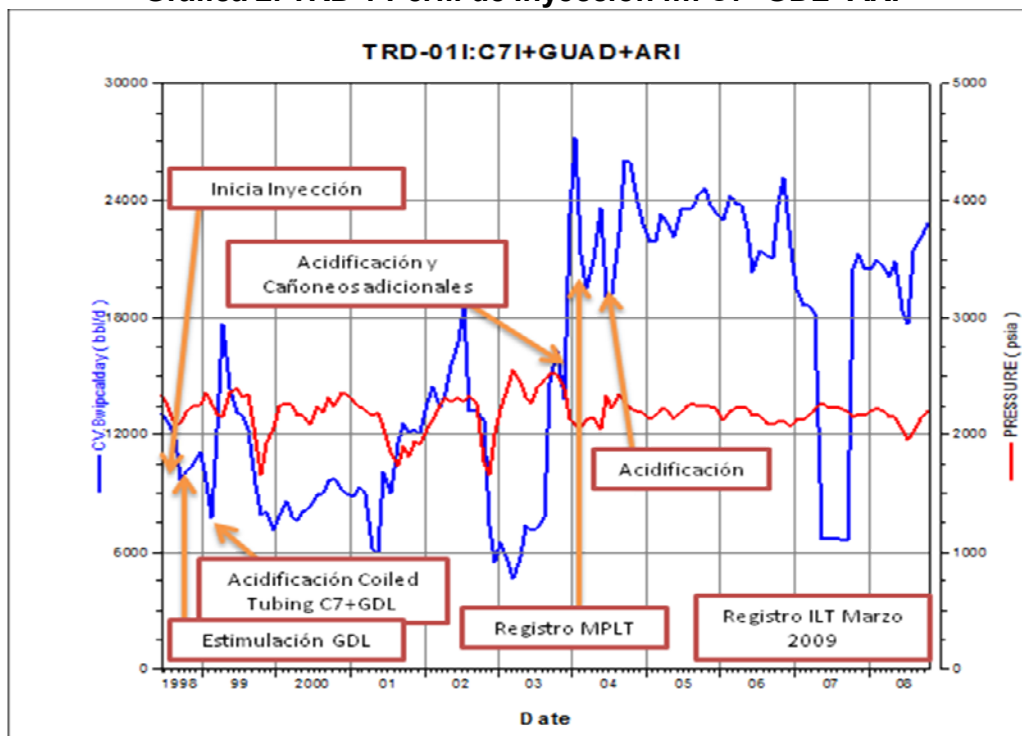


En la Gráfica 1 se puede observar que la inyección de agua ha disminuido con respecto al tiempo, comenzando con una inyección de 14175 BWPD con una presión en cabeza promedio de 2393 Psi desde el 1 de Mayo de 1998. A partir de ese mes hasta octubre del 2008 la inyección ha sido muy inestable.

En el mes de octubre del 2008 finaliza inyectando 4477 BWPD con una presión en cabeza promedio de 2201 Psi valor inferior con el cual se comenzó inyectando la formación C1.

En la Gráfica 2 se muestra el perfil de inyección de las formaciones C7, GDL y ARI, se puede observar que la cantidad de agua inyectada fue mucho mayor al final, que al inicio de la inyección. Esta comenzó a partir del 1 junio de 1998 iniciando con una inyección de 13081 BWPD con una presión en cabeza promedio de 2335 Psi, para octubre de 2008 se inyectó 24269 BWPD con una presión en cabeza promedio de 2201 Psi.

Gráfica 2. TRD 1 Perfil de Inyección fm C7+GDL+ARI



2.2.2 Trinidad 2. El pozo Trinidad 2 fue perforado el 5 de abril de 1979, el cual fue abandonado, ya que no presentó producción de aceite. Debido a esto se decidió inyectar agua residual en este pozo en las formaciones C1 y GDL comenzando a partir de Junio de 1993 con un caudal de 4069 BWPD, realizando las respectivas pruebas de inyección para cada formación. Los intervalos de la formación C7 fueron aislados con 5 in Tie Back y Liner Packer.

El 4 de Julio de 1994 se corrió un trazador radioactivo, de donde se concluyó que la formación Carbonera C1 (8222–8262) ft estaba tomando el 73% del agua inyectada y la formación Guadalupe (9980ft–10606) ft únicamente el 27%.

Con los registros ILT corridos el 15 al 16 de noviembre del 2000 se pudo determinar el caudal de inyección que recibía cada zona, el resultado determinó que la Formación C1 tomaba el 94% del agua total inyectada (16453 BWPD) y el 6% restante (1031 BWPD) estaba siendo inyectado a la Formación GDL. En la Tabla 15 se pueden observar las actividades realizadas al pozo Trinidad 2 como inyector.

Tabla 15. Actividades realizadas para la disposición de agua residual mediante la inyección en el pozo TRD 2

Fecha	Actividad	Formaciones
04/29-Sep-92	Se realizan pruebas de inyección y Fall-off.	C1
28-Dic-93	Reacondiciona el pozo. Se perfora hasta formación GDL. completada con 5" Liner ranurado.	GDL
Ene-94	Prueba de Fall-off. Estimulación con ácido.	GDL
Oct-94	Estimulación con ácido.	GDL
31-May-97	Tope de sedimentos @10559 ft.	GDL
3-Feb-00	Drift tubing 2.84". Tope de sedimentos @10360ft.	GDL
15-16-Nov-00	Se realiza PLT. Tope de sedimentos @10353ft.	GDL
05-May-03	Tope de sedimentos @10265ft.	GDL
24-Nov-03	Tope de sedimentos @10220ft.	GDL
12-Feb-04	Finaliza reacondiciona el pozo. Limpieza de formación GDL.	GDL
08-Jul-08	Se encontró tope de sedimentos @ 10575ft	GDL
9-Mar-09	Registro ILT.	C1 y GDL

La baja inyección de la Formación GDL, pudo atribuirse a que la formación se encuentra taponada en un 63% del espesor total dispuesto para la inyección, el tope de sedimentos reportado antes de iniciar el registro fue: 10372 ft. Durante el registro de trazadores radioactivos, corrido el 4 de Julio de 1994, no se determinó taponamiento en esta zona, pero sí una baja inyección en la zona inferior (10594-10606) ft. Sin embargo, es importante aclarar que parte del taponamiento de la Formación GDL es debido a que el pozo no es cementado y se depositan los sedimentos procedentes de la Formación Carbonera C1, durante las caídas de presión dentro del liner ranurado, causando obstrucción de los intervalos, (Hueco ensanchado a 11" con under-reamer, liner ranurado de 5 in). Más adelante se realizó una estimulación a la formación GDL, para disminuir el taponamiento. En la Tabla 16 se observan los intervalos cañoneados del pozo Trinidad 2.

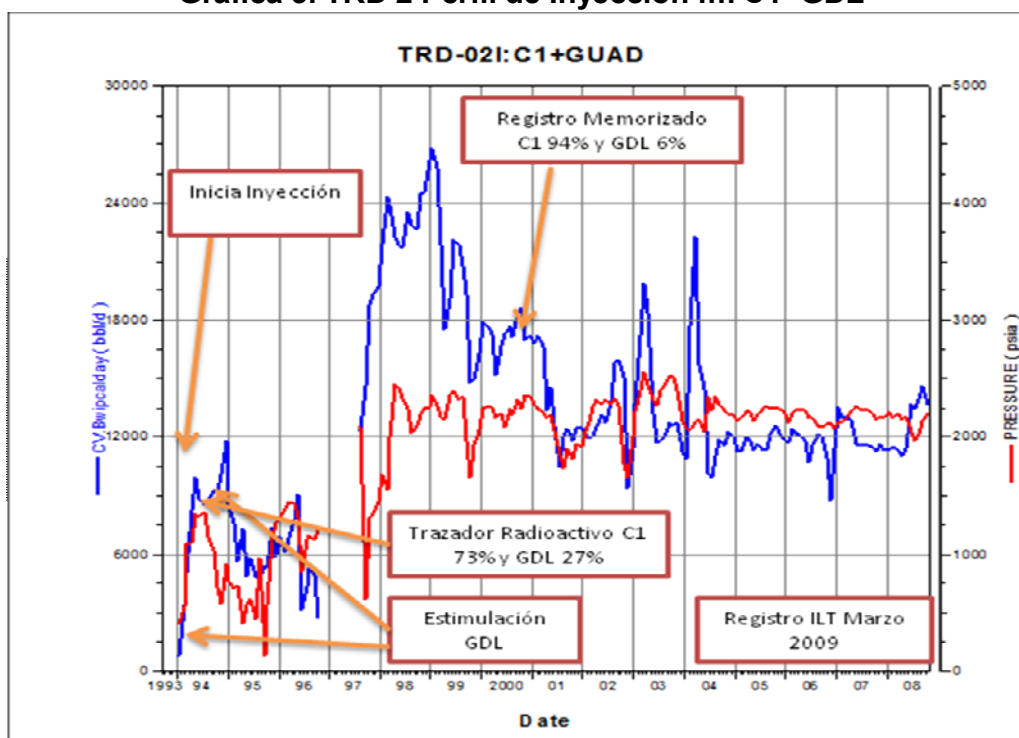
Tabla 16. Intervalos cañoneados para la inyección de agua en TRD 2

Formaciones	Intervalos cañoneados [ft]	
	Base	Tope
C1	8.222	8.262
*GDL	9.980	10.606

* La formación GDL se encuentra con un liner ranurado.

Con el fin de entender la configuración del pozo, se puede observar el estado mecánico en el Anexo A.

Gráfica 3. TRD 2 Perfil de Inyección fm C1+GDL



Como se puede observar en la Gráfica 3 del perfil de inyección se comenzó a inyectar agua en las formaciones C1 y GDL iniciando con un caudal 4069 BWPD a una presión en cabeza promedio de 695 Psi en junio de 1993, en octubre de 2008 inyecta 13656 BWPD a una presión en cabeza promedio de 2201 Psi. Además se observa que la inyección tiene una declinación constante a partir de abril del 2001.

2.2.3 Trinidad 10. El pozo TRD 10 fue perforado y completado en mayo de 1996. Este pozo produjo en flujo natural a partir en la Formación C7 con 1027 BFPD y 0.5% de BSW. En Junio de 1996 se activó con gas lift y el pozo incrementó su producción de 700 BOPD a 1300 BOPD. Posteriormente se corrió un registro de temperatura que confirmó la comunicación entre el casing de 7 in y la formación C7 Inferior, luego fue puesto en producción con un incremento en el BSW del 89% al 96%, la producción de aceite descendió a 34 BOPD, por lo que fue cerrado en abril 1998.

El pozo TRD 10 empezó a inyectar desde mayo del 2000 a las formaciones C1, C7 superior e inferior con un índice de inyección de 7.52 BWPD/Psi, inyectando 15500 BWPD a una presión de 2069 Psi.

De los resultados que se obtuvieron de los registro ILT se concluye que la formación C1 toma el 63% de la inyección total y el 37% restante es recibido por el C7. Sin embargo los intervalos superiores del C1 (8360-8365/8386-8398) ft están tomando tan solo el 3.3% y el 4.2%, respectivamente, mientras que el mayor porcentaje está siendo inyectado en los intervalos inferiores. Para el C7 se observa una inyección de 4.6% en el C7 Superior (9653-9659/9663-9671 ft, 21.3% para el intermedio y el 11.2% para el inferior, pero en esta unidad está tomando únicamente el intervalo superior (9841-9848) ft.

Pero a partir de Octubre 23 del 2008 se reacondiciona el pozo para aislar las zonas cañoneadas de la formación C1. La formación C1 se aisló con Scab liner con un tope de 8235 ft. Llegando hasta una profundidad de 8579 ft. Después de esto se realizó un trabajo de estimulación a la formación C7 y se siguió inyectando agua de producción con un caudal de aproximadamente 3240 BWPD. En la Tabla 17 se puede observar las actividades que se le han realizado al pozo como inyector y en la Tabla 18 se indican los intervalos inyectores cañoneados.

Tabla 17. Actividades realizadas para la disposición de agua residual mediante la inyección en el pozo TRD 10

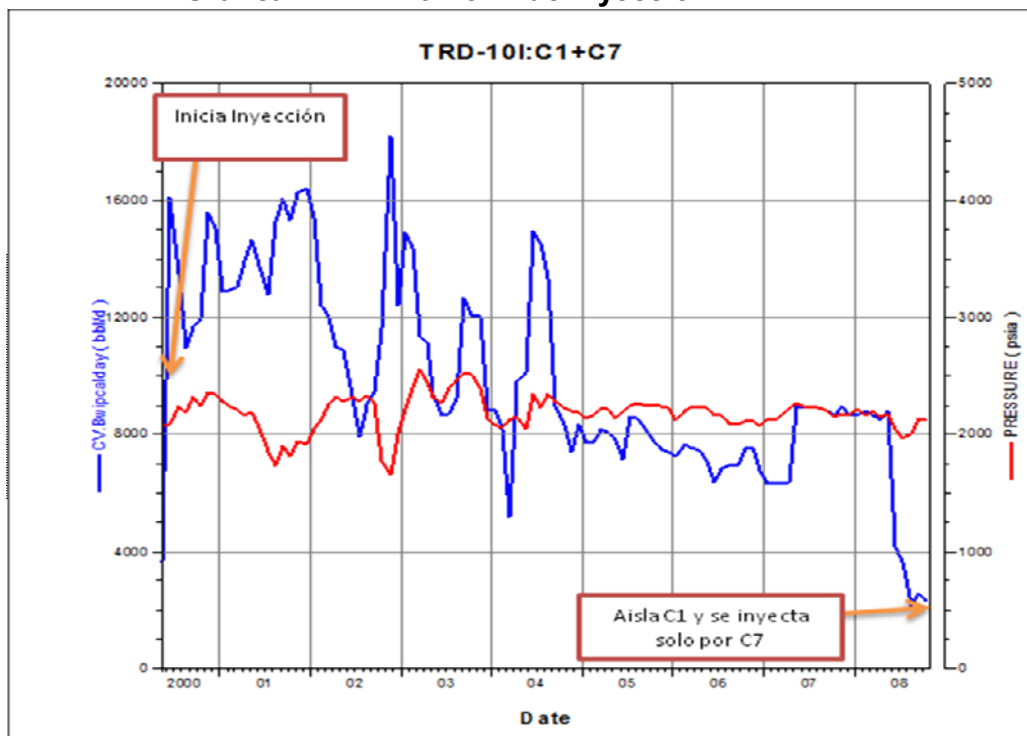
Fecha	Actividad
21-Sep-99	Se realiza un reacondicionamiento al pozo para convertirlo en inyector.
20-Ene-00	Se encuentran topes sedimentos @9882 ft.
01-02-Feb-00	Se corren registro de PLT.
05-May-03	Tope de sedimentos @ 9850 ft.
20-Ene-07	Tope de sedimentos @ 9120 ft.
07-Jul-08	Se encontró tope de sedimentos @ 8838 ft.
27-Ago-08	Se encontró tope de sedimentos @ 8730 ft.
Oct-08	Aísla C1 y se inyecta solo por C7.

Tabla 18. Intervalos cañoneados para la inyección de agua en TRD 10

Formaciones	Intervalos cañoneados [ft]	
	Base	Tope
C1	8.360	8.365
	8.386	8.398
	8.410	8.420
	8.430	8.442
	8.452	8.460
C7 Superior	9.653	9.659
	9.663	9.671
C7 Inferior	9.698	9.731
	9.769	9.772
	9.795	9.798
	9.841	9.848
	9.884	9.894

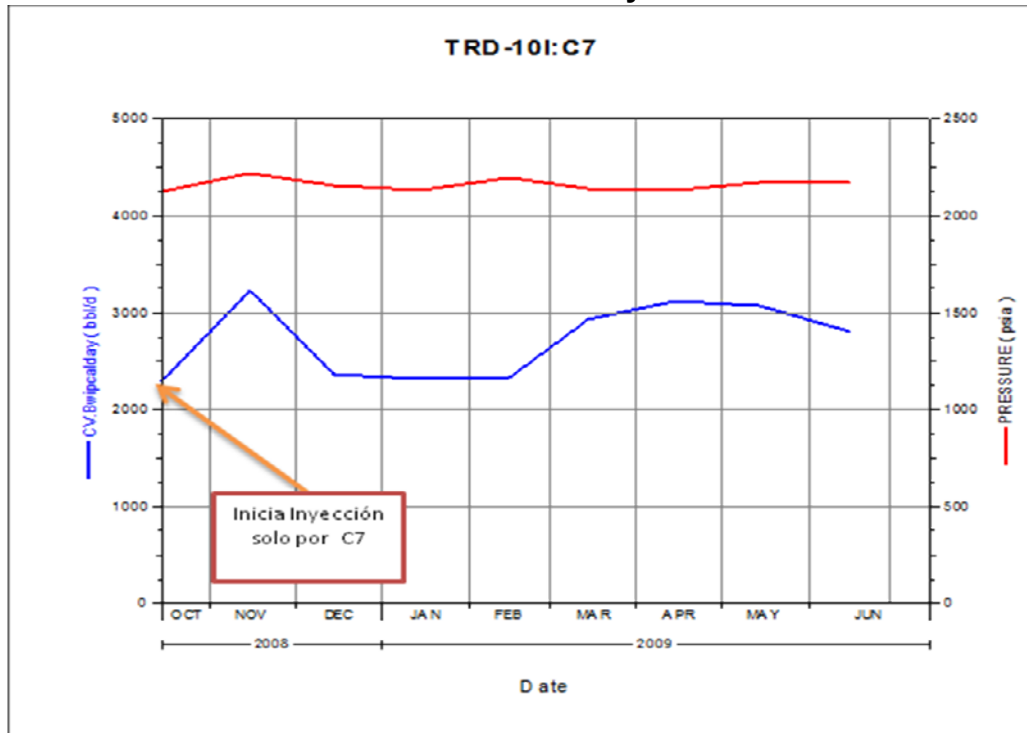
Con el fin de entender la configuración del pozo. Se puede observar el estado mecánico en el Anexo A. En la Gráfica 4 se puede observar que se comenzó inyectando con un caudal de 16207 BPWD en las formaciones C1 y C7 con una presión en cabeza promedio de 2069 Psi mostrando un comportamiento inestable a través de los años. Llegando a inyectar en septiembre del 2008 2578 BPWD a una presión en cabeza promedio de 2140 Psi cantidad mucho menor a la que se llevo a inyectar.

Gráfica 4. TRD 10 Perfil de Inyección fm C1+C7



Debido a que el pozo presentó un incremento de arenas, se realizó un trabajo para reacondicionar, con lo cual se aisló la formación C1 y se empezó a inyectar agua solo por la formación C7.

Gráfica 5. TRD 10 Perfil de Inyección fm C7



En la Gráfica 5 del perfil se observa que la variación de la inyección es constante durante los dos meses de octubre y noviembre en los que se han inyectado 3248 BWP/D una presión en cabeza promedio de 2172 Psi.

2.2.4 Trinidad 12. El pozo TRD 12 inyecta a la formación C1 y es el más reciente que inyecta agua al campo Trinidad, inició su funcionamiento en junio de 2008 con un caudal de inyección a la formación C1 de 6538BWP/D con una presión en cabeza de 2041 Psi, en noviembre de 2008 al cumplir seis meses de funcionamiento su inyección a disminuido a 3537 BWP/D con una presión en cabeza promedio de 2224 Psi.

En la Gráfica 6 se observa el perfil de inyección del pozo Trinidad 1, mientras que en la Tabla 19 se muestran los intervalos cañoneados en la formación C1 del pozo.

Gráfica 6. TRD 12 Perfil de Inyección fm C1

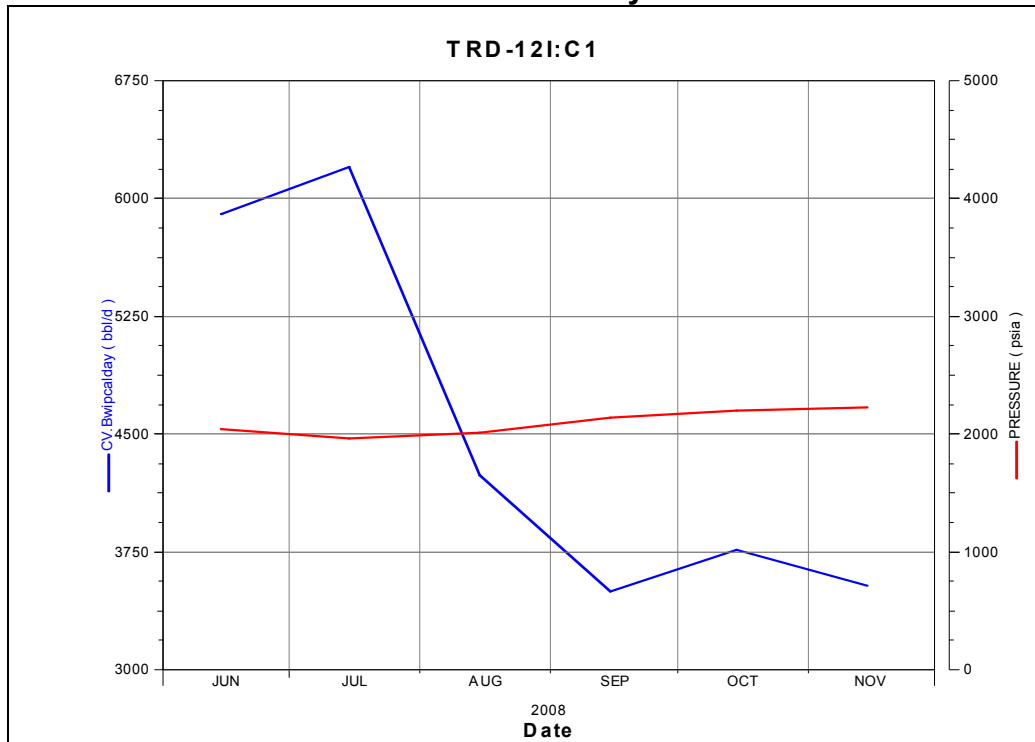


Tabla 19. Intervalos cañoneados para la inyección de agua en TRD 12

Formaciones	Intervalos cañoneados [ft]	
	Base	Tope
C1	9.581	9.589
	9.592	9.602
	9.607	9.610
C1	9.621	9.637
	9.648	9.656
	9.662	9.674

Con el fin de entender la configuración del pozo, se puede observar el estado mecánico en el Anexo A.

2.3 AJUSTE INYECCIÓN ACTUAL DEL CAMPO TRINIDAD

Con el fin de estimar el caudal inyectado por formación, al igual que los parámetros de yacimiento de cada una de las formaciones, se evaluó el ajuste de inyección para cada pozo inyector, con base en la información y resultados de las

pruebas de presión e inyección Fall Off, RFT de presión, ILT, registros eléctricos, fines de pozos, trabajos de post-completamiento, estados mecánicos, historia de inyección e información de campos aledaños.

Para el ajuste de cada pozo inyector se utilizo el software Prosper 6.3, el cual sirve para realizar un análisis nodal, para este estudio fue necesario conocer de cada pozo inyector profundidades y espesores de las formaciones, presión en fondo, saturación, diámetros de la tubería, presión en cabeza y rata de inyección de cada formación (para algunos casos se determino por registros ILT y en otro caso por perfiles de inyección). Con esta información se realizaron ajustes de sensibilidad en el software de permeabilidad (para esto se tuvo en cuenta el rango de permeabilidad de la (...Tabla 11...)) y de daño de formación hasta lograr que los resultados se ajusten a la inyección de cada pozo.

2.3.1 Trinidad 1. El pozo inyectora por el anular a la formación C1 y por la tubería de producción en la formación C7+GDL+ARI, por lo cual el ajuste de inyección se realiza por separado.

- **Trinidad 1 formación C1.** El ajuste de permeabilidad y de daño de formación para este pozo se hizo a partir de una prueba de ILT realizada el 8 de marzo de 2009, con lo cual se tuvo como resultados que la formación está recibiendo 4736 BWPD a una presión en cabeza de 2080 Psi en un espesor de 58 ft. El resultado de la prueba ILT se puede observar en la Tabla 20.

Tabla 20. Resultados ILT 8 de marzo de 2009 pozo TRD 1 formación C1

Formación	Ps [Psi]	Qwi [BWPD]
C1	3.650	4.736

Para el ajuste de la inyección de esta formación se tuvo en cuenta el rango de permeabilidad de 80-120 mD anteriormente mencionado en la (...Tabla 11...), el caudal de inyección de la prueba de ILT realizada el 8 de marzo de 2009, la saturación, la presión estática y el estado mecánico del pozo. Los resultados del ajuste de inyección se pueden ver en la Tabla 21 obtenidos con el software Prosper 6.3.

Tabla 21. Resultado ajuste de inyección de ILT del 8 de marzo de 2009 al pozo TRD 1 fm C1

Formación	Ps [Psi]	Qwi [BWPD]	K [mD]	S	h [ft]
C1	3.650	4.716	90	41	58

• **Trinidad 1 Formación C7+GDL+ARI.** El ajuste a este pozo se realizó a partir de una prueba ILT realizada el 8 de marzo de 2009, en esta operación se manejó un caudal de inyección de 40, 60 y 80 ft/min, subiendo y bajando, entre los intervalos de 9400 ft y 11500 ft a través del revestimiento de 9 5/8" y 7". Obteniendo un caudal de inyección de 20905.5 BWPD con una presión en cabeza de 2080 Psi, que a la formación C7 inyecta el 6.2% (2342.20 BWPD) con un espesor de 33 ft. en la formación GDL inyecta el 74.1 % (15484.51 BWPD) con un espesor de 366 ft y en la formación ARI existe un intervalo que recibe 14.7 % (3078.75 BWPD) con un espesor de 90 ft y otro intervalo de la misma formación que no está recibiendo agua con un espesor de 286 ft. Los resultados de esta prueba ILT se pueden observar en la Tabla 22.

Tabla 22. Resultados ILT 8 de marzo de 2009 pozo TRD 1 formación C7+GDL+ARI

Formación	Ps [Psi]	Pwi [Psi]	Qwi [%]	Qwi [BWPD]
C7	4.300	5.637	11.2	2.342
GDL	4.360	5.796	74.1	15.484
ARI	4.780	6.134	14.7	3.078
ARI*	4.885	6.229	0.0	0
Qwi total [BWPD]				20.895

* El daño es muy alto en esta zona de la fm ARI, por lo que no está recibiendo agua.

Las permeabilidades para el ajuste que se tuvieron en cuenta son las del rango que se mencionó anteriormente para cada una de las formaciones C7 80-160 mD, GDL 50-80 mD y ARI 40-70 mD las cuales se observan en la (...Tabla 11...), el caudal de inyección de la prueba ILT realizada el 8 de marzo de 2009, finalmente las presiones de cada formación se determinaron con una prueba RFT que se puede observar en el Anexo B.

Con base en esta información se realizaron ajustes de sensibilidad para determinar valores de daño de formación y permeabilidad con la ayuda del software Prosper 6.3, ver Tabla 23:

Tabla 23. Resultado ajuste de inyección de ILT del 8 de marzo de 2009 al pozo TRD 1 fm C7+GDL+ARI

Formación	Ps [Psi]	Qwi [%]	Qwi [BWPD]	K [mD]	S	h [ft]
C7	4.300	11.2	2.475	140	60	33
GDL	4.360	74.1	15.436	60	42	366
ARI	4.780	14.7	3.070	50	28	90
ARI*	4.885	0.0	0	50	1.000	286
Qwi total [BWPD]			20.980			

*El daño es muy alto en esta zona de la fm ARI y no está recibiendo agua.

2.3.2 Trinidad 2. Para el ajuste de daño de formación en este pozo se tuvo en cuenta una prueba de ILT realizada el 9 de marzo de 2009, en la cual se desarrollo la operación con una unidad de Wireline con mástil acoplado, con sistema de adquisición de datos en Sarta PLT Sondex 1 11/16" OD. Se corrieron en pozo inyectando agua pasas a 40, 60 y 80 ft/min, subiendo y bajando, entre 9400 ft y 11500 ft a través del revestimiento de 9 5/8" y 7". Se obtuvo un caudal de inyección de 12558.2 BWPD con una presión en cabeza de 2180 Psi, la formación C1 inyecta el 100% con un espesor de 40 ft, mientras la formación GDL no está inyectando y esto puede ser debido a que la formación no fue cementada y presenta derrumbamientos internos en el linner ranurado, además esto se puede verificar en la descripción del pozo mencionada anterior en la cual esta formación por pruebas de inyección ha mostrado un bajo nivel de inyección. La Tabla 24 muestra los resultados obtenidos de la prueba de inyección ILT.

Tabla 24. Resultados ILT 9 de marzo de 2009 pozo TRD 2 formación C1+GDL

Formación	Ps [Psi]	Pwi [Psi]	Qwi [%]	Qwi [BWPD]
C1	3.650	5.610	100	12.558
GDL	4.380	-	0	0

Para el ajuste se tomó el rango de permeabilidades mencionado anteriormente para cada una de las formaciones C1 80-120 mD y GDL 50-80 mD, estos datos se pueden verificar en la (...Tabla 11...), el caudal de inyección de la prueba ILT realizada el 9 de marzo de 2009 y la presión de las formación por medio de la prueba RFT que se observa en el Anexo B.

Con base en esta información se realizo ajustes de sensibilidad para determinar valores de daño de formación y permeabilidad con la ayuda del software Prosper 6.3, ver en la Tabla 25:

Tabla 25. Resultado ajuste de inyección de ILT del 9 de marzo de 2009 al pozo TRD 2 fm C1+GDL

Formación	Ps [Psi]	Qwi [%]	Qwi [BWPD]	K [mD]	S	h [ft]
C1	4.300	100	12.555	110	9	40
GDL	4.360	0	0	60	-*	218
Qwi total [BWPD]			20.980			

*El daño es muy alto en esta zona de la fm ARI y no está recibiendo agua.

2.3.3 Trinidad 10. El pozo Trinidad 10 inyectaba inicialmente en formación C1 y C7 pero por problemas de arenamiento, se aisló la formación C1 en septiembre del 2008 y actualmente se inyecta por la formación C7, para lo cual se tuvo en cuenta

para el ajuste de inyección el comportamiento de esta desde octubre a noviembre del 2008.

Para el ajuste se tuvo en cuenta el rango de permeabilidad que se menciona anteriormente en la (...Tabla 11...), que para el caso de la formación C7 es de 80-160 mD, el caudal de inyección se determino por medio del perfil de inyección en la formación C7 de octubre a noviembre de 2008, ver (...Gráfica 5...), el cual dio como resultado un caudal promedio de 3248 BWPD a una presión en cabeza promedio de 2172 Psi. Finalmente la presión de formación se determino por medio de una prueba RFT que se observa en el Anexo B.

Al realizar el ajuste de sensibilidades de permeabilidad y de daño de formación de este pozo mediante el uso del software Prosper 6.3, se obtuvo como resultado la Tabla 26.

Tabla 26. Resultado ajuste de inyección al pozo TRD 10 fm C7 de octubre de 2008 a noviembre de 2008

Formación	Ps [Psi]	Qwi [BWPD]	K [mD]	S	h [ft]
C7	4.300	3.248	90	67	56

2.3.4 Trinidad 12. El pozo Trinidad 12 empezó a inyectar desde junio de 2008 a la formación C1, para el ajuste se tuvo en cuenta el rango de permeabilidad mencionado anteriormente en la (...Tabla 11...) que para la formación C1 es de 80-120 mD, el caudal de inyección se determinó por medio del perfil de inyección del pozo de junio de 2008 a diciembre de 2008, ver (...Gráfica 6...), inyectando 4689 BWPD con una presión en cabeza promedio de 2100 Psi. En último lugar la presión de formación se determino mediante una prueba RFT como se observa en el Anexo B.

Al realizar el ajuste de sensibilidades de permeabilidad y de daño de formación de este pozo mediante el uso del software Prosper 6.3, se obtuvo como resultado la Tabla 27.

Tabla 27. Resultado ajuste de inyección al pozo TRD 12 fm C1 de octubre de 2008 a diciembre de 2008

Formación	Ps [Psi]	Qwi [BWPD]	K [mD]	S	h [ft]
C1	3.650	4.679	100	73	90

3. ALTERNATIVAS PARA AUMENTAR INYECCIÓN DE AGUA EN POZO INYECTORES DEL CAMPO TRINIDAD

En este capítulo se describirán las alternativas para la inyección del agua residual, en cada pozo inyector del Campo Trinidad. Las alternativas que se tendrán en cuenta, son cañoneos adicionales, estimulaciones y profundizaciones. Estas alternativas varían según los estados mecánicos (Ver Anexo A) y las condiciones que se encuentran las formaciones que inyectan en cada Pozo.

3.1 CAÑONEOS ADICIONALES

Con el fin de determinar arenas de interés para posible inyección, se tuvo en cuenta las correlaciones de las formaciones C1, C7, GDL y ARI (Ver Anexo C), donde se buscó arenas limpias y continuas, dando como resultado para TRD 1 la Tabla 28 y para TRD 29 intervalos con su respectiva porosidad.

Tabla 28. Intervalos adicionales para TRD 1 con su respectiva porosidad

#	Fm	Intervalos Cañoneados [ft]		ϕ_N [%]	ϕ_p [%]	V_{sh} [%]	$\phi_{N\ Cor}$ [%]	$\phi_{p\ Cor}$ [%]	ϕ_{Ef} [%]
		Tope	Base						
1	GDL	9.950	9.970	24.0	19.0	13.3	20.8	16.5	18.7
2	GDL	10.610	10.620	*	24.0	3.3	-	23.2	23.2
3	ARI	11.480	11.496	*	24.0	0.0	-	24.0	24.0

* No corrió registro neutrón en esos intervalos.

De los intervalos que se muestran en la anterior Tabla, teniendo en cuenta el estado mecánico del pozo Trinidad 1, el intervalo del 9950-9970 ft es un buen intervalo para ser cañoneado por buena capacidad de almacenamiento. Por medio de los registros eléctricos del pozo Trinidad 1 se pueden observar arenas muy limpias de la Formación Guadalupe de los intervalos que van de 10374-10560 ft los cuales no es posible cañonearlos debido a que se encuentran en la sección del liner de 9 5/8 “, el cual tiene el tope a partir 10371 ft hasta 10535 (Ver Anexo C). El último intervalo que comienza en 10610 ft hasta 10620 ft, es una zona con potencial para ser cañoneado, pues representan unos intervalos de arena muy limpia y no se ven afectados por el estado mecánico del pozo, además por medio de las correlaciones se puede observar que es una arena continua, realizando la comparación con los registros obtenidos en el pozo Trinidad 5.

En el caso de areniscas inferiores solo se pudo determinar un intervalo de 16ft para la inyección de agua residual. Si se quiere inyectar más agua en esta formación lo recomendable es profundizar el pozo para aumentar el caudal de inyección. La continuidad del intervalo sugerido en Areniscas Inferiores se puede

observar en los registros eléctricos, comparándola con los registros del pozo Trinidad 5 (Ver Anexo C).

En la Tabla 29 se muestran intervalos de C1 para un posible cañoneo, los cuales se determinaron con registros eléctricos, además por medio de las correlaciones se noto una continuidad de la formación en el campo.

Tabla 29. Intervalos adicionales para TRD 2 con su respectiva porosidad

#	Fm	Intervalos Cañoneados [ft]		ϕ_N [%]	ϕ_ρ [%]	V_{sh} [%]	ϕ_N Cor [%]	ϕ_ρ Cor [%]	ϕ_{Ef} [%]
		Tope	Base						
1	C1	8.190	8.208	17.0	17.1	20.0	13.6	13.7	13.7
2	C1	8.213	8.222	15.0	17.1	13.3	13.0	14.8	13.9
3	C1	8.262	8.270	20.0	28.5	0.0	20.0	28.5	24.3
4	C1	8.288	8.300	20.0	22.8	6.6	18.7	21.3	20.0

3.2 PROFUNDIZACIONES

Para el TRD 10 y TRD 12 se tiene como opción realizar una profundización de las formaciones GDL y ARI; se espera encontrar una espesor para la inyección de agua estimado de 180 ft y 150 ft respectivamente, basados en los espesores medidos en TRD 1 y TRD 5 de estas dos formaciones (Ver Anexo C) donde se puede observar una continuidad de las formaciones, además de ser arenas limpias.

Al profundizar en TRD 10 se pretende aislar la formación C7, mientras que en TRD 12 es inyectar por el anular a la formación C1 e inyectar por la tubería de producción a GDL y ARI, estos estados mecánicos se pueden observar en el Anexo A.

3.3 ESTIMULACIONES

A través del análisis nodal se estimaron las tasas de inyección a diferentes valores de daño de formación; asumiendo disminuciones del 30, 50 y 70% por efecto de trabajos de estimulación:

- **Trinidad 1.** Como en este pozo se inyecta por el anular a la formación C1 y por la tubería de producción a las formaciones C7, GDL y ARI, se realizó un estudio por aparte, en el cual se evaluó la efectividad del trabajo de estimulación en C1, mientras que para la inyección en la tubería de producción se evaluó 90 ft para estimulación de la formación ARI, que es la única arena de esta formación que

está recibiendo agua de acuerdo con la prueba de ILT realizada el 8 de Marzo de 2009.

- **Trinidad 2.** Con la prueba de ILT realizada el 9 de marzo de 2009 se determinó que la formación GDL del pozo TRD 2 se encuentra taponada, que con base en un registro de trazadores radioactivos realizado en julio de 1994 y una prueba ILT realizada en el año 2000 se ha observado que esta formación siempre ha presentado una baja inyección, la razón de esto puede ser por daño mecánico (que se encuentre derrumbada la formación entre el hueco del pozo 12” y el liner 7”) o porque el daño en la formación es muy alto.

Se realizará el estudio de la viabilidad que tiene estimular la formación C1 y se descarta la posibilidad de estimular la formación GDL debido a un espesor de aproximadamente 218 ft y se conoce el tipo de daño que tiene.

- **Trinidad 10.** Actualmente este pozo inyecta únicamente en la formación C7, con los trabajos de estimulación se pretende evaluar el aumento de la inyección con la ayuda del software 6.3.

- **Trinidad 12.** Actualmente este pozo inyecta en la formación C1, pero se tiene como alternativa la de profundizar en las formaciones GDL y ARI, aislando la formación C1 e inyectando por el anular, por lo cual se evaluará por medio del software Prosper 6.3 el comportamiento de la inyección al realizar trabajos de estimulación inyectando por el anular.

Tabla 30. Posibles trabajos de estimulación en los pozos inyectoros del Campo Trinidad

#	Pozo	Formaciones
1	TRD 1	C1 y ARI
2	TRD 2	C1
3	TRD 10	C7
4	TRD 12	C1

3.4 TASAS DE INYECCIÓN EVALUADAS

3.4.1 Trinidad 1. El pozo TRD 1 inyecta por el anular a la formación C1 y por la tubería de producción a la formación C7, GDL y ARI, para este pozo la opción para aumentar la inyección de agua es realizar cañoneos adicionales o trabajos de estimulación.

En la Tabla 31 se aprecia los resultados de realizar cañoneos adicionales en las formaciones GDL y ARI de 30 ft y 16 ft respectivamente.

Tabla 31. Resultados software Prosper 6.3 de cañoneos adicionales pozo TRD 1 fm GDL y ARI

PWH	Caudal De Inyección [BWPD]	
	Condiciones Ajuste*	Cañoneo Adicionales
2.080	20.980	
1.800	18.257	19.821
2.000	20.211	21.886
2.200	22.095	23.869
2.400	23.916	25.779

* Caudales a condiciones del ajuste del ILT del 9 marzo de 2009 a diferentes presiones en cabeza.

De la anterior Tabla se puede evidenciar que el realizar cañoneos adicionales en las formaciones GDL y ARI aumentan poco la inyección de agua con respecto a la valor del ajuste determinado con el análisis nodal de 20980 BWPD a una presión en cabeza de 2080 Psi, obteniendo un aumento de inyección de 1000 BWPD aproximadamente con una presión en cabeza de 2000 Psi.

En las Tabla 32 y 33 se muestran los resultados del análisis nodal al realizar trabajos de estimulación al pozo TRD 1. Disminuyendo el daño de formación en un 30%, 50% y 70% en las formaciones C1 y ARI, teniendo como base el daño de formación obtenido del ajuste de inyección.

Tabla 32. Resultados software Prosper 6.3 de trabajos de estimulación en el pozo TRD 1 a la formación C1

PWH	Caudal De Inyección [BWPD]			
	Daño De Formación			
	100%*	70%	50%	30%
2.080	4.716			
1.800	4.003	5.779	6.975	10.460
2.000	4.513	6.062	7.860	11.782
2.200	5.021	6.745	8.745	13.103
2.400	5.530	7.428	9.628	14.422

* Caudales a condiciones del ajuste del ILT del 8 marzo de 2008 a diferentes presiones en cabeza.

En la Tabla 32 se observa que la inyección actual ajustada en el análisis nodal es de 4716 BWPD a una presión en cabeza de 2080 Psi, en la cual como base en el daño de formación es de 41 de acuerdo a los resultados del ajuste, al disminuir el daño de formación en un 30% y 50% se evidenció un aumento en la inyección respectivamente para cada caso de 1000 BWPD y 2200 BWPD aproximadamente a una presión en cabeza de 1800 Psi.

Tabla 33. Resultados software Prosper 6.3 de trabajo de estimulación de la fm ARI en el pozo TRD 1

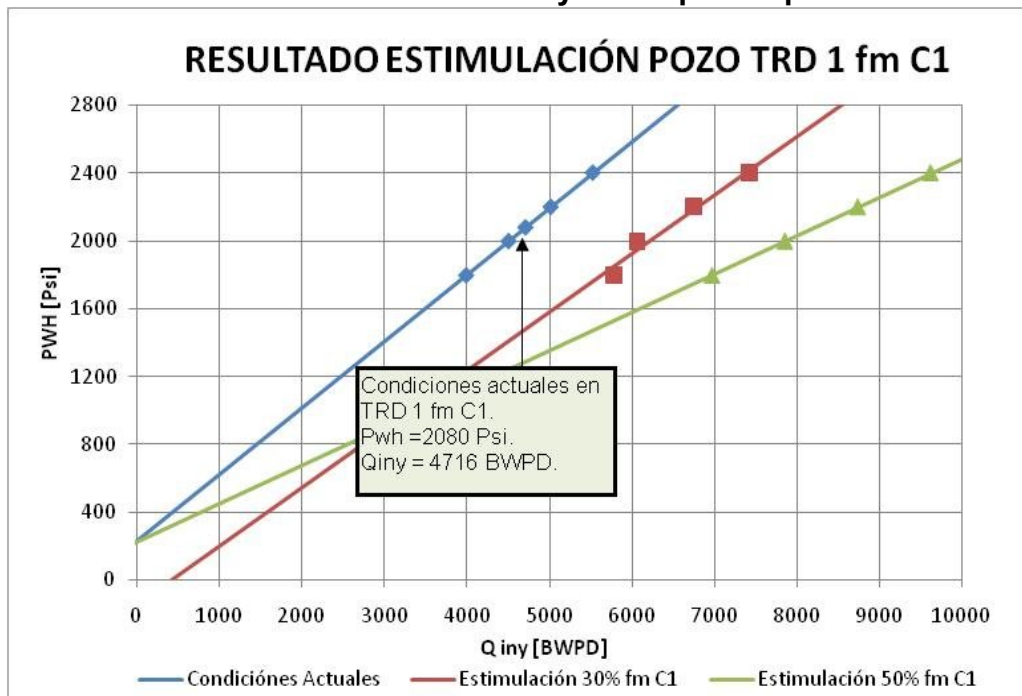
PWH	Caudal De Inyección [BWPD]			
	Daño De Formación			
	100%*	70%	50%	30%
2.080	20.980			
1.800	18.175	18.621	19.128	19.946
2.000	20.125	20.615	21.289	22.066
2.200	22.005	22.533	23.140	24.093
2.400	23.823	24.384	25.034	26.038

* Caudales a condiciones del ajuste del ILT del 8 marzo de 2008 a diferentes presiones en cabeza.

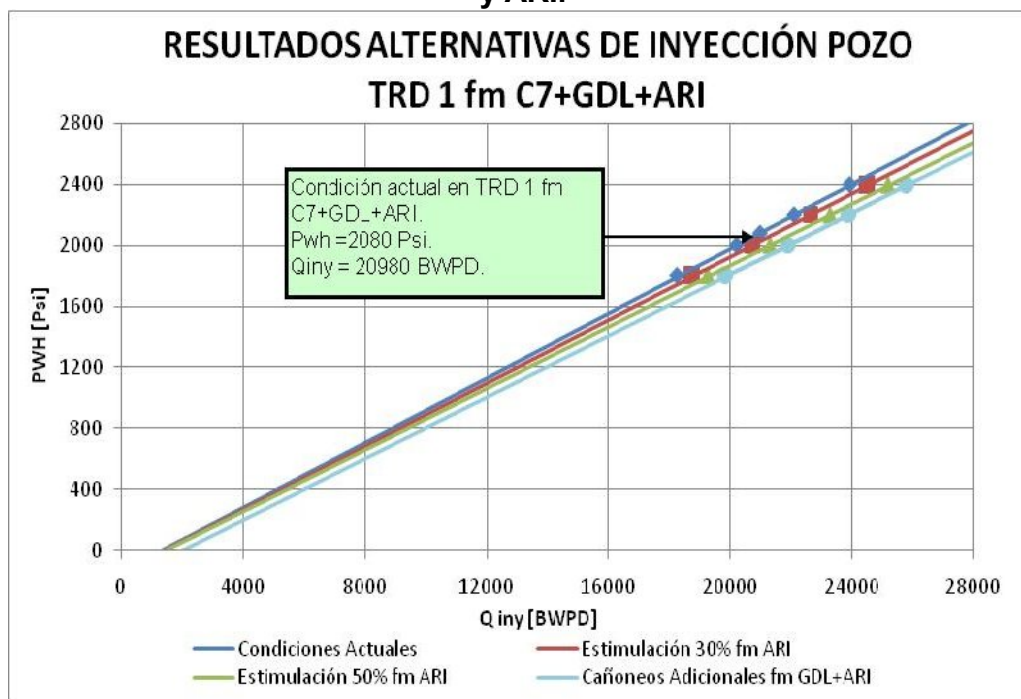
En la Tabla 33 se observa la inyección actual con respecto al análisis nodal el cual es de 20980 BWPD a una presión en cabeza de 2080 Psi, teniendo como base un daño de 28 en la formación ARI, al disminuir el daño en un 30% y 50% se evidencio un aumento mínimo en la inyección y al hacer un comparativo de presión en cabeza 2200 Psi la inyección aumenta 1500 BWPD Y 2200 BWPD aproximadamente.

Los resultados de las alternativas para aumentar la inyección de agua de TRD 1 Formación C1 se observan en la Gráfica 7 y para TRD 1 Formación C7, GDL y ARI en la Gráfica 8.

Gráfica 7. Resultados alternativos de inyección para el pozo TRD 1 fm C1.



Gráfica 8. Resultados alternativos de inyección para el pozo TRD 1 fm C7, GDL y ARI.



3.4.2 Trinidad 2. Las alternativas más atractivas para incrementar la inyección de agua en el pozo TRD 2 es la de realizar trabajos de cañoneos adicionales o de estimulación en este pozo.

A continuación en la Tabla 34 se muestra los resultados del software Prosper 6.3 al realizar cañoneos adicionales en la formación C1 del pozo TRD 2.

Tabla 34 Resultados software Prosper 6.3 cañoneos adicionales pozo TRD 2 en la fm C1.

PWH	Caudal De Inyección [BWPD]	
	Condiciones Ajuste*	Cañoneo Adicionales
2.180	12.555	
1.800	10.312	24.585
2.000	11.574	27.559
2.200	12.836	30.523
2.400	14.097	33.480

* Caudales a condiciones del ajuste del ILT del 9 marzo de 2009 a diferentes presiones en cabeza.

En los resultados de la anterior Tabla se observa que el caudal de inyección para el ajuste es de 12555 BWPD a una presión en cabeza de 2180 Psi, que al realizar

los 47ft de cañoneos en la formación C1 se tendrá un incremental de 12000 BWPD aproximadamente a una presión en cabeza de 1800 Psi.

En la Tabla 35 se muestran los resultados del análisis nodal al realizar trabajos de estimulación al pozo TRD 2 disminuyendo el daño de formación en un 30%, 50% y 70% en la formación C1, teniendo como base el daño de formación obtenido del ajuste de inyección.

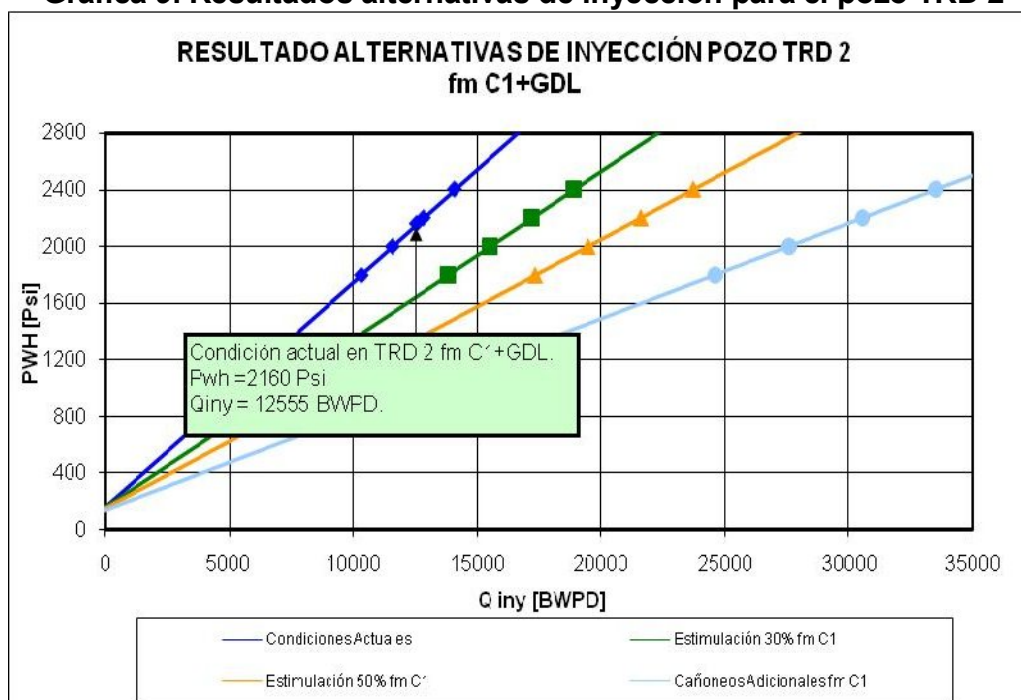
Tabla 35. Resultados software Prosper 6.3 de trabajos de estimulación en el pozo TRD 2 a la fm C1

PWH	Caudal De Inyección [BWPD]			
	Daño De Formación			
	100%*	70%	50%	30%
2.180	12.555			
1.800	10.312	13.820	17.356	23.294
2.000	11.574	15.508	19.470	26.115
2.200	12.836	17.195	21.581	28.929
2.400	14.097	18.880	23.689	31.736

* Caudales a condiciones del ajuste del ILT del 9 marzo de 2009 a diferentes presiones en cabeza.

De la anterior Tabla de resultados se observa que como base para el ajuste realizado por el software Prosper 6.3 es una inyección de 12555 BWPD a una presión en cabeza de 2180 Psi, que la formación GDL no está inyectando y que al disminuir el daño en la formación C1 en un 30% y 50% se obtuvo una ganancia 1300 BWPD y 4800 BWPD aproximadamente a una presión en cabeza de 1800 Psi. En la Gráfica 9 se observa los resultados de estimular la Formación C1 en el pozo TRD 2.

Gráfica 9. Resultados alternativas de inyección para el pozo TRD 2



3.4.3 Trinidad 10. Las alternativas para incrementar la inyección de agua en el pozo TRD 10 son las de realizar trabajos de estimulación a la formación C7 o de realizar trabajos de profundización en fm las formaciones GDL y ARI.

En la Tabla 36 se aprecian los resultados obtenidos por el análisis nodal al realizar un trabajo de estimulación a la formación C7, disminuyendo su daño en un 30%, 50% y 70% con referencia al daño de formación obtenido en el ajuste.

Tabla 36. Resultados software Prosper 6.3 de trabajos de estimulación en el pozo TRD 10 a la fm C7

PWH	Caudal De Inyección [BWP]			
	Daño De Formación			
	100%*	70%	50%	30%
2.172	3.248			
1.800	2.625	3.593	4.727	7.157
2.000	2.960	4.052	5.330	8.071
2.200	3.295	4.511	5.934	8.983
2.400	3.630	4.970	6.537	9.896

* Caudales a condiciones del perfil de octubre a noviembre de 2008.

Con base en el caudal de 3248 BWPD a una presión en cabeza de 2172 Psi que se obtuvo del ajuste del análisis nodal se observa que al disminuir el daño de formación en un 30% y 50% se obtienen un aumento en la inyección aproximado de 1200 BWPD y 2700 BWPD respectivamente con una presión en cabeza de 2200 Psi.

La otra alternativa que se tiene para este pozo es la de realizar un trabajo de profundización en las formaciones GDL y ARI e inyectar simultáneamente con la formación C1, el estado mecánico propuesto se puede observar en el Anexo A.

A continuación en la Tabla 37 se puede apreciar los resultados obtenidos del software Prosper 6.3 de realizar las profundizaciones.

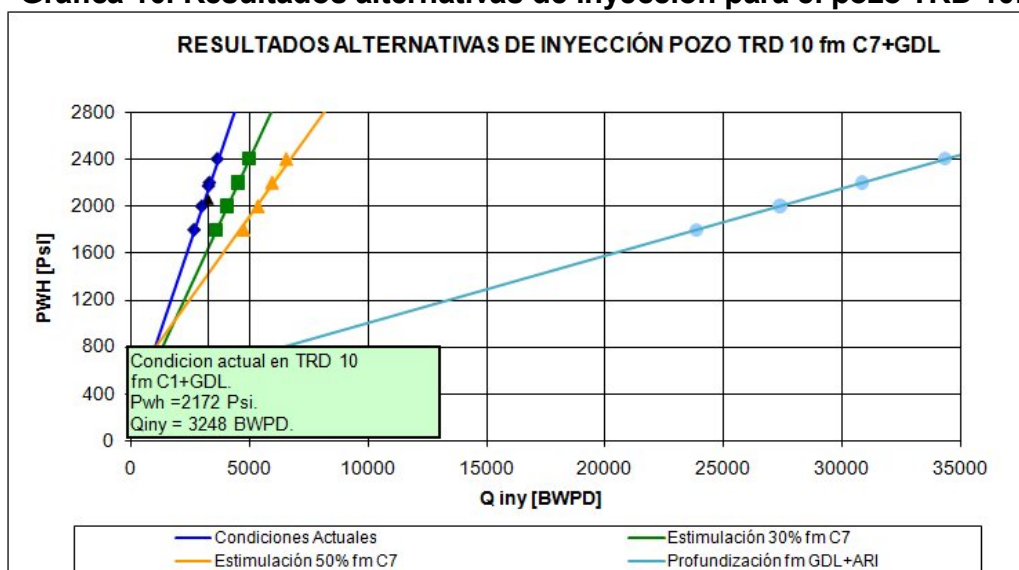
Tabla 37. Resultados software Prosper 6.3 de realizar profundizaciones en la fm GDL y ARI aislando la fm C7

PWH	Caudal De Inyección [BWPD]
	Cañoneos Adicionales
1.800	23.848
2.000	27.365
2.200	30.863
2.400	34.343

Con respecto a los 3248 BWPD que se inyectan actualmente en el pozo, al realizar estas profundizaciones aislando C7 se va a tener aproximadamente 20000 BWPD a una presión en cabeza de 1800 Psi.

En la Gráfica 10 se observa los resultados de las alternativas para incrementar la inyección de agua a TRD 10 al estimular la Formación C7 o al realizar profundizaciones a la Formación GDL y ARI.

Gráfica 10. Resultados alternativos de inyección para el pozo TRD 10.



3.4.4 Trinidad 12. Las alternativas para incrementar la inyección de agua en el pozo TRD 12 son las de realizar una profundización a las formaciones GDL y ARI inyectando por tubería de producción e inyectar simultáneamente por el anular en la formación C1, se puede observar como quedaría el estado mecánico en Anexo A.

En la siguiente Tabla 38 se muestran los resultados determinados por el software Prosper 6.3 al realizar trabajos de estimulación a la formación C1 inyectando por el anular, disminuyendo el daño de formación en un 30%, 50% y un 70%, teniendo como base el daño calculado por el ajuste.

Tabla 38. Resultados software Prosper 6.3 de trabajos de estimulación en el pozo TRD 12 a la fm C1 inyectando por el anular

PWH	Caudal De Inyección [BWPD]			
	Daño De Formación			
	100%*	70%**	50%**	30%**
2.100	4.679			
1.800	4.001	5.789	7.539	11.061
2.000	4.457	6.476	8.426	12.316
2.200	4.901	7.158	9.300	13.553
2.400	5.344	7.839	10.174	14.782

* Caudales a condiciones del perfil de octubre a diciembre de 2008 inyectando a la formación C1 por la tubería de producción.

** Caudales de inyección de la formación C1 por el anular con trabajos de estimulación.

En la anterior Tabla se observa que con base al ajuste del software Prosper 6.3 se obtuvo una inyección de 4679 BWPD a una presión en cabeza de 2100 Psi

inyectando por la tubería de producción, que al inyectar por el anular y disminuyendo el daño de formación en un 30% y 50% se obtiene un incremento aproximado de 1100 BWPD y 3000 BWPD a una presión en cabeza de 1800Psi.

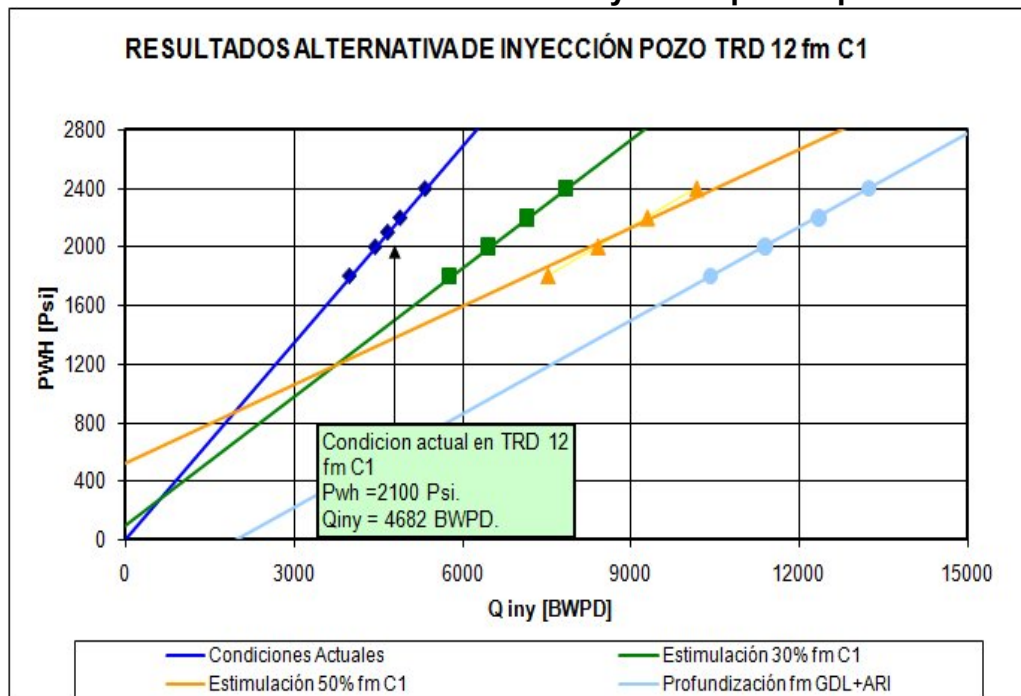
Con la Tabla 39 se determinó por medio del software Prosper 6.3 los posibles caudales de inyección que se obtendrán al realizar la profundización la formación GDL y ARI.

Tabla 39. Resultados software Prosper 6.3 de realizar profundizaciones en la fm GDL y ARI inyectando por la tubería de producción

PWH	Caudal De Inyección [BWPD]
	Cañones Adicionales
1.800	10.422
2.000	11.393
2.200	12.349
2.400	13.234

En la Gráfica 11 se observa los resultados de las alternativas para incrementar la inyección de agua a TRD 12 al estimular la Formación C1 o al realizar profundizaciones a la Formación GDL y ARI.

Gráfica 11. Resultados alternativos de inyección para el pozo TRD 12



3.5 RESUMEN DE LOS RESULTADOS DE LAS ALTERNATIVAS DE LOS INCREMENTOS DE LA TASA DE INYECCIÓN EN EL CAMPO TRINIDAD

En la Tabla 40 se muestran los resultados de las alternativas propuestas para el incremento de la inyección de agua en el Campo Trinidad obtenidas a partir del software Prosper 6.3.

Tabla 40. Resultados de las alternativas para incremento de inyección de agua en el Campo Trinidad

Pozo	Formación	Alternativa de inyección	PWHA* [Psi]	PWHC** [Psi]	Aumento de inyección calculado [BWPD]	Comentarios
TRD 1	GDL+ARI	Cañoneo adicional	2.080	2.200	1.000	Esta alternativa no es atractiva, debido a su bajo aumento en la inyección de agua.
	C1	Trabajo de estimulación	2.080	2.200	1.000-4.000	Es una alternativa atractiva para el análisis tecno-económico.
	ARI	Trabajo de estimulación	2.080	2.200	1.500-2.200	Esta alternativa no es atractiva, debido a su bajo aumento en la inyección de agua.
TRD 2	C1	Cañoneo adicional	2.180	2.200	18.000	Es una alternativa atractiva para el análisis tecno-económico.
	C1	Trabajo de estimulación	2.180	2.200	4.640-9.000	Es una alternativa atractiva para el análisis tecno-económico.
TRD 10	C7	Trabajo de estimulación	2.172	2.200	1.200-2.700	Esta alternativa no es atractiva, debido a su bajo aumento en la inyección de agua.
	GDL+ARI	Profundización	2.172	2.200	30.000	Es una alternativa bastante atractiva por su alto incremento en la inyección de agua.
TRD 12	C1	Trabajo de estimulación	2.100	2.200	2.500-4.500	En esta alternativa se inyecta por el anular en la formación C1 y por la tubería de producción en las formaciones GDL y ARI.
	GDL+ARI	Profundización	2.100	2.200	12.000	

* Presión actual en cabeza de pozo.

** Presión en cabeza de pozo que se utilizó para el análisis.

4. EVALUACIÓN DEL PRONOSTICO DE FLUIDOS DE PRODUCCIÓN E INYECCIÓN DE AGUA EN EL CAMPO TRINIDAD

En este capítulo se describirá la producción actual tanto de aceite como de agua del Campo Trinidad, la producción que tendría el Campo Trinidad si se realizan proyectos de inversión en pozos productores para aumentar el caudal de aceite, el perfil de inyección de agua residual que se está manejando actualmente hasta el año 2014 y el perfil de inyección que se tendría si se realizan algunos de los trabajos propuestos en el Capítulo 3.

Esta descripción se realizará con el fin de analizar si se podría manejar el agua que se está produciendo por medio del perfil de la inyección actual hasta el 2014.

4.1 PRONOSTICO DE PRODUCCIÓN ACTUAL

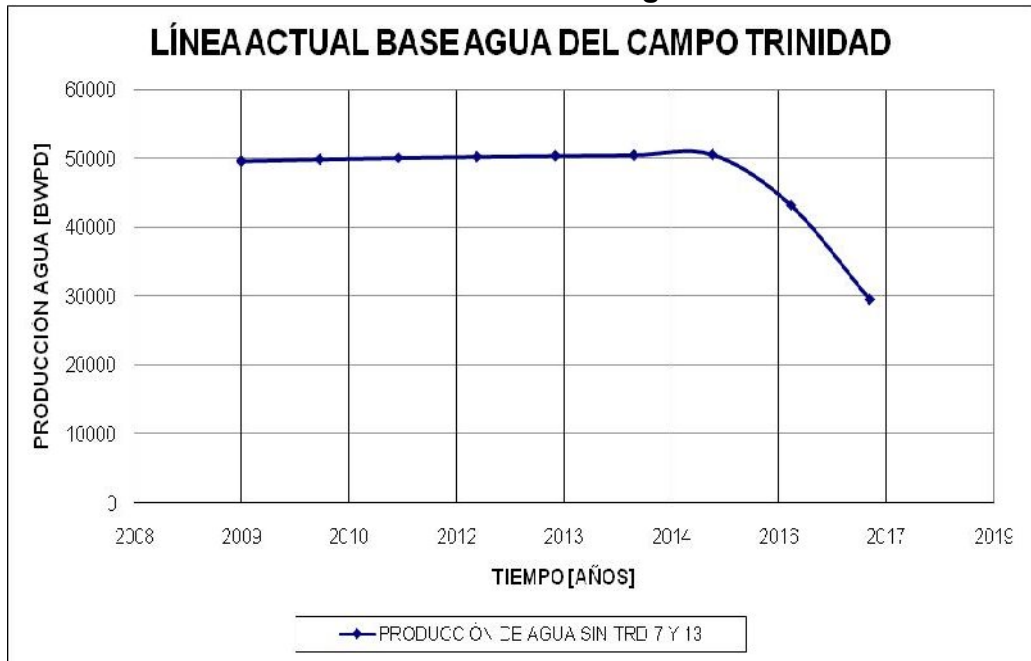
En la Tabla 41 se muestra la producción actual tanto de aceite como de agua del Campo Trinidad. Se puede observar que la producción de los pozos TRD 7 Y TRD 13 es cero debido a que son pozos que se encuentran cerrados.

Tabla 41. Pronostico actual del Campo Trinidad

Pozo	Producción Total [BFPD]	Pronostico Producción de Agua [BWPD] y de Aceite [BOPD]								
		2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
TRD 4	2570	136	108	87	69	55	44	36	28	23
		2434	2462	2483	2501	2515	2526	2534	2542	2547
TRD 5	2690	104	83	66	53	42	34	27	18	0
		2586	2607	2624	2637	2648	2656	2663	2672	0
TRD 6	3450	78	72	67	62	58	54	50	46	43
		3372	3378	3383	3388	3392	3396	3400	3404	3407
TRD 7	2976	0	0	0	0	0	0	0	0	0
		0	0	0	0	0	0	0	0	0
TRD 8	11050	369	252	172	117	79	54	37	25	0
		10681	10798	10878	10933	10971	10996	11013	11025	0
TRD 9	9180	142	136	113	94	78	65	54	44	37
		9038	9044	9067	9086	9102	9115	9126	9136	9143
TRD 11	3530	118	110	102	95	89	82	77	71	66
		3412	3420	3428	3435	3441	3448	3453	3459	3464
TRD 13	5500	0	0	0	0	0	0	0	0	0
		0	0	0	0	0	0	0	0	0
TRD 14	7450	96	76	59	46	36	28	19	0	0
		7354	7374	7391	7404	7414	7422	7431	0	0
TRD 15	11150	370	320	278	242	210	183	159	139	121
		10780	10830	10872	10908	10940	10967	10991	11011	11029
Total línea Base Aceite	59546	1412	1157	944	778	648	544	457	372	290
Total Línea Base Agua		49658	49913	50126	50292	50422	50526	50613	43248	29590

En la Gráfica 12 se puede observar que la producción de agua del Campo Trinidad se mantendrá en un rango uniforme desde el periodo 2009 – 2015, debido a que ninguno de los pozos a llegado a la tasa límite de producción de aceite y a partir del 2016 el agua declina en forma drástica, ya que la producción disminuye a la tasa limite de aceite, lo que conlleva el cierra de varios pozos.

Gráfica 12. Línea base de agua Actual



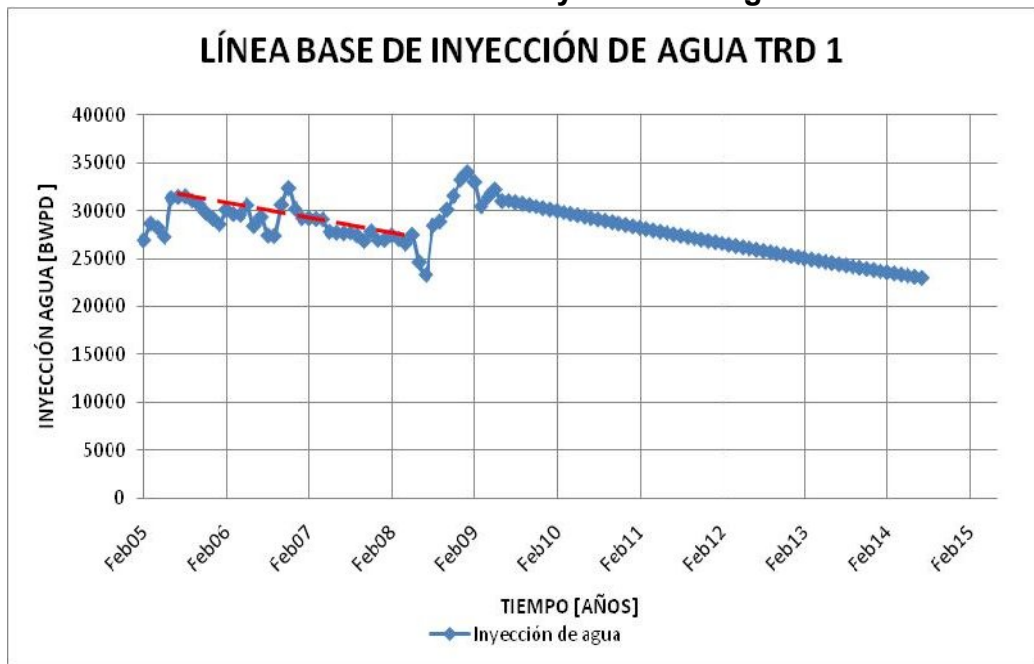
4.2 LÍNEA BASE DE INYECCIÓN ACTUAL DEL AGUA RESIDUAL DE LOS POZOS INYECTORES DEL CAMPO TRINIDAD

En esta sección se describirá el perfil de inyección de agua residual que esta manejando y manejará actualmente el Campo Trinidad. Para la estimación del agua que se inyectara en los próximos años se realizó una sensibilización para cada pozo inyector y por medio de esta se pudo determinar una declinación e interpolar el caudal de agua que se inyectara hasta el 2017. Para realizar la sensibilización se tabulo el historial de inyección de agua residual de cada pozo inyector en el Software Excel, generando una grafica caudal de inyección vs. Tiempo, la cual por medio de esta se trazo una línea tendencia, adecuando el valor de la declinación hasta ajustarla a la misma tendencia que iba llevando el pozo inyector a través del tiempo.

4.2.1 Perfil de inyección del pozo Trinidad 1. Actualmente al pozo Trinidad 1, se le está inyectando a las formaciones C1, C7, Guadalupe y Areniscas Inferiores.

Para determinar el caudal de inyección, en cada año en el pozo Trinidad 1 se partió de una declinación de 6,5% exp. AE y a una presión de cabeza de 2200 psi a partir del mes de Julio del 2009 como se puede observar en la Gráfica 13.

Gráfica 13. Línea base de inyección de agua TRD 1



En la Tabla 42 se puede observar el caudal de inyección de agua residual que se tendrá desde el año 2009 hasta el 2017 en el pozo Trinidad 1, inyectando en las formaciones C7, C1, Guadalupe y Areniscas Inferiores.

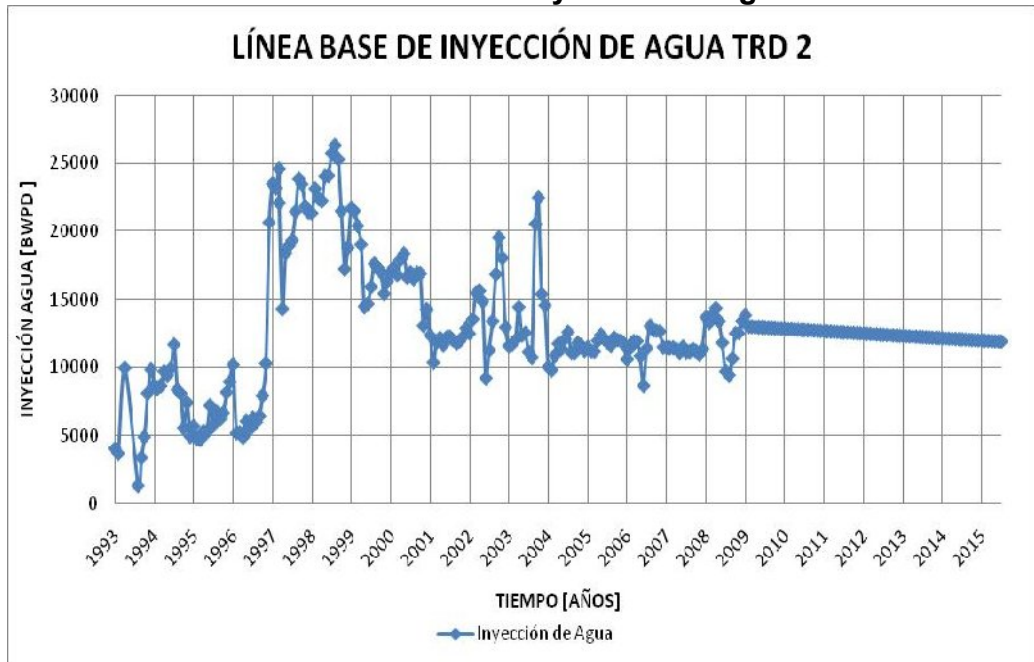
Tabla 42. Caudal de inyección total en el pozo Trinidad 1

Tiempo [Años]	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Caudal Inyección [BWPD]	31292	29268	27559	25951	24436	23009	21666	20401	19210

4.2.2 Perfil de inyección del pozo Trinidad 2. En este pozo se está inyectando en la Formación C1 y en Guadalupe, sin embargo la Formación Guadalupe no está recibiendo nada de agua debido a que se encuentra taponada.

En la Gráfica 14 se puede observar la tendencia que tiene la inyección de agua residual en el tiempo. Para extrapolar los valores de inyección de los años futuros, se trabajo con una declinación de 14,3% exp. AE y se parte de una presión de cabeza de 2200 psi a partir del mes de Julio del 2009.

Gráfica 14. Línea base de inyección de agua TRD 2.



En la Tabla 43 se puede observar el caudal de inyección de agua residual que se tendrá desde el año 2009 hasta el 2017 en el pozo Trinidad 2, inyectando únicamente en la formación C1.

Tabla 43. Caudal de inyección total en el pozo Trinidad 2

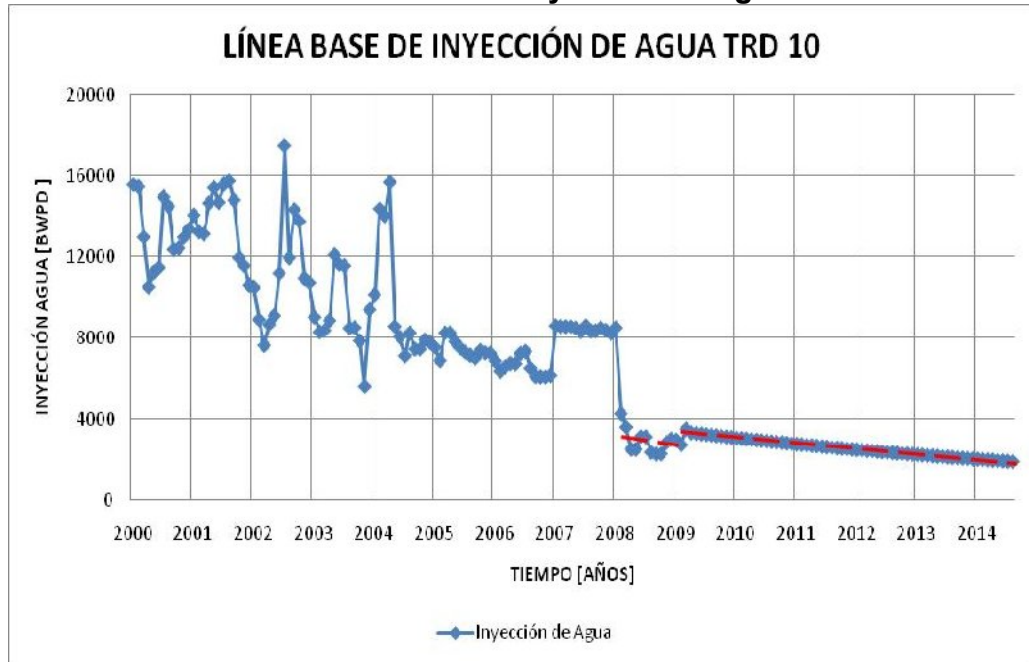
Tiempo [Años]	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Caudal Inyección [BWPD]	12499	12822	12638	12458	12279	12104	11931	11760	11592

4.2.3 Perfil de inyección del pozo Trinidad 10. En el pozo Trinidad 10 se comenzó inyectando en las Formaciones C1 y C7, pero actualmente solo se está inyectando en C7, ya que C1 fue aislada.

Como en el pozo Trinidad 10 ya no se inyecta en la Formación C1, la tendencia que se toma para la extrapolación de los caudales de inyección futuros, parte desde el momento en que solo se está inyectando la Formación C7 como se

puede observar en la Gráfica 15. La declinación que se toma para este pozo es de 10,23% exp. AE y se parte de una presión de 2200 psi a partir de Julio del 2009.

Gráfica 15. Línea base de inyección de agua TRD 10



En la Tabla 44 se puede observar el caudal de inyección de agua residual que se tendrá desde el año 2009 hasta el 2017 en el pozo Trinidad 10, inyectando únicamente en la formación C7.

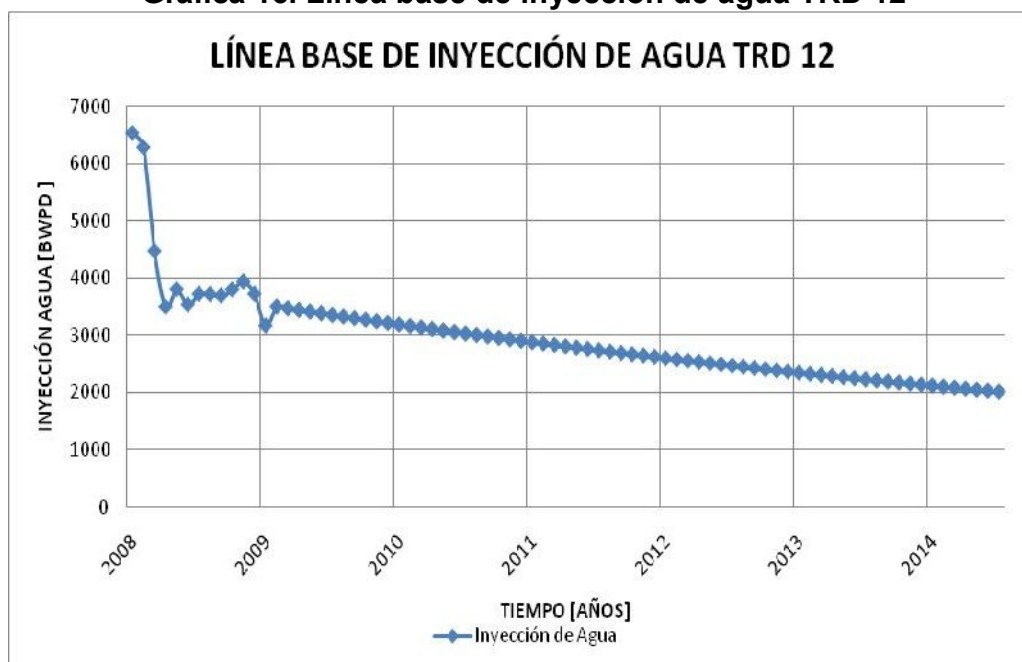
Tabla 44. Caudal de inyección total en el pozo Trinidad 10

Tiempo [Años]	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Caudal Inyección [BWPD]	2975	3012	2703	2425	2176	1952	1751	1571	1410

4.2.4 Perfil de inyección del pozo Trinidad 12. Actualmente en el pozo Trinidad 12 solo se está inyectando en la Formación C1.

Para la extrapolación de los caudales que se inyectaran en el pozo Trinidad 12, se parte de una declinación en la inyección de 6.5% exp. AE y de una presión de cabeza de 2200 psi a partir del mes de Julio del 2009 como se puede observar en la Gráfica 16.

Gráfica 16. Línea base de inyección de agua TRD 12



En la Tabla 45 se puede observar el caudal de inyección de agua residual que se tendrá desde el año 2009 hasta el 2017 en el pozo Trinidad 12, inyectando únicamente en la formación C1.

Tabla 45 Caudal de inyección total en el pozo Trinidad 12.

Tiempo [Años]	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Caudal Inyección [BWPD]	3550	3174	2865	2586	2334	2107	1717	1902	1550

Sumando los caudales de inyección en cada año que se calcula para cada pozo inyector, se obtendrá la línea base de inyección que se tendría si no se realiza ningún trabajo de optimización lo cual se puede observar en la Tabla 46.

Tabla 46. Línea base de inyección sin trabajos de optimización

Pozo	Inyección de agua [BWPD]									
	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	
TRD 1	31.292	29.268	27.559	25.951	24.436	23.009	21.666	20.401	19.210	
TRD 2	12.499	12.822	12.638	12.458	12.279	12.104	11.931	11.760	11.592	
TRD 10	2.975	3.012	2.703	2.425	2.176	1.952	1.751	1.571	1.410	
TRD 12	3.550	3.174	2.865	2.586	2.334	2.107	1.717	1.902	1.550	
Total	50.316	48.276	45.766	43.419	41.225	39.172	37.064	35.634	33.761	

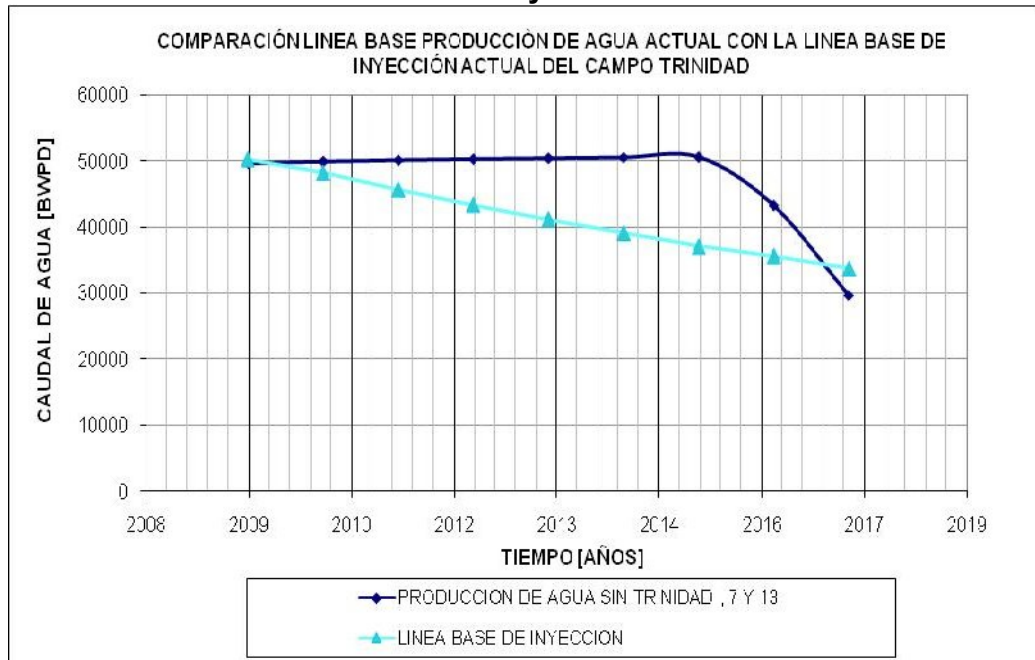
En la Gráfica 17 se puede observar la tendencia que tendría la inyección de agua residual en el Campo Trinidad, si no realizáramos ningún trabajo de optimización, para aumentar su capacidad de inyección.

Gráfica 17. Línea base inyección sin trabajos de optimización del Campo Trinidad



Si se realiza una comparación con la línea base de producción de agua actual con respecto a la línea base de inyección actual obtendríamos la Gráfica 18:

Gráfica 18. Comparación línea base de producción de agua actual con la línea base de inyección actual.



De la Gráfica 18 se puede concluir que si se mantiene la misma tendencia de inyección, no se podrá manejar el agua de producción que tendrá el Campo Trinidad hasta el 2014. Por lo tanto se deben realizar trabajos de optimización para aumentar la inyección de agua residual en el Campo Trinidad.

4.3 OPTIMIZACIÓN LÍNEA BASE DE INYECCIÓN

Como se vio en el (...Capítulo 3...) se estudiaron varias alternativas para aumentar la inyección de agua residual en el Campo Trinidad. De las alternativas de optimización se escogieron:

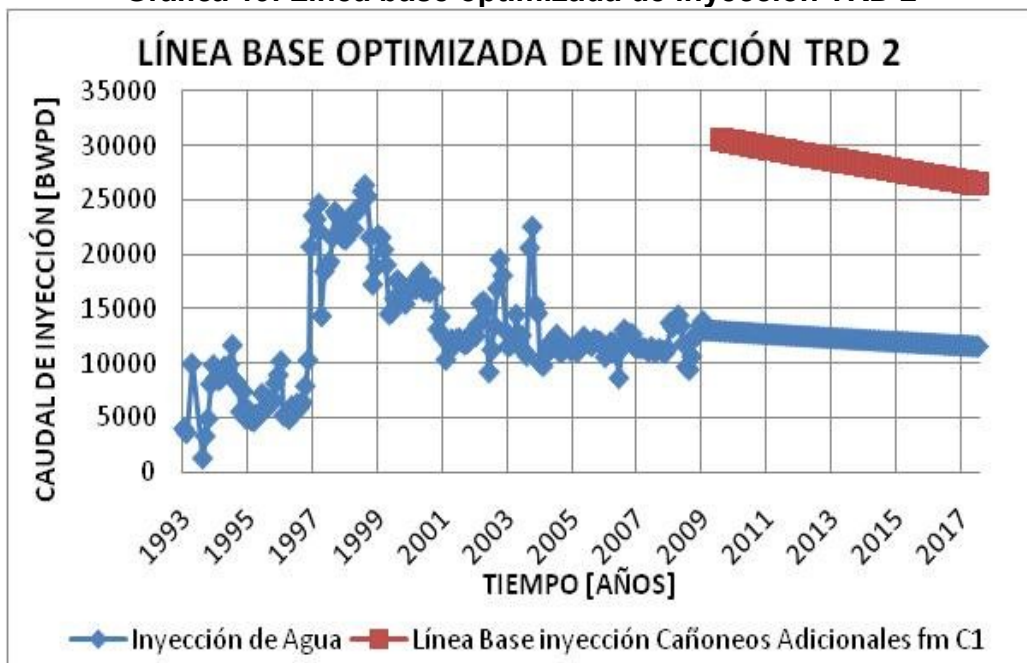
- Cañoneos adicionales en la Formación C1 del Pozo Trinidad 2.
- Profundización del Pozo Trinidad 10.
- Profundización del Pozo Trinidad 12

El análisis se comenzara a partir de Enero del 2010, fecha en la que se realizarán los trabajos de optimización, ya que a partir de este año es donde no se cuenta

con la capacidad de manejar la demanda del agua de producción por medio de la inyección.

4.3.1 Cañoneos adicionales en la formación C1 del pozo Trinidad 2. Para la estimación de los caudales que se tendrán con los cañoneos adicionales se usó una declinación de 17,83 y una presión de cabeza de 2200 psi. Partiendo de los incrementales de caudal de inyección de agua que se obtuvo en Prosper, ver (...Capítulo 3...) en cañoneos adicionales en la Formación C1 del pozo Trinidad 2 a una presión de 2200 psi, se ajustan los perfiles de inyección a partir de enero del 2010 como se muestra en la Gráfica 19 y de esta forma se obtiene:

Gráfica 19. Línea base optimizada de inyección TRD 2



En la Tabla 47 se puede observar el caudal de inyección que se tendrá a partir del año 2010 si se realizan cañoneos adicionales en la Formación C1 del Pozo Trinidad 2.

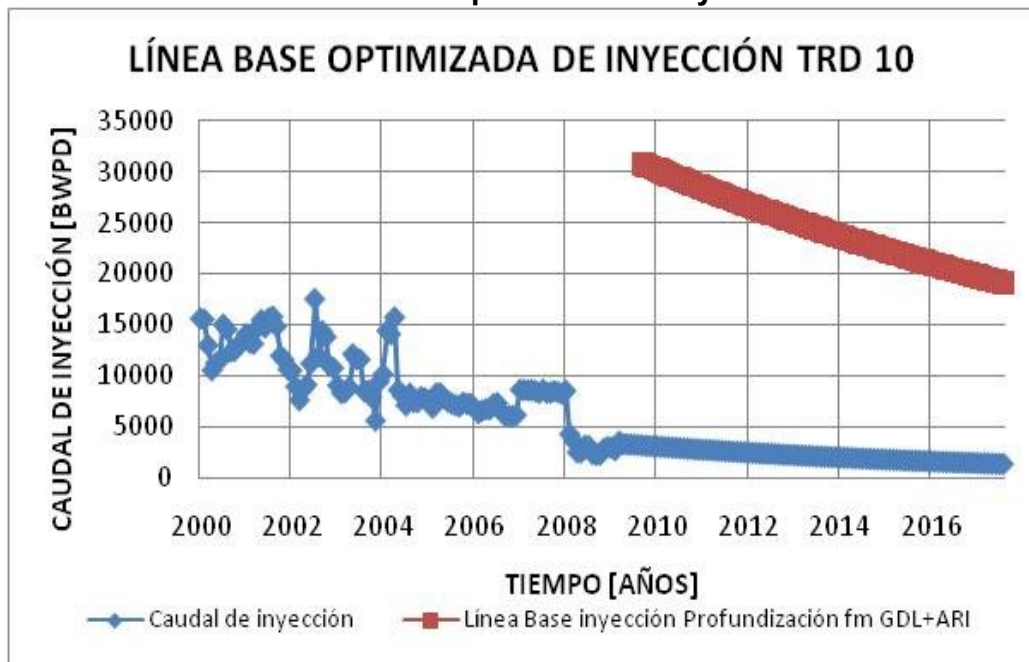
Tabla 47. Caudal de inyección en el pozo Trinidad 2 con cañoneos adicionales en la Formación C1

Tiempo [Años]	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Caudal Inyección [BWP/D]	30250	29710	29179	28658	28147	27644	27151	26666

4.3.2 Profundización del pozo Trinidad 10. Cuando se hace referencia a la alternativa de una profundización, se hace con el fin de poder inyectar agua en las formaciones Guadalupe y Areniscas Inferiores, ya que aun no se ha llegado a su profundidad.

Para el ajuste de este perfil de inyección se toma la misma declinación que se calculó en el pozo Trinidad 1, cuando se inyecta a las formaciones C7, Guadalupe y Areniscas Inferiores es decir 6,5% exp. AE, ya que si se profundiza las condiciones de inyección quedarían similares a las del pozo Trinidad 1, debido a que se están trabajando con las mismas formaciones e inyectando a una presión de 2200 psi como se puede observar en la Gráfica 20. Teniendo en cuenta el incremental de caudal de inyección de agua que se obtuvo en Prosper, ver (...Capitulo 3...) en profundización del pozo Trinidad 10 a una presión de 2200 Psi, se tiene:

Gráfica 20. Línea base optimizada de inyección TRD 10



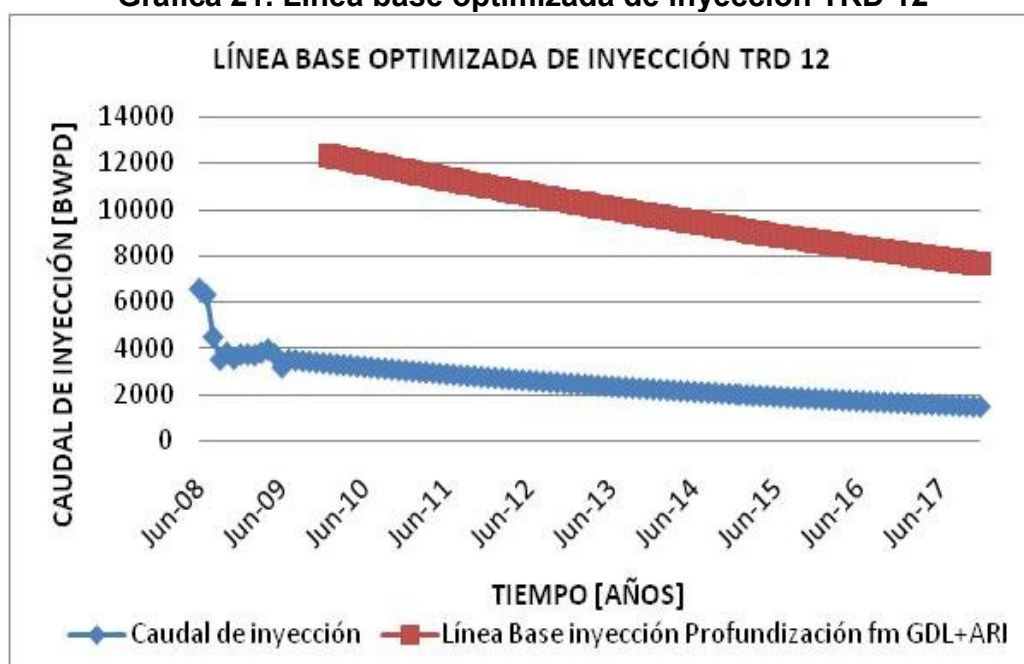
En la Tabla 48 se puede observar el caudal de inyección que se tendrá a partir del año 2010 si se realiza la profundización del Pozo Trinidad 10, para inyectar en la Formación Guadalupe y Areniscas Inferiores.

Tabla 48. Caudal de inyección en el pozo Trinidad 10 con profundización

Tiempo [Años]	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Caudal Inyección [BWPD]	29967	28218	26570	25019	23559	22183	20888	19669

4.3.3 Profundización del pozo Trinidad 12. En la Gráfica 21 se muestra la tendencia que tendría el pozo Trinidad 12, si se profundiza para poder inyectar en Guadalupe y en Areniscas Inferiores.

Gráfica 21. Línea base optimizada de inyección TRD 12



Para este ajuste se trabajó con la misma declinación del pozo Trinidad 1 de 6.5% exp. AE y a una presión de inyección de 2200 psi. Teniendo en cuenta el incremental de barriles de inyección de agua que obtuvimos en Prosper, ver (...Capítulo 3...) para la profundización del pozo Trinidad 12, a una presión de 2200 y con la declinación que tenemos, obtuvimos la Tabla 49:

Tabla 49. Caudal de inyección en el pozo Trinidad 12 con profundización

Tiempo [Años]	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Caudal Inyección [BWPD]	11967	11269	10611	9991	9408	8342	8859	7855

En la Tabla 49 se puede observar el caudal de inyección que se tendrá a partir del año 2010 si se realiza la profundización del Pozo Trinidad 12, para inyectar en la Formación Guadalupe y Areniscas Inferiores

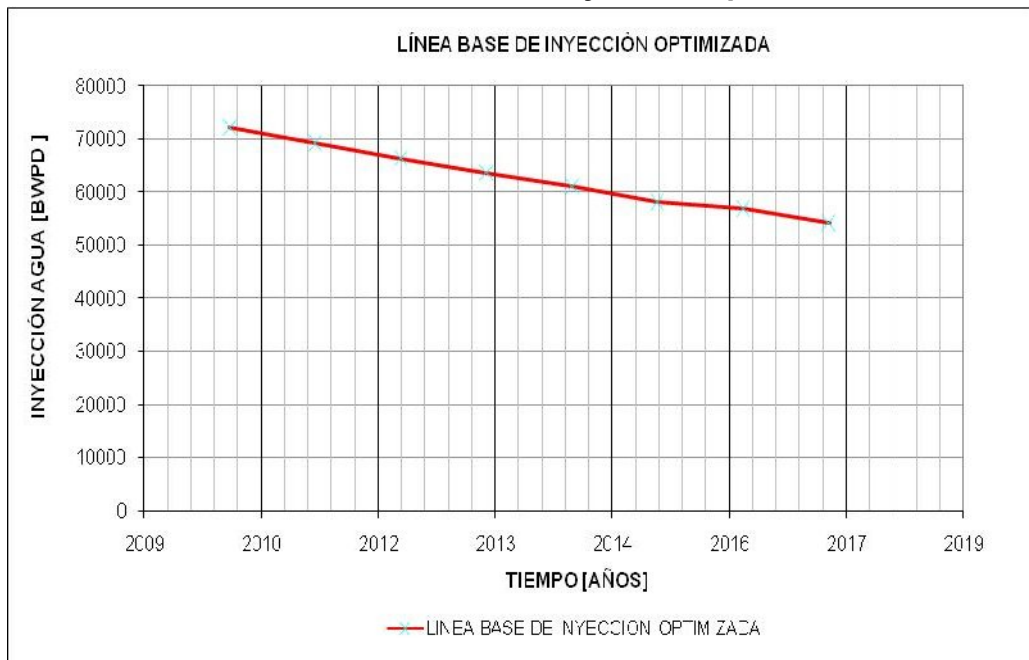
Sumando los caudales de inyección optimizados de los 3 pozos por cada año, se obtiene la línea base de inyección optimizada como se muestra en la Tabla 50.

Tabla 50. Línea de inyección optimizada

Pozo	Inyección de agua [BWPD]							
	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
TRD 2	30250	29710	29179	28658	28147	27644	27151	26666
TRD 10	29967	28218	26570	25019	23559	22183	20888	19669
TRD 12	11967	11269	10611	9991	9408	8342	8859	7855
Total	72184	69196	66360	63669	61114	58169	56898	54190

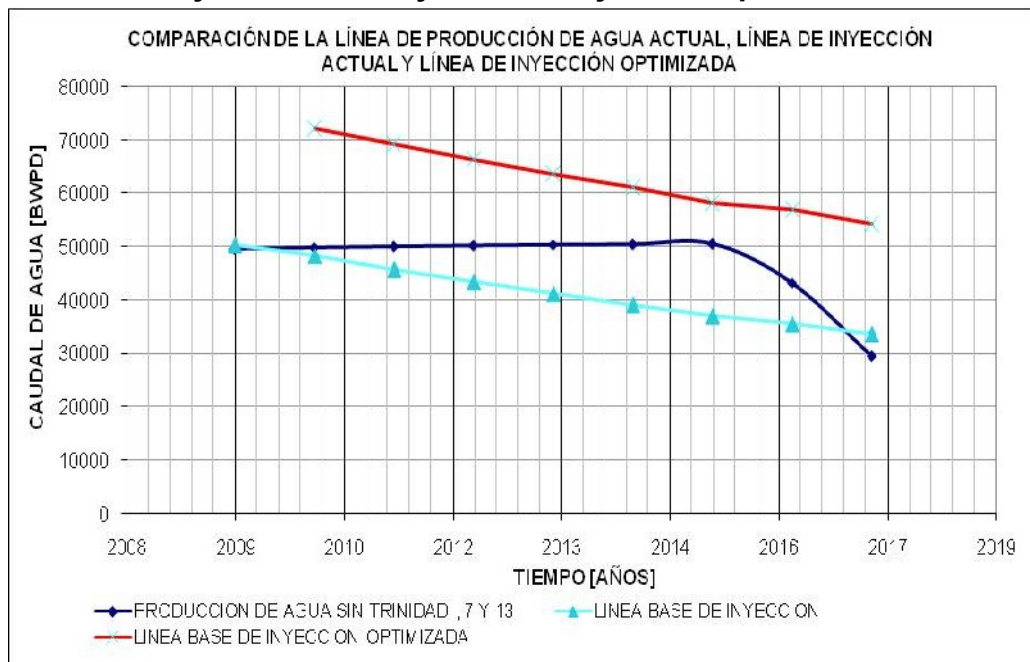
En la Gráfica 22 se observa la tendencia que tendría el caudal de inyección de agua residual en el Campo Trinidad si se realizaran los trabajos de optimización.

Gráfica 22. Línea base de inyección optimizada



Si se realiza la comparación de la línea base de inyección actual y con la línea base de producción de agua actual se obtiene la Gráfica 23:

Gráfica 23 Comparación de la línea de producción de agua actual, línea de inyección actual y línea de inyección optimizada



En la Gráfica 23 se puede observar que si se realizan los trabajos mencionados anteriormente podremos manejar el caudal de agua de producción hasta el 2014 e incluso hasta más años.

En la Tabla 51 se puede observar el incremental o la ganancia de inyección de agua residual que se tendrá en el Campo Trinidad si realizáramos los trabajos de optimización mencionados en este Capítulo.

Tabla 51. Incrementales de inyección de agua

Años	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Línea Base de Inyección Total [BWPD]	50316	48276	45766	43419	41225	39172	37064	35634	33761
Incremental de Inyección [BWPD]	0	23908	23430	22941	22444	21942	21105	21264	20429
Línea Base de Inyección Optimizada Total [BWPD]	50316	72184	69196	66360	63669	61114	58169	56898	54190

4.4 PRONOSTICO DE PRODUCCIÓN CON REACONDICIONAMIENTO DE POZOS DEL CAMPO TRINIDAD

La empresa Perenco Colombia Limited tiene como opción realizar algunos trabajos de reacondicionamiento en pozos productores para aumentar la producción de aceite e incrementar la rentabilidad del Campo Trinidad. Para poder realizar estos trabajos de acondicionamiento se debe tener en cuenta si puede manejar el incremento del caudal de agua por medio de la inyección.

Para poder manejar el agua adicional que se tendrá como resultado de los trabajos de reacondicionamiento, se debe:

- Mantener cerrados los pozos Trinidad 7 y Trinidad 13, ya que las reservas remanentes son mínimas comparadas con los reacondicionamientos de pozos productivos de TRD6 y TRD 11.
- Se debe cerrar el pozo Trinidad 14 a partir del año 2014, ya que la tasa de aceite no será lo bastante alta para justificar el manejo de su alta agua de producción.
- Solo se le realizarán reacondicionamientos a dos pozos del Campo, Trinidad 11 y Trinidad 6.

Lo anterior se puede visualizar en la Tabla 52.

Tabla 52. Pronostico de producción con reacondicionamiento de pozos del Campo Trinidad

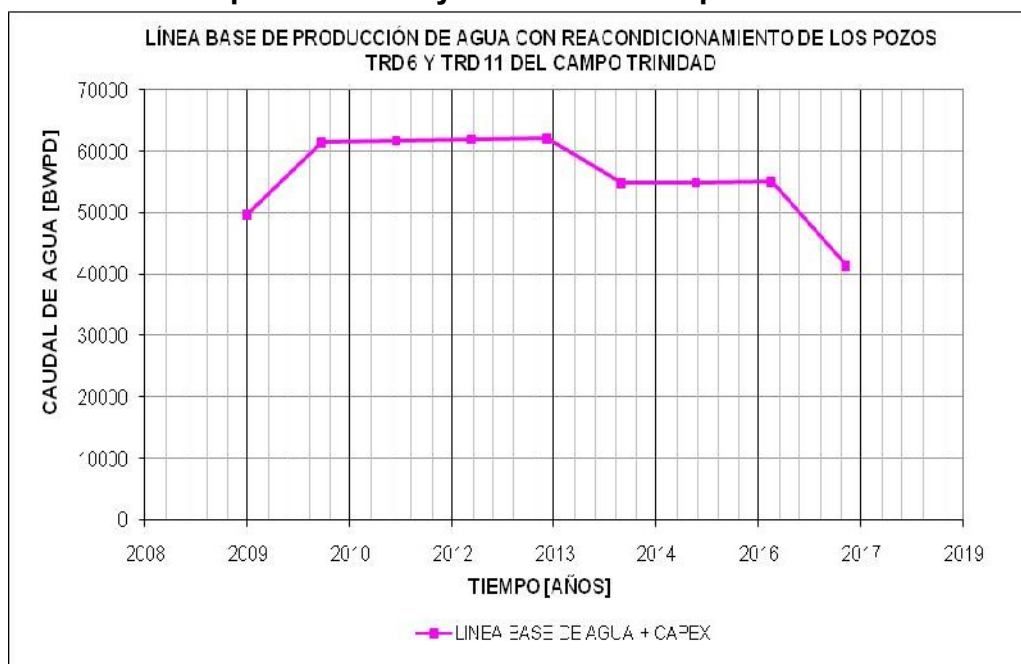
Pozo	Producción Total [BFPD]	Pronostico Producción de Agua [BWPD] y de Aceite [BOPD]								
		2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
TRD 4	2570	136	108	87	69	55	44	36	28	23
		2434	2462	2483	2501	2515	2526	2534	2542	2547
TRD 5	2690	104	83	66	53	42	34	27	18	0
		2586	2607	2624	2637	2648	2656	2663	2672	0
TRD 6	3450	78	72	67	62	58	54	50	46	43
		3372	3378	3383	3388	3392	3396	3400	3404	3407
TRD 7	2976	0	0	0	0	0	0	0	0	0
		0	0	0	0	0	0	0	0	0
TRD 8	11050	369	252	172	117	79	54	37	25	0
		10681	10798	10878	10933	10971	10996	11013	11025	0
TRD 9	9180	142	136	113	94	78	65	54	44	37
		9038	9044	9067	9086	9102	9115	9126	9136	9143
TRD 11	3530	118	110	102	95	89	82	77	71	66
		3412	3420	3428	3435	3441	3448	3453	3459	3464

Tabla 52. (Continuación)

Pozo	Producción Total [BFPD]	Pronostico Producción de Agua [BWPD] y de Aceite [BOPD]								
		2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
TRD 13	5500	0	0	0	0	0	0	0	0	0
		0	0	0	0	0	0	0	0	0
TRD 14	7450	96	76	59	46	36	28	19	0	0
		7354	7374	7391	7404	7414	7422	7431	0	0
TRD 15	11150	370	320	278	242	210	183	159	139	121
		10780	10830	10872	10908	10940	10967	10991	11011	11029
Reacondicionamiento de Pozos										
TRD 11	8450	0	175	148	124	103	85	70	57	46
		0	8275	8302	8326	8347	8365	8380	8393	8404
TRD 6	3400	0	122	103	87	73	61	50	41	33
		0	3278	3297	3313	3327	3339	3350	3359	3367
Total línea Base Aceite	71420	1412	1454	1195	989	824	662	559	471	369
Total Línea Base Agua		49658	61466	61725	61931	62096	54808	54911	54999	41361

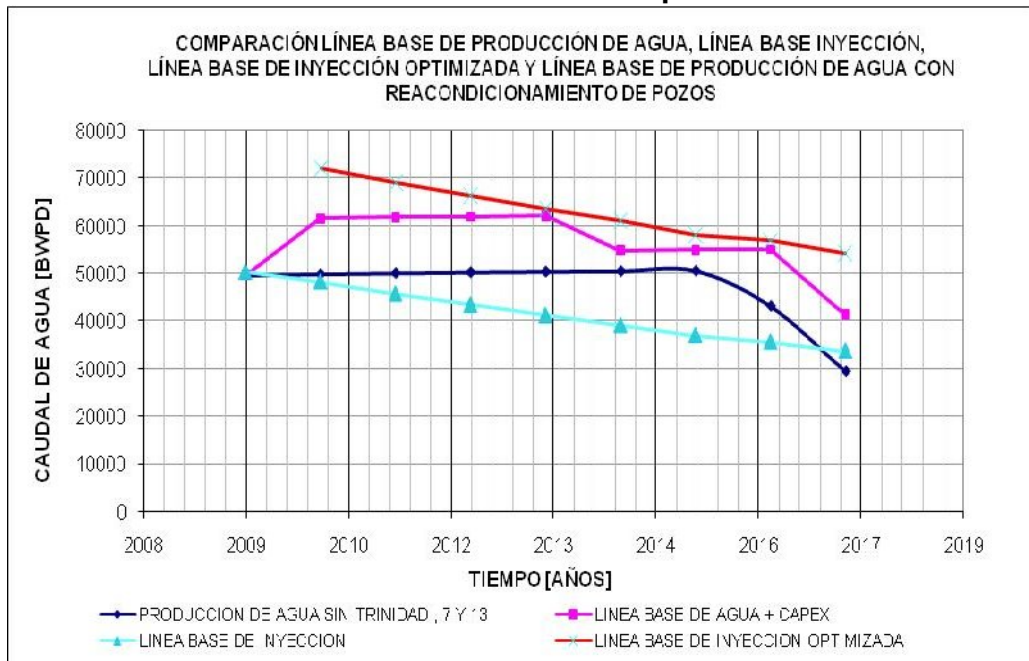
En la Gráfica 24 se puede observar la tendencia que tendría la producción de agua del Campo Trinidad si se realizaran trabajos de reacondicionamiento en los pozos Trinidad 6 y Trinidad 11.

Gráfica 24. Línea base de producción de agua con reacondicionamiento de los pozos TRD 6 y TRD 11 del Campo Trinidad



Observando la Gráfica 25, se puede concluir que con las alternativas de optimización para aumentar la inyección de agua que se plantearon en este capítulo, se puede manejar la producción de agua total del Campo Trinidad, incluyendo los dos trabajos de reacondicionamiento.

Gráfica 25. Comparación de las líneas bases de producción de agua, con inyección actual, con inyección optimizada y con producción de agua con reacondicionamiento de pozos



4.5 PRONOSTICO DE PRODUCCIÓN DE ACEITE LIMITADO A LÍNEA BASE DE INYECCIÓN

Si no se realizarán trabajos para la optimización de la inyección de agua residual del Campo Trinidad, la producción del campo se vería limitada por la línea base de inyección, lo que implicaría ajustar dicha producción hasta un nivel en el cual la línea base de inyección tenga la suficiente capacidad para manejar dicha agua. Partiendo de lo anterior se obtiene el siguiente pronóstico del Campo Trinidad limitado a la línea base de inyección de agua residual, ver Tabla 53.

Tabla 53. Pronostico de producción limitado a la línea base de inyección

Pozo	Producción Total [BFPD]	Pronostico Producción de Agua [BWPD] y de Aceite [BOPD]									
		2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	
TRD 4	2570	136	108	87	69	55	22	36	28	23	
		2434	2462	2483	2501	2515	1249	2534	2542	2547	
TRD 5	2690	104	83	66	53	0	0	0	0	0	
		2586	2607	2624	2637	0	0	0	0	0	
TRD 6	3450	78	72	67	62	58	54	50	46	43	
		3372	3378	3383	3388	3392	3396	3400	3404	3407	
TRD 7	2976	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
		0	0	0	0	0	0	0	0	0	
TRD 8	11050	369	252	172	117	79	54	25	0	0	
		10681	10798	10878	10933	10971	10996	7559	0	0	
TRD 9	9180	142	136	113	94	78	65	54	44	37	
		9038	9044	9067	9086	9102	9115	9126	9136	9143	
TRD 11	3530	118	110	102	95	89	82	77	71	66	
		3412	3420	3428	3435	3441	3448	3453	3459	3464	
TRD 13	5500	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
		0	0	0	0	0	0	0	0	0	
TRD 14	7450	96	59	24	0	0	0	0	0	0	
		7354	5738	3030	0	0	0	0	0	0	
TRD 15	11150	370	320	278	242	210	183	159	139	121	
		10780	10830	10872	10908	10940	10967	10991	11011	11029	
Total línea Base Aceite	59546	1412	1140	909	732	569	460	400	329	290	
Total Línea Base Agua		49658	48277	45765	42888	40361	39171	37064	29551	29590	

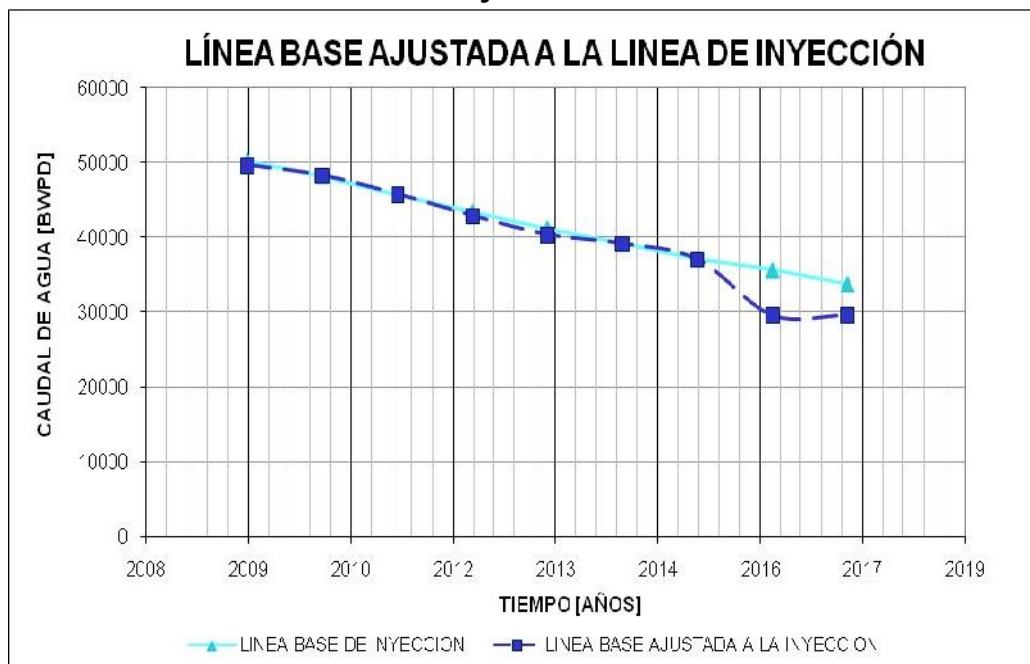
Para el ajuste del pronóstico de producción ajustado a línea de inyección de agua residual se realizó las siguientes acciones:

- Se disminuyó el caudal de producción tanto de agua como de aceite del pozo Trinidad 14 en el año 2010 y 2011, debido que de los pozos de producción es el que cuenta con las reservas más bajas.
- Se cierra el pozo Trinidad 14 desde el año 2012.
- Se cierra el pozo Trinidad 5 desde el año 2013.
- Se disminuye el caudal de producción tanto de agua como de aceite del pozo Trinidad 4 en el año 2014.
- Se disminuye el caudal de producción tanto de agua como de aceite del pozo Trinidad 8 en el año 2015.

- Se cierra el pozo Trinidad 8 a partir del 2016.
- Los pozos Trinidad 7 y 13 se mantienen cerrados.

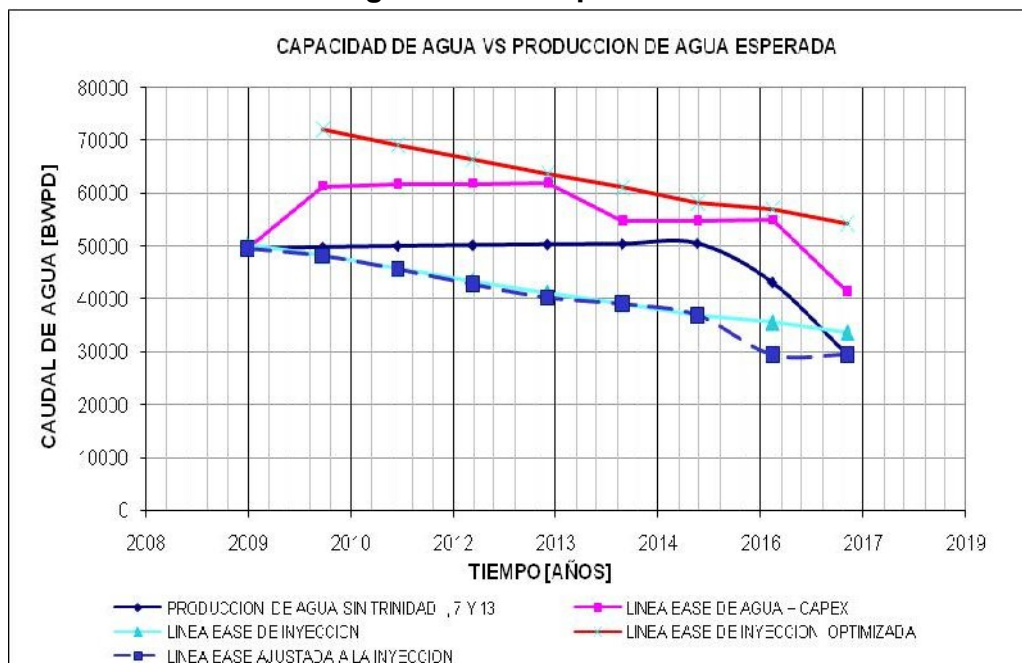
En la Gráfica 26 se puede observar la producción de agua que se tendrá si la ajustáramos a la línea base de inyección de agua residual.

Gráfica 26. Líneas base de producción de agua ajustada a la línea de inyección



En la Gráfica 27 se puede observar todas las tendencias que se pueden generar en la inyección de agua residual y en la producción de agua en el Campo Trinidad.

Gráfica 27. Evaluación del pronóstico de fluidos de producción e inyección de agua en el Campo Trinidad



4.6 DESCRIPCIÓN DE LA PRODUCCIÓN DE ACEITE ASOCIADA A LA CAPACIDAD DE INYECCIÓN DEL CAMPO TRINIDAD

En el capítulo 4 se han mencionado tres pronósticos de producción que se dividen de la siguiente manera:

- Pronostico limitado a la línea base de inyección.
- Pronostico actual.
- Pronostico con reacondicionamiento de pozos.

Cada pronóstico mencionado anteriormente, representa cierta cantidad de barriles de aceite que produce y producirá el Campo Trinidad, de esta manera esta producción se puede establecer de la Tabla 54 y además se puede observar:

- La producción de aceite limitada a la línea de inyección del Campo Trinidad, la cual hace referencia a la producción de aceite que se tendrá si no se realizara

ningún trabajo de optimización para aumentar la inyección de agua residual, es decir que la producción del campo se viera limitada a línea base de inyección, lo que implicaría el cierre de varios pozos y la disminución de caudal de aceite.

- La producción actual del Campo Trinidad, la cual hace referencia a la cantidad de barriles de aceite que actualmente el campo esta generando y generara en los próximos años.
- La producción de aceite con reacondicionamiento de pozos en el Campo Trinidad, la cual hace referencia a los barriles de aceite diarios que se tendrán si se realizan los trabajos de reacondicionamiento en los Pozos Trinidad 6 y 11.

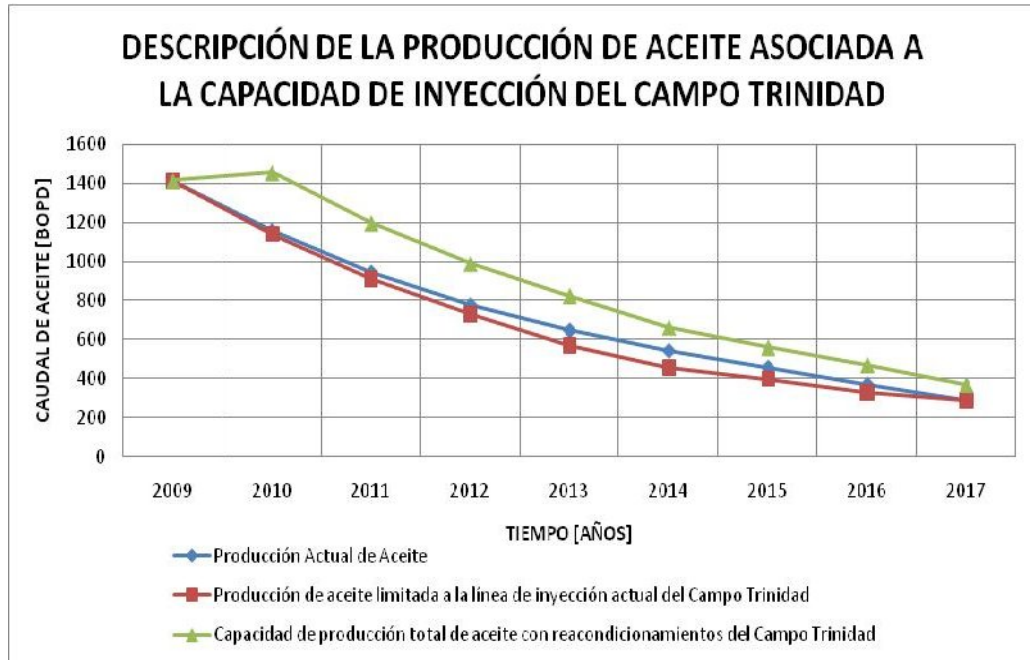
Para el cálculo de la ganancia que se obtiene de caudales de aceite se parte de la diferencia entre la producción de aceite que se obtiene con el reacondicionamiento de pozos y la producción de aceite que se tendría si se limitara sobre la línea base inyección de agua.

Tabla 54. Descripción de la producción de aceite asociada a la capacidad de inyección del Campo Trinidad

Años	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Producción de aceite limitada a la línea de inyección actual del Campo Trinidad [BOPD]	1412	1140	909	732	569	460	400	329	290
Producción Actual de Aceite [BOPD]	1412	1157	944	778	648	544	457	372	290
Capacidad de producción total de aceite con reacondicionamientos del Campo Trinidad [BOPD]	1412	1454	1195	989	824	662	559	471	369
Incremental de Aceite [BOPD]	0	314	286	257	255	202	159	142	79

En la Gráfica 28 se puede observar las diferentes tendencias de la producción de aceite que se pueden generar en el Campo Trinidad mencionadas anteriormente.

Gráfica 28. Descripción de la producción de aceite asociada a la capacidad de inyección del Campo Trinidad



5. ANALISIS FINANCIERO

En este Capítulo se realizó la evaluación financiera del proyecto realizando los trabajos de optimización mencionados en el Capítulo 4 para el aumento de la línea de inyección de agua residual y los trabajos de reacondicionamiento de los pozos.

En la Tabla 55 se mostrarán los costos que se generan al realizar los trabajos de optimización (Cañoneo formación C1 en Trinidad 2 y profundización formación GDL+ARI en Trinidad 10 y Trinidad 12) y reacondicionamiento (Trinidad 11 y Trinidad 6).

Tabla 55. Costos trabajo de optimización

Pozo	Tipo de Costo	Costo [KUSD]
TRD 2	Costo de Movilización Unidad WL	10
	Costo del cañoneo	70
	Costos de WL Operando	50
	Costos Fijos	20
	Costos WO	150
	Costos Superficie	150
	Costos Totales TRD 2	300
TRD 10	Costo de Movilización	123
	Equipo operando	214
	Registros y Servicios de WO	54
	Materiales	149
	Transporte	22
	Personal	39
	Costos WO	600
	Costos Superficie	150
Costos Totales TRD 10	750	
TRD 12	Costo de Movilización	73
	Equipo operando	319
	Registros y Servicios de WO	84
	Materiales	157
	Transporte	29
	Personal	53
	Costos WO	715
	Costos Superficie	150
Costos Totales TRD 12	815	
TRD 6	Costos WO	699
	Costos Superficie	150
	Costos Totales TRD 6	849
TRD 11	Costos WO	503
	Costos Superficie	715
	Costos Totales TRD 11	1218
Costos Totales de Optimización y Reacondicionamiento		3982

La evaluación económica del proyecto tiene en cuenta las siguientes consideraciones, se observan ademan en la tabla 56:

- Se parte del incremental entre la producción de aceite que se obtiene con el reacondicionamiento de pozos y la producción de aceite que se tendría si se limitara sobre la línea base inyección de agua de esta forma determinar la ganancia neta del proyecto.
- El precio del Barril de petróleo está en la actualidad con un margen de 60 USD/STB con referencia al WTI Perenco Colombia Limited es una empresa conservadora por lo que para el análisis se emplea el 75% de este valor (45 USD/STB).
- El cálculo de los gastos de operación es de 05 USD/STB (Gastos variables) y de gasto fijo de mantenimiento del pozo en 200.000 USD/ Anuales (Gastos fijos).
- El cálculo de transporte es cero debido a que el crudo se vende en cabeza de pozo.
- Las regalías son del 115 % de la producción bruta.
- Las inversiones de superficie se deprecian al 53.3% a 5 años. Los trabajos de reacondicionamiento van directamente al gasto del primer año.
- Los impuestos se calculan al 33% de los ingresos menos los gastos de operación.

Tabla 56. Consideraciones para costos trabajo de optimización

Regalías [%]	11.5
WTI [USD]	45
Descuento [USD]*	16.2
Precio de Venta [USD]**	28.8
Gastos de Operación Variable [USD/STB]	0.5
Gastos de Operación Fijo [KUSD/Anuales]	200
Gastos de Impuestos [%]	33
Interés de oportunidad Perenco [%]	12

* Este descuento se debe que Perenco Colombia Limited vende el petróleo en cabeza de pozo a Ecopetrol.

** Es el precio por el cual Perenco Colombia Limited vende el Petróleo en cabeza de pozo.

La Tabla 57 muestra el flujo de caja del proyecto si se realizan los trabajos de optimización de la inyección agua.

Tabla 57. Flujo de caja del proyecto Campo Trinidad

	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Producción Incremental [BOPD]	314	286	257	255	202	159	142	79
Producción Incremental [KBOPA]	115	104	94	93	74	58	52	29
Regalías [KBOPA]	13	12	11	11	8	7	6	3
Producción Neta [KBOPA]	102	92	83	82	65	51	46	26
Inversiones								
Pozos [KUSD]	0	0	0	0	0	0	0	0
Superficie [KUSD]	1315	0	0	0	0	0	0	0
Trabajos de reacondicionamiento [KUSD]	2667	0	0	0	0	0	0	0
Sísmica [KUSD]	0	0	0	0	0	0	0	0
Total Inversión	3982	0	0	0	0	0	0	0
WTI [USD]	45	45	45	45	45	45	45	45
Descuento [USD]	16.2	16.2	16.2	16.2	16.2	16.2	16.2	16.2
Precio de Venta [USD]	28.8	28.8	28.8	28.8	28.8	28.8	28.8	28.8
Ingreso de Ventas [KBOPA/USD]	2923	2662	2391	2369	1884	1481	1317	736
Gastos de operación variables [KUSD]	-57	-52	-47	-46	-37	-29	-26	-14
Gastos de operación fijos [KUSD]	-200	-200	-200	-200	-200	-200	-200	-200
Total Gastos De Operación [KUSD]	-257	-252	-247	-246	-237	-229	-226	-214
Ingreso antes de impuesto [KUSD]	-1316	2410	2144	2122	1647	1252	1091	521
Gastos de Impuestos [KUSD]	239	-688	-659	-679	-534	-409	-358	-170
Ingresos Después de Impuestos [KUSD]	-1077	1722	1485	1444	1113	843	733	351
Valor Presente Neto Anual	-1018	1453	1119	971	668	452	351	150
Total Flujo de Caja Acumulado	-1018	435	1554	2525	3193	3646	3996	4147

El valor presente neto calculado para PERENCO COLOMBIA LIMITED en este proyecto se estima en 4147 KUSD que involucran los costos reales de las optimizaciones reacondicionamientos de pozos y puesta en producción del pozo.

En la Gráfica 29 y Tabla 58 se observa el flujo de caja del proyecto en el cual se puede observar que la inversión se paga en el año 2011 para ser más preciso en el mes 20. La relación costo beneficio del proyecto es del 105% hasta el año 2017.

Gráfica 29. Flujo de caja del proyecto Campo Trinidad

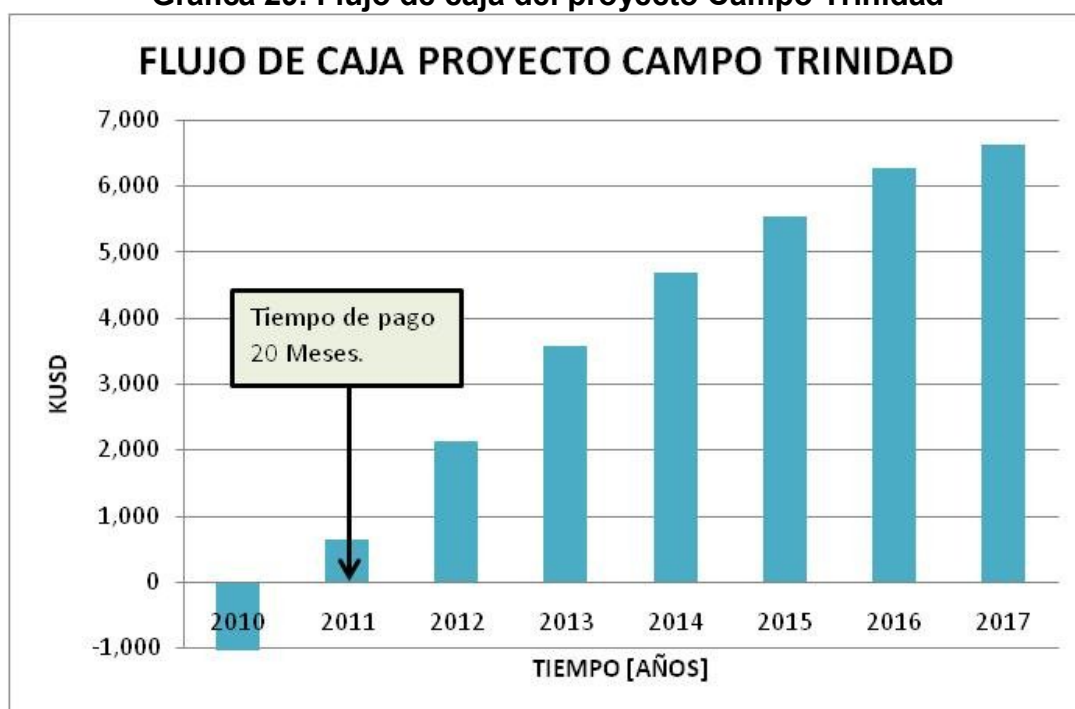


Tabla 58. Flujo neto de caja del proyecto Campo Trinidad

TIEMPO [Años]	Pago [KUSD]	Inversión [KUSD]	Saldo [KUSD]
2010	2905	3982	-1077
2011	1722	1077	645
2012	1485	-645	2130
2013	1444	-2130	3574
2014	1113	-3574	4687
2015	843	-4687	5530
2016	733	-5530	6263
2017	351	-6263	6614

CONCLUSIONES

- Si se mantiene la misma tendencia de inyección de agua residual que se está manejando actualmente en el Campo Trinidad no se podrá manejar la producción de agua actual a partir del año 2010, lo que limitaría la producción de aceite a la línea base inyección, que equivalen a una disminución de 0,48 MMSTB de reservas a producir.
- De las alternativas de optimización para aumentar el caudal de inyección de agua residual en el Campo Trinidad, la mejor opción es la profundización de TRD - 10 y TRD - 12, ya que por medio de estas se puede inyectar en la formaciones Guadalupe y Areniscas Inferiores lo que aumentaría considerablemente el caudal de inyección de agua residual aproximadamente en 39000 BWPD.
- Si se realizarán los trabajos de optimización de cañoneos adicionales en la Formación C1 y profundización de Trinidad 10 y 12, se podrá manejar el agua de producción actual e incluso el agua residual que se generaría si se llegaran a realizar trabajos de reacondicionamiento en pozos del Campo Trinidad (Trinidad 11 y Trinidad 6) hasta el 2014, lo que implicaría más barriles aceite diarios.
- Si se quiere realizar reacondicionamiento de pozos en el Campo Trinidad para aumentar la producción diaria de aceite, solo se pueden abrir dos pozos que son TRD – 11 y TRD – 6, ya que si se realizaran más proyectos ni siquiera con el incremental que se obtendría con los trabajos de optimización se podría manejar el agua adicional que estos proyectos generarían.
- La tendencia de producción que se ha pronosticado del Campo Trinidad, es que se generaran incrementos en los caudales de agua en los próximos años, sin embargo a partir del 2016 habrán declinaciones de producción en varios pozos del campo inferiores a 20 BOPD, lo que llevaría a cierre de varios de estos pozos, ya que no es rentable mantenerlos abiertos por tan poco caudal de producción. De esta forma a partir del 2016 se tendrán bajos caudales de agua.
- De realizar el cañoneo adicional en el pozo Trinidad 2 formación C1, las profundizaciones en Trinidad 10 y Trinidad 12 en las formaciones Guadalupe y Arenisca Inferior, y los trabajos de reacondicionamiento en Trinidad 6 y Trinidad 11, el proyecto se pagará en 20 meses y se tendrá una ganancia de costo/beneficio de 105%, se deberá invertir 3982KUSD, con un VPN de 4147KUSD.

RECOMENDACIONES

- Realizar las tres alternativas de optimización propuestas tales como cañoneos adicionales en la Formación C1 TRD-2 y profundización TRD – 10 y TRD – 12.
- Aumentar la producción de aceite actual del campo manteniendo cerrados los pozos Trinidad 7 y Trinidad 13, cerrando el pozo Trinidad 14 a partir del año 2014 y realizar acondicionamientos a TRD 11 y TRD 6.
- Ajustar el pronóstico de producción a la tendencia actual que tiene la línea de inyección de agua residual disminuyendo el caudal de producción tanto de agua como de aceite de TRD 14 en el 2010, de TRD 4 en el 2014 y de TRD 8 en el 2015, y cerrando TRD 7 Y 13, TRD 14 en el 2012, TRD 5 en el 2013, TRD 8 en el 2016.
- Realizar un reacondicionamiento a pozos que estén cerrados para convertirlos en inyector como TRD 7 Y TRD 13 o a pozos que se cerrarán a partir de los años 2016 por baja producción y de esta forma aumentar el caudal de la línea de inyección de agua residual.
- Realizar un monitoreo anual de la inyección de cada formación para conocer el comportamiento de la misma en el campo.
- Realizar una prueba al pozo Trinidad 1, aumentando la presión en cabeza entre 3000Psi y 3500Psi para determinar si la formación Arenisca Inferior no está recibiendo agua.
- Evitar el uso de liner ranurado en futuros pozos inyectores.

BIBLIOGRAFIA

- BACA URBINA. Gabriel. Evaluación de Proyectos. Colombia: Tercera edición McGraw-Hill, 1998.
- Cementación
<http://industria-petrolera.blogspot.com/2009/01/cementacion-de-revestidores.html>
- Coiles tubing.
<http://www.oilproduction.net/files/coiledtubing-sanantonio.pdf>
- ESCOBAR MACUALO. Freddy Humberto. Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos. Colombia: Guadalupe Ltda, 2002.
- Declinación
<http://yacimientos-de-petroleo.blogspot.com/2009/01/curvas-de-declinacin-de-produccion.html>
- GARCES. Jairo. Halliburton Latinamerica S.A. Informe: Trinidad-1, Tratamiento Químico de Limpieza dirigido al Ing. Jorge Ramírez. Bogotá. Mayo 16 de 2004.
- INFANTE VILLARREAL. Arturo. Evaluación Financiera de Proyectos de Inversión. Colombia: Norma, 1996.
- Jetblaster.
<http://www.slb.com/content/services/stimulation/sandstone/jetblaster.asp>
- Liner Ranurado
<http://www.monografias.com/trabajos17/completacion-pozos/completacion-pozos2.shtml>
- LOG INTERPRETATION PRICIPLES/APPLICATIONS. Sugar Land, Texas, Schlumberger Wireline & Test, 1989. 5_1 – 5_27 p.
- Martínez. Jina. Perenco Colombia Limited. Memorando: Pozo Trinidad – 1. Resultados de trabajo de reacondicionamiento, dirigido al Ing. William Bernal. Bogotá. Abril 21 de 2003.
- Pronósticos
<http://www.monografias.com/trabajos13/placo/placo.shtml>

- Pruebas Fall Off.
<http://industria-petrolera.blogspot.com/2009/01/anlisis-de-pruebas-de-presin-parte-ii.html>
- Registros de inyección.
http://sisbib.unmsm.edu.pe/bibvirtualdata/Tesis/Basic/falla_ve/cap3.pdf
- Relación Beneficio / Costo
<http://www.pymesfuturo.com/costobeneficio.html>
- Tie Back.
<http://www.ipen.br/arcas/arquivos/131.doc>
- Trazador Radiactivo.
<http://www.ipen.br/arcas/arquivos/131.doc>
- Under reamer
<http://www.halliburton.com/ps/default.aspx?pageid=633&navid=20&prodid=MSM::1063117993403905>
- Unidad de wireline
<http://www.empresario.com.co/aip/servicios02.html>

ANEXO A
ESTADOS MECÁNICOS DE LOS POZOS INYECTORES DEL CAMPO
TRINIDAD

ESTADO MECÁNICO

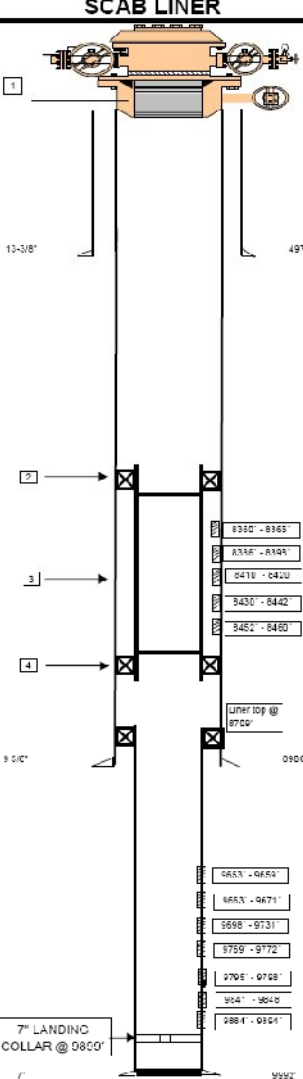
Estado mecánico TRD 1

PERENCO COLOMBIA LTD.		DATE	PREPARED BY	WELL			
COMPLETION REPORT		Dec 11 2003	C.Cherry	TRINIDAD 1 W.O.			
TYPE	EQUIPMENT	DESCRIPTION					
	CASING HEAD	13 5/8" X 3000 psi					
	POUR F STANDARD ADAPTER	13 5/8"-3000 psi x 13 5/8"- 5000 psi					
	CASING SPOOL (w/ 2 lateral valves)	13 5/8"-5000 psi X 11" - 5000 psi					
	CASING HANGER	11" X 5 1/2" - 5000 psi					
	TUBING SPOOL	11"- 5000 psi X 7 1/16" - 5000 psi					
	DOUBLE STUDDED ADAPTER	7 1/16" - 5000 psi X 11" - 5000 psi					
	TUBING SPOOL	11" - 5000 psi X 7 1/16" - 5000 psi					
	TUBING HANGER	7 1/16" X 2 7/8"					
	DOUBLE STUDDED ADAPTER SEAL	7 1/16" - 5000 psi X 3 1/8" - 5000 psi					
	MASTER VALVE	3 1/8" - 5000 psi					
	CROSS- T	3 1/8" X 3 1/8" X 3 1/8" - 5000 psi					
	WING VALVE -1 (WITH ADAPTER)	2 9/16" - 5000 psi					
	WING VALVE -2 (WITH ADAPTER)	2 9/16" - 5000 psi					
	SWAB VALVE	3 1/8" - 5000 psi					
	TREE CAP	3 1/8" X 3 1/2" EUE -5000 psi					
ITEM	QTY	EQUIPMENT DESCRIPTION	LENGTH	DEPTH	I.D.	O.D.	
		Rotary Table Elevation	22.00	0.00			
1	1	CASING HANGER	1.00	22.00	4.778	11.000	
2	1	5-1/2" 20# N-80 CSG JOINT BTC	42.00	23.00	4.778	6.050	
3	1	X/O 5-1/2" BIC BOX X 5" HYD IS PIN	1.00	65.00	4.276	6.050	
4	207	5" 18# N 80 CASING HYDRILL TS	8,229.00	66.00	4.276	5.563	
5	1	X/O 5" HYD TS BOX x 7" NV(w/ box	1.00	8,295.00	4.276	5.563	
6	1	7" TIE BACK ASSY (ZXP packer)	10.00	8,296.00			
7	1	BAKER SCAB LINER (upper pkr)	200.00	8,306.00			
8	1	7" SCAB LINER (upper pkr)	130.00	9,535.00			
9	1	9 5/8" X 7" SN-AT PACKER	10.00	10,371.00	6.104		
10	1	9 5/8" X 7" LINER HANGER		10,381.00	6.184		
11	30	7" Casing, 29 PPF, N-80	1,314.00	10,381.00	6.184		
				11,695.00			
COMPLETION FLUID :			DENSITY (PPG) :				
FORMATION	INTERVALS	THICK	SPF	GUN TYPE			
C-1	0110-0110 / 0120-0140	0/20	5	TCP41/251JHMX			
C-1	8158-8178 / 8198-8208	20/10	5	TCP41/251JHMX			
C-7	9550-9568	18	5	TCP41/251JHMX			
C-7	9748-9760 / 9773-9794	12/21	6	CSG GUN 3 3/8"			
GUADALUPE	9920-9940/9970-10010	20/40	5	ICP41/251JHMX / PJ3406 /			
	10034 10079/10080 10120	45/40	6/5	TCP41/251JHMX			
	10133-10152/10156-10160	19/24	6	TCP41/251JHMX			
	10180-10220/10220-10280	40/60	5/6	TCP41/251JHMX / PJ3406			
	10280-10320/10332-10370	40/38	5/6	TCP41/251JHMX / PJ3406			
LOWER S.S.	11130-38/11144-64/11170-11238	8/20/68	5	ICP41/251JHMX			
LOWER S.S.	11242-11390	146	5	TCP41/251JHMX			
CSG SIZE	DESCRIPTION	SHOE	COLLAR	TOC			
13 3/8"	60 ppf - N 80 - DTC	0252	-	Surface			
9 5/8"	47 ppf - N 80 - BTC	10535	-	?			
7"	29 ppf - N 80 - BTC	11695	11685	TOP OF LINER			
5"	18 ppf-N-80-CSH						
REMARKS : Perforated 186' of new intervals in Guadalupe formation and performed acid stimulation to the same intervals.						TORQUE :	lbs-ft

STRING DATA			
WEIGHT UP:			
WEIGHT DOWN:			

Fuente Perenco Colombia Limited

Estado mecánico TRD 10

PERENCO COLOMBIA S.A. FINAL COMPLETION		STARTED	FINISHED	REVISED BY:	RUN BY:	WELL TRINIDAD 10- INJECTOR SCAB LINER 
		17-Oct-00 18:00	23-Oct-00 24:00	J RAMOS	K ESTUPIÑAN	
TYPE	EQUIPMENT	DESCRIPTION				
C IW	TUBING SPOOL	N" - 11" x 7 1/16" x 5000 psi WP				
C IW	TUBING HANGER	NFEB - 7 1/16" X 3 1/2-1/2" NPT C.L.				
C IW	SCAL ADAPTER	Single studded 7 1/16" x 3 1/8" x 5000				
WKM	MASTER VALVE 1, Model M	3 1/8" x 3 1/8" x 5000 psi WP				
WKM	MASTER VALVE 2, Model M	3 1/8" x 3 1/8" x 5000 psi WP				
WKM	SWAB VALVE, Model M	3 1/8" x 3 1/8" x 5000 psi WP				
WKM	WING VALVE 1, Model M	3 1/8" x 5000 psi WP				
WKM	WING VALVE 2, Model M	3 1/8" x 5000 psi WP				
ITEM	QTY	EQUIPMENT DESCRIPTION	LENGTH	DEPTH	I.D.	C.D.
Rotary Table Elevation			25.55			
1	1	Tubing hanger	0.75	25.55	4.000	7.061
2	1	1 W type I H Liner Hanger Parker W/Kmg Ratche & Cold Seal Packoff (150 F) 7" 26-29# L-80 BUTT Box X 9-5/8" 43 5-53 #W/LaH Hand Lay Ball Bottom & 6.151" DiaH	9.00	3755.00	6.776	9.675
3	3	7" 26# N-80 BTC CASING	335.00	3244.00	6.276	7.656
4	1	1 W type I Liner Parker W/HDS 7" 26-29# L-80 BUTT Box X 9-5/8" W/ Cold Seal Packoff & 6.151" DiaH	6.00	3279.00	6.776	9.675
STRING END				3585.00		
COMPLETION FLUID : Filtered formation water			DENSITY (PPG) :			6.340
FORMATION	INTERVALS	THICK	SPP	GUN TYPE		
C-1	8360'-8365'; 8386'-8398'	5'12"	8	4 1/2" Csg gun		
C-1	8410'720'; 8430'742'; 8452'760'	10"12'8"	8	4 1/2" Csg gun		
UPPER C-7	9653'759'; 9653'771'	5'-6"	6	4 1/2" Csg gun		
MIDDLE C-7	9708'-9731'; 9760'772'-9795'708'	33'3'3"	6	4 1/2" Csg gun		
LOWER C-7	9841'746'; 9884'794'	7'10"	6	4 1/2" Csg gun		
LOG SIZE	DESCRIPTION	SHOP	COLLAR	LOC.		
8 3/8"	01 ipf - N 80 - BTC	497	-	Surface		
7 5/8"	43.5 - N 80 / F 110 - BTC	8806	-	N/A		
7"	75 ipf - N 80 - BTC	9692	9899	Top of liner		
REMARKS :						STRING DATA WEIGHT UP: lbs WEIGHT DOWN: lbs TORQUE: lbs-ft

Fuente Perenco Colombia Limited

Estado mecánico TRD 10 de profundizaciones fm GDL y ARI

PERENCO COLOMBIA S.A. FINAL COMPLETION		STARTED	FINISHED	DESIGNED BY D. AGUIRRE	RUN BY	WELL TRINIDAD 10-INJECTOR DEEPENING	
TYPE	EQUIPMENT	DESCRIPTION					
C1W	TUBING SPOOL	N" - 11" x 7 1/8" x 5000 psi WP					
C1W	TUBING HANGER	NFB9 - 7 1/8" x 3 1/2-12" NPT C.L.					
D1W	SEAL ADAPTER	Single slotted 7 1/8" x 3 1/8" x 5000					
WKM	MASTER VALVE 1, Model M	3 1/8" x 3 1/8" x 5000 psi WP					
WKM	MASTER VALVE 2, Model M	3 1/8" x 3 1/8" x 5000 psi WP					
WKM	SWAB VALVE, Model M	3 1/8" x 3 1/8" x 5000 psi WP					
WKM	WING VALVE 1, Model M	3 1/8" x 5000 psi WP					
WKM	WING VALVE 2, Model M	3 1/8" x 5000 psi WP					
ITEM	QTY	EQUIPMENT DESCRIPTION	LENGTH	DEPTH	I.D.	O.D.	
		Rotary Table Elevation	23.35				
1	1	Tubing hanger	0.75	23.35	3.000	7.063	
2	1	ITW type LH Liner Hanger-Packer W/ Ring Kontrol de Gordo Seal Packoff (25000) 7" 26-29# L-80 DUTT Box 31.5x3.8" 43 1/2-53 1/2 W/T 29 Hard Top, Fall Bottom 6x 6 1/2" Drift	9.00	8.235.00	6.276	9.625	
3	8	7" 26# N-80 BTC CASING	335.00	8.244.00	6.276	7.616	
4	1	ITW type L Liner Packer, W/IDS 7" 26-29# L-80 DUTT Pin N 9-5/8" 43.5-53.5# W/ Cold Seal Packoff & 6.151" Drift	5.00	8.579.00	6.276	9.625	
		STRING END		8.585.00			
		5" liner dropped on bottom.					
COMPLETION FLUID :		Filtered formation water	DENSITY (PPG) :		8.340		
FORMATION	C-1	INTERVALS	THICK	SPF	GUN TYPE		
	C-1	8360' - 8365' ; 8386' - 8398'	5'12"	6	4 1/2" Dog gun		
	C-1	8410' / 20' - 8420' / 42' - 8452' / 60'	10'12"	6	4 1/2" Dog gun		
	UPPER C-7	9653' / 59' - 9663' / 71'	5'-8"	6	4 1/2" Dog gun		
	MIDDLE C-7	9698' - 9731' ; 9765' / 73' - 9795' / 98'	33'3'3"	6	4 1/2" Dog gun		
	LOWER C-7	9841' / 48' - 9864' / 94'	7'10"	6	4 1/2" Dog gun		
	BUCADALUPE	OPEN					
	LOG	OPEN					
CSG SIZE	DESCRIPTION	SHOE	COLLAR	TOC	STRING DATA		
10 3/8"	C1 1st - N 80 - BTC	497	-	Surface	WEIGHT UP: lbs		
9 5/8"	43.5 - N 80 / 110 - BTC	800E	-	N/A	WEIGHT DOWN: lbs		
7"	29 1/2" N 80 ETC	9962		Top of liner	TORQUE: lbs-ft		
5"	110 SLOTTED LINER	11300'		N/A			
REMARKS :							

Fuente Perenco Colombia Limited

Estado mecánico TRD 12 de profundizaciones fm GDL y ARI

PERENCO COLOMBIA S.A.		DESIG. BY:	STARTED:	FINISHED:	RUN BY:	WELL TRINIDAD 12 INJECTOR	
COMPLETION REPORT							
TYPE	EQUIPMENT	DESCRIPTION					
	TUBING HEAD	11" X 3 1/2" -5000 PSI					
	TUBING HANGER TYPE F	11" X 3 1/2" -5000 PSI					
	SEAL ADAPTER	3 1/8" -5000 PSI 6,250 SEAL POCKET					
WKM	MASTER VALVE 1. Model	3 1/8" X 5000 PSI					
WKM	MASTER VALVE 2. Model	3 1/8" X 5000 PSI					
	CROSS TEE						
WKM	SWAB VALVE. Model	3 1/8" X 5000 PSI					
FIP	WING VALVE 1. Model Neumatic	2 9/16" X 5000 PSI					
ITEM	QTY	EQUIPMENT DESCRIPTION	LENGHT	DEPTH	I.D.	O.D.	
		Rotary Table Elevation to Tubing Head					
1	1	Tubing hanger					
2	1	4 1/2" Blast Joint					
3	XXXX	4 1/2" Tbj N-80, 9.3 lpf, EUE 8 rd					
4	1	2.81" X 4 1/2" Model "L" SSD.					
5	1	4 1/2" Tbj N-80, 9.3 lpf, EUE 8 rd					
6	1	9 5/8" FH Double grip hydrostatic Packer					
7	1	4 1/2" Pup Joint					
8	1	2.75" Model "R" landing nipple					
9	1	4 1/2" wire line entry guide.					
		STRING END					
10		L PACKER W/RPOB&GSP0 5" 18# P-110 X 7", 26-32# BUTTRESS PIN. THD.					
11		X-OVER					
12		CASING 5", 18 LB/FT L-80 CS H YDRILL					
		LH PACKER W/GSP0& RR 5" 18#, P-110					
		BUTT BOX X 7", 26-32# W/ LHJ & MULE					
13		SHOE					
14		X-OVER					
15		5" SLOTTED LINER					
COMPLETION FLUID :		Filtered formation water	DENSITY (PPG) :		8,340		
FORMATION	INTERVALS		THICK	SPF/GUN	GUN TYPE		
C-7	9581'-9589'	9592'-9602'	8' / 10'	6 - 4 1/2"	HYPJET 34 BHJ		
C-7	9607'-9610'	9621'-9637'	3' / 16'	6 - 4 1/2"	HYPJET 34 BHJ		
C-7	9648'-9656'	9662'-9674'	8' / 12'	6 - 4 1/2"	HYPJET 34 BHJ		
C-1		8427' - 8410'	17'	5 - 4 1/2"	4505 POWER JET		
C-1		8400' - 8388'	12'	5 - 4 1/2"	4505 POWER JET		
C-1		8384' - 8344'	40'	5 - 4 1/2"	4505 POWER JET		
C-1		8340' - 8326'	14'	5 - 4 1/2"	4505 POWER JET		
C-1		8320' - 8313'	7'	5 - 4 1/2"	4505 POWER JET		
GUADALUPE	OPEN						
LSS	OPEN						
CSG SIZE	DESCRIPTION		SHOE	TOC		STRING DATA	
13 3/8"	61/68 lpf - N 80 - BTC		527'	-		SURFACE	
9 5/8"	43.5 / 47 lpf - N 80 / P 110 - BTC		8900'	8812'		WEIGHT UP: LBS.	
7"	26 / 29 lpf - N 80 - BTC		9940'	9851'		WEIGHT DOWN : LBS.	
REMARKS :						TORQUE : LB-FT	

Tentative 5" FLOAT SHOE
11300'

Fuente Perenco Colombia Limited

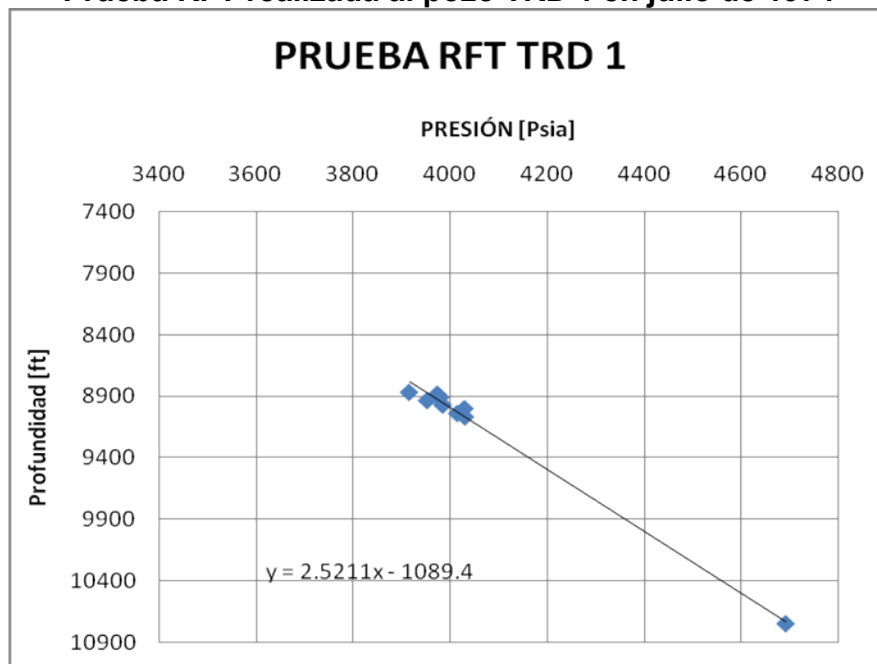
**ANEXO B
PRUEBA RFT**

PRUEBA RFT

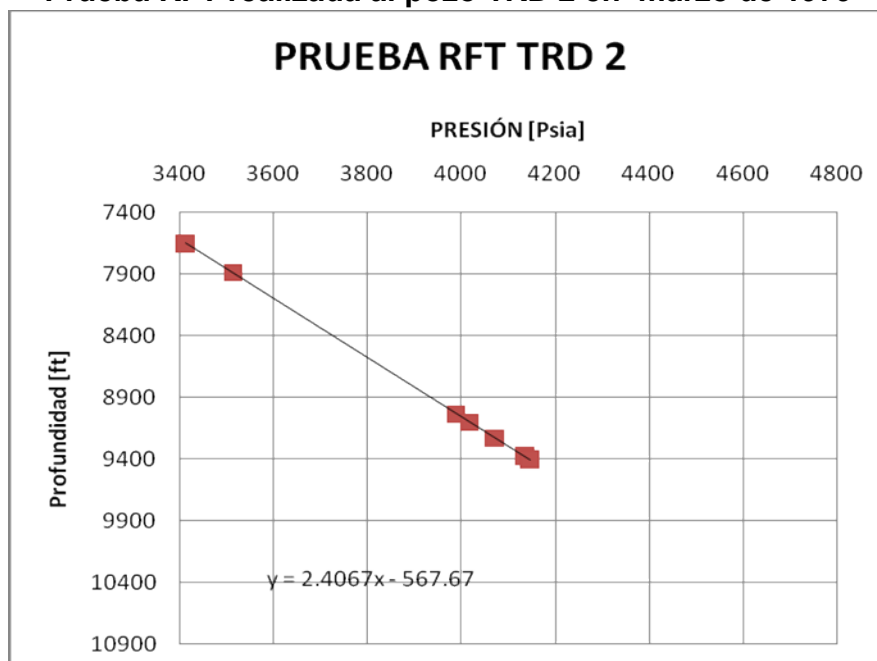
Resultado prueba RFT

POZO	FECHA DE PRUEBA	PROFUNDIDAD		PRESIÓN YACIMIENTO [Psi]
		MD (ft)	TVD (ft)	
TRD 1	Jul-74	9465	8868	3916
		9480	8883	3974
		9505	8908	3974
		9505	8908	3980
		9532	8935	3953
		9568	8971	3985
		9597	9000	4030
		9637	9040	4015
		9665	9068	4031
		11348	10751	4691
TRD 2	Mar-79	8250	7650	3413
		8488	7888	3516
		9638	9038	3989
		9702	9102	4017
		9834	9234	4071
		9979	9379	4135
TRD 10	May-96	10007	9407	4146
		10186	9007	3852
		9658	9055	3854
		9664	9061	3854
		9668	9065	3855
		9692	9089	3942
		9695	9092	3941
		9705	9102	3943
		9715	9112	3949
		9725	9122	3953
TRD 12	Jun-97	9735	9132	3958
		9890	9287	4103
		9898	9295	4106
		9583	8990	3769
		9595	9002	3774
		9607	9014	3774
		9651	9058	3828
		9651	9058	3828
		9656	9063	3814
		9666	9073	3812
		9667	9074	3812
		9671	9078	3813
		9685	9092	3818
9689	9096	3819		
9693	9100	3820		
9800	9207	4034		
9810	9217	4035		
9830	9237	4056		

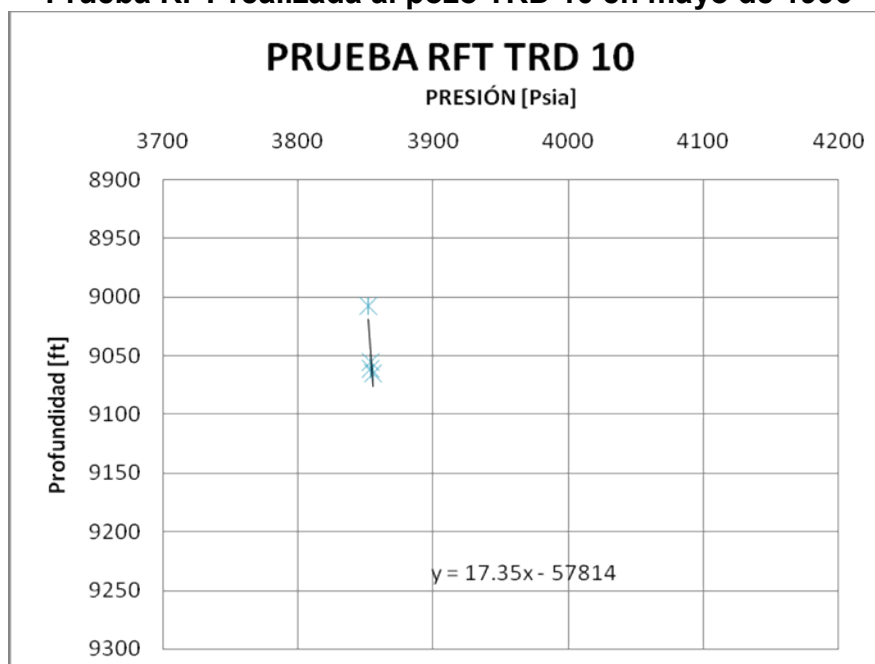
Prueba RFT realizada al pozo TRD 1 en julio de 1974



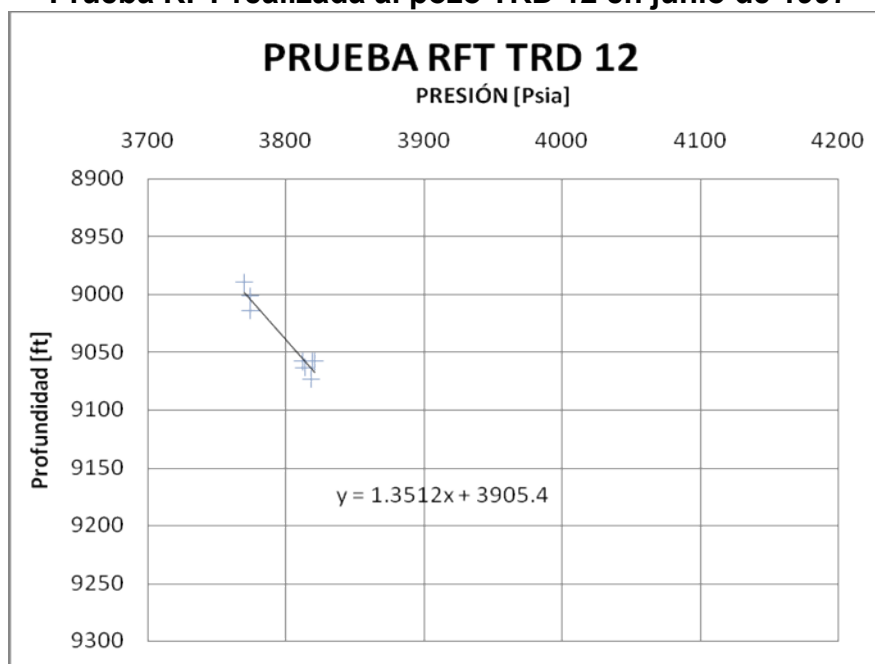
Prueba RFT realizada al pozo TRD 2 en marzo de 1979



Prueba RFT realizada al pozo TRD 10 en mayo de 1996



Prueba RFT realizada al pozo TRD 12 en junio de 1997



De las pruebas RFT realizadas a los pozos inyectoros del Campo Trinidad se grafico la presión con respecto a la profundidad, determinando una ecuación lineal para calcular la presión en fondo para cada pozo. Se observar los resultados en la siguiente tabla:

Ecuaciones para determinar la presión estática en el fondo de los pozos inyectoros del Campo Trinidad

Pozos	Ecuación*
TRD 1	$P = \frac{h + 1089.4}{2.5211}$
TRD 2	$P = \frac{h + 567.67}{2.4067}$
TRD 10	$P = \frac{h + 57814}{17.35}$
TRD 12	$P = \frac{h + 1.3512}{3905.4}$

* En la Ecuación P es la presión [Psi] y h es la profundidad [ft].

ANEXO C
CORRELACIONES DE LAS FORMACIONES C1, C7, GDL Y ARI DEL CAMPO
TRINIDAD