



**PILOTO DE LA APLICACIÓN DE LA TECNOLOGÍA RADIAL DRILLING EN LOS
POZOS DE LOS CAMPOS PETRÓLEA Y SARDINATA PERTENECIENTES A
LA COORDINACIÓN DE PRODUCCIÓN NORTE, DE LA GERENCIA REGIONAL
NORTE DE ECOPETROL S.A.**

EDISON ODILIO GARCIA NAVAS

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERIAS FÍSICO-QUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA
2008**



**PILOTO DE LA APLICACIÓN DE LA TECNOLOGÍA RADIAL DRILLING EN LOS
POZOS DE LOS CAMPOS PETRÓLEA Y SARDINATA PERTENECIENTES A
LA COORDINACIÓN DE PRODUCCIÓN NORTE, DE LA GERENCIA REGIONAL
NORTE DE ECOPETROL S.A.**

EDISON ODILIO GARCIA NAVAS

Trabajo de Grado Modalidad Práctica Empresarial presentado como requisito para
optar al Título de Ingeniero de Petróleos.

TUTORES:

Ing. Fredy Alexander Herrera González
ECOPETROL S.A.

Msc. Fernando Enrique Calvete González
Escuela de Ingeniería de Petróleos - UIS

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERIAS FÍSICO-QUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA
2008**

DEDICATORIA

Dedico este trabajo a DIOS, por darme la vida y todo cuanto tengo en
ella.

A mis padres, Odilio y Martha, quienes con su amor y esfuerzo hicieron
posible este sueño.

A mis hermanos Duban Fabián y Karol Andrey y a mi hermanita Camila
Andrea por todo el apoyo y amor que me han brindado.

A Coralin por acompañarme y apoyarme siempre.

A toda mi familia.

AGRADECIMIENTOS

A ECOPETROL S.A., Gerencia Regional Norte, Superintendencia de Operaciones Tibú, por permitirme realizar mí practica Industrial en sus instalaciones y por todas las enseñanzas y experiencias adquiridas.

A los ingenieros Fredy Alexander Herrera González y Fernando Calvete, quienes me ofrecieron todo su apoyo en la realización de este proyecto.

A todas las personas de la Superintendencia de Operaciones Tibú y de los Campos Petrólea y Sardinata por permitir que el tiempo que estuve con ellos fuera lo más provechoso posible y por la amistad que me brindaron.

A todos mis compañeros de la Universidad que con el paso del tiempo dejaron de ser solo compañeros para convertirse en mis amigos.

A toda mi familia, abuelos, tíos y primos, ya que sin su ayuda habría sido muy difícil alcanzar esta meta.

A todos los que de una u otra forma me apoyaron en el transcurso de mi carrera.

A todos mis Amigos.

A Charalá.

CONTENIDO

INTRODUCCIÓN	1
OBJETIVOS.....	2
OBJETIVO GENERAL	2
OBJETIVOS ESPECÍFICOS.....	2
1. MARCO TEÓRICO	3
1.1. APLICACIÓN DE LA TECNOLOGIA RADIAL DRILLING	3
1.2. PROCESO Y EQUIPO.....	4
1.3. BENEFICIOS TECNICOS.....	10
1.4. SELECCIÓN DE POZOS.....	11
2. GENERALIDADES DEL CAMPO PETRÓLEA	13
2.1. RESEÑA HISTORICA DEL CAMPO PETROLEA.....	13
2.2. LOCALIZACION GEOGRAFICA.....	14
2.3. ESTRATIGRAFÍA.....	15
2.4. GEOLOGIA ESTRUCTURAL.....	18
2.5. PROPIEDADES Y CARACTERISTICAS DE LOS YACIMIENTOS	21
2.5.1. Propiedades Petrofísicas.....	21
2.5.2. Características de los Fluidos del Yacimiento	22
2.6. MECANISMO DE PRODUCCIÓN.....	23
2.7. ANÁLISIS DE PRODUCCIÓN	24
3. GENERALIDADES DEL CAMPO SARDINATA	29
3.1. RESEÑA HISTORICA DEL CAMPO SARDINATA	29
3.2. LOCALIZACIÓN GEOGRÁFICA.....	32
3.3. ESTRATIGRAFIA.....	33

3.4. GEOLOGIA.....	35
3.5. PROPIEDADES Y CARACTERISTICAS DE LOS YACIMIENTOS	36
3.6. MECANISMO DE PRODUCCIÓN.....	39
3.7. ANALISIS DE PRODUCCIÓN	40
4. SELECCIÓN DE POZOS.....	43
4.1. SELECCIÓN DEL POZO SARDINATA SUR 27	45
4.2. SELECCIÓN DEL POZO SARDINATA SUR 30	51
4.3. SELECCIÓN DEL POZO PETRÓLEA 29	58
4.4. SELECCIÓN DEL POZO PETRÓLEA 40	63
4.5. SELECCIÓN DEL POZO PETRÓLEA 44	67
5. APLICACIÓN DE LA TECNOLOGÍA Y SEGUIMIENTO A LA OPERACIÓN	73
5.1. APLICACIÓN DE LA TECNOLOGÍA AL POZO SARDINATA SUR 27	73
5.1.1. Objetivo	73
5.1.2. Estado Mecánico Actual Pozo Sardinata 27.....	74
5.1.3. Historia del Pozo	75
5.1.4. Reporte de Trabajo.....	75
5.1.5. Pruebas de Producción	77
5.1.6. Recomendaciones.....	77
5.2. APLICACIÓN DE LA TECNOLOGÍA AL POZO SARDINATA SUR 30	78
5.2.1. Objetivo	78
5.2.2. Estado Mecánico Actual Pozo Sardinata 30.....	79
5.2.3. Historia del Pozo	80
5.2.4. Reporte de Trabajo.....	80
5.2.5. Pruebas de Producción	81
5.2.6. Recomendaciones.....	82
5.3. APLICACIÓN DE LA TECNOLOGÍA AL POZO PETROLEA 29	82
5.3.1. Objetivo	82

5.3.2. Estado Mecánico Actual Pozo Petrólea 29.....	84
5.4. APLICACIÓN DE LA TECNOLOGÍA AL POZO PETRÓLEA 40	89
5.4.1. Objetivo	89
5.4.2. Reporte de Trabajo.....	89
5.4.3. Problemas	91
5.5. APLICACIÓN DE LA TECNOLOGÍA AL POZO PETROLEA 44	91
5.5.1. Objetivo	91
5.5.2. Estado Mecánico Pozo Petrólea 44.....	92
5.5.3. Historia del Pozo	93
5.5.4. Reporte de Trabajo.....	93
5.5.5. Pruebas de Producción	94
6. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	95
BIBLIOGRAFÍA.....	97
ANEXOS	98

LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Actividad de Perforación Radial a Nivel Mundial.....	3
Figura 2. Mecanismo de Penetración	5
Figura 3. Equipo y Unidad RDS.	7
Figura 4. Carrete de Coiled Tubing de media pulgada.	7
Figura 5. Manguera de Alta Presión Kevlar.	7
Figura 6. Cuello de Ganso o Riser.	8
Figura 7. Filtros de 5 y 10 micrones y Bomba de Presión de la Unidad.....	8
Figura 8. Cabina de Control.....	8
Figura 9. Herramienta Orientadora GIRO.	9
Figura 10. Zapato Deflector.	9
Figura 11. Unión Articulada - Cortador de Tubería.	9
Figura 12. Jetting con manguera de Alta Presión Kevlar.	10
Figura 13. Localización Geográfica Campo Petrólea.	15
Figura 14. Columna Estratigráfica Generalizada de la Cuenca del Catatumbo.	17
Figura 15. Estructura Campo Petrólea.....	19
Figura 16. Imagen radar Sistema de Fallas Chinato escondido y Barco	20
Figura 17. Comportamiento Histórico de GOR y BSW del Campo Petrólea.	23
Figura 18. Comportamiento Histórico de Producción Campo Petrólea.....	26
Figura 19. Localización del Campo Sardinata.....	32
Figura 20. Columna Estratigráfica Campo Sardinata.....	34
Figura 21. Sección Sísmica de Buzamiento del Anticlinal de Sardinata	36
Figura 22. Mapas de producción Campo Sardinata.....	42

LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Propiedades Petrofísicas del Campo Petrólea.....	22
Tabla 2. Producción Acumulada de Petróleo Campo Petrólea	26
Tabla 3. Causas de Cierre de los Pozos en el Campo Petrólea.	27
Tabla 4. Producción Inicial por Formación Campo Petrólea	28
Tabla 5. Propiedades de los fluidos producidos del Campo Sardinata	37
Tabla 6. Características de las Rocas Yacimientos Domo Norte Sardinata.....	38
Tabla 7. Características de las rocas yacimiento Domo Sur Sardinata	38
Tabla 8. Mecanismos de producción por formación Campo Catatumbo.	39
Tabla 9. Características iniciales de los yacimientos Campo Sardinata.	40
Tabla 10. Producción acumulada del Campo Sardinata a 2006	41
Tabla 11. Marcadores Geológicos Pozo SS-27	49
Tabla 12. Datos de Completamiento y Estado Mecánico Pozo SS-27	50
Tabla 13. Especificaciones Primer Fracturamiento Pozo SS-30.....	54
Tabla 14. Especificaciones Segundo Fracturamiento Pozo SS-30	55
Tabla 15. Datos de Completamiento y Estado Mecánico Pozo SS-30	57
Tabla 16. Datos de Perforaciones Pozo SS-30.....	57
Tabla 17. Datos de Completamiento Y Estado Mecánico PET-29.....	61
Tabla 18. Litología Pozo PET-29.....	62
Tabla 19. Marcadores Geológicos Pozo PET-29	63
Tabla 20. Datos de Completamiento y Estado Mecánico PET-40	66
Tabla 21. Marcadores Geológicos PET-40	66
Tabla 22. Datos de Completamiento y Estado Mecánico Pozo PET-44	71

Tabla 23. Marcadores Geológicos Pozo PET-44	72
Tabla 24. Pruebas de Producción pozo SS-27	77
Tabla 25. Pruebas de Producción pozo SS-30	82
Tabla 26. Pruebas de Producción pozo SS-30	88
Tabla 27. Pruebas de Producción pozo PET-44	94

LISTA DE ANEXOS

ANEXO A: Well Planning Operación Radial Drilling Pozo Sardinata 27	98
ANEXO B: Well Planning Operación Radial Drilling Pozo Sardinata 30	102
ANEXO C: Well Planning Operación Radial Drilling Pozo Petrólea 29	106
ANEXO D: Well Planning Operación Radial Drilling Pozo Petrólea 40	110
ANEXO E: Well Planning Operación Radial Drilling Pozo Petrólea 44	114

RESUMEN

TITULO: PILOTO DE LA APLICACIÓN DE LA TECNOLOGÍA RADIAL DRILLING EN LOS POZOS DE LOS CAMPOS PETRÓLEA Y SARDINATA PERTENECIENTES A LA COORDINACIÓN DE PRODUCCIÓN NORTE, DE LA GERENCIA REGIONAL NORTE DE ECOPETROL S.A.*.

AUTOR: EDISON ODILIO GARCÍA NAVAS.**

PALABRAS CLAVES:

Perforación Radial, Coiled Tubing, Petrólea, Sardinata, laterales.

DESCRIPCIÓN:

La industria petrolera ha venido implementando nuevas tecnologías para incrementar la producción de hidrocarburos en campos maduros y en campos nuevos con bajo potencial. La perforación radial es una de ellas y utiliza la tecnología del Coiled Tubing para perforar uno o más laterales perpendiculares al pozo madre con una profundidad de hasta 100 m y un diámetro circular de 4 a 5 cm y así poder aumentar la producción en estos pozos.

Durante el desarrollo de este trabajo se presentan las generalidades de los campos Petrólea y Sardinata en los cuales se desarrolló el piloto, el marco teórico sobre la aplicación de la perforación radial y la selección de los pozos a los cuales se les aplicó esta técnica. Para la selección de los pozos se tienen en cuenta aspectos importantes como el estado mecánico, locación y localización de los pozos. En total fueron 5 pozos seleccionados distribuidos en los dos campos a los cuales se les realizó un seguimiento durante la operación.

Finalmente se presentan los efectos obtenidos en la producción, los estados mecánicos finales y las conclusiones que se obtuvieron como resultado de la aplicación de esta tecnología, además, se dan las respectivas recomendaciones tanto para la solución de los problemas que se presentaron durante la operación como las recomendaciones para la aplicación de esta tecnología en otros escenarios.

* Tesis de Grado Modalidad Práctica Empresarial.

** Facultad de Ingenierías Físicoquímicas, Escuela de Ingeniería de Petróleos.
Ing. Fernando Calvete (UIS), Ing. Fredy Alexander Herrera (ECOPETROL S.A.).

ABSTRACT

TITLE: PILOT OF THE RADIAL DRILLING TECHNOLOGY APLICATION IN THE WELLS OF PETROLEA AND SARDINATA FIELDS OF THE NORTHERN PRODUCTION BRANCH OF THE NORTHERN GERENCY, ECOPETROL S.A.*.

AUTHOR: EDISON ODILIO GARCÍA NAVAS.**

KEYWORDS:

Radial drilling, coiled tubing, Petrolea, Sardinata, lateral deviations.

Nowadays the oil industry has been implementing new techniques for increasing hydrocarbons production in mature and new fields with low potential. Radial drilling is one of these techniques which incorporate coiled tubing technology for drilling one or more lateral deviations which must be perpendicular to the mother wellbore with a target depth up to 100 meters and a circular diameter of 4 to 5 cm. This way, reservoir fluids production increment is possible.

During the development of this project general data of Petrolea and Sardinata fields are shown. The pilot wells were drilled both of these fields. In order to select the Wells different aspects were taken into account: mechanical state, location and accessibility. In total, Five Wells were selected in both fields and respective monitoring was performed.

Finally the effects of radial drilling upon productivity and the final mechanical states of the Wells are presented. Conclusions made from this project and recommendations for applying this technology in other prospects are also given.

* Thesis of Degree Industrial Practical Modality

**Physical - Chemical Engineering College, School of Petroleum Engineering. Eng. Fernando Calvete (UIS). Eng. Fredy Alexander Herrera (ECOPETROL S.A.).

INTRODUCCIÓN

En los últimos tiempos la demanda de Hidrocarburos se ha incrementado a nivel mundial lo que ha llevado a un aumento en sus precios. La prematura caída de la producción y la aparición de pozos marginales es cada vez mayor, generalmente los pozos son cerrados y se abandonan debido a los altos costos en re-activar la producción del campo.

La industria del petróleo ha buscado e implementado diferentes sistemas de producción y de recobro de hidrocarburos los cuales aportan en el aumento de la producción generando también mayores utilidades económicas logrando así el objetivo principal de la explotación de hidrocarburos que es alcanzar un máximo en la relación costo-beneficio.

La técnica de Radial Drilling desarrollada por Radial Drilling Services (RDS), soluciona los problemas en los campos marginales, esta técnica es guiada por Coiled Tubing (Jet Drilled) para perforar uno o más pozos perpendiculares al pozo madre en la formación y ha sido diseñada para la recuperación mejorada de hidrocarburos en yacimientos nuevos y/o maduros, el objetivo es mejorar el perfil de producción alrededor del pozo madre mediante la penetración de la zona dañada (Skin zone) y la conexión de posibles bolsas de hidrocarburos no drenados en el reservorio, la operación a través del tubing tiene el potencial de crear hasta 10 laterales de 100 m de longitud y de 50 mm de diámetro a la profundidad deseada en el pozo madre.

Este piloto fue desarrollado en los pozos de los campos maduros Petrólea y Sardinata de la Coordinación de Producción Norte, de la Gerencia regional Norte de ECOPETROL S.A. al cual se le realizó el seguimiento en el cual se observaron los problemas que se presentaron durante la operación en cada uno de los pozos y se formularon sus respectivas observaciones.

OBJETIVOS

OBJETIVO GENERAL

Evaluar los procedimientos y resultados de la tecnología Radial Drilling en la optimización de la producción de los campos maduros en Petrólea y Sardinata de la operación directa de la Gerencia Regional Norte de ECOPETROL S.A.

OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Conocer la nueva tecnología Radial Drilling y su aplicación a los campos maduros y en campos con bajo potencial.
- Identificar las características para seleccionar los posibles candidatos en los campos Petrólea y Sardinata para la aplicación de la tecnología Radial Drilling.
- Hacer un seguimiento a la operación de la aplicación de la tecnología Radial Drilling e identificar aspectos importantes.
- Analizar la eficiencia y resultados de la tecnología Radial Drilling como una buena alternativa a implementar con el fin de mejorar el incremento de la producción permitiendo una rentabilidad de la operación.

1. MARCO TEÓRICO

1.1. APLICACIÓN DE LA TECNOLOGIA RADIAL DRILLING

La principal aplicación de la perforación radial es proveer un método rápido y económico para recobrar el hidrocarburo residual presente en el yacimiento de campos marginales o de pozos nuevos con alta caída de presión. El objetivo es mejorar el perfil de producción alrededor del pozo madre mediante:

- Penetración de la zona dañada (Skin zone)
- Conexión de posibles bolsones de hidrocarburos no drenados en el reservorio

Figura 1. Actividad de Perforación Radial a Nivel Mundial



Fuente: Radial Drilling Services.

La perforación radial también tiene otras aplicaciones como son:

- Completamiento de Pozos: funciona como nueva tecnología de cañoneo.
- Estimulación de Pozos: se asemeja a un fracturamiento hidráulico

- Tratamientos al Reservoirio:
 - ✓ Mejoramiento en la Inyección de Agua
 - ✓ Mejoramiento en Limpiezas Verticales
 - ✓ Reducción en Conificación de Agua.
 - ✓ Mejoramiento de las áreas de drenaje

En nuevos pozos se aplica esta tecnología en lugar de métodos de completamiento estándar, también es utilizada en procesos de disposición y re-inyección de agua y en aplicación con vapor en pozos de crudo pesado.

Un aspecto importante de esta técnica es el control sobre la posición exacta y la dirección del tratamiento, en tratamientos convencionales de fracturamiento o estimulación ácida, al estimular zonas de baja productividad en conjunto con zonas de buena productividad, el tratamiento se desvía inconvenientemente a las zonas “buenas”, que normalmente no son las zonas de interés para la estimulación.

1.2. PROCESO Y EQUIPO

La herramienta utilizada por esta tecnología es un BHA (Bottom Hole Assembly) dirigido por Coiled Tubing, diseñado para crear perforaciones laterales perpendiculares al pozo madre, los laterales permanecen a hueco abierto y son creados por el impacto del jet generado al bombear fluido a alta presión a través de una boquilla inyectora. La energía creada por el fluido a la salida de la boquilla también proporciona la fuerza de empuje para llevar la manguera de alta presión dentro del lateral. Las perforaciones radiales o ventanas son de 50 mm de diámetro en los hoyos laterales usando una alta presión de fluido perforando hasta 100 metros radialmente en el pozo.

Los principales criterios de diseño son:

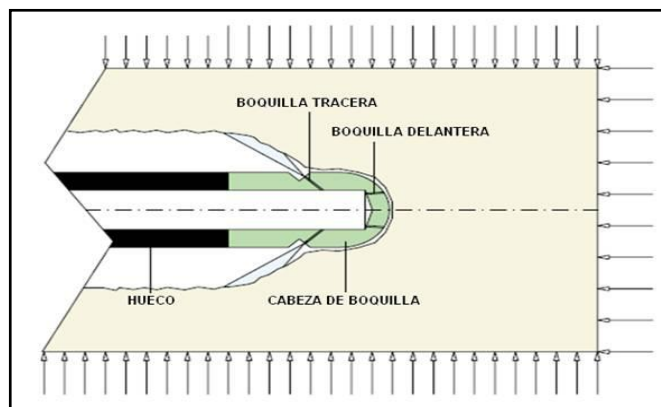
- Construir de 4 a 10 laterales radialmente desde el pozo madre, c/u de 5 mm de diámetro y hasta 100 m de longitud (En múltiples niveles).
- El tratamiento completo se realiza en 2 corridas de Coiled Tubing.
- Temperatura y presión máximas: 120 °C y 10000 psi.
- Funciona en pozos vivos y muertos.
- Trabaja en ambientes ácidos.
- El sistema de adquisición de datos proporciona en tiempo real la posición de la herramienta y la dirección de salida del lateral.

Mecanismo de Penetración:

Fuerza del Jetting

Una configuración típica de inyector tiene desagües en dirección radial para limpieza y desagües posteriores que proporcionan la fuerza de tiraje. Por ejemplo las aplicaciones para limpieza de tubos de alcantarillado. El cabezal inyector de esta aplicación tiene inyectores delanteros y posteriores. La configuración debe tener una fuerza neta de tiraje que permita al cabezal volver al fondo del pozo luego de haber sido sacado de éste durante una operación de limpieza. La fuerza del Jetting contribuye negativamente a la fuerza neta de tiraje.

Figura 2. Mecanismo de Penetración



Fuente: Radial Drilling Services.

Fuerza Eyectora

Los inyectores por sí solos no crean el impulso suficiente para proporcionar una fuerza neta de tiraje de la magnitud requerida en esta aplicación. Una fuerza mínima se crea directamente por el flujo másico desde los inyectores posteriores. Sin embargo, tan pronto como los inyectores posteriores actúan en una cámara anular, éstos tendrán un efecto eyector que succiona el agua del frente del inyector. Esto ayuda a mantener la baja presión local en el frente de la cabeza inyectora, contribuyendo el mecanismo de baja presión.

Procedimiento

1. Sacar el completamiento y adecuar el pozo para bajar zapata deflectora
2. Bajar tubing con zapata deflectora.
3. Bajar y correr el cortador de tubería y abrir una ventana en el casing.
4. Sacar el cortador de tubería.
5. Correr a través del tubing con Coiled Tubing el Jet y limpiador de hoyos, el cual perforara la ventana lateral.
6. Sacar el Jet y Limpiador de Hoyos.
7. Rotar la tubería con la zapata deflectora para el siguiente lateral.

EQUIPO

Figura 3. Equipo y Unidad RDS.



Figura 4. Carrete de Coiled Tubing de media pulgada.

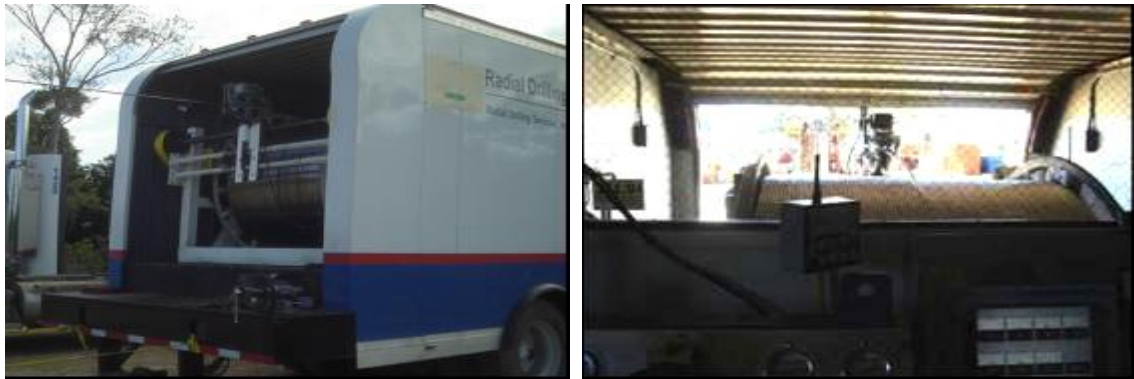


Figura 5. Manguera de Alta Presión Kevlar.



Figura 6. Cuello de Ganso o Riser.



Figura 7. Filtros de 5 y 10 micrones y Bomba de Presión de la Unidad.



Figura 8. Cabina de Control.



Figura 9. Herramienta Orientadora GIRO.



Figura 10. Zapato Deflector.



Figura 11. Unión Articulada - Cortador de Tubería.



Figura 12. Jetting con manguera de Alta Presión Kevlar.



1.3. BENEFICIOS TECNICOS

- La aplicación de la técnica Radial Drilling incrementa la tasa de producción y por ende se incrementa el recobro de la reserva.
- La ejecución del método de estimulación convencional será a un bajo costo reduciendo el tiempo de aplicación y con un altísimo resultado en la producción, por consiguiente aplicando la tecnología habrá un mejoramiento rápido y seguro en la inversión.
- Mejora de capacidad de drenaje en la formación productiva.
- Penetra más allá del área dañada de la formación.
- Esta técnica es aplicable para reservorios convencionales de alta productividad y permeabilidad heterogénea baja.
- Menor cantidad de Equipos y por consiguiente:
 - No necesita taladro de perforación
 - No requiere depósitos de Lodo.
 - No necesita circular fluido de perforación.
 - A través de los laterales hechos con perforación radial facilita cualquier tratamiento de estimulación de pozo.

- La perforación Convencional se maneja entre los límites de 0.5 a 1.2 metros, la Tecnología Radial Drilling puede alcanzar hasta 100 metros en cada uno de los laterales.
- La Tecnología Radial Drilling crea un hoyo redondo formado por la penetración en la formación con fluido a alta presión.
- El tamaño del hoyo depende de la dureza de la formación, confinamiento de fuerzas, sobrecargas de compresión y tensión de la matriz así como la velocidad de penetración del JET.
- Las pruebas en superficie arrojaron un average del tamaño de hoyo de 4.5 cm de diámetro.
- La estabilidad del hoyo se mantiene así: Las fuerzas de confinamiento como el Over Burden, la fuerza de confinamiento horizontal y la tensión en el fondo del pozo, todos estos actúan cuando se desea aplicar Radial Drilling y aumentan a mayor profundidad previniendo el colapso. La excepción para esta regla es una acción química hidratante ocasionada por un fluido contaminado, este fluido puede romper el balance de la formación (arcillas hidratadas).

1.4. SELECCIÓN DE POZOS

Para alcanzar el éxito en la aplicación de esta técnica se debe seleccionar un buen candidato.

- El proceso comienza obteniendo y organizando la información disponible del cliente. Esta data incluye: Registros, Historial del pozo, características del reservorio y trabajos realizados a la formación como workovers o tratamientos químicos (estimulaciones, acidificaciones).
- De esta información se identificarán pozos que tienen un alto potencial para la aplicación de la técnica Radial.

El Proceso Incluye:

- Determinar el potencial del pozo además de la producción acumulativa presente.
- Identificación de la zona de Interés.
- Determinación del tamaño (largo) del lateral dentro del reservorio, el ángulo y dirección del hoyo.
- Selección de fluidos de perforación compatibles con la formación.

También se debe tener en cuenta el estado mecánico del pozo y el estado de su locación.

2. GENERALIDADES DEL CAMPO PETRÓLEA

2.1. RESEÑA HISTORICA DEL CAMPO PETROLEA

El Campo Petrólea, fue descubierto en 1933 por la COLPET (Colombian Petroleum Company), e inició con la perforación del pozo Petrólea-1 el cual se incendió y abandonó. El Campo Petrólea esta formado por dos anticlinales llamados domos Norte y el domo Sur. La cresta del domo Norte ha sido erosionada hasta aproximadamente 65 pies de la formación La Luna.

La producción del Campo proviene en la parte superior principalmente de fracturas presentes en las rocas de la formación La Luna y de la formación Cogollo, perteneciente al Cretáceo Medio y en la parte inferior de yacimientos clásticos del miembro Aguardiente del Grupo Uribante.

Este campo es uno de los más someros a escala mundial, mostrando producción a sólo 75 pies de profundidad y 108' por encima del nivel del mar.

En el año 1935 se inició el desarrollo del campo con un total de 143 pozos, ocho (8) de los cuales están en el Domo Sur. Algunos completamientos iniciales se hicieron en hueco abierto y otros pocos fueron completados en distintas zonas al mismo tiempo.

En términos generales a todos los pozos se les realizó estimulación con ácido inmediatamente después del cañoneo, salvo a los pozos de la zona 2 a los que se les realizó fracturamiento con petróleo y arena.

De Febrero de 1942 a Agosto en 1943 varios pozos fueron cerrados por no haber facilidades de superficie instaladas para el almacenamiento de crudo.

Entre 1954 y 1961 se realizaron programas de inyección de agua en la zona 3 y 1 de la Formación Cogollo respectivamente, incrementando la producción de la zona 3 en un 100%. La respuesta al empuje por inyección de agua en la

zona 1 fue disminuyendo hasta llegar a suspenderse después de cuatro años continuos de operaciones.

En 1959 se inicia otro periodo de inyección de agua en la zona 3 durante dos años, donde se observó un descenso en la producción de Petróleo y una producción de gas con un moderado comportamiento de producción de agua. A mediados de 1971 se presenta una disminución en la producción del Campo Petrólea debido a un paro sindical. Los pozos que fueron corazonados son: P-1A, P- 4, P-30, P-42, P-64, P-71, P-81, P-90, P-93, P-95, P-98 y P-105, pero en la actualidad no existen corazones físicamente en la litoteca nacional. En general el mecanismo de producción predominante corresponde a empuje parcial de agua y gas en solución.

En el 2007 se perforaron 5 nuevos pozos, P-223, P-224, P-225, P-226 y P-227, de los cuales el único pozo con resultados positivos fue el P-225 que actualmente tiene una producción Promedio de 960 barriles de aceite, el pozo P-227 aun se esta completando.

Actualmente se tienen nueve (9) pozos productores inactivos: Petrólea 21, Petrólea 25, Petrólea 32, Petrólea 65, Petrólea 75, Petrólea 79, Petrólea 95, Petrólea 104, y Petrólea 111 y el año 2007 se abandono el pozo Petrólea 80 por ruptura de casing y afloramiento de fluidos de formación a superficie.

2.2. LOCALIZACION GEOGRAFICA

El campo Petrólea está ubicado en la cuenca del Catatumbo y pertenece al Departamento de Norte de Santander en Colombia, a unos 33 kilómetros al sudeste de Tibú, y a unos 75 kilómetros al norte de Cúcuta (Ver Figura 13). Limita al norte con Venezuela, al occidente está limitado por el Río y el Campo

Sardinata, al oriente se ubica el Campo Carbonera y al sur se encuentra un montículo llamado Cerro González.

Figura 13. Localización Geográfica Campo Petrólea.



Fuente: ECOPETROL S.A.

2.3. ESTRATIGRAFÍA

Las unidades litoestratigráficas en la región del Catatumbo, fueron originalmente descritas por Notestein et al., 1944, en su artículo "Geology of the Barco Concesion". Posteriormente, en trabajos realizados en la Cuenca de Maracaibo, por Renz (1959) y Richards (1967) en Venezuela y Colombia respectivamente, presentaron descripciones litológicas más detalladas y sugirieron cambios de rango para algunas de las unidades definidas por Notestein (Julivert et al., 1968).

Descripciones detalladas de las unidades litoestratigráficas se encuentran también en los trabajos Bouman y Gibson (1964); y Nard et al., (1973). La Secuencia perforada en el campo Petrólea corresponde a la nomenclatura tradicional para la

Cuenca Catatumbo. La sucesión estratigráfica está formada por el Basamento precámbrico, rocas Triásicas – Jurásicas, y la secuencia Cretácica (Ver figura 14).

Utilizando como base un análisis de facies sísmicas, de un informe titulado “Interpretación Sísmica Regional del Área del Catatumbo” realizado por Andrade, J et al., (septiembre de 1978) se dedujeron algunas condiciones ambientales de la Cuenca durante la acumulación de sedimentos en el Campo Petrolea. En este informe observaron características en conjunto de las reflexiones como lo son la configuración, continuidad, amplitud, frecuencia; buscando dar soporte a las condiciones estratigráficas presentes en la geología de subsuelo de las formaciones.

2.4. GEOLOGIA ESTRUCTURAL

Los reservorios del campo Petrólea se encuentran ubicados en un anticlinorio que se enmarca como un rasgo estructural en superficie y subsuelo que corta la subcuenca del Catatumbo y Maracaibo a partir del domo norte del Anticlinal de Aguardiente al sur, continuando con el domo sur y posteriormente el domo norte de Petrolea, extendiéndose en un anticlinal conocido como Tarra (Venezuela), el cual se reconoce en superficie por mas de 75 Km. y presenta un declive casi continuo hacia el norte, con por lo menos tres inversiones en el declive, las cuales han dado lugar a las estructuras de los campos de Las Cruces, Tarra y Los Manueles en el estado de Colon - Venezuela. La longitud del anticlinal es de unos 120 Km, de los cuales 40 km corresponden al sector de Colombia.

Como se puede apreciar en la figura 15 la estructura del campo Petrólea se encuentra dividida en dos dominios estructurales, que fueron denominados por la COLPET como domo norte y domo sur. Los domos son separados por una depresión geomorfológica (silla) denominada Chinato y permeabilidad limitada en las periferias de ambos montículos.

El domo norte es el productor, donde la formación aflorante más joven es la Formación Colón; mientras que el domo sur la unidad aflorante más joven es la Formación Cogollo, y donde la producción es mínima. El domo norte se puede considerar el campo productor más somero de toda la cuenca, con yacimientos calcáreos predominantes, los cuales presentan características notables de fracturamiento.

Figura 15. Estructura Campo Petrólea

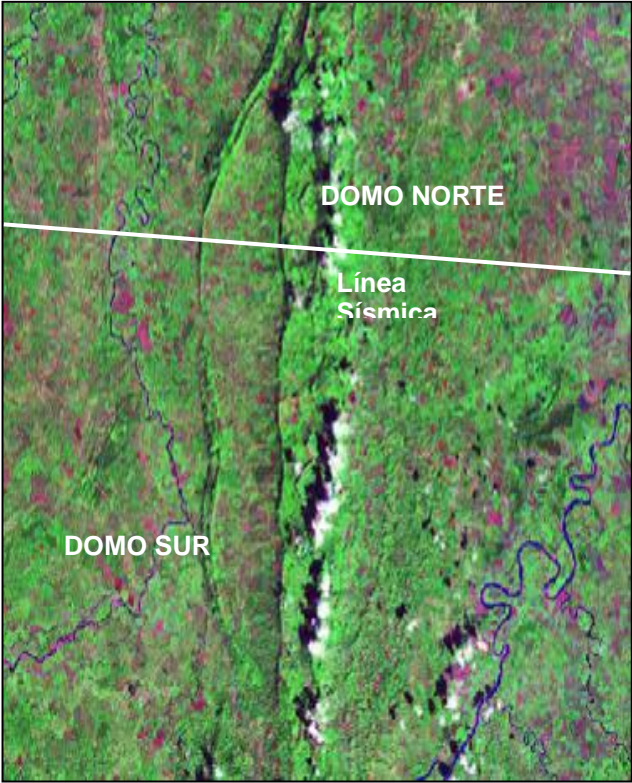


Figura 15a. Imagen Radar Campo Petrólea.

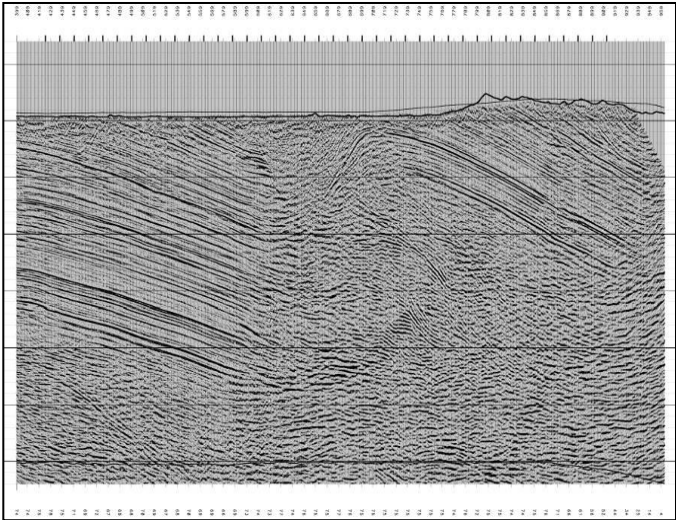


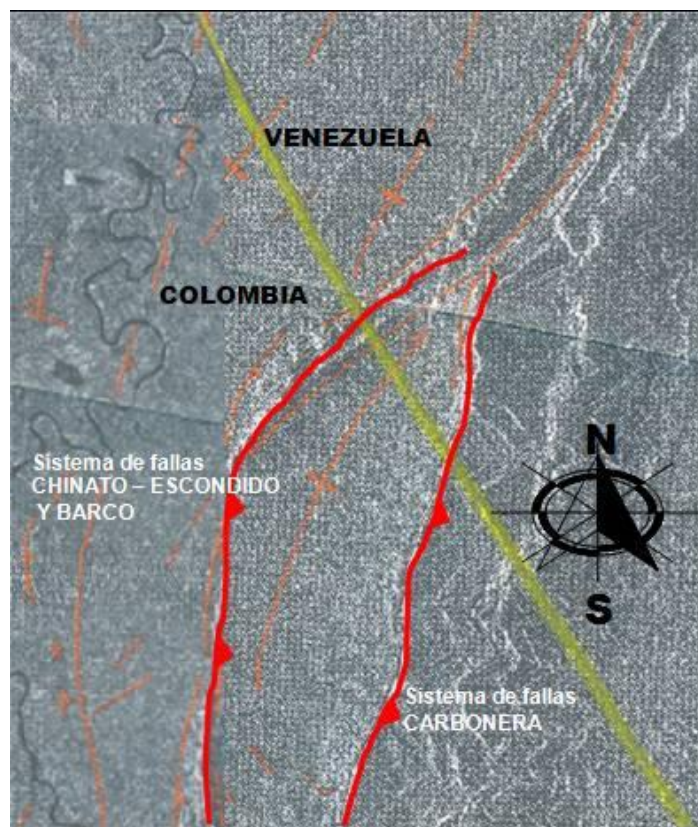
Figura 15b. Sección sísmica de buzamiento Campo Petrólea

Fuente: ECOPETROL S.A.

Esta estructura tiene aproximadamente 9.3 Km. de longitud por 5 Km. de ancho, ubicándose en el bloque colgante del sistema de fallas inversas en sentido N-S y buzamiento al Este de “Falla Barco, y la zona de fallas Chinato – Escondido”; que junto con el sistema de fallas de “Carbonera” al oriente en dirección N-S y buzamiento este propician el Cierre Estructural (ver figura 16).

Es importante resaltar que estos mapas fueron realizados para su época con base en información de pozos, ya que los programas sísmicos que alcanzan a cubrir muy parcialmente el área de interés son de los años posteriores, cuando la Concesión de Mares revirtió a ECOPETROL.

Figura 16. Imagen radar Sistema de Fallas Chinato escondido y Barco. Trazo de los sistemas de fallas Inversas dando el cierre Estructural al Campo Petrólea.



Fuente: ECOPETROL S.A.

2.5. PROPIEDADES Y CARACTERISTICAS DE LOS YACIMIENTOS

Las unidades geológicas productoras de hidrocarburos del campo Petróleá son las formaciones, desde la más joven a la más antigua: La Luna, Cogollo y el miembro Aguardiente del grupo Uribante, todas de edad cretácica. La Formación Cogollo se ha dividido en 5 zonas denominadas Ostrea, Zona 1, Zona 2, Zona 3 y Zona 4 donde la zona 4 es la que ha presentado mayor producción. Estos yacimientos tienen porosidades y permeabilidades bajas que han sido mejoradas por procesos de fracturamiento natural.

La producción del Campo proviene en la parte superior principalmente de fracturas presentes en las rocas de la formación La Luna y de la formación Cogollo, perteneciente al Cretáceo Medio y en la parte inferior de yacimientos clásticos del miembro Aguardiente de la formación Uribante.

2.5.1. Propiedades Petrofísicas

Las características petrofísicas básicas, tales como porosidad, saturación de agua y permeabilidad efectiva al petróleo¹, para la formación Cogollo, fueron calculadas a partir de análisis de registros de hueco abierto. No se cuenta con información petrofísica de las otras formaciones productoras (Aguardiente y La Luna).

La naturaleza de la formación Cogollo, junto con el grado de plegamiento y fallamiento y los datos de producción evidencian la presencia de un alto grado de fracturamiento, presentando un alto grado de porosidad secundaria, responsable en gran medida de la acumulación y producción de hidrocarburos. En la tabla 1 se resumen las principales características de la Formación Cogollo de acuerdo a sus zonas productoras.

¹ ROJAS, Carlos y VARGAS, José. "Estudio y Evaluación de Reservas de petróleo y gas de la formación Cogollo – Campo Petróleá". 1988

Tabla 1. Propiedades Petrofísicas del Campo Petrólea

Zona	Φ Total (%)	Swi (%)	Ko (md)
Ostrea	7.1	42.1	5.69
1	6.8	26.4	261.11
2	13.4	51.4	10.75
3	ND	44.7	23.48
La Luna			Fractura

Fuente: ECOPETROL S.A.

2.5.2. Características de los Fluidos del Yacimiento

No se dispone de análisis específicos de caracterización de los fluidos de la Formación Cogollo, el único parámetro disponible para evaluar la calidad del petróleo es su gravedad la cual es de 45.5 °API. La gravedad específica promedio del gas es de 0.8.

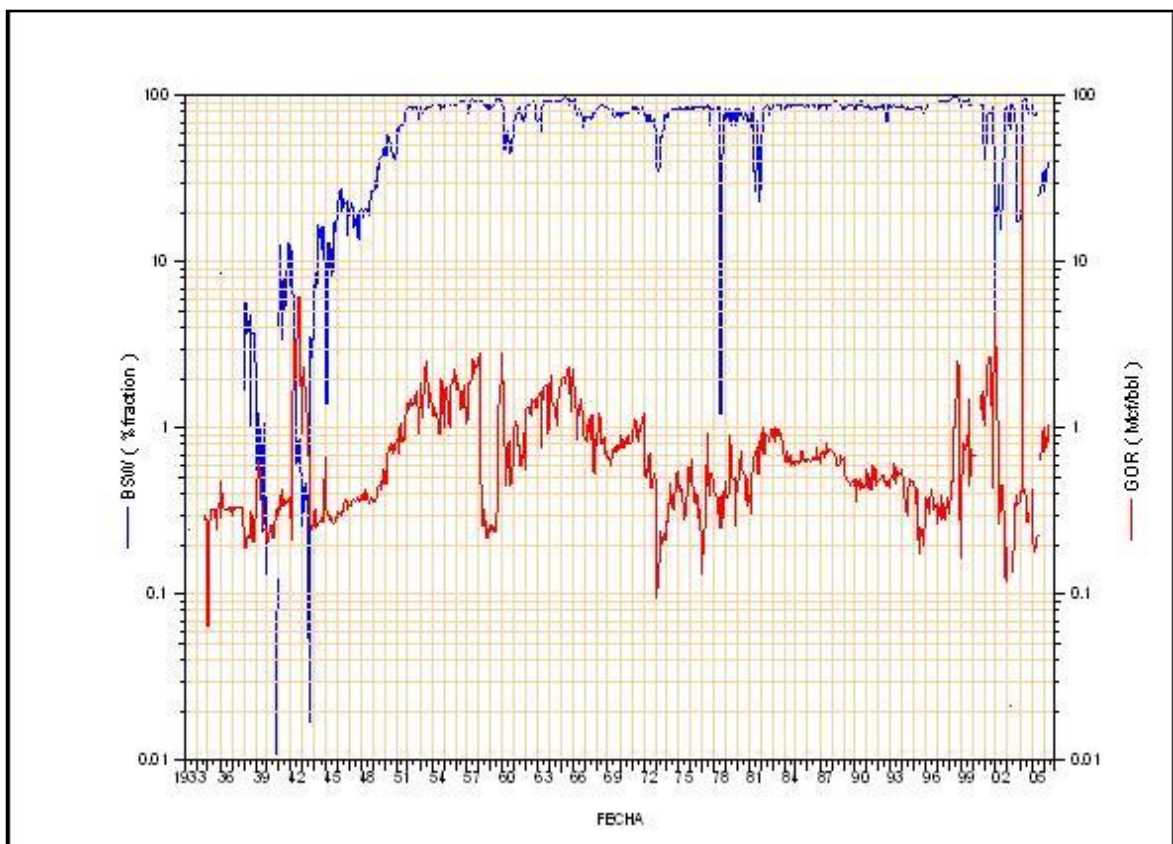
Debido a la gran homogeneidad observada en la °API a lo largo y ancho de la estructura de la Formación Cogollo y entre las diferentes zonas, es de suponerse que todo el petróleo acumulado en la formación Cogollo tiene un mismo origen común y que por consecuencia sus propiedades deben ser similares entre las zonas.

Haciendo uso de la correlación de Standing, a partir de la temperatura promedio del yacimiento, 109 °F, de la gravedad API, de la gravedad específica del gas y la GOR de 350 PCN/BN observada inicialmente se obtuvo una presión de burbuja, P_b , de 979 lpc.

2.6. MECANISMO DE PRODUCCIÓN

De la historia de producción que se tiene para el campo Petrolea, se considera, de manera cualitativa, que la producción de hidrocarburos en el campo se debe principalmente a cuatro mecanismos de producción: empuje parcial de agua, gas en solución, empuje de capa de gas y segregación gravitacional.

Figura 17. Comportamiento Histórico de GOR y BSW del Campo Petrólea.



Fuente: ECOPELROL S.A.

De las gráficas de relación gas-petróleo (GOR) y corte de agua (BSW) que se muestran en la figura 17, se nota que el BSW promedio del campo aumenta de manera drástica al comienzo de la historia de producción, pasa del 8% al 90%, lo que es un comportamiento típico cuando hay presencia de acuífero. El cierre de la

mayor parte de los pozos (los que se encuentran estructuralmente más bajos) fue por BSW muy alto, superior al 90%, y baja producción de petróleo. El empuje de agua es débil por cuanto no ha sido suficiente para lograr un mantenimiento de presión y además la producción neta de agua es bastante baja.

El efecto de la intrusión de agua también se ha manifestado, porque los pozos cerrados por alta relación gas-petróleo pudieron reabrirse posteriormente obteniéndose buena producción de petróleo, posiblemente por el retroceso del contacto gas-petróleo, debido al empuje hidráulico. Esto es cierto en los pozos estructuralmente más altos, porque en otros pozos se puede explicar por la segregación gravitacional del gas libre hacia la parte más alta de la estructura, que constituye otro mecanismo alterno; ya que los buzamientos de las estructuras son considerables, facilitando la separación gravitacional de las fases gas-petróleo y proporcionan un empuje adicional para la producción en los pozos más bajos en la estructura.

El GOR también aumenta de manera similar pero este lo hace un poco más tarde; este aumento se obtiene cuando se alcanza el punto de burbujeo lo que implica un mecanismo inicial por gas en solución.

El empuje por capa de gas se presenta en los pozos ubicados en la parte alta de la estructura, esto debido a pruebas iniciales de producción que reportaron 100% gas y al rápido incremento en el GOR.

2.7. ANÁLISIS DE PRODUCCIÓN

La producción acumulada del campo Petrolea a Noviembre de 2007 es de 37.595.248,66 barriles de petróleo; 18.383.692,82 KPCG y 40.583.204,19 barriles de agua. El factor de recobro actual que se tiene para el campo es de 65% y el factor último esperado es de 66% de un petróleo original en sitio (OOIP) de 57.5

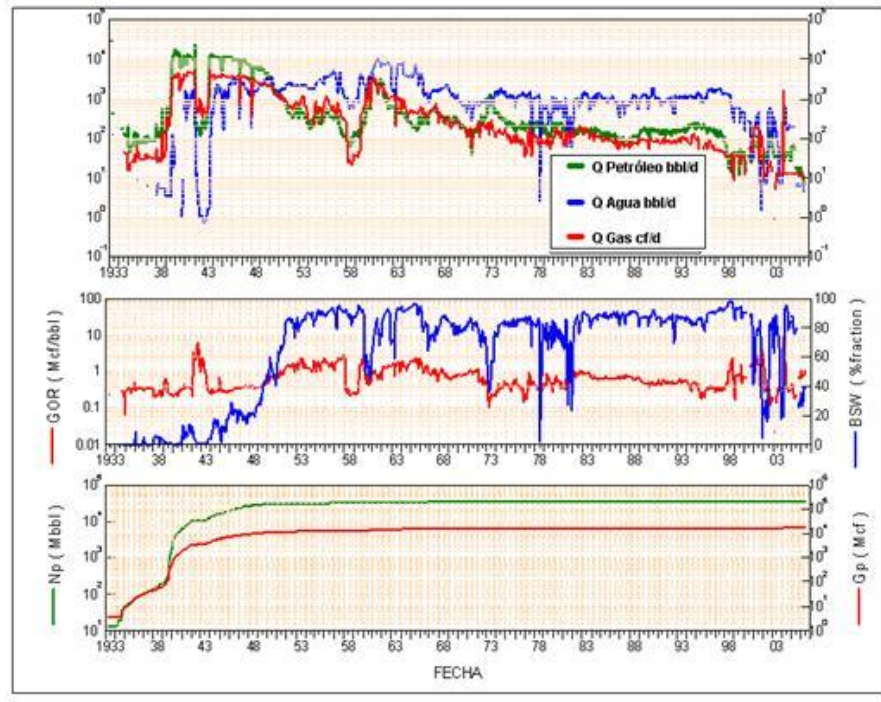
millones de barriles de petróleo. Este factor de recobro es muy alto al compararse con los factores de recobros esperados para un campo petrolífero sí, se considera que prácticamente la producción se debe a recuperación primaria. Aunque el campo tuvo dos periodos de inyección de agua, éstos no significaron incremento sustancial en la producción total del campo que pudiera afectar drásticamente el factor de recobro. Lo anterior indica que el POES debe ser mayor al que actualmente se maneja para el campo Petrolea.

En el campo Petrolea al año 2006 se perforaron 143 pozos, 5 en el Domo Sur y el resto en el Domo Norte. De los 5 pozos perforados en el domo Sur sólo el pozo P-16 mostró producción de hidrocarburos pero esta no fue comercialmente explotable. El acumulado de producción de este pozo fue de 41772 barriles de petróleo. El pozo fue cerrado por BSW del 100%. En el 2007 se realizo una campaña en la cual se perforaron 5 nuevos pozos, PET-223, PET-224, PET-225, PET-226 y PET-227, de los cuales el PET-225 fue el que presento mejores resultados con una producción promedio de 960 barriles.

En la figura 18 se muestra el comportamiento histórico de producción total del campo Petrólea: petróleo, gas, agua, BSW, GOR y producción acumulada de petróleo y gas.

En la Tabla 2 se presentan los valores de la producción acumulada para las formaciones productoras del campo Petróleo. La formación Aguardiente es la única formación del grupo Uribante que ha producido en este campo. Los pozos PET-1A, PET-95, PET-105 y PET-108 fueron perforados hasta la formación Tibú pero no fueron puestos en producción.

Figura 18. Comportamiento Histórico de Producción Campo Petrólea.



Fuente: ECOPETROL S.A.

Tabla 2. Producción Acumulada de Petróleo Campo Petrólea*

Zona		Producción Acumulada de petróleo (Bls)	Producción Acumulada de gas (KPC)	Producción Acumulada de agua (Bls)	% Producción Total de Petróleo
LA LUNA		331639,00	3229,00	189034,00	0.9%
COGOLLO	Cogollo	734999,00	336338,00	1005101,00	1.96%
	ZONA2	819666,00	2488563,0	34596,00	2.14%
	ZONA3	8934460,56	5874779.34	8036285,47	23.8%
	Cogollo 1:3	8112895,10	2566472,49	9003941,72	21.6%
URIBANTE(Aguardiente)		18661589,0	7114311,00	22314246,0	49.6%
TOTAL		37.595.248,66	18.383.692,82	40.583.204,19	100%

Fuente: ECOPETROL S.A.

* Producción Acumulada a Noviembre de 2007.

Se realizaron dos períodos de inyección de agua en el Campo Petrolea. El primer período fue entre Febrero de 1961 y Noviembre de 1962 inyectando agua por la zona 1 y, el segundo período fue entre Septiembre de 1954 y Agosto de 1966 por la zona 3.

Actualmente el campo tiene 5 pozos productores de los cuales el pozo que más aporta es el PET-225 con un promedio de 960 BOPD, los otros pozos son el PET-29, PET-31, PET-34 y PET-90 que se encuentra activo con una producción de petróleo promedio diario de 46 BPPD. Este pozo produce de la Formación Cogollo Zona 3.

La mayoría de los pozos perforados y completados en el Campo Petrolea fueron cerrados por alto corte de agua y alta relación gas-petróleo. La Tabla 3 presenta un resumen de las causas de cierre por cada formación productora.

Tabla 3. Causas de Cierre de los Pozos en el Campo Petrólea.

Zona		WOC* (pies)	Causa de Cierre	
LA LUNA		-10 a +60	Alto Bsw	
COGOLLO	OSTREA	-710	Alto Bsw	
	ZONA1	-806	Alto Bsw	Alto GOR
	ZONA2	-1120	Alto GOR	
	ZONA3	-1425	Alto Bsw	
	ZONA4	-1165	Alto Bsw	Alto GOR
AGUARDIENTE		-1165	Alto Bsw	

Fuente: ECOPETROL S.A.

La Tabla 4 presenta la producción inicial, GOR inicial y tiempo acumulado de producción promedio de cada formación productora. La Formación Aguardiente es

la que presenta el mayor acumulado de petróleo por pozo, 534.279 Bls, resaltando así que esta formación es la principal productora del campo. La Formación Cogollo, en todas sus zonas, tiene un acumulado de producción promedio por pozo de 140.443 barriles, de donde la zona 4 presenta el mayor promedio con aproximadamente 200 mil barriles.

Tabla 4. Producción Inicial por Formación Campo Petrólea

Zona		Pozos completados	Q inicial (BPPD)	GOR inicial (PCY/BN)	Tiempo Acumulado Pdn. (años)	Producción Promedio por Pozo (Bls)
LA_LUNA		23	200.0	7	0.8	15776
COGOLLO	OSTREA	16	135	226	3.7	50123
	ZONA1	58	250	342	3.3 - 4.9	149728
	ZONA2	5	215	511	6.8 - 3.4	118174
	ZONA3	59	260	379	6.8 - 3.4	133557
	ZONA4	24	300 - 200	320 - 526	13.6	199785
AGUARDIENTE		27	330	390	8.2	534279

Fuente: ECOPETROL S.A.

3. GENERALIDADES DEL CAMPO SARDINATA

3.1. RESEÑA HISTORICA DEL CAMPO SARDINATA

El Campo fue descubierto en 1951 con la perforación del pozo Sardinata-3K Anticlinal norte, el cual obtuvo producción comercial de la Formación Tibú, del Grupo Uribante, con una producción inicial de 510 BOPD. El Anticlinal sur fue descubierto con el pozo S-4K en noviembre de 1951 con una producción de 1229 BOPD. El Campo inició producción en 1951 y se desarrolló hasta 1958.

En diciembre de 1956 inicia la perforación con gas para nueve pozos completados en diferentes formaciones. En 1955 se implemento el bombeo mecánico y en 1958 gas lift, el cual operó hasta enero de 1965.

Se perforaron en total 31 pozos en el campo de los cuales 5 fueron secos. ECOPETROL propuso la perforación de cuatro pozos al Cretácico, de los cuales se perforo el pozo S-32K en julio de 1978 con unas expectativas de producción que no se cumplieron. La máxima producción alcanzada fue de 2200 BOPD en 1957.

El aceite original total del Campo Sardinata está estimado en 274.9 Millones de barriles de petróleo, la gravedad API del crudo varia entre 27.5 – 50 y su clasificación es asfáltico (Crudos del terciario) y parafínico (los crudos del Cretáceo). El aceite original estimado para las formaciones Barco y Catatumbo son 54.6 y 82.5 Millones de barriles de petróleo respectivamente. (BPD, 2000)

La producción acumulada en el Campo Sardinata con corte a Noviembre de 2007 es de 9.286.369,07 barriles de petróleo; 53.210.481,33 KPC de gas y 3.317.216,42 barriles de agua. (ECOPETROL, 2007).

El Domo Sur es el que mas contribuye actualmente en la producción de petróleo del campo, siendo las Formaciones Catatumbo, Barco y principalmente Uribante (Miembros Aguardiente y Tibú) las mejores productoras.

Al 2006 se perforaron un total de 32 pozos, discriminados así: 9 pozos en el Domo Norte y 23 pozos en el Domo Sur. Cinco pozos fueron abandonados como improductivos desde la etapa inicial de su completamiento, a saber: El pozo Sardinata-1 se abandono por improductivo en 1942, se reactivo en 1983 sin producir; el pozo Sardinata-2 se abandono par improductivo en 1942; el pozo Sardinata-8 se abandono en 1954; el pozo Sardinata-16 se cerro temporalmente por no producir en 1956, se estimulo química y mecánicamente en 1983 y se decidió cerrar; el pozo Sardinata-31 se abandono como "seco" en 1969. El pozo Sardinata-13 fue completado en la Formación Mirador como pozo abastecedor de agua.

En el 2007 se perforaron 3 nuevos pozos, SS-33, SS-34 y SS-35, de estos pozo el que ha presentado mejores resultados a sido el SS-34 con una producción de 80 BOPD y 2 MPC de gas, el SS-33 produce 13 barriles de condensado y 400 KPC de gas y el SS-35 se encuentra 0x0.

Durante la perforación de algunos pozos, como el Sardinata-7K, se presentaron problemas por desviaciones y pegas que obligaron a taponar y re perforar.

La mayoría de los pozos se completaron con revestimiento de 6-5/8" y fueron cañoneados a 4 tiros por pie; o fueron completados con "liner" ranurado de 5" y/o en hueco abierto.

El pozo Sardinata-27 fue perforado con gas desde 4305' hasta 4565' (fondo) con broca de 5-3/4", y se completó en hueco abierto en la Formación Catatumbo. Posteriormente se instaló "liner" ranurado.

La penetración en las diferentes formaciones productoras se establece en la siguiente forma: 14 pozos penetraron hasta el Grupo Uribante, habiendo resultado el pozo Sardinata-8 abandonado por improductivo, 15 pozos penetraron hasta la Formación Mito-Juan, habiendo resultado cuatro pozos improductivos (Sardinata-1, 2, 13 Y 31) Y el pozo Sardinata-16 que se cerró temporalmente, dos pozos penetraron hasta la Formación Catatumbo y un pozo penetra hasta la Formación Barco.

El cierre temporal o el abandono definitivo de los pozos, en la mayoría de los casos, ha obedecido a la baja tasa de producción (considerada económicamente no rentable), a la alta relación Gas-Petróleo, o por alta producción de agua.

La producción de gas del Domo Norte se obtiene del pozo Sardinata-3K, completado en la Formación Tibú del Grupo Uribante, con 520 MPCGD. En el Domo Sur, la fuente de gas es el pozo Sardinata-4K con un promedio de 400 MPCGD. Estos pozos fluyen con alta relación Gas-Petróleo.

El Campo se encuentra en su etapa de producción primaria. La producción del área de Sardinata se obtiene de cinco diferentes horizontes: La Formación Barco y la Formación Catatumbo, en las cuales se han presentado buenas manifestaciones de gas; las delgadas capas de areniscas de la parte superior de la Formación Mito-Juan del Cretáceo superior; y los Miembros Aguardiente y Tibú del Grupo Uribante o Cretáceo inferior. La producción del área de Sardinata se reporta como "petróleo liviano" o Cretácico.

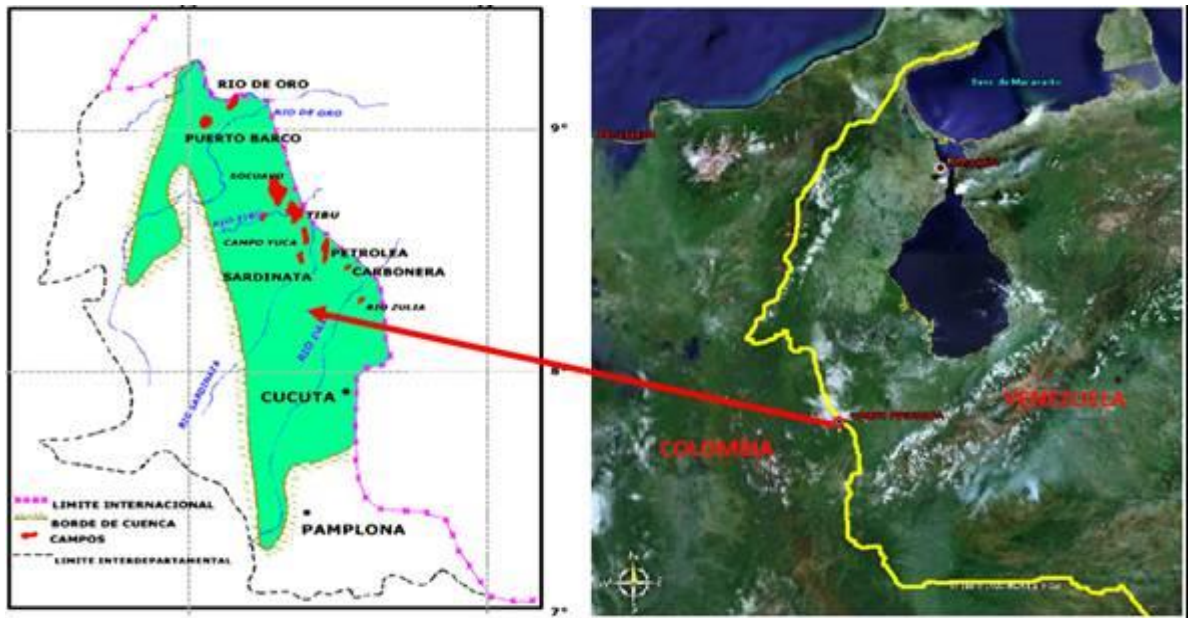
Las Formaciones Barco y Catatumbo producen solo en el Domo sur y la Formación Cogollo solo en el Domo Norte. La producción de la Formación Mito-Juan de ambos domos es comparativamente pequeña. Los Miembros Aguardiente y Mercedes del Grupo Uribante aportan la mayor producción de este Campo.

3.2. LOCALIZACIÓN GEOGRÁFICA

El Campo Sardinata se encuentra ubicado en la cuenca del Catatumbo que corresponde a la porción SW de la cuenca de Maracaibo, ubicada en el territorio Colombiano entre las latitudes 7° 30' N a 9° 30' N y las longitudes 72°20'E a 73°10'E, en la que se encuentran localizados los campos Río de Oro, Tibú-Socuavó, Campo Yuca, Sardinata, Petrólea, Carbonera, Río Zulia, Orú, Cerro Gordo y Cerrito.

El Campo Sardinata está localizado, al Sur del Anticlinal de Tibú entre los ríos Nuevo Presidente y Sardinata en el Departamento de Norte de Santander (Ver Figura 19).

Figura 19. Localización del Campo Sardinata



Fuente: ECOPETROL S.A.

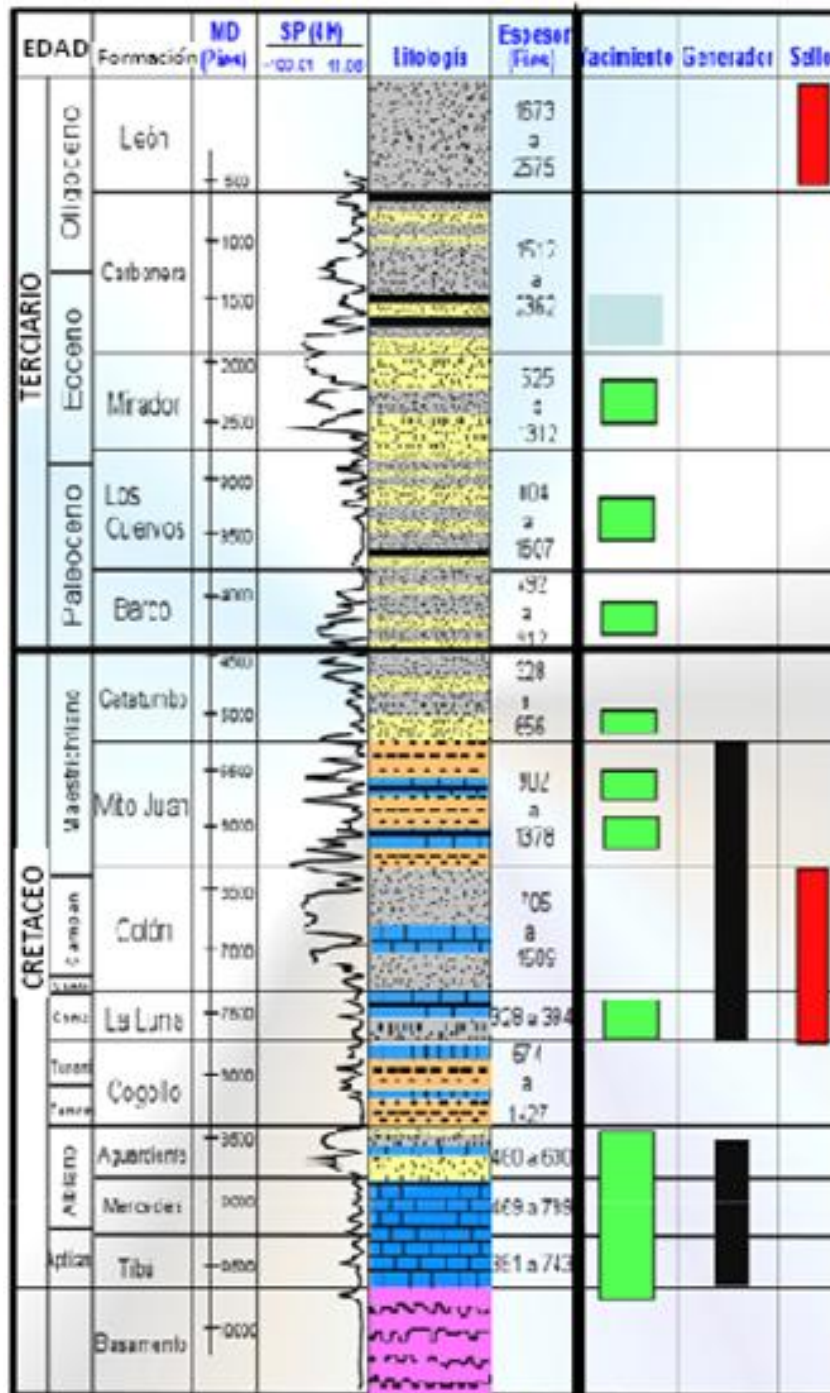
3.3. ESTRATIGRAFIA

La columna estratigráfica del área del Catatumbo es una de las más ricas del país en cuanto al número de formaciones productoras de petróleo se refiere, desde la edad Pre-cretácea hasta el Oligoceno inferior.

Es la única cuenca sedimentaria de Colombia que ha explotado petróleo del basamento y de 11 unidades lito-estratigráficas diferentes; a excepción las formaciones Colon, León Shale y Guayabo, toda la columna sedimentaria es productora (Ver figura 20).

La estratigrafía de la cuenca esta representada de base a techo por la siguientes unidades litoestratigráficas; un basamento Pre-Cretácico en el que se han diferenciado las unidades Floresta y Silgará en el Macizo de Santander; una secuencia Cretácea, cuya base es el Grupo Uribante, conformado por las Formaciones Tibú, Mercedes y Aguardiente seguida por la secuencia interestratificada de shales y rocas calcáreas de la Formación Cogollo(Capacho), Formación La Luna , Formación Colon y la Formación Mito-Juan. Le supra yace la secuencia Terciaria de shales y rocas clásticas de las Formaciones Barco, Catatumbo, Los Cuervos, Mirador, Carbonera, León y Guayabo.

Figura 20. Columna Estratigráfica Campo Sardinata



Fuente: ECOPEPETROL S.A.

3.4. GEOLOGIA

El modelo geológico para el campo Sardinata esta basado en la información adquirida a partir de la perforación de los 35 pozos existentes y de la información de sísmica correspondiente ha:

Anticlinal Sardinata

Se extiende en dirección Norte-Sur y tiene una longitud aproximada de 20 kilómetros. Está formado por dos pequeñas subestructuras denominadas localmente Domo Norte (Sardinata Norte) y Domo Sur (Sardinata Sur).

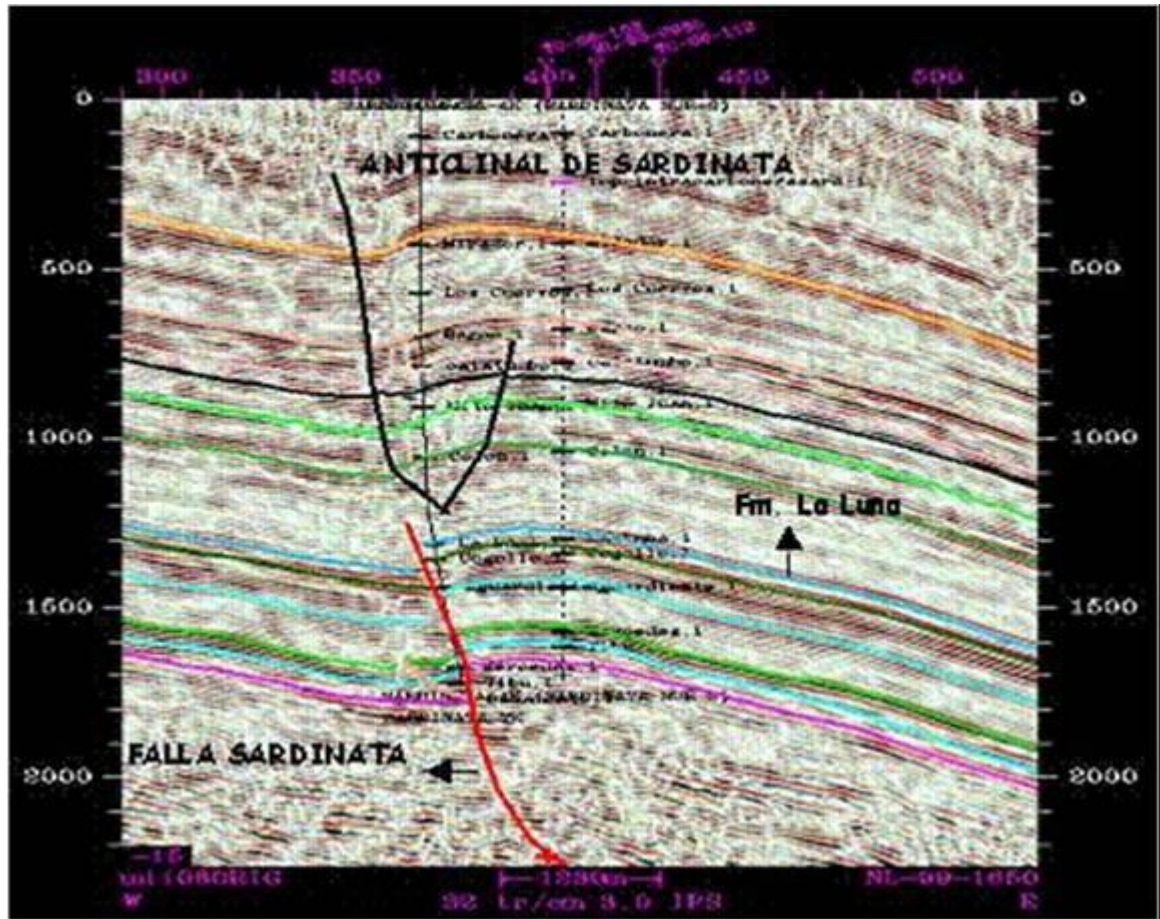
El Domo Norte es relativamente simétrico, apareciendo ligeramente alargado en dirección del eje principal del anticlinal, con buzamientos promedios en subflancos de 10°. El Domo Sur es muy similar pero ligeramente más extenso que el Domo Norte y está formado por una extensa falla de cabalgamiento (escurrimiento) a lo largo del flanco oeste, inclinándose al este y con rumbo norte-sur (Ver Figura 21).

La naturaleza de las unidades estratigráficas desde el punto de vista mecánico influencia fuertemente la geometría de la estructura en el área de estudio; cuando la falla empieza a afectar el primer paquete (Basamento, Grupo Uribante, Cogollo y La Luna), considerado en general como competente, la ruptura es producida después de generarse un plegamiento limitado.

El segundo paquete compuesto predominantemente por shales, (Formaciones Colón y Mito Juan) absorbe la deformación producida por la falla en el paquete competente infra yacente presentando un acortamiento por compresión, lo que sugiere una gran cantidad de deformación en este paquete, por esta razón, la falla no rompe abruptamente las unidades superiores ni aflora en superficie, sino que

las deforma por deslizamiento flexural o deformación interna, o mediante la formación de fallas tipo backthrust.

Figura 21. Sección Sísmica de Buzamiento del Anticlinal de Sardinata



Fuente: ECOPETROL S.A.

3.5. PROPIEDADES Y CARACTERISTICAS DE LOS YACIMIENTOS

El campo Sardinata produce de las formaciones de edad Terciario y Cretáceo, siendo las últimas las de mayor prospección de hidrocarburos. Las principales unidades productoras de hidrocarburos líquidos y gaseosos en el campo correspondientes al Terciario son las arenas de las formaciones Barco, denominadas Ciclo I, II, III y IV, donde las arenas Ciclo II y III, y la Formación

Catatumbo son las que presentan las mejores características petrofísicas. Dentro de las formaciones correspondientes al Cretáceo se encuentran las del Grupo Uribante que comprende las formaciones Aguardiente, Mercedes y Tibú. Dentro del grupo Uribante, la Formación Mercedes es la que presenta la producción más baja, en menor importancia se encuentran las formaciones Mito Juan, La Luna y Cogollo.

En las tabla 5, 6 y 7 se resumen las características de los fluidos y las propiedades de las formaciones productoras en cada domo, norte y sur, del Campo Sardinata.

Tabla 5. Propiedades de los fluidos producidos del Campo Sardinata²

	BARCO	CATATUM.	MITO JUAN	COGOLLO	AGUARDIEN	MERCEDES	TIBÚ
Base del Crudo	Parafinico	Parafinico	Parafinico	Parafinico	Parafinico	Parafinico	Parafinico
Tipo de Crudo	Pesado	Liviano	Liviano	Liviano	Liviano	Liviano	Liviano
Gravedad API o °API	27.5	36.6	34.8		50		44.5
FVF Inicial, RB/STB		1,267					2,162
Viscos. de Aceite @ °F Yto, cp		2.87					0.3915
Viscos. de Aceite @ Pb Psi		1.1					0.1246
Presión Pto de Burbuja, Psi		1390		4880 (DP)			3500
Factor de Compresibilidad, Psi⁻¹		2.29*10-6					5.27*10-6

Fuente: ECOPELROL S.A.

² Los fluidos del cretáceo son de condensación retrograda, entonces tienen presión de rocío (Dew Point = DP)

Tabla 6. Características de las Rocas Yacimientos Domo Norte Sardinata³

Formación	Espesor Promedio ft	Porosidad Promedio (%)	Permeabilidad Promedio (mD)	Saturación de Aceite (%)	Saturación de Agua (%)	Energía del Yacimiento
Barco	26.4	17	Fractura	65	33	Gas en Sln.
Catatumbo	56	19.3	54	64	33	Gas en Sln.
Mito Juan			Fractura		33	Gas en Sln.
Cogollo					40	
Aguardiente		4.7	Fractura		40	Gas en Sln.
Mercedes					40	
Tibú		2.8	Fractura		40	ND

Fuente: ECOPELROL S.A.

Tabla 7. Características de las rocas yacimiento Domo Sur Sardinata

Formación	Espesor Promedio ft	Porosidad Promedio (%)	Permeabilidad Promedio (mD)	Saturación de Aceite (%)	Energía del Yacimiento
Barco	15	17	Fractura	65	Gas en Sln.
Catatumbo	43.1	17	54	64	Gas en Sln.
Mito Juan			Fractura		Gas en Sln.
Cogollo					
Aguardiente		4.7	Fractura		Gas en Sln.
Mercedes					
Tibú		2.8	Fractura		ND

Fuente: ECOPELROL S.A.

³ A condiciones iniciales de yacimientos

3.6. MECANISMO DE PRODUCCIÓN

Con base en las pruebas iniciales de producción, análisis de laboratorio de los fluidos producidos, pruebas PVT realizadas en los pozos S-4K, S-3K y S-9 y la historia de producción, se concluye que el campo produce esencialmente por una combinación de gas en Solución y empuje parcial de agua. El 50% de los pozos ha tenido un corte agua superior al 50% y más del 78% de los pozos presentaron GOR iniciales menores a 10 Mscf/Bbl. De acuerdo a la historia de presiones del campo se estima que los dos domos, que estructuralmente conforman el campo, están separados hidráulicamente, lo que significaría la presencia de acuíferos independientes.

En las tablas 8 y 9 se resumen el mecanismo de producción por formación para el Campo Sardinata. Se debe anotar que la Formación Barco, que es la formación de interés en el Terciario, presenta mecanismo de producción por gas en solución.

Tabla 8. Mecanismos de producción por formación Campo Catatumbo.

FORMACIÓN	MECANISMO DE PRODUCCIÓN
Barco	Gas en Solución
Catatumbo	Gas en Solución y Empuje parcial de Agua
Mito Juan	Gas en Solución
Aguardiente	Gas en Solución y Empuje parcial de Agua
Mercedes	Gas en Solución y Empuje parcial de Agua
Tibú	Gas en Solución y Empuje parcial de Agua

Fuente: ECOPETROL S.A.

Tabla 9. Características iniciales de los yacimientos Campo Sardinata.

FORMACIÓN	Profundidad Promedio (ft)	Presión Inicial Psig	Temperatura Promedio °F
Barco	3990		129
Catatumbo	4460	1935 @ 4200´ BNM	146
Mito Juan	5100	2350 @ 4640´ BNM	
Cogollo	8700	4029 @ 8250´ BNM	250
Aguardiente			
Mercedes			
Tibú	9700	4120 @ 9200´ BNM	254

Fuente: ECOPETROL S.A.

3.7. ANALISIS DE PRODUCCIÓN

La producción acumulada de petróleo para el campo Sardinata, a Noviembre de 2007 es de 9.286.369,07 barriles de aceite, 53.210.481,33 KPC de gas y 3.317.216,42 barriles de agua, el factor de recobro es de 10.5% con un OOIP estimado de 87.9 Millones de barriles.

El domo sur tiene el mayor acumulado de hidrocarburos debido a que posee 23 de los 32 pozos perforados en el campo y por que se han explotado las formaciones del Terciario y Cretáceo simultáneamente a diferencia del domo norte, donde las formaciones del Terciario han mostrado poca productividad. En la tabla 10 se presenta una estadística de la distribución de los pozos y la producción acumulada por domo y por formación.

Tabla 10. Producción acumulada del Campo Sardinata a 2006

EDAD	Petróleo Acumulado			Número de Pozos Completados en:			
	Domo Norte	Domo Sur	Total	Domo Norte	Domo Sur	Total	
TERCIARIO	342777	3628245	3971022	4	10	14	
BARCO	146036	2941927	3087963	4	8	12	
CATATUMBO	196741	627437	824178	1	2	3	
BARCO-CATATUMBO	0	58881	58881	0	1	1	
Pozo con mayor...	S-28K	S-9					
	197010	1481886					
CRETACEO	2777898	2476645	5254543	7	11	18	
MITO JUAN	111578	180418	291996	3	4	7	
LA LUNA	0	2872	2872	0	1	1	
COGOLLO	50793	0	50793	1	0	1	
URIBANTE	Fm. Aguardiente	95098	1369585	1464683	3	7	10
	Fm. Mercedes	0	0	0	1	1	2
	Fm. Tibú	1053803	923770	1977573	3	3	6
	Fm. Merce-Aguard	1466626	0	1466626	1	0	1
Pozo con mayor...	S-3k	S-7K					
	2455658	687146					
Gran Total	3120675	6104890	9225565	9	23	32	
Numero de Pozos Perforados				9	23	32	

Fuente: ECOPETROL S.A.

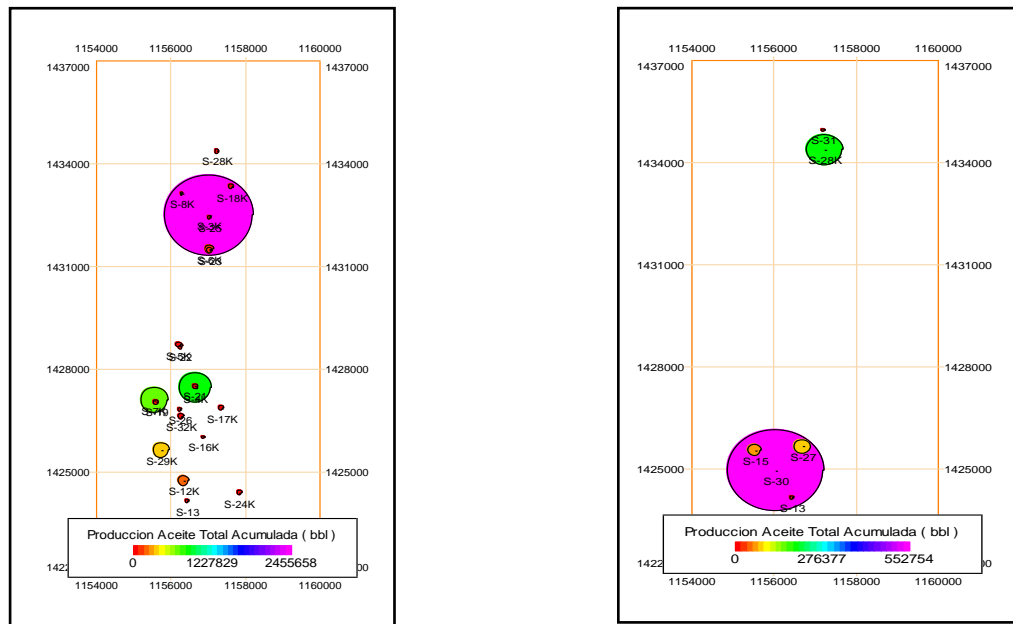
El OOIP para el campo Sardinata se calculó inicialmente en 237.9 millones de barriles de petróleo. En la reevaluación realizada en el 2006, utilizando la técnica de balance de materia y método volumétrico, el aceite original del campo se calculó en 87.9 millones de barriles de petróleo (este valor no incluye los volúmenes de las formaciones Catatumbo y Barco del domo norte). La Formación Barco, domo sur presenta 17.6 millones de barriles (Mbls) de OOIP, la Formación La Luna 20.4 Mbls, la Formación Aguardiente 20.4 Mbls y Formación Tibú 29.5 Mbls.

En la figura 22 se presentan 2 mapas de producción de petróleo acumulado al nivel del Terciario y cretáceo. De la tabla 10 y de estos mapas se puede observar que el cretáceo ha producido de forma balanceada de los dos domos, donde el

pozo S-3K tiene el mayor acumulado con 2.455.658 millones de barriles de petróleo, más del 78% de la producción del domo norte. La producción acumulada del terciario en el domo norte es baja comparada con la del domo sur. Lo anterior indica la posibilidad de explotación del terciario en esta zona con los pozos a proponer. El cretáceo muestra interés en los dos domos debido a su alto potencial y zonas no drenadas por los actuales pozos.

En el 2007 se perforaron tres nuevos pozos, SS-33, SS-34 y SS-35, de los cuales el pozo SS-34 es el que mejores resultados ha presentado con una producción de aceite de 80 BOPD y 2 MPCD de gas, el pozo SS-33 produce 15 BOPD y 600KPCD de gas y el pozo SS-35 se encuentra 0x0.

Figura 22. Mapas de producción Campo Sardinata



a. Cretáceo

b. Terciario

Fuente: ECOPETROL S.A.

4. SELECCIÓN DE POZOS

Para alcanzar el éxito en la aplicación de la técnica de perforación radial, Radial Drilling, se debe tener en cuenta la selección de un buen candidato.

El proceso comienza obteniendo y organizando la información disponible de cada pozo. Estos datos incluyen: registros, historial del pozo, características del reservorio y trabajos realizados a la formación como workovers o tratamientos químicos (estimulaciones, acidificaciones).

Además de estos aspectos se debe tener en cuenta el estado mecánico de los pozos ya que esta técnica actualmente no cuenta con las herramientas necesarias para perforar casing superiores al grado N-80, sin embargo ya se está trabajando en ello, asimismo hay que revisar el estado y espaciamiento de las locaciones para que no restrinjan la ubicación del equipo de Radial Drilling y se debe observar que las vías de acceso a los pozos estén en buenas condiciones con el fin de disminuir costos por obras civiles.

De toda esta información se identificarán los pozos que tienen un alto potencial para la aplicación de la técnica de perforación radial, aunque debido a que el proyecto se catalogó como piloto, no interesó que los pozos tuvieran un alto potencial sino que hubieran producido fluidos hidrocarburos.

El proceso de clasificación de los pozos Incluye:

- Determinar el potencial del pozo además de la producción acumulativa presente.
- Identificación de la zona de Interés.
- Determinación del tamaño (largo) del lateral dentro del reservorio, el ángulo y dirección del hoyo.

- Selección de fluidos de perforación compatibles con la formación.

El Departamento de Yacimientos Y Producción, Grupo Soporte para la Gerencia Regional Norte de ECOPETROL S.A., realizó un estudio de ingeniería y geología al campo Petrólea para visualizar posibles candidatos a aplicar la técnica de perforación radial y así reactivar el campo.

En este estudio se tuvo en cuenta la producción actual de los pozos, pozos activos y productores y los perforados en la campaña del 2007, a estos pozos se les hizo un análisis de las características de producción promedio por zona para identificar las posibles zonas a intervenir, además, se hizo un análisis del mapa estructural del campo y con esto se identificaron los pozos geológicamente mejor ubicados y los más opcionados a intervenir.

A partir de los datos obtenidos y el estudio realizado por el Departamento de Yacimientos de ECOPETROL S.A. y RDS (Radial Drilling Services), se seleccionaron inicialmente los siguientes pozos:

- Sardinata Sur 14
- Sardinata Sur 19
- Sardinata Sur 20
- Sardinata Sur 27
- Sardinata Sur 30
- Sardinata Sur 35
- Petrólea 34
- Petrólea 40
- Petrólea 44
- Petrólea 74
- Petrólea 224
- Petrólea 226

Los primeros pozos que se habían tenido en cuenta por su estado mecánico, locaciones y vías fueron los pozos perforados en la campaña 2007 que son: el PET-224, PET-226 y SS-35, los cuales se descartaron porque estos fueron completados con casing grado P-110 el cual como fue mencionado anteriormente es un parámetro restrictivo para la aplicación de la tecnología.

Después de esto se tomaron en cuenta otros aspectos para la selección de los pozos, se observaron los pozos activos, pozos inactivos y pozos abandonados de donde finalmente se obtuvieron los pozos a los cuales se les aplicó la tecnología de perforación radial.

Los pozos seleccionados fueron:

- Sardinata Sur 27 (Pozo Activo)
- Sardinata Sur 30 (Pozo Activo)
- Petrólea 29 (Pozo Activo)
- Petrólea 40 (Pozo Abandonado)
- Petrólea 44 (Pozo Abandonado)

El pozo Petrólea 29 ingresó a la lista final después de hacerle el mismo estudio que se realizó a los otros pozos aunque inicialmente no fue tenido en cuenta en la lista de candidatos.

4.1. SELECCIÓN DEL POZO SARDINATA SUR 27

Ubicado unos 750 al norte del pozo Sardinata 11, el objetivo del pozo Sardinata 27 era probar y explotar la formación Catatumbo en el domo sur del campo Sardinata, y determinar el límite norte del yacimiento a lo largo del flanco este de la estructura.

Datos Básicos

Localización: N 1'425.644,41 E 1'156.703,10
Elevación terreno: 188,06 ft Inicio perforación: 26/Mar/1.957
Elevación rotaria: 199,15 ft Completado: 29/abr./1.957
Profundidad total: 4.565 ft Taponado a: 4.071 ft
Formaciones Productoras: Catatumbo y Barco
Estado del pozo: Productor de Barco

Historia de Perforación

Se inició la perforación el 26 de marzo de 1.957 en la formación León con broca de 12-1/4" hasta los 220' y el 27 de marzo se sentó revestimiento de 9-5/8" a 203,64' con 80 sacos de cemento Nare. Se continuó perforando con broca de 8-5/8" hasta los 4.305', el 3 de abril se tomó registro eléctrico en el intervalo 208 - 4.217', y el 4 de abril se sentó revestimiento de 6-5/8" a 4.299,76' con 250 sacos de cemento Nare (2.757' tope estimado del cemento detrás del revestimiento).

Se alistó el equipo para perforación con gas y se procedió a perforar con gas un hueco de 5-3/4" desde 4.305' hasta la profundidad final de 4.365', alcanzada el 9 de abril de 1.957; el 10 de abril se tomó registro "Induction Log" en el intervalo 4.302' - 4.484' y registros "Gamma Ray" y "Neutrón" en el intervalo 4.302' - 4.472'.

No hubo ninguna evidencia de aceite en el hueco hasta que se alcanzó la profundidad de 4.461', a pesar de que los registros mostraron que la arena petrolífera se encontraba directamente encima de esta profundidad. Una explicación de este hecho podría ser que la presión del gas circulante hubiera restringido el flujo de aceite al hueco mientras se perforaba en la zona productora; la primera manifestación de aceite ocurrió después de que se añadió una junta a la sarta, manteniendo cerrado el gas hasta que se reanudara la perforación, lo que pudo haber permitido que el aceite primero se acumulara y luego fluyera fuera del hueco. Esta primera manifestación de aceite, entonces, podría no indicar el tope

de la zona productora de aceite en un yacimiento de baja presión como el de la formación Catatumbo en el área de Sardinata. Sin embargo, es interesante notar que lo que parecen ser cortes de Shale de la zona ubicada encima de la arena de Catatumbo (según los registros), dieron ligeros cortes de cloroformo y alguna fluorescencia; la naturaleza de los cortes perforados con gas hace difícil identificar, tanto la profundidad de donde provienen, como el tipo de roca al que corresponden, por lo que es factible que las pruebas anteriores pudieran sólo indicar ligera contaminación del Shale con aceite, o material cementante de arenisca contaminado con aceite a partir de pequeños flujos no detectados.

El 10 de abril de 1.957 se sentó tubería de producción de 2-1/2" a 4.493'; se procedió a lavar el pozo con aceite pero éste no respondió. Se instaló entonces equipo de bombeo mecánico y se colocó el pozo en bombeo; el Sardinata 27 se considera completado oficialmente en la Formación Barco Ciclo I-Catatumbo el 29 de abril de 1.957 cuando empezó a bombear (bomba de 2-1/2" x 2" x 12', recorrido 54", 16 SPM) en pruebas preliminares de producción

Historia de Producción

Después de que el pozo se puso en producción por bombeo mecánico en mayo de 1.957, se recomendó un tratamiento "Hidfrac", buscando un incremento en la tasa de producción, pero no se llevó a cabo.

Entre el 30 de septiembre y el 13 de noviembre de 1.957 se desarrolló un "workover" en el que se reparó la bomba y se acondicionó el pozo: por achique se sacaron 3 Bls de lodo y "shale" de 4.311' a 4.342'; con broca de 5-3/4" y lodo de emulsión de aceite (invertida) se perforaron puentes en 4.335 - 4.348', en 4.322 - 4.400', en 4.386 - 4.437' y en 4.468 - 4.530', hasta que finalmente se alcanzó el fondo del pozo, pero al sacar la sarta la broca salió partida. Se colocó tapón de cemento en 4.514 - 4.527' con 18 sacos de cemento Caribe (hubo un primer intento fallido con 10 sacos en el intervalo 4.527 - 4.528'), se sentó en fondo

“Liner” de 5” en 4.271 - 4.514’, se corrió tubería y bomba dentro del pozo y se puso en bombeo el 13 de noviembre, mejorando su tasa de producción de 52 BPD de aceite de 34° API (RGA 2.032 PC/Bls) a 85 BPD de aceite de 34,1° API (RGA 2.107 PC/Bls).

En diciembre de 1.968 se cambió el sistema de bombeo mecánico por un diseño de “Gas Lift” (3 válvulas a 625, 660 y 700 psig), cayendo la tasa de producción de 38 BPD de aceite (36° API) a 30 BPD de aceite (35,4° API). El pozo se mantuvo en producción con este sistema hasta que fue cerrado en agosto de 1.964 por falta de “Gas Lift” en Sardinata. Desde entonces el pozo no ha vuelto a producir de la formación Barco Ciclo I; sus acumulados de producción en esta zona son 74.683 Bls de aceite, 584 Bls de agua, y 100.196 Kpc de gas.

En junio de 1.965 se abandonó la formación Barco Ciclo I-Catatumbo y se recompletó el pozo como productor de la formación Barco ciclo III. El 22 de junio se circuló el pozo a 4.100’ y se tomaron registros “Gamma Ray CCL” en el intervalo 3.900 - 4.200’ (escala 1:500 y 1:200) y “Cement Bond Log CBL” en el intervalo 3.900 - 4.200’ (escala 1:200), se sentó tapón de magnesio de 20 # modelo “K” a 4.071’, y el 23 de junio se perforó el Ciclo III de la formación Barco con pistola “Supergun” de 10 mm x 14 mm a 4 tiros por pie en un solo plano a las profundidades de 4.009’, 4.011’, 4.015’, 4.020’, 4.021’, 4.029’, 4.030’, 4.031’, 4.032’ y 4.033’. Se metió tubería de producción de 3” y un tubo de 2-1/2” EUE perforado (29,79’) hasta 3.959’, y se preparó el pozo para efectuar la prueba oficial de producción, la cual se llevó a cabo durante el mes de julio; el pozo se considera recompletado oficialmente como productor del Ciclo III de la formación Barco el 10 de julio de 1.965, tasado fluyendo en 310 BPD de petróleo (24,5° API, RGA 166 PC/Bls, 0,3% BS&W, choque 32/64”, TP 58 psig, CP 540 psig).

El pozo fue cerrado temporalmente el 20 de abril de 1.966 por alta RGA, siendo puesto de nuevo en producción por flujo natural en septiembre de 1.968 (según

F9-CR), para abastecer la demanda de gas por parte de Centrales Eléctricas de Norte de Santander. En enero de 1.979 se instaló sistema de bombeo mecánico (se bombearon 100 Bls de agua salada), pasando el pozo de producir 54 BPD de petróleo (RGA 1.324 PC/Bls) a producir 88 BPD de petróleo (RGA 1.397 PC/Bls).

Se realizaron reparaciones de bomba en abril de 1.979, en diciembre de 1.985, en febrero de 1.986, en agosto de 1.987, en agosto de 1.989 (cambio de diseño: bomba de 2" I.D. por bomba de 1-1/2" I.D.), en enero (se cambiaron 3 tubos colapsados) y octubre de 1.990 (cambio de diseño: bomba de 1-1/2" I.D. por bomba de 2" I.D.), en mayo y diciembre de 1.991, en abril de 1.993, en abril, julio y septiembre de 1.994, en enero, febrero (tubo ranurado con manzana salió lleno de arena; toma de presión de fondo) y septiembre de 1.995, en febrero, julio, septiembre y octubre de 1.996 (bomba llena de agua), y en enero (últimos tubos con pequeña capa externa de calcio), marzo y agosto de 1.997.

Tabla 11. Marcadores Geológicos Pozo SS-27

Formación	Profundidad (Pies)
León	0
Carbonera	663
Mirador	2.181
Los Cuervos	3.026
Barco	3.836
Barco Ciclo III	3926
Barco Ciclo II	4057
Barco Ciclo I	4223
Catatumbo	4.358

Fuente: ECOPETROL S.A.

Tabla 12. Datos de Completamiento y Estado Mecánico Pozo SS-27

HUECO PERFORADO					
#	Diámetro Broca	Intervalo	#	Diámetro Broca	Intervalo
1	12-1/4"	0 - 220'	3	5-3/4" ⁽¹⁾	4.305 – 4.565'
2	8-5/8"	220 - 4.305'	-	-	-

(1) Tapones de cemento en 4.514 - 4.527' (10 sx) y 4.527 - 4.528' (10 sx, fallido)

REVESTIMIENTO									
Diám.	Grado	Jts	Lb/ft	Rosca	Tope	Fondo	Cemento		
							sx	Tope	Fondo
9-5/8"	J-55	5	36	8	0'	203,64'	80	0'	220'
6-5/8"	J-55	100	20	8	0'	4.299,76'	250	2.757' ⁽¹⁾	4.305'
5" ⁽²⁾	J-55	?	15	Hydril	4.271'	4.514'	-	-	-

⁽¹⁾ Calculado

⁽²⁾ Liner, ranurado en 4.384 - 4.514'

PERFORACIONES			
Intervalo	Formación	SPF	Status
4.009'	Barco Ciclo III	4	Supergun 10 mm x 14 mm, Abierto
4.011'	Barco Ciclo III	4	Supergun 10 mm x 14 mm, Abierto
4.015'	Barco Ciclo III	4	Supergun 10 mm x 14 mm, Abierto
4.020'	Barco Ciclo III	6	Supergun 10 mm x 14 mm, Abierto
4.021'	Barco Ciclo III	6	Supergun 10 mm x 14 mm, Abierto
4.029'	Barco Ciclo III	4	Supergun 10 mm x 14 mm, Abierto
4.030'	Barco Ciclo III	4	Supergun 10 mm x 14 mm, Abierto
4.031'	Barco Ciclo III	4	Supergun 10 mm x 14 mm, Abierto
4.032'	Barco Ciclo III	4	Supergun 10 mm x 14 mm, Abierto
4.033'	Barco Ciclo III	4	Supergun 10 mm x 14 mm, Abierto

A cada profundidad todas perforaciones en un solo plano.

TUBERÍA DE PRODUCCIÓN							
Diám.	Grado	Jts	Lb/ft	Rosca	Tope	Fondo	Comentarios
2-7/8"	J-55	126			0'	3.890,45'	(EUE)
2-1/2"		1			3.890,45'	3.891,45'	Niplesilla (H.F.)
2-7/8"	J-55	1			3.891,45'	3.922,1'	Tubo de cola (EUE)

VARILLAS				
Diám.	Tope	Fondo	Jts	Comentarios
1-1/4"	0'	12'	1	Barra Lisa 1-1/4" x 16'
7/8"	12'	22'	2	Varillas cortas de 8' y 2'
7/8"	22'	47'	1	
3/4"	47'	3.947'	156	
2-1/2"	3.947'	3.959'	1	Bba RWAC 2-1/2" x 2" x 12' (Nº 275)

Fuente: ECOPETROL S.A.

No se encontraron datos acerca del lodo usado realmente durante la perforación, salvo que la formación de interés, Catatumbo, efectivamente fue perforada usando gas como fluido de perforación.

4.2. SELECCIÓN DEL POZO SARDINATA SUR 30

El pozo Sardinata 30 localizado en la estructura del domo Sur del Campo Sardinata servirá para determinar saturaciones de agua, evaluar la interpretación isópaca de las principales arenas de la zona 2 del Catatumbo. El pozo será completado como un productor de aceite aunque su último propósito es la inyección de agua.

Datos Básicos:

Localización:	N 1.424.938,73	E 1.156.061,12
Elevación terreno:	193 ft	Inicio perforación: Enero 20 /64
Elevación rotaria:	204 ft	Completado: Febrero 15/64
Profundidad total:	4484 ft	Taponado a: 4397 ft
Fm. productoras:	Catatumbo Zona II.	

Historia del Pozo:

La perforación del pozo Sardinata 30 fue iniciada el 20 de Enero de 1964 a las 5:00 P.M. Con broca de 12-1/4" se perforó un hueco hasta 136 pies. Tubería conductora de 9-5/8" fue sentada a 131.7 pies y cementada con 55 sacos de cemento común. La perforación continuó con broca de 7-7/8" hasta la profundidad de 4200 pies con lodo emulsificado, profundidad a la cual el sistema de lodo se cambio por uno invertido a base de aceite "Baroid Invermul". Se continuó perforando el hueco de 7-7/8" hasta 4300 pies. Se acondicionó el pozo y se tomo el primer corazón (Enero 31/64) en la formación Catatumbo de 4320 a 4337,5' (broca de 5-5/8") recobrando el 89 por ciento. El primer corazón fue recuperado con una emulsión inversa base aceite la cual presentó las siguientes condiciones: 10 lpg, 207 μ aparente, 113 μ plástica, 39 yield point, 6 gel inicial, 12 gel-10 min., 0 pérdida de agua, 54% aceite, 25% agua, 21% de sólidos. Se rectificó y perforó con broca de 7-7/8" el intervalo 4320-4340'.

En febrero 2 de 1964 se tomó el segundo corazón (broca de 5-5/8") en el intervalo 4340-4382', corazonandose 42 pies de los cuales se recuperaron 40.4 pies con emulsión inversa base aceite la cual presentó las siguientes condiciones: 10.1 lpg, 175 μ aparente, 113 μ plástica, 39 yield point, 6 gel inicial, 12 gel-10 min., 0 perdida de agua, 56% aceite, 25% agua, 19% de sólidos. Se rectificó y perforó con broca de 7-7/8" el intervalo 4337-4379'.

En febrero 4 de 1964 se tomó el tercer corazón en el intervalo 4382-4429', corazonandose 47.5 pies de los cuales se recuperaron el 100% con emulsión inversa base aceite la cual presentó las siguientes condiciones: 10.4 lpg, 95 μ aparente, 45 yield point, 7 gel inicial, 11 gel-10 min., 0 perdida de agua, 45% aceite, 35% agua, 20% de sólidos. Se rectificó y perforó con broca de 7-7/8" el intervalo 4379-4484'.

Luego fueron corridos los siguientes registros eléctricos:

Induction Log	4474 - 130'	1:500	1:200	Febrero 6/64
Sonic Log (3 pies)	4476 - 2800'	1:500	1:200	Febrero 6/64
Sonic Log (1 pie)	4280 - 4476'			Febrero 6/64
Gamma - Ray Neutrón	132 - 2800'	1:500	1:200	Febrero 6/64
Gamma - Ray Neutrón	2800 - 4482'			Febrero 6/64
Gamma - Ray	2800 - 4466'	1:500	1:200	Febrero 6/64
Gamma - Ray	3900 - 4391'	1:200		Febrero 13/64

Después de acondicionar el pozo se bajó tubería revestidora de 5", 15 y 18 libras de peso por pie, la cual fue sentada a 4457.88 pies y cementada con 240 sacos.

En febrero 12 se tomó un registro Gamma Ray-CCL de 4391 a 3900', seguidamente la formación Catatumbo fue CAÑONEADA con supergun en los siguientes intervalos: 4306', 4310', 4314', 4320.5', 4329', 4338', 4345.5', 4365 y 4376.5' en perforaciones circulares con 4 tiros en cada intervalo. Se bajó tubería de 2-1/2", la cual fue sentada a 4370 pies con bomba y varillas a 4324 pies. Se instaló balancín Lufkin.

En febrero 15 de 1964 se da comienzo a la primera prueba preliminar de producción en bombeo, por consiguiente se considera oficialmente terminado en esta fecha.

En febrero 25 de 1964 se sentó empaques Bridge Plug de 5" a 4386' y Full Bore a 4352' y se realizó tratamiento "Sand-oil-squeeze" (SOS) con las siguientes especificaciones:

Especificaciones del Fracturamiento

Tubería de trabajo: Tubing 2-1/2" J-55 65#

Intervalo perforado: 4365-4376.5'

Tipo de Crudo: 49° API a 60°F. (Sardinata).

Tabla 13. Especificaciones Primer Fracturamiento Pozo SS-30

	Usado	Inyectado	Ratas
Breakdown	74 Bls	99 Bls	7.8 Bls/min.
Fracturamiento	368 Bls	368 Bls	6.9 Bls/min.
Flush	25 Bls	0 Bls	6.5 Bls/min.
Total Fluido	467 Bls	467 Bls	7.0 Bls/min.

Propping Material	9600 Lbs arena Ottawa 20-40
Otros Materiales	850 Lbs de Adomite a 0.047 ppg

	Presiones Medidas, PSI.	Sub.-suelo, PSI
Líneas Superf.	7500	
Fm. Breakdown	5300-5500	5580-5780
Mínima	4600	5010
Máxima	5600	5880
Cierre	3000	4480
Promedio	5100	5490

Fuente: ECOPEPETROL S.A.

Los anteriores intervalos perforados de la formación Catatumbo fueron fracturados como siguen: (Primera etapa) 5000 libras de arena y 4 bolas sellantes, (Segunda etapa) 4600 lbs de arena. Las presiones en subsuelo fueron calculadas usando crudo de 1.6 cp a 100 °F.

Se circuló pozo con aceite, se bajó tubería y se pescó RBP. Se sentó empaques RBP a 4352' y Full Bore a 4252' y se realizó tratamiento "Sand-oil-squeeze" (SOS) con las siguientes especificaciones:

Especificaciones del Fracturamiento

Tubería de trabajo: Tubing 2-1/2" J-55 65#

Intervalo perforado: 4305, 4310, 4314, 4320.5, 4329, 4338, 4345.5

Tipo de Crudo: 49° API a 60°F. (Sardinata).

Tabla 14. Especificaciones Segundo Fracturamiento Pozo SS-30

	Usado	Inyectado	Ratas
Breakdown	136 Bls	151 Bls	8.0 Bls/min.
Fracturamiento	615 Bls	615 Bls	7.8 Bls/min.
Flush	25 Bls	0 Bls	6.6 Bls/min.
Total Fluido	776 Bls	766 Bls	7.5 Bls/min.

Proping Material	18000 Lbs arena Otawa 20-40
Otros Materiales	1050 Lbs de Adomite a 0.04 ppg, 15 bolas sellantes.

	Presiones Medidas, PSI.	Sub.-suelo, PSI
Líneas Superf.	7300	
Fm. Breakdown	4900-5000	5155-5255
Mínima	4600	4770

Máxima	5000	5255
Cierre	3100	4545
Promedio	4800	5160

Fuente: ECOPETROL S.A.

Los anteriores intervalos perforados de la formación Catatumbo fueron fracturados como siguen: (Primera etapa) 7000 libras de arena y 10 bolas sellantes, (Segunda etapa) 5000 lbs de arena y 5 bolas sellantes y (tercera etapa) 6000 lbs de arena.

Tubería de 2-1/2" fue sentada a 4302 pies con bomba y varillas a 4257 pies. En marzo 16 de 1964 el pozo es oficialmente tasado en la formación Catatumbo como sigue: 82 BOPD (Bombeando), 35.7 °API, 0.7 % BSW, 1631 RGA.

No se tomaron pruebas de formación ni muestras de pared. Se tomaron muestras de zanja pero no se hizo descripción. Se tomaron muestras de corazones.

En Julio de 1964 fue cerrado temporalmente, en cumplimiento de la Resolución 0613 emanada por el Ministerio de Minas y Petróleos y fechada en Abril del mismo año, porque la relación gas-aceite del pozo excedía los 2000 pies cúbicos por barril de acuerdo a las pruebas reportadas.

Con licencia del Ministerio el pozo se reabrió para un período de prueba comprendido entre el 15 de Diciembre de 1964 y el 14 de Enero de 1965, obteniéndose relaciones gas-aceite inferior a 2000. Se solicita permiso para reabrirlo y ponerlo nuevamente a producción. El pozo fue cerrado el 14 de enero a las 3 P.M.

El 6 de Junio el pozo fue nuevamente abierto con la autorización del Inspector de petróleos y fue probado obteniéndose relaciones gas-aceite inferior a 2000 pies cúbicos por barril. El pozo fue cerrado nuevamente el 17 de Junio de 1965.

Tabla 15. Datos de Completamiento y Estado Mecánico Pozo SS-30

REVESTIMIENTO EMR:10.00'									
Diám.	Grado	Jts	Lb/ft	Rosca	Tope	Fondo	Cemento		
							Sx	Tope	Fondo
9-5/8"	J-55	25	40	8	13.5	130.6	55	0	131.7
5"	J-55	47	15	8	10,00	1903.29			
5"	N-80	63	18	8	1905.04	4411.06			
5"	N-80	1	18		4415.76	4454.86	240		4484.0

Fuente: ECOPETROL S.A.

NOTA: Las uniones: 88, 55 y 51 del casing N-80 (18#) fue encontrado en malas condiciones.

Tabla 16. Datos de Perforaciones Pozo SS-30

PERFORACIONES			
Intervalo	Formación	SPF	Status
4306'	Catatumbo	4	Cañón Supergun. Perforaciones circulares con 4 tiros en cada intervalo. Cañoneadas: Febrero 12/64
4310'	Catatumbo	4	Cañón Supergun. Perforaciones circulares con 4 tiros en cada intervalo. Cañoneadas: Febrero 12/64
4314'	Catatumbo	4	Cañón Supergun. Perforaciones circulares con 4 tiros en cada intervalo. Cañoneadas: Febrero 12/64

4320.5'	Catatumbo	4	Cañón Supergun. Perforaciones circulares con 4 tiros en cada intervalo. Cañoneadas: Febrero 12/64
4329'	Catatumbo	4	Cañón Supergun. Perforaciones circulares con 4 tiros en cada intervalo. Cañoneadas: Febrero 12/64
4338'	Catatumbo	4	Cañón Supergun. Perforaciones circulares con 4 tiros en cada intervalo. Cañoneadas: Febrero 12/64
4345.5'	Catatumbo	4	Cañón Supergun. Perforaciones circulares con 4 tiros en cada intervalo. Cañoneadas: Febrero 12/64
4365'	Catatumbo	4	Cañón Supergun. Perforaciones circulares con 4 tiros en cada intervalo. Cañoneadas: Febrero 12/64
4376.5'	Catatumbo	4	Cañón Supergun. Perforaciones circulares con 4 tiros en cada intervalo. Cañoneadas: Febrero 12/64

Fuente: ECOPETROL S.A.

4.3. SELECCIÓN DEL POZO PETRÓLEA 29

La perforación de este pozo se comenzó el 24 de Julio de 1938. Se bajó tubería de revestimiento de 8-5/8", cementándose a 208' con 45 Sx y 6 5/8" a 429' cementado con 30 sx. El pozo quedó completado en la **Zona 1** de la formación Cogollo, con hueco abierto en el intervalo 429'-509', el 31 de Agosto de 1938.

Hasta Octubre de 1940 el pozo produjo un total de 47953 barriles de petróleo, cuando se vino en gas.

Octubre 15 de 1940. PROFUNDIZACION Y RECOMPLETAMIENTO URIBANTE:

Se profundizó el hueco hasta una profundidad total de 1347' para probar la formación Uribante. Se bajó revestimiento de 5" a 1315' y cementado con 85 sx. El pozo fue completado en hueco abierto 1315'-1347'.

Octubre 29 de 1940. PRUEBA OFICIAL DE PRODUCCION URIBANTE:

Producción por flujo Natural.

Producción de 40.28 Bls de aceite en 3 horas, (46.8 °API, GOR 419 Pc/Bbl, peso específico 0.7936). 322.24 BPPD.

Presión Casing de 600 PSI. Presión Tubing 410 PSI.

Posteriormente se hicieron una serie de taponamientos y cañoneos, que se realizaban cada vez que el pozo se venía en agua y que se resumen de la siguiente manera:

Agosto 15 de 1944. RECOMPLETAMIENTO URIBANTE: Tapón cemento 1290'-1347' con 25 sx. Se Cañoneó zona media de la formación Uribante 1245'-1260' con 60 tiros. Prueba producción 380 BPPD, 47 °API, por flujo natural.

48/01/15: Tapón cemento 1236'-1290' con 25 sx. Se Cañeó zona superior de la formación Uribante 1210'-1230' con 78 tiros. Se lavó el pozo pero no fluyó. Se acidificó con 288 gal. HCl 15%. Prueba producción 357 BPPD, 47.5 °API.

49/09/15: Tapón cemento 1162'-1198' con 20 sx. Se cañoneó el intervalo 1110'-1150' con 160 tiros. El pozo no fluyó. Se acidificó con 300 gal. HCl 15%, presión de fractura de 500 PSI. El pozo no fluyó. Cerraron pozo para prueba restauración presión, abrieron pozo y fluyó 27 Bls de oil, durante 13 hrs. Posteriormente se acidificó con 404 galones de HCl 15%, pero el pozo tampoco fluyó. Se realizó una prueba de presión Build Up, y el pozo posteriormente produjo 126 BPPD.

51/02/15: Tapón cemento 1095'-1162' con 25 sx. Se cañoneó parte superior zona 4 Uribante 1075'-1090' con 60 tiros; después de achicar el pozo éste no fluyó. Se acidificó con 300 galones de HCl 15%, presión de Fractura de 375 PSI. Prueba producción 219 BPPD, 47 °API.

51/08/10: Tapón cemento 1070'-1095' con 20 sx. Se cañoneó tope **Zona 4 Uribante** 1040'-1050', se achicó el pozo pero no fluyó. En el primer intento de acidificación con 294 gal. HCl 15%, la formación no recibió. Se realizó nuevamente con 294 gal. HCl 15%. Prueba de producción 325 BOPD, 49 °API.

Hasta el 9 de Marzo de 1960 el pozo tenía una producción acumulada de la zona 4, de 721000 barriles de aceite y 950000 barriles de agua y registraba una producción diaria de 12 Bbl de aceite y 282 de agua, fecha en la que se recomienda completar el pozo en la zona 1.

El 15 de Abril de 1960 se taponaron los intervalos 838'-1070' y 536'-838' con 25 y 20 sx de cemento, respectivamente. Se cañonearon los intervalos 444'-450' y 504'-506' con expandible gun, a 5 Tpp. Se acidificó con 1000 gal. HCl 15% a una rata de inyección de 2.7 Bls/min. Y presión máxima de 800 PSI. En Junio del mismo año el pozo producía, de la zona 1 de la formación Cogollo, un promedio entre 283 y 300 BPPD, con TP de 140 PSI y CP de 190 PSI.

El 8 de Julio de 1960 se instaló Unidad de Bombeo mecánico. Antes del trabajo: producción de 61 BPPD, 44 °API y GOR de 584 Pc/Bbl. Después: 271 BPPD, 44.3 °API y GOR de 377 Pc/Bbl.

El 4 de Enero de 1981 el pozo producía 62 BPPD y 482 BAPD. Y en Septiembre del mismo año se propone completar la **zona 3** de la formación Cogollo.

El 8 de septiembre de 1981 se sacó el equipo de subsuelo, se perforó el tapón de cemento 486'-820' y se corrieron registros GR-CCL-CBL-VDL en el intervalo 0'-820'. Posteriormente se cañonearon los intervalos de la **zona 3** (801'-806', 786'-791', 774'-784', 751'-759', 740'-750'), con casing gun 4", a 2 Tpp y el intervalo de la **zona 1** (506'-511'), con casing gun 4", a 2 Tpp. Se Suabearon los intervalos cañoneados, recuperando 97 BIs de agua salada, trazas de aceite y gas. El nivel de fluido se mantuvo en 200'. Se bajó tubería de producción, varillas y bomba a 670'. El 16 de Febrero de 1994 se propone como uno de los 11 pozos candidatos a reactivar en la zona 1 de la formación Cogollo, de acuerdo al estudio de reactivación de pozos del campo Petrolea.

El 4 de Septiembre de 1996 el Departamento de Ingeniería de Petróleos SOC, emitió memorando con motivo del "Cuestionario para la Evaluación del Potencial de Incrustaciones en Sistemas de Producción", en el que resumiendo se tiene: Evidencia de Carbonatos de Calcio en las Instalaciones de Superficie del Campo Petrólea, líneas de producción y manifolds, proveniente del pozo PET-29 y en los equipos de subsuelo. A Septiembre de 1996 el pozo producía 30 BOPD y 205 BWPD.

Tabla 17. Datos de Completamiento Y Estado Mecánico PET-29

	OD (In)	ID (In)	Tope (Ft)	Base (Ft)	Grado	Peso Lbs/pie	Cemento			No. Juntas	Remarks
							Tope	Base	Sx		
Hueco			0	509							
	7 ¾		509	1347							Tapón 1315-1347'
	5 ¾										
Casing	6 5/8		0	429			0	509			Superficie
	5		0	1315		18	530	1315	85	56	Producción Tapón 820-1315'

	2 7/8		0	654.8	J-55						1 Niplesilla 2 1/2" HF
Tubing	2 1/2	2	617	629							RWAC
Bomba	7/8		0	617						26	Barra lisa 1 1/4" x 16' (12') 6 guías de 2 1/2" x 2'

Tabla 18. Litología Pozo PET-29

INTERVALO	FORMACION	DESCRIPCION
435-452	Zona 1	Caliza gris dura
452-470	Zona 1	Arcillolita gris dura
470-501	Zona 1	Arcillolita negra dura
501-508	Zona 1	Cherty gris duro
509-555	Zona 1	Arcillolita negra con rayas de calizas
555-565	Zona 2	Caliza negra
565-730	Zona 2	Arcillolitas y Calizas
730-800	Zona 3	Caliza gris dura y arcillolita negra
800-980	Zona 3	Arcillolita negra con rayas de caliza
980-1110	Zona 4	Arcillolita negra silty y arcillolita
1010-1160	Zona 4	Caliza gris dura y arcillolita negra
1160-1200	Uribante	Arenisca gris dura
1200-1347	Uribante	Arcillolita negra con rayas de caliza y arena dura

Fuente: ECOPETROL S.A.

Tabla 19. Marcadores Geológicos Pozo PET-29

FORMACION	INTERVALO (FT)
COLÓN	sup.-170'
LA LUNA	170-322'
OSTREA BED	322-438'
COGOLLO Z-1	438-561'
COGOLLO Z-2	561-735'
COGOLLO Z-3	735-1040'
COGOLLO Z-4	1040-1185'
URIBANTE AGUARDIENTE	1185'-
PROFUNDIDAD TOTAL	1347'

Fuente: ECOPETROL S.A.

4.4. SELECCIÓN DEL POZO PETRÓLEA 40

La perforación de este pozo se comenzó el 8 de Enero de 1939. Inicialmente se perforó con broca 10 5/8" hasta 202' y sentó revestimiento de 8 5/8" cementado a 197' con 60 Sx. Se continuó la perforación con broca de 7 3/4" hasta 430' y se revistió con casing 6 5/8" a 427' con 30 Sx. Posteriormente se perforó hasta 504', quedando a hueco abierto 427-504' en la zona 1.

Septiembre 13 de 1939 PRUEBA OFICIAL DE PRODUCCION ZONA 1

Producción por flujo Natural

Producción de 13.81 Bbl de aceite en 3 horas, (46.5 °API, GOR 688 Pc/Bbl, peso específico 0.795). 110.48 BPPD.

Presión Casing de 205 PSI. Presión Tubing 163 PSI

Julio 7 de 1940 PROFUNDIZACION Y RECOMPLETAMIENTO URIBANTE: Se bombearon 41 sx de cemento, 24 de los fueron forzados hacia la formación

cementando la Zona 1. Se perforó el tapón de cemento desde 402' hasta 504'. Se profundizó el pozo hasta 1344' URIBANTE, broca 5 3/4". Se corrió registro eléctrico y se revistió con casing 5" a 1325' cementado con 75 sx. Se corrió registro de temperatura encontrando tope de cemento detrás del revestimiento a 525'. El 4 de Agosto se verificó el tope del tapón de cemento a 1274'. Se perforó el cemento y se lavó hasta el fondo.

Septiembre 7 de 1940. PRUEBA OFICIAL DE PRODUCCION 1325-1344' URIBANTE. Producción por flujo Natural.

Producción de 53.32 Bbl de aceite en 3 horas, (47.1 °API, GOR 553.26 Pc/Bbl, peso específico 0.7923). 426.56 BPPD.

Presión Casing de 0.0 PSI. Presión Tubing 425 PSI.

El 2 de Noviembre de 1943, empezó a notarse producción de 1% de agua y se incrementó hasta 80% el 12 de Agosto de 1944.

Se realizaron una serie de taponamientos y cañoneos, cada vez que el pozo se venía en agua, así:

El 27 de Septiembre de 1944, se colocó tapón entre 1344-1314' con 25 Sx y se cañoneó el intervalo 1294-1310' URIBANTE con 4 Tpp. Prueba de Producción, 116 BPPD y GOR 419 Pc/Bbl.

El 28 de Noviembre de 1945, se colocó tapón entre 1314-1285' con 15 Sx y se cañoneó el intervalo 1260-1270' URIBANTE con 4 Tpp. Se acidificó con 192 galones de 15 % HCl, presión máxima 1200 PSI, presión final 550 PSI. Prueba de producción 312 BOPD, 47,8 °API, GOR 285 Pc/Bbl, con choque 1/4"x6" TP 335 PSI, CP 460 PSI.

Marzo 22 de 1947. RECOMPLETAMIENTO Y ACIDIFICACION ZONA 4: Se colocó tapón entre 1285-1239' con 20 Sx. Se cañoneó el intervalo 1152-1175' Zona 4, a 4 Tpp, y se efectuó tratamiento de acidificación con 192 galones (50% HCl, 50% H2O y 0.5 galones Rhodine). Presión máxima 1800 PSI sin lograr que la

formación recibiera el ácido. Se cañoneó el intervalo 1175-1195' a 4 Tpp, y se acidificó con 96 galones HCl, 0,5 galones Rhodine y 96 galones agua, sin lograr que la formación recibiera ácido; se disminuyó la presión a 1000 PSI, dejando el ácido en el pozo durante 18 horas sin obtener variación en la presión. Se bajó cement retainer Baker modelo "K" a 1146', y se acidificó nuevamente con 240 galones HCl, 1,5 galones Rhodine y 240 galones agua, con presión máxima 700 PSI, el pozo recibió el ácido, presión promedio de inyección 400 PSI. Prueba de producción 318 BOPD, 47 °API, GOR 237 Pc/Bbl con choque 1/4"x6", TP 360 PSI, CP 630 PSI.

Noviembre 15 de 1949. RECOMPLETAMIENTO ZONA 4: Se colocó tapón entre 1239-1124' con 10 Sx y se cañoneó el intervalo 1110-1120' con 4 Tpp. Prueba de Producción, 20 BPPD, 44 ° API y GOR 22850 Pc/Bbl, TP 520 PSI y CP 580 PSI.

Septiembre 6 de 1955. CONVERSION A INYECTOR: Se realizaron los trabajos para convertir el pozo en inyector de agua. Se perforó el cement retainer que estaba a 1146' y posteriormente se realizó acidificación con 1000 galones (50% HCl + 50% agua + 2 galones Rhodine). Presión máxima 860 PSI, presión promedio de bombeo 300 PSI. Prueba de producción 150 BAPD con choque 24/64x6", TP 540 PSI, CP 140 PSI.

Marzo 12 de 1956. Se realizó acidificación. Se sacó tubería y se encontró partida. Se pescó tubería y se acidificó con 1000 galones 15% HCl. Presión máxima 790 PSI, presión de cierre 400 PSI.

Julio 9 de 1971. TAPONAMIENTO Y ABANDONO: Se taponó y abandonó el pozo, colocando tapón de cemento entre 1130-1040' con 7 Sx y otro en 0-10' con 2 Sx y dejando agua entre los dos. No se retiró tubería de revestimiento.

Tabla 20. Datos de Completamiento y Estado Mecánico PET-40

	OD (In)	ID (In)	Tope (Ft)	Base (Ft)	Peso Lbs/pie	Cemento			No. Juntas	Remarks
						Tope	Base	Sx		
Hueco	10 5/8		0	202						
	7 3/4		202	430						
	5 3/4		430	1344						
Casing	8 5/8		0	197		0	197	60		Superficie
	6 5/8		0	427	20	0	427	30	17	Intermedio
	5		0	1325		525	1325	75	58	Producción Tapón 0-10', 2 Sx Tapón 1040-1130', 17 Sx Tapón 1146-1344', 80 Sx

Tabla 21. Marcadores Geológicos PET-40

FORMACION	INTERVALO (FT)
COLON	sup.-174'
LA LUNA	174-323'
OSTREA BED	323-443'
COGOLLO Z-1	443-504'
COGOLLO Z-2	504-787'
COGOLLO Z-3	787-845'
COGOLLO Z-4	845-1263'
URIBANTE	1263'-
PROFUNDIDAD TOTAL	1455'

Fuente: ECOPETROL S.A.

4.5. SELECCIÓN DEL POZO PETRÓLEA 44

La perforación de este pozo empezó en Febrero 22 ,1939. Perforaron hueco 14 3/4" hasta 238'. Se Bajó revestimiento 9 juntas 11 3/4" 54# 8 RD a 834' cementado con 100 sx "Incor". Luego se perforó con broca 10 5/8" hasta 419'. Perforaron rat hole 7 3/4" hasta 450' para realizar prueba formación produciendo 20 Bbl en una hora, 41,9 °API. Ensacharon rat hole a 10 5/8" hasta 485' y Bajaron revestimiento 16 juntas 8 5/8" 36# 8 RD hasta 480', cementado con 70 sx Incor. Continuaron perforación con broca 7 3/4" hasta 508' Zona 1.

Marzo 23 de 1939. PRUEBAS OFICIAL DE PRODUCCIÓN ZONA 1: Pozo fluyó 53,33 Bls/hr con 40,7 °API a través tubing 3" con choque 1". Pc cierre 135 lbs., Pt cierre 100 lbs. Pc flujo 80 lbs., Pt flujo 50 lbs.

Intervalo productor zona 1.

Marzo 16 de 1940. RECOMPLETAMIENTO URIBANTE: Perforaron hasta 1037'. Base zona 3 fue encontrado 863', probaron intervalo pozo fluyó 381 BPPD. Perforaron hasta Uribante 1280'. Probaron intervalo con choque 16/64" produciendo 485 BPPD con RGP 560 PC/Bl, 46,9 °API, realizaron otras pruebas 1310-1410' obteniéndose 401 BPPD con choque 16/64", 196.000 PC gas/día. Perforaron hasta 1430' realizaron prueba formación 1410-1430' recuperando agua salada. Tomaron registros eléctricos 860' hasta fondo. Sentaron revestimiento 61 juntas 6 5/8" a 1426', cementaron 125 sx Lehigh Portland cement. Perforaron tapón cemento 1402'. Cañonearon 1375-1400' con 110 tiros de 3/8".

Abril 22 de 1940. PRUEBAS DE FORMACION: (Lavado de perforaciones) Bajaron tubería producción 2 1/2" sentándolo 1386'. Perforaciones fueron lavadas con agua, pozo fluyó a cabezazos después de 1 1/2 hora. Potencial pozo 272,4 Bbl fluido por día con choque 16/64", Pc 350 PSI, Pt 250 PSI. Realizaron dos

pruebas más, estabilizándose potencial en 140,4 Bbl fluido por día con Pt 275 PSI, Pc 500 PSI.

Mayo 4 de 1940. PRUEBAS DE FORMACION: Prueba oficial producción. Pozo fluyó durante 19 hrs. luego murió. Porcentajes de agua salada fueron 0-60% con choque 1/4"x6" positivo. Ajustaron choque 3/8"x6" positivo, produciendo agua salada con porcentajes 0-60%. Pozo fue cerrado.

Junio 1 de 1940. RECOMPLETAMIENTO URIBANTE: Perforaron intervalo 1375-1400' realizaron cementación forzada. Formación tomo 30 sx cemento Lehigh Portland con P Max. 2000 lbs. Tope cemento 1340'. Perforaron intervalo 1310-1330' con 95 tiros Junio 11 realizaron prueba produciendo 14,16 Bls aceite limpio en una hr, a través choque 16/64" con RGP 685 PC/Bbl, PC 490 lbs., PT 460 lbs.

Junio 9 de 1940. CAÑONEO URIBANTE: Fueron perforados los intervalos de 1310' a 1330'. En Junio 11 Fe probado y produjo 14.16 Bls de aceite en una hora a través de un choque de 16/64". La producción de gas 232,000 pc por día con un GOR de 685 pc/Bls.Pt 460 PSI y Pc 490 PSI.

Junio 17 de 1940. PRUEBA OFICIAL PRODUCCION: pozo fluyó durante 3 horas a través choque 1/4"x6" posit, produciendo 407,44 BPPD, 47,5 °API con un GOR de 443 PC/Bbl, PC 480 lbs., PT 440 lbs.

Septiembre 9 de 1946. CAÑONEO URIBANTE: Perforaron intervalo 1220-1235 con 66 tiros. Sentaron empaque Lane-wells Olympics BOC 6 5/8"x2 1/2" y choke`Otis "G" a 1262'. Lavaron y cerraron para prueba P de fondo.

Septiembre 13 de 1946. PRUEBA DE FORMACION: Bajaron bomba a fondo para medir cambios en el Intervalo superior y produjo 193 Bbl aceite, 77 Bbl agua en 11 hr, a través choque 3/8" con 240 PSI Pt, 180 PSI Pc y GOR 299 PC/Bbl. Realizaron pruebas similares hasta Oct. 3/46.

Octubre 3 de 1946. CAÑONEO Y ACIDIFICACION URIBANTE: Taponaron 1340-1297' con 25 sx cemento Lehigh Portland, forzaron 1 1/3" Bbl cemento en formación, tope cemento 1297'. Bajaron tubería producción. Pozo fluyó 423 Bbl aceite en un día sin agua, a través choque 24/64" con PT 120 PSI, 47,2 °API y GOR de 284 PC/Bbl. Acidificaron 288 gal HCl 14%. P Max. 600 PSI, Presión final 350 PSI. Pozo fluyó 312 Bbl aceite, sin agua en un día, a través choque 1/4"x6", TP 360 PSI, CP 615 PSI, 46,9 °API y GOR de 291 PC/Bbl.

Julio 13 de 1949. RECOMPLETAMIENTO Y ACIDIFICACION ZONA 4: Bombearon 30 sx cemento Portland para taponar perforaciones. Tapón cemento 1297-1200'. Cañonearon casing con 100 tiros 1180-1155'. Lavaron pozo pero no fluyó.

Acidificaron con 400 gal 50% HCl, 50% agua, 1 gal Rhodine. Presión Max. 1100 PSI, Presión de rompimiento 750 PSI. Pozo no fluyó. Realizaron Prueba built up, TP 120 PSI, CP 120 PSI. Pozo no fluyó. Acidificaron con misma formula y P Max. 850 PSI, P rompimiento 750 PSI.

Julio 18 de 1949: PRUEBA DE PRODUCCION ZONA 4: Se hizo prueba por 24 hr, a través choque 1/4"x6", pozo fluyó 204 Bbl, 47,8 °API, GOR 360 PC/Bbl, TP 230 PSI, CP 450 PSI, sin agua.

Octubre 16 de 1950. RECOMPLETAMIENTO Y ACIDIFICACION ZONA 4: Cementaron pozo desde 1200' con 30 sx cemento Portland, forzando 2 Bbl cemento, a través perforaciones con P Max. 1100 PSI. Tope cemento 1175'. Perforaron casing desde 1120' a 1105' con 60 tiros 12 mm bullets. Pozo no fluyó. Acidificaron con 300 gal 50% HCl, 50% agua, 1/2 gal Rhodine. Presión máx. 1200 PSI, Presión rompimiento 750 PSI; después acidificación, pozo no fluyo. Realizaron P built up TP 125 PSI, CP 125 PSI. Re acidificaron con 300 gal 50% HCl, 50% agua y 1/2 gal Rhodine con P Max. 850 PSI, broke down 425 PSI.

Octubre 21 de 1950. PRUEBAS DE FORMACION: Pozo fluyó 378 Bbl aceite 47,8 °API, sin agua, a través choque 1/4"x6" con TP 340 PSI, TC 350 PSI, GOR 394 cuft/Bbl durante 24 hrs.

Junio 30 de 1951. RECOMPLETAMIENTO Y ACIDIFICACION ZONA 4: Chequearon fondo 1151'. Colocaron tapón cemento 1151-1078', usando 25 sx Colombian Portland cement. Forzaron 1 Bbl cemento a través perforaciones con P Max. 1150 PSI. Tope cemento 1080'. Perforaron casing desde 1060 a 1075' con 60 tiros 12 mm bullets. Sentaron tubing 1068'. Acidificaron con 150 gal HCl, 150 gal agua, 1/2 gal Rhodine. Bombearon ácido en formación con P Max. 1150 PSI, broke down 500 PSI.

Julio 4 de 1951. PRUEBAS DE FORMACION: Pozo fluyó 165 Bbl aceite 47,5 °API, 55 Bbl agua a través choque 1/4"x6" con PT 350 PSI, PC 390 PSI, GOR 452 PC/Bbl.

Febrero 15 de 1960. RECOMPLETAMIENTO ZONA 1: Sacaron tubería. Sentaron bridge plug modelo "K" a 615'. Bajaron bailer con lechada cemento dejando 15' cemento sobre tope bridge plug. Perforaron pozo con expendable gun 4 tpp, intervalos 506-520', 553-557'. Bajaron scraper hasta fondo.

Marzo 4 de 1960. ESTIMULACIONES ACIDAS ZONA 1: Acidificaron pozo con 48 Bbl HCl 15% a 2,5 Bbl/min. con P Max 1100 psig, P min. 700 psig.

Marzo 6 de 1960. PRUEBAS DE FORMACION: Pozo fluyó por chokes 1/2" y 3/8" produciendo 270 BPPD, 44 °API, RGP 300 PC/Bbl, TP 35 PSI, TC 152 PSI.

Julio 19 de 1960. INSTALACION DE UNIDAD DE BOMBEO: Especificaciones 2"x 1 1/4" x 15' con 2 1/2" Axelson #L-103 con las siguiente varillas 1 - 3/4"x 2', 1 - 7/8"x 10' ,1 - 7/8"x 8', 1 - 7/8"x 4', Pony 20 - 7/8"x 25' Varilla Sucker 1- 1 1/4"x 16' Varilla Pulida

Antes del trabajo 335 BOP, 42.9 °API, GOR 300 pc/Bbl

Después del trabajo 555 BOP, 43.2 °API, GOR 281 pc/Bbl

Julio 30 de 1968. CIERRE TEMPORAL: Cerraron pozo por baja producción aceite.

Abril 27 de 1972. TAPONAMIENTO Y ABANDONO: Colocaron tapón cemento 500-352' 20 sx. Colocaron tapón cemento 0-10' usando 3 sx.

Tabla 22. Datos de Completamiento y Estado Mecánico Pozo PET-44

	OD (In)	Tope (Ft)	Base (Ft)	Grado	Peso Lbs/pie	Cemento			No. Juntas	Remarks
						Tope	Base	Sx		
HUECO	14 ¾	0	238							
	10 5/8	238	485							
	7 ¾	485	1430							
CASING	11 ¾	0	234		54	0	238	60		Superficie
	8 5/8	0	480		36	0	485	40		Intermedio
	6 5/8	0	1426					55		Producción Tapón 0-10', 3 Sx Tapón 352-500, 20 Sx Tapón 615-618, 3 Sx Tapón 1080-1430

Fuente: ECOPETROL S.A.

Tabla 23. Marcadores Geológicos Pozo PET-44

FORMACION	INTERVALO (FT)
LA LUNA	sup.-375'
OSTREA BED	375-501'
COGOLLO Z-1	501-557'
COGOLLO Z-2	557-792'
COGOLLO Z-3	792-863'
COGOLLO Z-4	863-1220'
URIBANTE	1220'-
PROFUNDIDAD TOTAL	1430'

Fuente: ECOPETROL S.A.

5. APLICACIÓN DE LA TECNOLOGÍA Y SEGUIMIENTO A LA OPERACIÓN

En los campos maduros Sardinata y Petrólea de la Coordinación de Operaciones Norte, se utilizó la tecnología de Perforación Radial (“Radial Drilling”) para realizar una prueba piloto en cinco pozos, Sardinata Sur-27 Sardinata Sur 30, Petrólea 29, Petrólea 40 y Petrólea 44.

A continuación se describe la operación realizada en cada uno de los pozos, los efectos obtenidos en la producción y las conclusiones que se obtuvieron como resultado de la aplicación de esta nueva tecnología.

5.1. APLICACIÓN DE LA TECNOLOGÍA AL POZO SARDINATA SUR 27

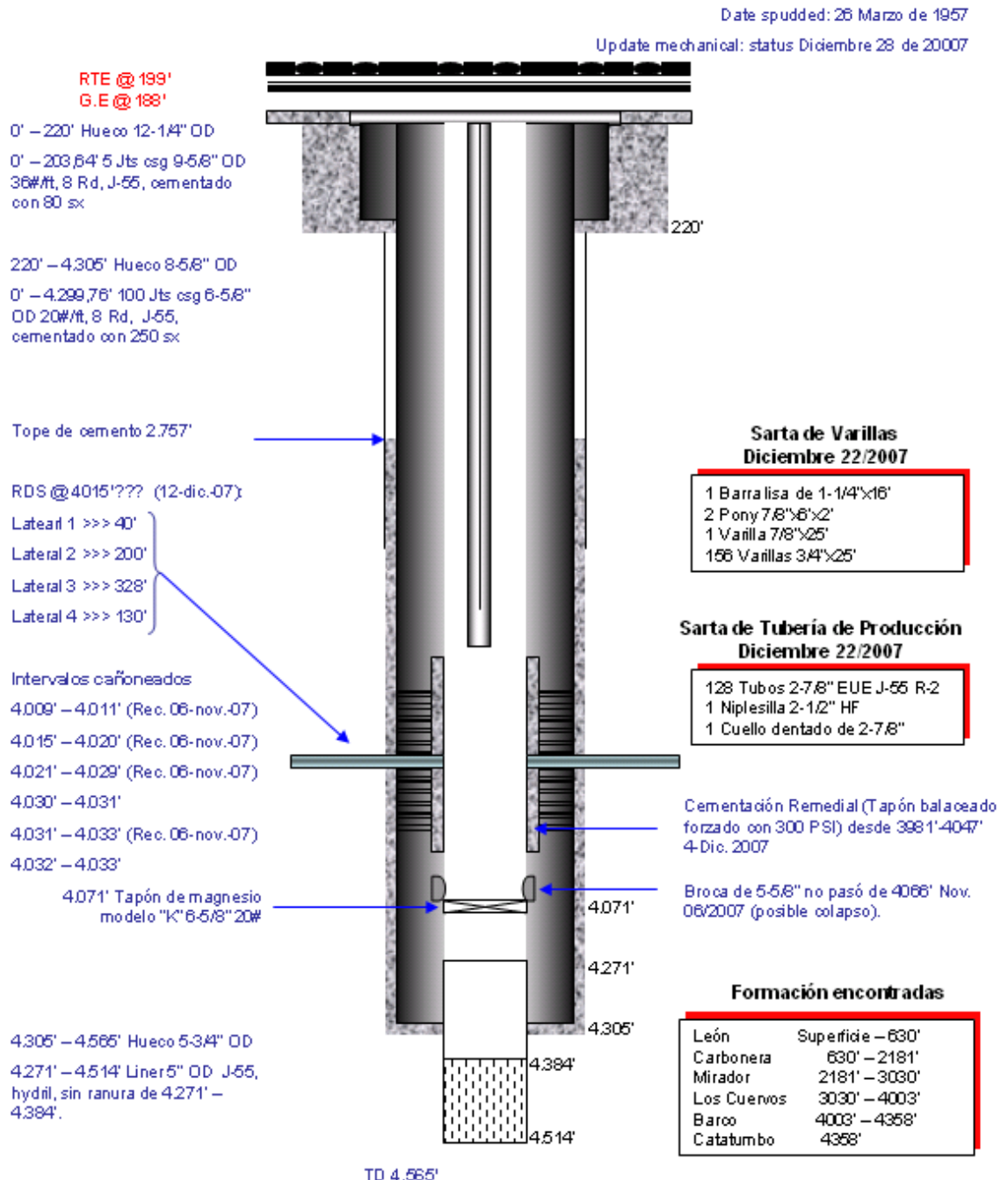
5.1.1. Objetivo

Aislar los intervalos productores de agua y realizar la operación de “Radial Drilling” @ 4015' del Ciclo III de la Formación Barco.

En el pozo Sardinata 27 se realizó una operación de recañoneo con la cual la producción del pozo quedó en 100% agua. Posterior a este trabajo se determinó realizar una cementación forzada en la zona abierta con el trabajo de recañoneo y nuevamente abrir la zona de producción con la tecnología de perforación radial.

La perforación radial tendrá en cuenta la apertura de cuatro laterales de $\frac{3}{4}$ ” de diámetro aproximadamente con una longitud promedio de 100 m cada uno a una profundidad de 4015 ft.

5.1.2. Estado Mecánico Actual Pozo Sardinata 27



5.1.3. Historia del Pozo (Últimos trabajos)

Noviembre 06 de 2007: Se intentó moler tapón modelo "K" @ 4071' sin éxito. La broca de 5-5/8" no pasó de 4066'. Se corrió registro GR-CCL- CBL/VDL-USIT en el intervalo 4060'-3360'. Se re cañonearon los intervalos 4009'-4011', 4015'-4020', 4021'-4029', 4031'-4033' con cargas de alta penetración @ 5 TPP. Se bajó bomba RWAC 2-1/2" x 2" x 12' # 020 @ 3947' y dejó pozo en producción. Pozo parado produce 100% agua.

Febrero 23 de 2007: Se realizó cambio de bomba, se bajó bomba RWAC 2-1/2" x 2" x 12' # 020 @ 3947'.

Agosto 25 de 2005: Se realizó cambio de bomba, se bajó bomba RWAC 2-1/2" x 2" x 12' # 003 @ 3947'.

Agosto 20 de 1997: Se reparo bomba RWAC 2-1/2"x2"x12' bajando 156 varillas 3/4"x25', 1 varilla 7/8"x25', 2 pony rod 7/8"x8'x2' y barra lisa 1-1/4"x16'. El pozo tiene 1 tubo de cola 2-7/8"x 30, 65', niplesilla 2-7/8" x 1,0' y 126 tubos 2-7/8"x 3.879,45, tubería que fue probada en febrero/97.

5.1.4. Reporte de Trabajo

Diciembre 12 de 2007: Debido a la producción de agua de la zona de interés se realizó cementación con lechada de 15.6 ppg cemento clase G, tapón balanceado con 300 PSI. Se encontró tope de cemento a 3981'. Se molió tapón hasta 4039' no siendo posible avanzar de esta profundidad, se tomó el registro de cementación y se encontró que la zona de interés presentaba buen cemento, por lo tanto se procedió a continuar con el trabajo.

Se empleó la tecnología de perforación radial con la empresa Radial Drilling Services abriendo 4 ventanas laterales así:

Lateral	Longitud de Penetración	Observaciones
1	40'	No Presión, No Flujo
2	200'	No Presión, No Flujo
3	328'	No Presión, No Flujo
4	130'	No Presión, No Flujo

El desarrollo de la operación se realizó de acuerdo a lo descrito en el Well Planning (Anexo A), la presión que se manejó para la perforación de los laterales varía entre 4000 y 6000 psi dependiendo la formación, además, se tuvo en cuenta los siguientes aspectos:

- El zapato deflector fue orientado en superficie respecto al norte magnético con brújula.
- La tubería se bajo marcando con pintura para no perder la orientación del zapato.
- La profundidad a la cual se sentó el zapato deflector se verifico midiendo la tubería en superficie. No se correlaciono profundidad con registros.

Después de la operación se bajó bomba RWAC 2 1/2" x 2" x 12'. La prueba del pozo 1 día después de las operaciones (13/12/2007) mostró que el pozo aportaba a razón de 13.4 Bls/hr (321 BPD) siendo inicialmente agua salada y al final agua dulce con gran cantidad de sólidos (arena), básicamente el pozo aporato 100% agua.

Diciembre 18 de 2007: Con el fin de verificar la profundidad de los laterales se bajó a tomar registro USIT, GR, CCL, CBL, VDL en modo corrosión, determinándose que la profundidad a la cual se hizo fue @ 4022', 7' por debajo de la profundidad determinada. Se evidencia error en el posicionamiento de la zapata deflectora.

5.1.5. Pruebas de Producción

La última prueba realizada al pozo antes de la intervención con la tecnología de perforación radial y del trabajo de recañoneo mostró 54 BFPD con un BS&W de 27%, después del trabajo de recañoneo el pozo produjo solo agua aproximadamente a 200 BWPD (Tabla 24). Posterior al trabajo de perforación radial, se decidió no probar el pozo debido a que se evidenció en cabeza de pozo que el flujo es 100% agua con algunos sedimentos debido a que, como lo muestran los registros tomados después del trabajo, la zona abierta está en la base del intervalo productor y probablemente conectando la zona acuífera.

Tabla 24. Pruebas de Producción pozo SS-27

	Oil (BOPD)	Agua (BWPD)	BSW
Antes	39	15	27%
Después	0	200	100%

Fuente: ECOPETROL S.A.

5.1.6. Recomendaciones

- Bajar el zapato deflector y posicionar en profundidad mediante registro Gamma Ray para próximos pozos.
- Igualmente en los próximos trabajos de perforación radial realizar estimulación mecánica mediante suabeo.
- Realizar cementación remedial y reapertura de la zona productora en la parte superior de la formación Barco.

5.2. APLICACIÓN DE LA TECNOLOGÍA AL POZO SARDINATA SUR 30

5.2.1. Objetivo

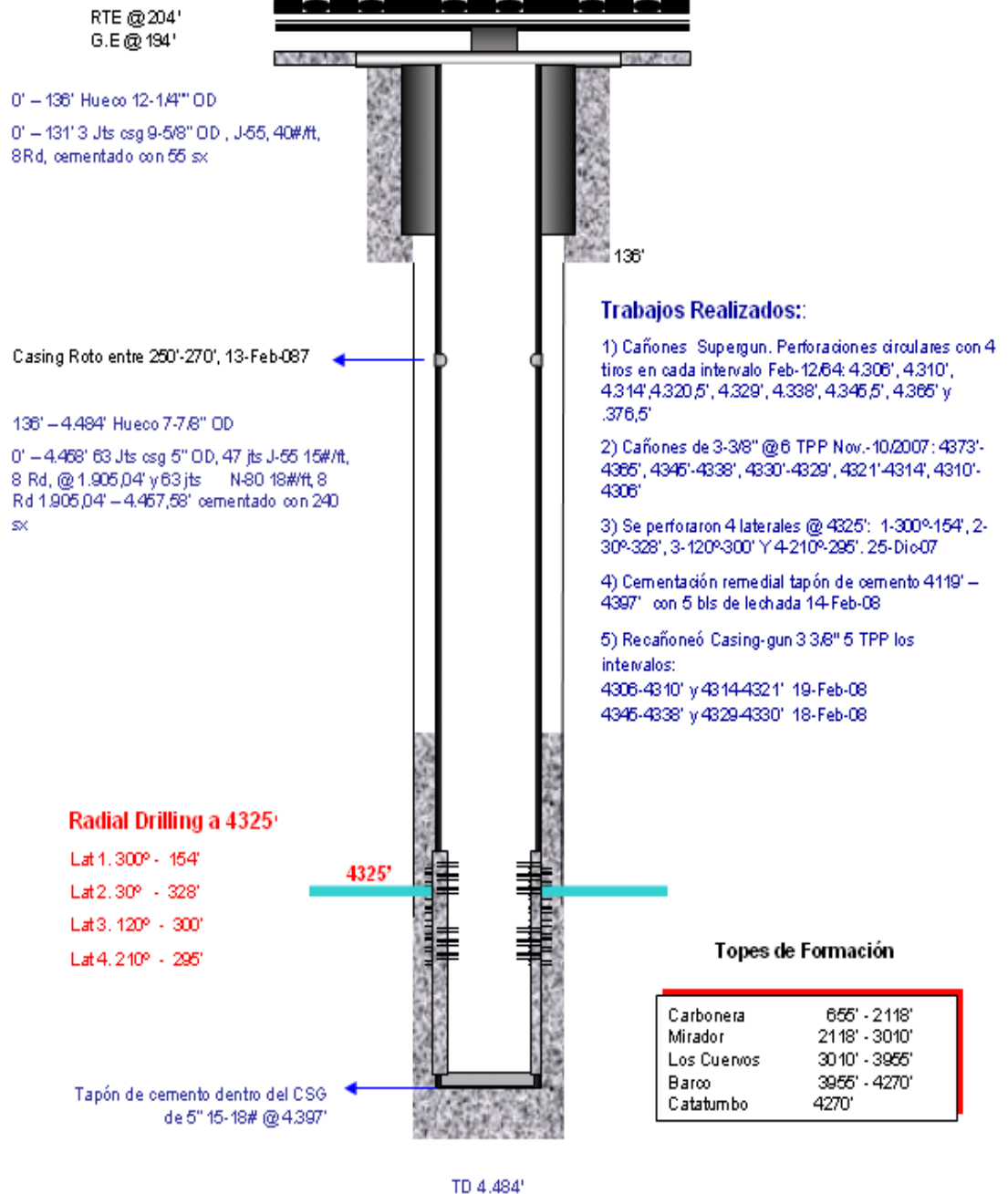
Realizar cuatro perforaciones laterales en la formación Catatumbo mediante la tecnología de Radial Drilling desarrollada por RDS (Radial Drilling Services). La perforación radial tendrá en cuenta la apertura de cuatro laterales de $\frac{3}{4}$ " de diámetro aproximadamente con una longitud promedio de 100 m cada uno a una profundidad de 4325 ft.

La prueba de producción del pozo antes del trabajo de Radial Drilling es 91 BFPD con un BS&W de 26.3%

5.2.2. Estado Mecánico Actual Pozo Sardinata 30

Date spudded: 20 Enero de 1964

Update mechanical status Febrero 23 de 2008



5.2.3. Historia del Pozo (Últimos Trabajos)

Noviembre 12 de 2007: Se limpió pozo hasta 4378' (la broca no avanzó desde este punto). Se corrió registro USIT-CBL-VDL-GR desde 4378' hasta 3678' indicando cemento y revestimiento en buen estado. Se recañoneo con cañones de 3-3/8" @ 6TPP los intervalos: 4373'-4365', 4345'-4338', 4330-4329' 4321'-4314' Y 4310'-4306'. Se bajó sarta de producción y dejó pozo en producción.

Octubre 05 de 2007: Se realizó cambio de bomba, se bajó bomba RWAC 2-1/2" x 2" x 12' #020 @ 4245'.

Junio 19 de 2007: Se bajó a pescar varilla desconectada @ 2995' con éxito y se realizó cambio de bomba, se bajó bomba RWAC 2-1/2" x 2" x 12' #038 @ 4245'.

5.2.4. Reporte de Trabajo

Diciembre 20 de 2007: Se acondicionó el pozo para la operación.

Se empleó la tecnología de perforación radial con la empresa Radial Drilling Services abriendo 4 ventanas laterales así:

Lateral	Longitud de Penetración	Observaciones
1	154'	No Presión, No Flujo
2	328'	No Presión, No Flujo
3	300'	No Presión, No Flujo
4	295'	No Presión, No Flujo

El desarrollo de la operación se realizó de acuerdo a lo descrito en el Well Planning (Anexo B), la presión de perforación en superficie que se utilizó durante

la perforación varió de 4000 a 5000 psi y se tuvo en cuenta los siguientes aspectos:

- El zapato deflector fue orientado en superficie respecto al norte magnético con brújula.
- La tubería se bajo marcando con pintura para no perder la orientación del zapato.
- Se correlaciono la profundidad a la cual se sentó el zapato deflector con los registros GR y CCL.

Después de la operación se realizó estimulación mecánica durante tres días recuperando agua con arena y sedimentos. El día 30 de Diciembre la estimulación mecánica mostró que el fluido recuperado era agua dulce turbia con aproximadamente 20% de sedimentos y algunas trazas de crudo.

El 30 de Diciembre, el pozo registraba flujo de agua dulce por el anular a una rata de 2.3 Bls/hr, determinándose que había revestimiento roto, razón por la cual se realizó prueba de integridad encontrando que el revestimiento estaba roto entre 260' y 380'. El 02 de Enero 2008, se realizó cementación remedial. Se perforó tapón y se dejó el pozo en producción el día 04 de Enero 2008.

5.2.5. Pruebas de Producción

En la Tabla 25 se encuentran las pruebas de producción antes y después del trabajo de Radial Drilling.

Tabla 25. Pruebas de Producción pozo SS-30

Fecha	Oil (BOPD)	Agua (BWPD)	BSW
16-oct.-07	53	21	28.4%
17-nov.-07	60	45	42.9%
13-dic.-07	67.2	24	26.3%
6-Ene-08	0	150.8	100.0%
7-Ene-08	0	248	100.0%
11-Ene-08	0	560	100.0%

Fuente: ECOPETROL S.A.

Actualmente el pozo continua produciendo 100% Agua.

5.2.6. Recomendaciones

- Para próximos pozos bajar el zapato deflector y colocarse en profundidad mediante registro Gama Ray, ayudándose de la píldora radiactiva.
- Realizar nuevamente prueba de integridad de revestimiento con el fin de verificar de donde proviene el agua, si proviene del intervalo al cual se le realizó el trabajo de perforación radial o es producto de algún daño en el revestimiento.

5.3. APLICACIÓN DE LA TECNOLOGÍA AL POZO PETROLEA 29

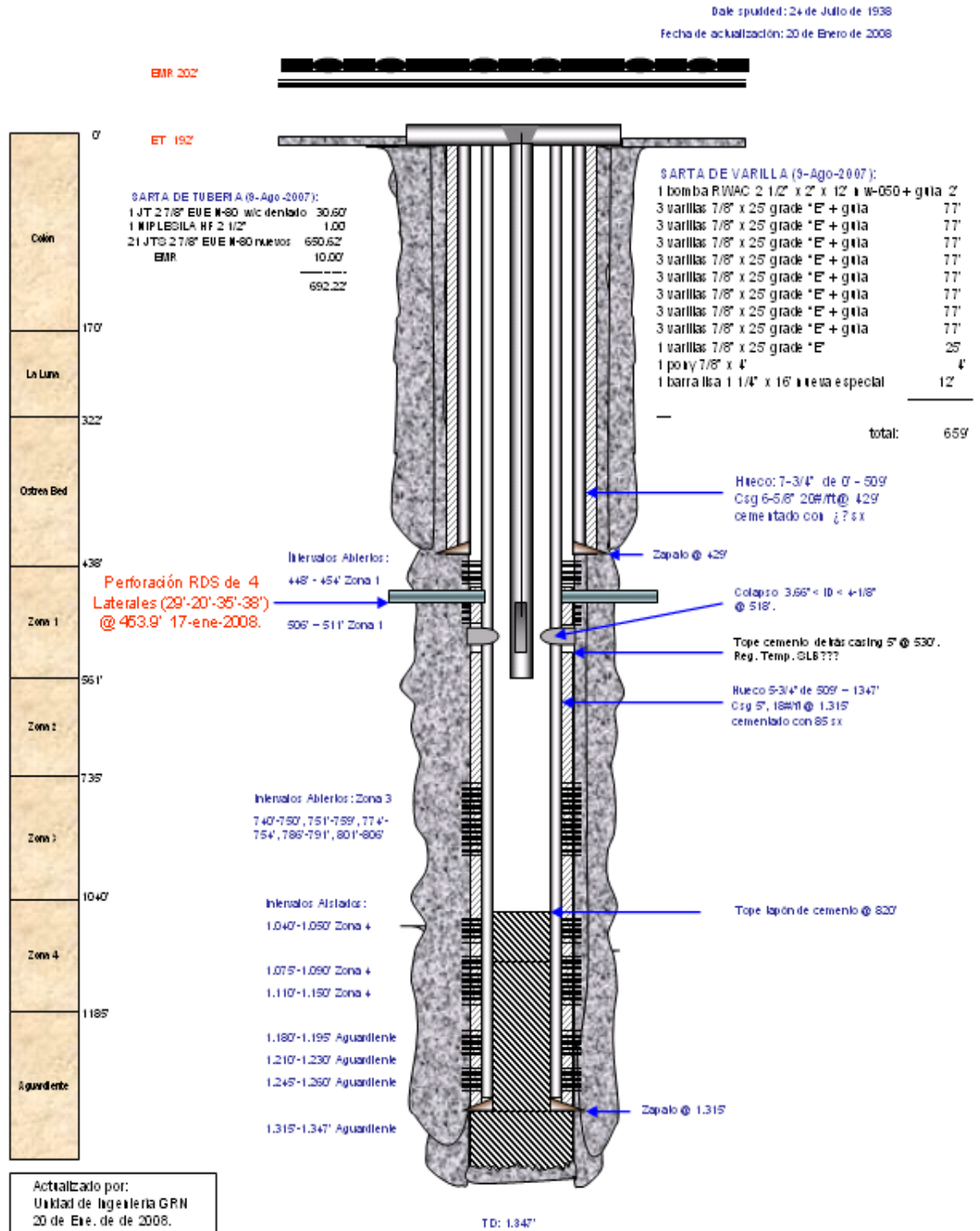
5.3.1. Objetivo

Realizar perforaciones laterales en la formación Cogollo Zona 1 mediante la técnica de Radial Drilling desarrollada por RDS (Radial Drilling Services). La perforación radial tendrá en cuenta la apertura de cuatro laterales de ¾” de

diámetro aproximadamente con una longitud promedio de 100 m cada uno a una profundidad de 453 ft.

La prueba de producción del pozo antes del trabajo de Radial Drilling es 161 BFPD con un BS&W de 91%

5.3.2. Estado Mecánico Actual Pozo Petrólea 29



5.3.3. Historia del Pozo (Últimos trabajos)

Agosto 09 de 2007: Se sacó toda la sarta de producción y se reemplazó por nueva (tubería y varilla). Bajó bomba RWAC de 2-1/2" x 2" x 12' N W-05 @ 659'.

Marzo 05 de 2007: Se realizó cambio de bomba, se bajó bomba RWAC 2-1/2" x 2" x 12' @ 660'.

Septiembre 30 de 2006: Se bajó conjunto nuevo de subsuelo, tubería de 2-7/8" EUE N-80, Sarta de varillas grado "E" de 7/8" x 25' y se bajó bomba RWAC 2-1/2" x 2" x 12'.

5.3.4. Reporte de Trabajo

Diciembre 20 2007: Se tomó registro de cementación y se constató que el cemento en la zona de interés era muy pobre. Se arenó desde 508'-820' mostrando que la zona que producía fluido era la zona 3 de Cogollo, se realizó cementación remedial con una lechada de 15.6 ppg cemento clase G. Nuevamente se tomó registro de cementación encontrándose buen cemento detrás del revestimiento en la zona 1 de Cogollo.

Se empleó la tecnología de perforación radial con la empresa Radial Drilling Services abriendo 4 ventanas a la profundidad de 453.9' así:

Lateral	Longitud De Penetración	Observaciones
1	29'	No Presión, No Flujo
2	20'	No Presión, No Flujo
3	35'	No Presión, No Flujo
4	38'	No Presión, No Flujo

El desarrollo de la operación se realizó de acuerdo a lo descrito en el Well Planning (Anexo C), la presión de perforación en superficie durante la perforación de los laterales varió de 4000 a 5000 psi y se tuvo en cuenta los siguientes aspectos:

- El zapato deflector fue orientado en superficie respecto al norte magnético con brújula.
- La tubería se bajo marcando con pintura para no perder la orientación del zapato.
- Se correlaciono la profundidad a la cual se sentó el zapato deflector con los registros GR y CCL y se utilizo la píldora radioactiva.
- Debido a que este pozo es tan somero (453.9') se presentaron problemas por falta de peso en la sarta del coiled tubing, para contrarrestar esto se utilizaron dos barras de peso.

El 18 de Enero se comenzó operación de estimulación mecánica así:

1) Nivel inicial: pozo lleno, máxima profundidad de achicamiento: 410'

Fluidos recuperados:

- 3 Bls de fluido muerto.
- 36.6 Bls de agua salada (agua utilizada durante la perforación de los laterales) de 8.6 lpg con sedimentos y una delgada capa de crudo liviano. Gas en muy poca cantidad.
- Volumen total recuperado: 39.6 Bls

El 19 de Enero se continuó con la estimulación así:

1) Nivel inicial pozo lleno, máxima profundidad de achicamiento: 410'

Fluidos recuperados:

- 33 Bls de agua salada de 8.6 lpg, con corte de crudo liviano, que fue aumentando de 4% al 31% y gas que aunque poco siempre fue aumentando. Luego el pozo empezó a fluir intermitentemente aportando a piscina metálica agua salada de 8.5 lpg, aceite liviano en un corte del 35%.
- Después de 2-1/2 horas el pozo murió, en total el pozo aportó por flujo intermitente 9 Bls de fluido (aprox. 3.0 Bls de crudo)

2) Se achico nuevamente y se encontró la tubería totalmente llena de agua salada de 8.5 lpg, siendo esta el agua que controla el pozo. Se hicieron 5 viajes más de achicamiento y se indujo nuevamente flujo.

Fluidos recuperados:

- 7 Bls de agua salada con corte de crudo liviano de 25%.

El 20 de Enero se continuó con la estimulación así:

- El pozo fluye en forma intermitente y aporta un poco de gas, agua salada de 8.5 lpg con un corte de aceite crudo liviano rojizo del 25%, acompañado de un sedimento viscoso que no se separa del crudo al dejarlo en reposo. El pozo aportó fluidos a una rata aproximada de 5 Bls por hora. (40 Bls en 8 horas)

El día 21 de Enero se desarenó la zona 3 de cogollo y se realizó operación de estimulación mecánica, el pozo empezó a fluir a una rata promedio de 10 Bls por hora.

La rata se estabilizó en 5 Bls/hr, aportando agua salada de 8.5 lpg con un corte de crudo liviano del 10%. La presión durante los periodos de flujo, a través de línea de 2", era de 10 PSI.

Se tomó PLT. Se completó el pozo en bombeo mecánico.

5.3.5. Pruebas de Producción

En la tabla 26 se encuentran las pruebas de producción antes y después del trabajo de Radial Drilling.

Tabla 26. Pruebas de Producción pozo SS-30

Fecha	Oil (BOPD)	Agua (BWPD)	BSW
01-oct.-07	15	150	94%
07-nov.-07	15	246	94%
09-dic.-07	15	146	91%
25-ene-08	20	90*	82%
26-ene-08	21	91*	81%
27-ene-08	20	91*	82%

Fuente: ECOPETROL S.A.

*Se realizó una prueba a la muestra de agua que está produciendo y se observa que es agua salada de 8.6 ppg, agua utilizada para el control del pozo durante la perforación de los laterales.

5.3.6. Recomendaciones

- Realizar una prueba de producción únicamente de la zona 1 de Cogollo asilando los intervalos inferiores de zona 3 de cogollo.
- Utilizar el GYRO para posicionar el zapato deflector en subsuelo y así tener una orientación mas optima de la herramienta.

- Tener un mejor conocimiento del yacimiento con el fin de evitar conectar fracturas o canales que permitan fluir más fácilmente el frente de agua al realizar los laterales. Esto permite diseñar la longitud de los laterales.
- Al perforar pozos someros como los del Campo Petrólea hay que utilizar barras de peso para darle mayor apoyo a la broca y al Jetting.

5.4. APLICACIÓN DE LA TECNOLOGÍA AL POZO PETRÓLEA 40

5.4.1. Objetivo

Según los estudios realizados a la formación barco en el pozo PET-40, se determino la perforación de tres laterales debido a una falla ubicada en la parte oeste de la localización del pozo. Las tres perforaciones laterales que se harán mediante la técnica del Radial Drilling desarrollada por RDS (Radial Drilling Services) serán orientadas por el Giro y tendrán una profundidad y orientación por lateral así: Primer Lateral 25° / hasta 150 pies. Segundo Lateral 90° / hasta 150 pies. Tercer Lateral 170° / hasta 150 pies. El desarrollo del trabajo se llevo a cabo según lo descrito en el Well Planning (Anexo D).

El pozo PET-40 es un pozo abandonado.

5.4.2. Reporte de Trabajo

Enero 26 2008: Se presentan problemas al bajar tubería de 2 7/8 " IF, el Sub de 2 7/8 IF Box no cabe por el casing de 5" 18#.

Se realizo Rig Up de Schlumberger para toma de registros GR-CCL-CBL-VDL-USIT desde 1040' - 230'. Se tomo con 400 psi.

Enero 27 2008: Se bajo cañón de 3 3/8" 2TPP y se cañoneo zona @ 447'. Se saco herramienta y realizo Rig Down del equipo de cañoneo de Schlumberger.

Se dejo el pozo asegurado.

Enero 28 2008: Se armo BHA con PKR BAKER AD-1 de 5" OD 13-18#/ft size 43B y tensionó @ 410' con 7000#, punta @ 443'. Se realizo prueba de inyektividad con 250 psi y 2.4 Bbl x 10 min sin retorno de fluido a superficie
Se instalo equipo de swabbing y se estimulo intervalo @ 447' recuperando 2.4 Bbl de agua de 8.6 ppg en 9 viajes el pozo se secó.

Se retiro equipo de achicamiento.

Se saco sarta de 27/8" EUE y PKR AD-1.

Esperando personal de Schlumberger para instalación de píldora radiactiva.

Se armo BHA deflectora y camisa orientadora de Radtech @ 450'.

Correlaciono Schlumberger y saco herramienta.

Se bajo herramienta de RDS a orientar giro o GYRO.

Enero 29 2008: Se circulo el pozo, se armo Riser de la unidad de Radial Drilling y se empezó a perforar el primer lateral a 450' de profundidad, se bajo Jetting con manguera Kevlar sin posibilidad de avanzar.

Se abandonó el primer lateral y se acondicionaron herramientas para realizar el segundo lateral a 90° pero en este tampoco hubo éxito, posibles problemas por el peso en la sarta de Coiled Tubing.

Enero 30 2008: Se bajo Jetting tratando de perforar pero no hubo avance, se saco y se tumbo equipo RDS de boca de pozo y se saco la tubería para revisar el zapato deflector, se noto daño en el zapato causado por la broca, el zapato debe ser reparado. En espera de zapato deflector.

Enero 31 2008: Se armo equipo y accesorios para RDS. Se bajo BHA de corte tratando de abrir la primer ventana, se bajo Jetting sin lograr avance. Se saco

Jetting y se bajo BHA de corte con barra de peso de 3" y se intento de nuevo abrir la primer ventana sin éxito.

Se saco la BHA de corte sin broca, se tumbo equipo RDS y se saco la tubería con zapato deflector, la broca estaba dentro del zapato.

Se abandono programa de Radial Drilling para este pozo.

5.4.3. Problemas

La información existente en el archivo del pozo no especifica el grado o peso por pie de la tubería de revestimiento, debido a esto, hubo que calibrar el casing para determinar este dato pero posiblemente se presentaron errores en la calibración y la tubería era de mayor grado que la tubería N-80 y la herramienta utilizada para el corte actualmente esta limitada para este tipo de casing.

El pozo es muy somero y se presentaron problemas por peso en la sarta del Coiled Tubing.

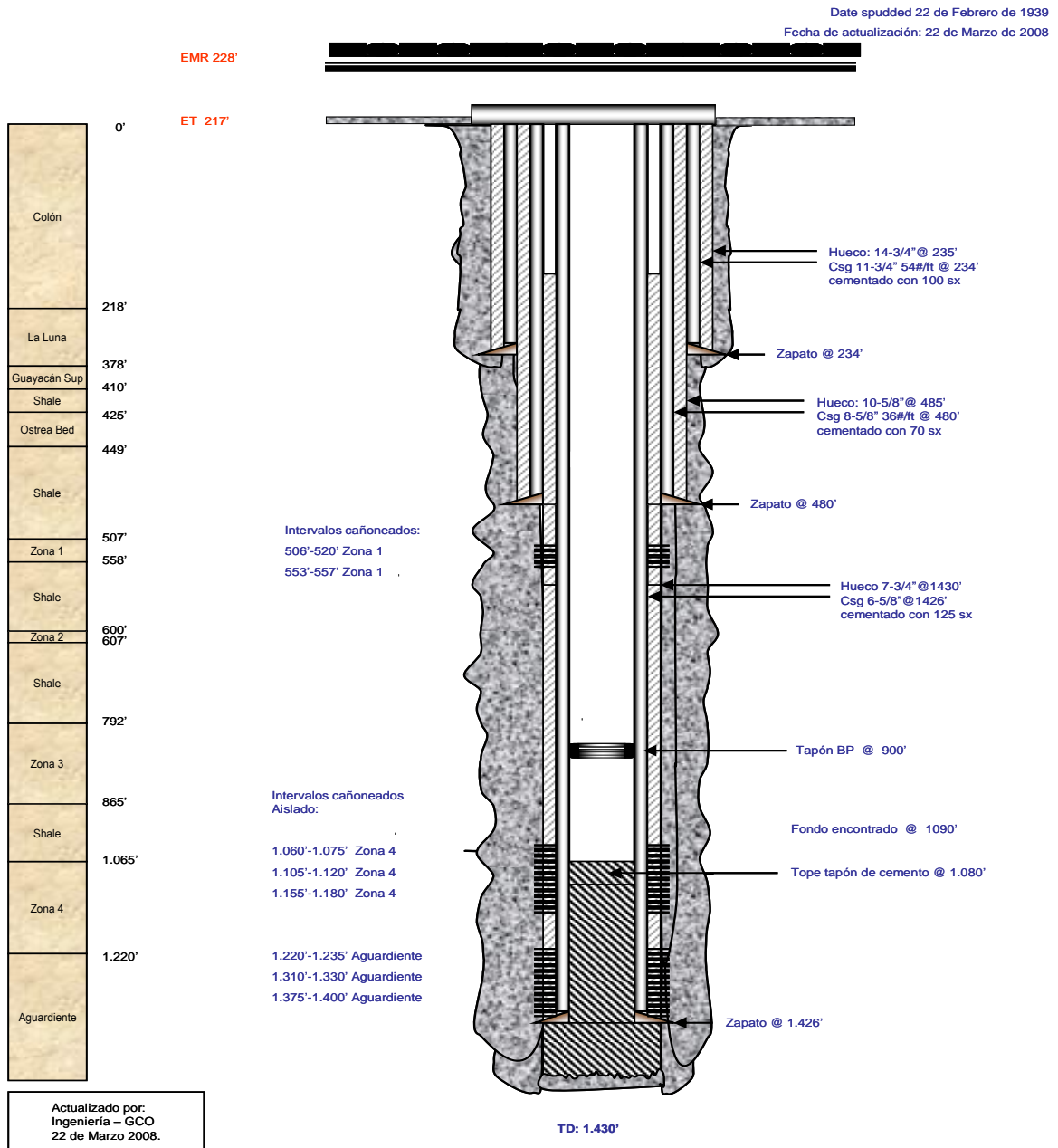
5.5. APLICACIÓN DE LA TECNOLOGÍA AL POZO PETROLEA 44

5.5.1. Objetivo

Realizar dos perforaciones laterales en la formación Cogollo Zona 3 mediante la técnica de perforación radial (Radial Drilling Services). La perforación radial tendrá en cuenta la apertura de dos laterales con una longitud máxima promedio de 100 ft cada uno a una profundidad de 826 ft orientados a 45° y 180° respectivamente.

El estado del pozo es abandonado razón por la cual se deben moler los tapones de abandono, realizar prueba de cementación y posteriormente si hay buen cemento realizar los laterales.

5.5.2. Estado Mecánico Pozo Petr6lea 44



5.5.3. Historia del Pozo (Últimos trabajos)

Febrero 15 de 2008: Se perforó tapones de cemento de superficie y tapón modelo D en 582', se tomaron registros de cementación, se hicieron pruebas y se determinó que el cemento estaba ok, por problemas de orden público se paro la operación.

5.5.4. Reporte de Trabajo

Abril 4 de 2008: Después de la parada de trabajos por orden público se arma equipo 100%, se baja raspador, se cambia fluido de control y se espera realizar operación de Radial Drilling en la profundidad de 826' ft.

Se empleó la tecnología de perforación radial con la empresa Radial Drilling Services según lo descrito en el well planning (Anexo E), la presión de perforación en superficie varió de 4000 a 5000 psi, abriendo 2 ventanas laterales a la profundidad de 826' así:

LATERAL	LONG. DE PENETRACIÓN	OBSERVACIONES
1, orientado 45°	46'	NO PRESION, NO FLUJO
2, orientado 180°	49'	NO PRESION, NO FLUJO

El día 7 de abril se comenzó la estimulación mecánica (suabeo), se acondicionó equipo de suabeo y se realizo achicamiento a 800' recuperando 81 barriles de agua lodosa con fluido de 9.6, en las horas de la noche el pozo estaba aportando a razón de 3 Bls /hr de fluido de 8.4 en flujo natural.

El día 8 de Abril se continuó con el monitoreo, el pozo continuaba en flujo natural y se recibieron en tanques 150 Bls de 8.4 ppg. a razón de 14 Bls/hr

Se continúa con el monitoreo y el pozo sigue con el mismo comportamiento aportando 170 Bls en 14 horas.

Se decide parar la prueba y continuar con el programa del pozo.

5.5.5. Pruebas de Producción

En la Tabla 27 se encuentran las pruebas de producción antes y después del trabajo de Radial Drilling.

Tabla 27. Pruebas de Producción pozo PET-44

FECHA	OIL(BOPD)	AGUA(BWPD)	BSW
07-Abr-08	0	81	100%
08-Abr-08	0	150	100%
09-Abr-08	0	170	100%

Fuente: ECOPETROL S.A.

6. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

- El piloto de la aplicación de la tecnología Radial Drilling o perforación lateral basado en el método del Coiled Tubing desarrollado en los campos Petrolea y Sardinata fue un éxito en cuanto a la aplicación y desarrollo de la tecnología, ya que se demostró que es posible perforar laterales de hasta 100 metros de profundidad y poder así aumentar los volúmenes de flujo en los pozos intervenidos.
- Para obtener mejores resultados en la operación se debe utilizar todas las herramientas necesarias tanto en la correlación y posicionamiento de la zapata en subsuelo apoyados en registros eléctricos y píldora radiactiva, como en la orientación de esta ayudados con el Giro, además, en pozos someros como en el caso de los pozos del campo Petrólea es necesario utilizar barras de peso para aumentar el peso en la sarta del Coiled Tubing y así dar mayor apoyo a la broca moledora del casing y al Jetting.
- Se debe tener un conocimiento amplio del yacimiento en el cual se va a aplicar la técnica de perforación radial ya que en todos los casos un lateral de 100 metros de longitud no es la mejor opción para incrementar la producción de hidrocarburos si tenemos en cuenta que podemos encontrarnos con el frente de agua y conificar la producción de agua a la cara del pozo como en el caso de los pozos Sardinata Sur 27 y Sardinata Sur 30.
- Las pruebas definitivas de producción realizadas en los pozos intervenidos con la técnica de Radial Drilling mostró 100% agua, aunque el pozo Petrólea 29 mostró un incremento en la producción de aceite y una disminución en el BS&W pasando este de un 91% a un 82%.

- Como recomendación, se debería aplicar esta tecnología en proyectos de inyección de agua ya que la perforación de los laterales permite direccionar el flujo de agua y así poder invadir las zonas que necesitan ser barridas, igualmente con esta tecnología se pueden obtener buenos resultados en proyectos de inyección de vapor tanto cíclico como continuo.

BIBLIOGRAFÍA

- ROJAS, Carlos y VARGAS, José. “Estudio y Evaluación de Reservas de petróleo y gas de la formación Cogollo – Campo Petrólea”. 1988
- Evaluación Potencial de Hidrocarburos Cuenca del Catatumbo. ECOPETROL S.A.
- Radial Drilling Services, Inc. Oil and Gas Production Enhancement through application of Radial Drilling Technology. 2006
- Fieldview Database Production - Campos Petrólea y Sardinata – Departamento de Operaciones Catatumbo ECOPETROL S.A. 2007-2008. & Avocet Database Production Campos Petrólea y Sardinata – Departamento de Operaciones Catatumbo ECOPETROL S.A 2007-2008.
- DIMS for Windows – Gerencia Regional Catatumbo Orinoquía, Daily Report, Summar Report Campos Petrólea y Sardinata 2007-2008.
- Radial Drilling in Argentina. M. Bruni, H. Biassoti, and G. Salomone, YPF S.A. SPE 107382. 2007.
- Horizontal Radial Drilling System. Dickinson, W., Dickinson, R.W., Petrolphysics Ltd. SPE 13949-MS

ANEXOS

ANEXO A: Well Planning Operación Radial Drilling Pozo Sardinata 27



**COORDINACIÓN OPERACIONES NORTE
UNIDAD DE INGENIERÍA**

WELL PLANNING

ANEXO No 1. PROGRAMA DE RADIAL DRILLING @ 4015' DEL CICLO III DE LA FORMACIÓN BARCO PARA EL POZO SARDINATA 27

- 1 Realizar la reunión pre-operacional con todo el personal involucrado en el trabajo.
- 2 Instalar Unidad Radial Drilling Services (RDS) a 40 metros de la cabeza del pozo.
- 3 Instalar tanque para el retorno de los fluidos de la operación de RDS con línea de salida conectada debajo del conjunto BOP/lubricador.
- 4 Una vez que todo el sistema esta chequeado y probado comenzar el llenado con agua a través del sistema de preparación del RDS.
- 5 Transferir los fluidos a los tanques de operación.
Preparar fluido de operación RDS con 1000lts de agua filtrada +HCOONa al 5% + aditivos.

Composición del fluido para un Lateral:

Base: H2O fresca y filtrada
Aditivo: 5% Formiato de sodio
Lubricantes orgánicos: se determinará.
Volumen por lateral: 750 litros
Volumen total: 3000 litros (para inyección solamente)

- 6 Orientar el Zapato Deflector en superficie respecto al Norte magnético utilizando una brújula:
Primer Lateral 160° / 100 metros.
Segundo Lateral 250° / 100 metros.
Tercer Lateral 340° / 100 metros.
Cuarto Lateral 70° / 36 metros.
- 7 Bajar **ensamble NKT** compuesto por: Zapato Deflector +accesorios (descentralizador, crossover) +132 tubos de 2-7/8" EUE 6,5 #/Ft calibrados y medidos para sentarlo @ **4015'** del Ciclo III de la formación Barco.
Nota:
 1. Se debe verificar que la profundidad de interés no coincidan con un cople del casing.
 2. Se debe bajar la tubería realizando marcas con pintura de tal forma que no se pierda la orientación hecha al Zapato Deflector.
 3. El extremo de la sarta debe quedar 1 o 2 pies por encima de la superficie de trabajo.
- 8 Instalar Tee, válvula de 3", válvula de 2", Lubricador , líneas, accesorios, etc.
- 9 Instalar "cuello ganso" del coiled tubing.
- 10 Preparar el **BHA de corte** compuesto por broca de 3/4", barra flexible, motor de fondo y crossover del motor. Probar en superficie.
- 11 Bajar el BHA de corte (máx.. 125 ft/min.) hasta 3680' (330' arriba del Zapato deflector), encienda el motor con 2,5 a 3 GPM y continuar bajando hasta llegar al zapato deflector.

Parámetros de corte del casing:

Caudal: 3 a 3,5 GPM (20 L / min.)
RPM del PDM / Cortador: de 120 a 180 RPM
Peso sobre los cortadores: 60 libras.
Presión de corte en superficie: 3000 PSI.
Tiempo de corte: 40/60 min.
Velocidad del fluido: 40 metros / min.

- 12 Cargar peso al sistema lentamente, permitiendo que el arreglo (BHA de Corte) se introduzca en el Zapato Deflector.

- 13 Comenzar la operación de Corte del Casing. Realizar esta operación con un avance de 1"(pulgada) de coiled tubing cada 15 minutos, evitando que el motor de fondo se trabe por alto torque.
 Nota:
 1. Asegurarse de que durante la operación de corte no halla nadie debajo del coiled tubing.
 2. Realizar reunión pre-operacional.
 3. Utilizar polímetro PHPA para darle lubricidad al agua.
- 14 Levantar 3 metros de Coiled Tubing cada 15 minutos para evitar que el motor de fondo se trabe por elevado torque.
- 15 Después de cortado el casing, continuar bombeando mientras se levanta el BHA de corte hasta unos 330' sobre el Zapato deflector. Alcanzada esta profundidad detener el bombeo. Sacar BHA de corte.
- 16 Preparar el **Jetting BHA** compuesto por el jet, filtro y 100 metros de manguera Kevlar (manguera flexible de alta presión). Realizar las pruebas respectivas.
- Parámetros para operaciones de "Jetting" lateral:
- | | |
|--------------------------------|---------------|
| Perdidas, Nivel de flujo: | 2,5 a 3,5 GPM |
| Volumen de fluido por lateral: | 800 litros |
| Volumen total: | 3200 litros |
- Presión espera con el "Jetting" (Chorro): 4000 a 6000 PSI . Dependiendo de la profundidad y la formación.
 Rata de penetración: de 2 a 3 metros / minuto.
 Tiempo del Jetting por lateral: De 30 a 50 minutos dependiendo de la formación.
 Velocidad de maniobra: 40 mts / min.
- 17 Comenzar a bajar el Jetting BHA con el coiled tubing a través del lubricador, asegurándose de que la manguera Kevlar no se doble o se descuelgue.
- 18 En el momento que la manguera Kevlar se encuentre completa dentro del tubing, poner en funcionamiento a bajo caudal y presión la centrifuga y bomba Kerr para evitar el taponamiento de la boquilla o jet.
- 19 Bajar el Jetting BHA lentamente hasta llegar al zapato reflector.
Nota: Asegurarse que el fluido ha sido calentado a la temperatura de fondo del pozo (BHT).
- 20 Incrementar la presión hasta que el jet llegue a la entrada del hueco en el casing.
- 21 Comenzar la aceleración del jet (aumento de la presión), de manera que vaya penetrando y abriendo el lateral.
- 22 Continuar penetrando hasta 100 metros máximo en la formación para completar el lateral.
Nota: Es fundamental mantener el coiled tubing en tensión todo el tiempo durante la perforación lateral para garantizar la trayectoria horizontal.
- 23 Sacar lentamente Jetting BHA (no exceder de 125 ft/min.). Detener el bombeo cuando la boquilla o jet se encuentre a una distancia de 7' del zapato deflector.
Nota: Verificar que el pozo este controlado, en caso necesario con circular fluido de control.
- 24 Para realizar el siguiente Lateral es necesario limpiar los ripios del fondo del pozo ya que solo se tiene un rat hole de **51'**.
- 25 Drenar los fluido de perforación del sistema después de cada operación para prevenir la corrosión.
- 26 Retirar el "Cuello de ganso" y soportes.
- 27 Desmontar el lubricador, válvulas y conexiones de cabeza. asegurarse de que no hay aumento de presión en el pozo.
- 28 Sacar el ensamble NKT, retirar el zapato deflector

- 29 Bajar Cuello dentado con tubería de 2-7/8" y limpiar por circulación en directa con fluido de control hasta 4066'. Circular hasta obtener retornos limpios sin presencia de gas. Sacar cuello dentado con tubería de 2-7/8".
- 30 Para el Segundo, tercer y cuarto Lateral repetir los numerales del 6 al 29. luego pasar al numeral 31.
- 31 Desinstalar unidad RDS. Dejar el área limpia y segura para continuar trabajo de WO.
- 32 Calcular la cantidad de fluidos empleados en la operación de radial drilling.

ANEXO B: Well Planning Operación Radial Drilling Pozo Sardinata 30



**COORDINACIÓN OPERACIONES NORTE
UNIDAD DE INGENIERÍA**

WELL PLANNING

ANEXO No 1. PROGRAMA DE RADIAL DRILLING @ 4325' DEL CICLO III DE LA FORMACIÓN BARCO PARA EL POZO SARDINATA 30

- 1 Realizar la reunión pre-operacional con todo el personal involucrado en el trabajo.
- 2 Instalar Unidad Radial Drilling Services (RDS) a 30 metros de la cabeza del pozo.
- 3 Instalar tanque para el retorno de los fluidos de la operación de RDS con línea de salida conectada debajo del conjunto BOP/lubricador y tanque de almacenamiento de salmuera con bomba para suministrar el fluido de perforación de laterales o el carro tanque que alimentara al tanque de la unidad que tiene capacidad de almacenamiento para un lateral. El fluido debe ser previamente filtrado a 3 micrones de pulgada
- 4 Una vez que todo el sistema esta chequeado y probado comenzar el llenado con agua al tanque de la unidad de RDS.
- 5 Transferir los fluidos a los tanques de operación.
Preparar fluido de operación RDS con 10000 lts de agua filtrada +Formiato de sodio al **5%** + aditivos.
Composición del fluido para un Lateral:

Base:	H2O fresca y filtrada
Aditivo:	5% KCL o Formiato de sodio
Lubricantes orgánicos:	se determinará.
Volumen por lateral:	600 galones
Volumen total:	2400 galones (para inyección solamente)
- 6 Bajar **ensamble NKT** compuesto por: Zapato Deflector +accesorios (descentralizador, crossover) +141 tubos de 2-7/8" EUE 6,5 #/Ft calibrados y medidos para ubicarlo @ **4325'** del Ciclo III de la formación Barco.
Nota:
 1. Se debe verificar que la profundidad de interés no coincidan con un collar del casing.
 2. Se debe bajar la tubería realizando marcas con pintura de tal forma que no se pierda la orientación hecha al Zapato Deflector o correr el Gyro para una ubicación exacta del zapato
 3. El extremo de la sarta debe quedar 1 o 2 pies por encima de la superficie de trabajo.
 4. Bajar la sarta con el zapato deflector a una velocidad no mayor a 30 ft/min. para evitar el colapso de descentralizador.
- 7 Arme unidad de Registros. Corra registro GR -CCL dentro del Tubing, correlacionar y **verifique profundidad del Zapato deflector @ 4325'**. Tumbé unidad de Registros.
- 8 Orientar el Zapato Deflector en superficie respecto al Norte magnético utilizando una brújula:
Primer Lateral 300° / 100 metros.
Segundo Lateral 30° / 100 metros.
Tercer Lateral 120° / 100 metros.
Cuarto Lateral 210° / 100 metros.
- 9 Instalar Tee, válvula de 3", Válvula de 2", Lubricador , líneas, accesorios, etc.
- 10 Circular a través del production tubing revisando la presión para asegurar que el zapato desviador se encuentre completamente limpio.
- 11 Instalar "cuello ganso" del coiled tubing.
- 12 Preparar el **BHA de corte** compuesto por broca de 3/4", barra flexible, motor de fondo y crossover del motor. Probar en superficie.

- 13 Bajar el BHA de corte (máx.. 125 ft/min..) hasta 4000' (330' arriba del Zapato deflector), encienda el motor con 2,5 a 3 GPM y continuar bajando hasta llegar al zapato deflector.

Parámetros de corte del casing:

Caudal:	4 a 5,5 GPM
RPM del PDM / Cortador:	de 120 a 180 RPM
Peso sobre los cortadores:	60 libras.
Presión de corte en superficie:	4000-5000 PSI.
Tiempo de corte:	40/90 min..
Velocidad del fluido:	40 metros / min.

- 14 Aumentar lentamente el caudal hasta 5 gls/min., permitiendo que el arreglo (BHA de Corte) se introduzca en el Zapato Deflector.
- 15 Comenzar la operación de Corte del Casing. Realizar esta operación con un avance de 1"(pulgada) de coiled tubing cada 15 minutos, evitando que el motor de fondo se trabe por alto torque.
- Nota:
1. Asegurarse de que durante la operación de corte no halla nadie debajo del coiled tubing.
 2. Realizar reunión pre-operacional.
 3. Utilizar polímetro PHPA para darle lubricidad al agua.
- 16 Levantar 3 metros de Coiled Tubing cada 15 minutos para evitar que el motor de fondo se trabe por elevado torque.
- 17 Después de cortado el casing, continuar bombeando mientras se levanta el BHA de corte hasta unos 330' sobre el Zapato deflector. Alcanzada esta profundidad detener el bombeo. Sacar BHA de corte.
- 18 Preparar el **Jetting BHA** compuesto por el jet, filtro y 100 metros de manguera Kevlar (manguera flexible de alta presión). Realizar las pruebas respectivas.

Parámetros para operaciones de "Jetting" lateral:

Perdidas, Nivel de flujo:	2,5 a 3,5 GPM
Volumen de fluido por lateral:	800 litros
Volumen total:	3200 litros
Presión espera con el "Jetting" (Chorro):	4000 a 6000 PSI . Dependiendo de la profundidad y la formación.
Rata de penetración:	de 2 a 3 metros / minuto.
Tiempo del Jetting por lateral:	De 20 a 50 minutos dependiendo de la formación.
Velocidad de maniobra:	40 mts / min..

- 19 Comenzar a bajar el Jetting BHA con el coiled tubing a través del lubricador, asegurándose de que la manguera Kevlar no se doble o se descuelgue.
- 20 En el momento que la manguera Kevlar se encuentre completa dentro del tubing, poner en funcionamiento a bajo caudal y presión la centrifuga y bomba Kerr para evitar el taponamiento de la boquilla o jet.
- 21 Bajar el Jetting BHA lentamente hasta llegar al zapato reflector.
- 22 Incrementar la presión hasta que el jet llegue a la entrada del hueco en el casing.
- 23 Comenzar la aceleración del jet (aumento de la presión), de manera que vaya penetrando y abriendo el lateral.
- 24 Continuar penetrando hasta 100 metros máximo en la formación para completar el lateral.
- Nota: Es fundamental mantener el coiled tubing en tensión todo el tiempo durante la perforación lateral para garantizar la trayectoria horizontal.

- 25 Sacar lentamente Jetting BHA (no exceder de 125 ft/min.). Detener el bombeo cuando la boquilla o jet se encuentre a una distancia de 20' por encima del zapato deflector.
Nota: Mientras se avanza en la formación verificar los retornos en superficie para estar seguros que el pozo este controlado, en caso necesario circular fluido de control.
- 26 Desconectar líneas de la Unidad de RDS a la cabeza del pozo y accesorios.
- 27 Retirar el "Cuello de ganso" y soportes.
- 28 Desmontar el lubricador, válvulas, conexiones y asegurarse de que no hay aumento de presión en el pozo.
- 29 Para el Segundo, tercer y cuarto Lateral repetir los numerales del 8 al 28. luego pasar al numeral 30. Cuando se gire la tubería para cambiar al siguiente lateral, levantarla 7 ft y bajarla varias veces al girarla para estar seguros que el zapato desviador esta girando en fondo
- 30 Para realizar el tercer y cuarto Lateral es necesario limpiar los ripios del fondo de pozo ya que solo se tiene un rat hole de **53'**. Para limpiar los ripios de fondo, después de realizar el lateral, girar la zapata 90 grados y bombear a través de la tubería de producción hasta retorno limpio en superficie.
- 31 Desinstalar unidad RDS. Dejar el área limpia y segura para continuar trabajo de WO.
- 32 Drenar los fluido de perforación del sistema después de la perforación del cuarto lateral para prevenir la corrosión.
- 33 Calcular la cantidad de fluidos empleados en la operación de radial drilling.
- 34 Sacar la zapata de fondo a una velocidad no mayor de 30 ft/min. para evitar daños en el descentralizador y la zapata.

ANEXO C: Well Planning Operación Radial Drilling Pozo Petrólea 29



**COORDINACIÓN OPERACIONES NORTE
UNIDAD DE INGENIERÍA**

WELL PLANNING P-29

**ANEXO No 1. PROGRAMA DE RADIAL DRILLING @ 453' DEL ZONA I DE LA FORMACIÓN
COGOLLO PARA EL POZO PETROLEA 29**

- 1 Realizar la reunión pre-operacional con todo el personal involucrado en el trabajo.
- 2 Instalar Unidad Radial Drilling Services (RDS) a 30 metros de la cabeza del pozo.
- 3 Instalar tanque para el retorno de los fluidos de la operación de RDS con línea de salida conectada debajo del conjunto BOP/lubricador y tanque de almacenamiento de salmuera con bomba para suministrar el fluido de perforación de laterales o el carro tanque que alimentara al tanque de la unidad que tiene capacidad de almacenamiento para un lateral. El fluido debe ser previamente filtrado a 3 micrones de pulgada
- 4 Una vez que todo el sistema esta chequeado y probado comenzar el llenado con agua al tanque de la unidad de RDS.
- 5 Transferir los fluidos a los tanques de operación.
Preparar fluido de operación RDS con 10000 lts de agua filtrada +Formiato de sodio al **5%** + aditivos.
Composición del fluido para un Lateral:
Base: H2O fresca y filtrada
Aditivo: 5% KCL o Formiato de sodio
Lubricantes orgánicos: se determinará.
Volumen por lateral: 600 galones
Volumen total: 2400 galones (para inyección solamente)
- 6 Bajar **ensamble NKT** compuesto por: Zapato Deflector +accesorios (descentralizador, crossover) +14 tubos de 2-7/8" EUE 6,5 #/Ft calibrados y medidos para ubicarlo @ **453'** de la Zona I de la formación Barco.
Nota:
 1. Se debe verificar que la profundidad de interés no coincidan con un collar del casing.
 2. Se debe bajar la tubería realizando marcas con pintura de tal forma que **no se pierda la orientación** hecha al Zapato Deflector o correr el Gyro para una ubicación exacta del zapato
 3. El extremo de la sarta debe quedar 1 o 2 pies por encima de la superficie de trabajo.
 4. Bajar la sarta con el zapato deflector a una velocidad no mayor a 30 ft/min. para evitar el colapso de descentralizador.
- 7 Arme unidad de Registros. Corra registro GR -CCL dentro del Tubing, correlacionar y verificar profundidad del Zapato deflector @ 453'. Tumbé unidad de Registros.
- 8 Orientar el Zapato Deflector en superficie respecto al Norte magnético utilizando una brújula:
Primer Lateral 0° / 100 metros.
Segundo Lateral 90° / 100 metros.
Tercer Lateral 180° / 100 metros.
Cuarto Lateral 270°/ 100 metros.
- 9 Instalar Tee, válvula de 3", Válvula de 2", Lubricador , líneas, accesorios, etc.
- 10 Circular a través del production tubing revisando la presión para asegurar que el zapato desviador se encuentre completamente limpio.
- 11 Instalar "cuello ganso" del coiled tubing.
- 12 Preparar el **BHA de corte** compuesto por broca de 3/4", barra flexible, motor de fondo y crossover del motor. Probar en superficie.

- 13 Bajar el BHA de corte (máx.. 125 ft/min..) hasta 200', encienda el motor con 2,5 a 3 GPM y continuar bajando hasta llegar al zapato deflector.

Parámetros de corte del casing:

Caudal:	4 a 5,5 GPM
RPM del PDM / Cortador:	de 120 a 180 RPM
Peso sobre los cortadores:	60 libras.
Presión de corte en superficie:	4000-5000 PSI.
Tiempo de corte:	40/90 min..
Velocidad del fluido:	40 metros / min.

- 14 Aumentar lentamente el caudal hasta 5 gls/min., permitiendo que el arreglo (BHA de Corte) se introduzca en el Zapato Deflector.
- 15 Comenzar la operación de Corte del Casing. Realizar esta operación con un avance de 1"(pulgada) de coiled tubing cada 15 minutos, evitando que el motor de fondo se trabe por alto torque.

Nota:

1. Asegurarse de que durante la operación de corte no halla nadie debajo del coiled tubing.
2. Realizar reunión pre-operacional.
3. Utilizar polímetro PHPA para darle lubricidad al agua.

- 16 Levantar 3 metros de Coiled Tubing cada 15 minutos para evitar que el motor de fondo se trabe por elevado torque.
- 17 Después de cortado el casing, continuar bombeando mientras se levanta el BHA de corte hasta unos 330' sobre el Zapato deflector. Alcanzada esta profundidad detener el bombeo. Sacar BHA de corte.
- 18 Preparar el **Jetting BHA** compuesto por el jet, filtro y 100 metros de manguera Kevlar (manguera flexible de alta presión). Realizar las pruebas respectivas.

Parámetros para operaciones de "Jetting" lateral:

Perdidas, Nivel de flujo:	2,5 a 3,5 GPM
Volumen de fluido por lateral:	800 litros
Volumen total:	3200 litros
Presión espera con el "Jetting" (Chorro):	4000 a 6000 PSI . Dependiendo de la profundidad y la formación.
Rata de penetración:	de 2 a 3 metros / minuto.
Tiempo del Jetting por lateral:	De 20 a 50 minutos dependiendo de la formación.
Velocidad de maniobra:	40 mts / min..

- 19 Comenzar a bajar el Jetting BHA con el coiled tubing a través del lubricador, asegurándose de que la manguera Kevlar no se doble o se descuelgue.
- 20 En el momento que la manguera Kevlar se encuentre completa dentro del tubing, poner en funcionamiento a bajo caudal y presión la centrifuga y bomba Kerr para evitar el taponamiento de la boquilla o jet.
- 21 Bajar el Jetting BHA lentamente hasta llegar al zapato reflector.
- 22 Incrementar la presión hasta que el jet llegue a la entrada del hueco en el casing.
- 23 Comenzar la aceleración del jet (aumento de la presión), de manera que vaya penetrando y abriendo el lateral.
- 24 Continuar penetrando hasta 100 metros máximo en la formación para completar el lateral.
Nota: Es fundamental mantener el coiled tubing en tensión todo el tiempo durante la perforación lateral para garantizar la trayectoria horizontal.
- 25 Sacar lentamente Jetting BHA (no exceder de 125 ft/min.). Detener el bombeo cuando la boquilla o jet se encuentre a una distancia de 20' por encima del zapato deflector.
Nota: Mientras se avanza en la formación verificar los retornos en superficie para estar seguros que el pozo este controlado, en caso necesario circular fluido de control.

- 26 Desconectar líneas de la Unidad de RDS a la cabeza del pozo y accesorios.
- 27 Retirar el "Cuello de ganso" y soportes.
- 28 Desmontar el lubricador, válvulas, conexiones y asegurarse de que no hay aumento de presión en el pozo.
- 29 Después de realizar el lateral, girar la zapata 90 grados y bombear a través de la tubería de producción hasta retorno limpio en superficie (esto para verificar que el zapato deflector quede limpio ya que se tiene un rat hole de 367').
- 30 Para el Segundo, tercer y cuarto Lateral repetir los numerales del 8 al 29. luego pasar al numeral 31. Cuando se gire la tubería para cambiar al siguiente lateral, levantarla 7 ft y bajarla varias veces al girarla para estar seguros que el zapato desviador esta girando en fondo.
- 31 Desinstalar unidad RDS. Dejar el área limpia y segura para continuar trabajo de WO.
- 32 Drenar los fluido de perforación del sistema después de la perforación del cuarto lateral para prevenir la corrosión.
- 33 Calcular la cantidad de fluidos empleados en la operación de radial drilling.
- 34 Sacar la zapata de fondo a una velocidad no mayor de 30 ft/min. para evitar daños en el descentralizador y la zapata.

ANEXO D: Well Planning Operación Radial Drilling Pozo Petrólea 40



**COORDINACIÓN OPERACIONES NORTE
UNIDAD DE INGENIERÍA**

WELL PLANNING P-40

**ANEXO No 1. PROGRAMA DE RADIAL DRILLING @ 450' DEL ZONA I DE LA FORMACIÓN
COGOLLO PARA EL POZO PETROLEA 40**

- 1 Realizar la reunión pre-operacional con todo el personal involucrado en el trabajo.
- 2 Instalar Unidad Radial Drilling Services (RDS) a 50 pies de la cabeza del pozo.
- 3 Instalar tanque para el retorno de los fluidos de la operación de RDS con línea de salida conectada debajo del conjunto BOP/lubricador y tanque de almacenamiento de salmuera con bomba para suministrar el fluido de perforación de laterales o el carro tanque que alimentara al tanque de la unidad que tiene capacidad de almacenamiento para un lateral.
Nota:
El fluido debe ser previamente filtrado a 3 micrones de pulgada.
- 4 Una vez que todo el sistema esta chequeado y probado comenzar el llenado con agua al tanque de la unidad de RDS.
- 5 Transferir los fluidos a los tanques de operación.
Preparar fluido de operación RDS con 10000 lts de agua filtrada +Formiato de sodio al **5%** + aditivos.
Composición del fluido para un Lateral:
Base: H2O fresca y filtrada
Aditivo: 5% KCL o Formiato de sodio
Lubricantes orgánicos: se determinará.
Volumen por lateral: 600 galones
Volumen total: 2400 galones (para inyección solamente)
- 6 Bajar **ensamble NKT** compuesto por: Zapato Deflector +accesorios (descentralizador, crossover) + 1 tubo de 2-7/8" EUE + UBHO (Orienting Sub) + 1 pup joint de 2-7/8" x 6' +13 tubos de 2-7/8" EUE 6,5 #/Ft calibrados y medidos para ubicarlo @ **450'** de la Zona I de la formación Barco.
Notas:
 1. Instalar píldora radioactiva en la punta inferior del pup joint de 2-7/8" x 6' para verificar la ubicación exacta del zapato deflector con el registro.
 2. Se debe verificar que la profundidad de interés no coincidan con un collar del casing.
 3. El extremo de la sarta debe quedar 1 o 2 pies por encima de la superficie de trabajo.
 4. Bajar la sarta con el zapato deflector a una velocidad no mayor a 30 ft/min. para evitar el colapso de descentralizador.
- 7 Arme unidad de Registros. Corra registro GR -CCL dentro del Tubing, correlacionar y verificar profundidad del Zapato deflector @ 450'.
- 8 Baje Gyro (Con unidad de registro) y sientelo en el UBHO.
- 9 Orientar el Zapato Deflector en superficie respecto al Norte magnético con el soporte del Gyro según corresponda a la perforación de los siguientes laterales:
Primer Lateral 25° / hasta 150 pies.
Segundo Lateral 90° / hasta 150 pies.
Tercer Lateral 170° / hasta 150 pies.
Nota:
La profundidad de estos laterales dependerá de las condiciones técnicas de la operación y el entorno geológico.
- 10 Tumbé unidad de registro.
- 11 Instalar Tee, válvula de 3", Válvula de 2", Lubricador , líneas, accesorios, etc.
- 12 Circular a través del production tubing revisando la presión para asegurar que el zapato desviador se encuentre completamente limpio.
- 13 Instalar "cuello ganso" del coiled tubing.

- 14 Preparar el **BHA de corte** compuesto por broca de 3/4" + eje flexible + motor de fondo + barras de peso + manguera para motor. Probar en superficie.
- 15 Bajar el BHA de corte (máx.. 125 ft/min..) hasta 200', encienda el motor con 2,5 a 3 GPM y continuar bajando hasta llegar al zapato deflector.
- Parámetros de corte del casing:
- | | |
|---------------------------------|------------------|
| Caudal: | 4 a 5,5 GPM |
| RPM del PDM / Cortador: | de 120 a 180 RPM |
| Peso sobre los cortadores: | 60 libras. |
| Presión de corte en superficie: | 4000-5000 PSI. |
| Tiempo de corte: | 40/90 min.. |
| Velocidad del fluido: | 40 metros / min. |
- 16 Aumentar lentamente el caudal hasta 5 gls/min., permitiendo que el arreglo (BHA de Corte) se introduzca en el Zapato Deflector.
- 17 Comenzar la operación de Corte del Casing. Realizar esta operación con un avance de 1"(pulgada) de coiled tubing cada 15 minutos, evitando que el motor de fondo se trabe por alto torque.
- Notas:**
1. Asegurarse de que durante la operación de corte no halla nadie debajo del coiled tubing.
 2. Realizar reunión pre-operacional.
 3. Utilizar polímero PHPA para darle lubricidad al agua.
- 18 Levantar 3 metros de Coiled Tubing cada 15 minutos para evitar que el motor de fondo se trabe por elevado torque.
- 19 Después de cortado el casing, continuar bombeando mientras se levanta el BHA de corte hasta unos 330' sobre el Zapato deflector. Alcanzada esta profundidad detener el bombeo. Sacar BHA de corte.
- 20 Preparar el **Jetting BHA** compuesto por el jet, filtro, manguera Kevlar (manguera flexible de alta presión) y barras de peso. la logitud de la manguera dependerá de las barras de peso disponibles. Realizar las pruebas respectivas.
- Parámetros para operaciones de "Jetting" lateral:
- | | |
|---|---|
| Perdidas, Nivel de flujo: | 2,5 a 3,5 GPM |
| Volumen de fluido por lateral: | 800 litros |
| Volumen total: | 3200 litros |
| Presión espera con el "Jetting" (Chorro): | 4000 a 6000 PSI . Dependiendo de la profundidad y la formación. |
| Rata de penetración: | de 2 a 3 metros / minuto. |
| Tiempo del Jetting por lateral: | De 20 a 50 minutos dependiendo de la formación. |
| Velocidad de maniobra: | 40 mts / min.. |
- 21 Comenzar a bajar el Jetting BHA con el coiled tubing a través del lubricador, asegurándose de que la manguera Kevlar no se doble o se descuelgue.
- 22 En el momento que la manguera Kevlar se encuentre completa dentro del tubing, poner en funcionamiento a bajo caudal y presión la centrifuga y bomba Kerr para evitar el taponamiento de la boquilla o jet.
- 23 Bajar el Jetting BHA lentamente hasta llegar al zapato Deflector.
- 24 Incrementar la presión hasta que el jet llegue a la entrada del hueco en el casing.
- 25 Comenzar la aceleración del jet (aumento de la presión), de manera que vaya penetrando y abriendo el lateral.

- 26 Continuar penetrando hasta 150 pies como máximo en la formación para completar el lateral.
Nota: Es fundamental mantener el coiled tubing en tensión todo el tiempo durante la perforación lateral para garantizar la trayectoria horizontal.
- 27 Sacar lentamente Jetting BHA (no exceder de 125 ft/min.). Detener el bombeo cuando la boquilla o jet se encuentre a una distancia de 20' por encima del zapato deflector.
Nota: Mientras se avanza en la formación verificar los retornos en superficie para estar seguros que el pozo este controlado, en caso necesario circular fluido de control.
- 28 Desconectar líneas de la Unidad de RDS a la cabeza del pozo y accesorios.
- 29 Retirar el "Cuello de ganso" y soportes.
- 30 Desmontar el lubricador, válvulas, conexiones y asegurarse de que no hay aumento de presión en el pozo.
- 31 Para el Segundo y tercer Lateral repetir los numerales del 8 al 30. luego pasar al numeral 32. Cuando se gire la tubería para cambiar al siguiente lateral, levantarla 7 ft y bajarla varias veces al girarla para estar seguros que el zapato desviador esta girando en fondo, verificando orientación con el Gyro.
- 32 Desinstalar unidad RDS. Dejar el área limpia y segura para continuar trabajo de WO.
- 33 Drenar los fluido de perforación del sistema después de la perforación del tercer lateral para prevenir la corrosión.
- 34 Calcular la cantidad de fluidos empleados en la operación de radial drilling.
- 35 Sacar la zapata de fondo a una velocidad no mayor de 30 ft/min. para evitar daños en el descentralizador y la zapata.

ANEXO E: Well Planning Operación Radial Drilling Pozo Petrólea 44



**COORDINACIÓN OPERACIONES NORTE
UNIDAD DE INGENIERÍA**

WELL PLANNING

**ANEXO No 1. PROGRAMA DE RADIAL DRILLING @ 830' DE LA ZONA 3 DE LA FORMACIÓN
COGOLLO PARA EL POZO PETROLEA 44**

- 1 Realizar la reunión pre-operacional con todo el personal involucrado en el trabajo.
- 2 Instalar Unidad Radial Drilling Services (RDS) a mínimo 50 pies de la cabeza del pozo.
- 3 Instalar tanque para el retorno de los fluidos de la operación de RDS con línea de salida conectada debajo del conjunto BOP/lubricador.
- 4 Una vez que todo el sistema esta chequeado y probado comenzar el llenado con agua a través del sistema de preparación del RDS.
- 5 Transferir los fluidos a los tanques de operación.
Preparar fluido de operación RDS con 8200 litros de agua filtrada +KCl al 5% + aditivos.

Composición del fluido para un Lateral:

Base:	H2O fresca y filtrada
Aditivo:	5% KCL o Formiato de sodio
Lubricantes orgánicos:	se determinará.
Volumen por laterales:	450 litros
Volumen total:	1800 litros (para inyección solamente)
Volumen de corte: $4 * 60 * 9,5 =$	801 litros (214 galones) (28,8 pies cúbicos) 146 mm casing, 286 pies, 48 metros.

- 6 Bajar ensamble NKT compuesto por: Zapato Deflector +accesorios (descentralizador, crossover) + 1 tubo de 2-7/8" EUE+ UBHO (Orienting Sub) +1 pup joint de 2-7/8" x 6' +26 tubos de 2-7/8" EUE 6,5 #/Ft calibrados y medidos para ubicarlo @ 830' de la Zona 3 de la formación Cogollo.

Notas:

1. Instalar píldora radioactiva en la punta inferior del pup joint de 2-7/8" x 6' para verificar la ubicación exacta del zapato deflector con el registro.
 2. Se debe verificar que la profundidad de interés no coincidan con un collar del casing.
 3. El extremo de la sarta debe quedar 1 o 2 pies por encima de la superficie de trabajo.
 4. Bajar la sarta con el zapato deflector a una velocidad no mayor a 30 ft/min. para evitar el colapso de
- 7 Árme unidad de Registros. Corra registro GR -CCL dentro del Tubing, correlacionar y verificar profundidad del Zapato deflector @ 830'.
 - 8 Baje Gyro (Con unidad de registro) y siéntelo en el UBHO.
 - 9 Orientar el Zapato Deflector en superficie respecto al Norte magnético con el soporte del Gyro según corresponda a la perforación de los siguientes laterales:
Primer Lateral 190° / Hasta 328 pies.
Segundo Lateral 100° / Hasta 164 pies.
Tercer Lateral 10° / Hasta 328 pies.
Cuarto Lateral 280° /Hasta 164 pies.
 - 10 Desinstalar unidad de registro.
 - 11 Instalar Tee, válvula de 3", Válvula de 2", Lubricador , líneas, accesorios, etc.
 - 12 Circular a través del production tubing revisando la presión para asegurar que el zapato desviador se encuentre completamente limpio.
 - 13 Instalar "cuello ganso" del coiled tubing.
 - 14 Preparar el **BHA de corte** compuesto por broca de 3/4"+ eje flexible +motor de fondo + barras de peso + manguera para motor. Probar en superficie.
 - 15 Bajar el BHA de corte (máx.. 125 ft/min..) hasta 200', encienda el motor con 2,5 a 3 GPM y continuar bajando hasta llegar al zapato deflector.

Parámetros de corte del casing:

Caudal:	4 a 5,5 GPM
RPM del PDM / Cortador:	de 120 a 180 RPM
Peso sobre los cortadores:	60 libras.
Presión de corte en superficie:	4000-5000 PSI.
Tiempo de corte:	40/90 min..
Velocidad del fluido:	40 metros / min.

- 16 Aumentar lentamente el caudal hasta 5 gls/min., permitiendo que el arreglo (BHA de Corte) se introduzca en el Zapato Deflector.
- 17 Comenzar la operación de Corte del Casing. Realizar esta operación con un avance de 1"(pulgada) de coiled tubing cada 15 minutos, evitando que el motor de fondo se trabe por alto torque.
- Notas:**
1. Asegurarse de que durante la operación de corte no halla nadie debajo del coiled tubing.
 2. Realizar reunión pre-operacional.
 3. Utilizar polímero PHPA para darle lubricidad al agua.
- 18 Levantar 3 metros de Coiled Tubing cada 15 minutos para evitar que el motor de fondo se trabe por elevado torque.
- 19 Después de cortado el casing, continuar bombeando mientras se levanta el BHA de corte hasta unos 330' sobre el Zapato deflector. Alcanzada esta profundidad detener el bombeo. Sacar BHA de corte.
- 20 Preparar el **Jetting BHA** compuesto por el jet, filtro, manguera Kevlar (manguera flexible de alta presión) y barras de peso. la longitud de la manguera dependerá de las barras de peso disponibles y la profundidad del lateral. Realizar las pruebas respectivas.
- Parámetros para operaciones de "Jetting" lateral:
- | | |
|---|---|
| Perdidas, Nivel de flujo: | 2,5 a 3,5 GPM |
| Volumen de fluido por lateral: | 800 litros |
| Volumen total: | 3200 litros |
| Presión espera con el "Jetting" (Chorro): | 4000 a 6000 PSI . Dependiendo de la profundidad y la formación. |
| Rata de penetración: | de 2 a 3 metros / minuto. |
| Tiempo del Jetting por lateral: | De 20 a 50 minutos dependiendo de la formación. |
- 21 Comenzar a bajar el Jetting BHA con el coiled tubing a través del lubricador, asegurándose de que la manguera Kevlar no se doble o se descuelgue.
- 22 En el momento que la manguera Kevlar se encuentre completa dentro del tubing, poner en funcionamiento a bajo caudal y presión la centrifuga y bomba Kerr para evitar el taponamiento de la boquilla o jet.
- 23 Bajar el Jetting BHA lentamente hasta llegar al zapato Deflector.
- 24 Incrementar la presión hasta que el jet llegue a la entrada del hueco en el casing.
- 25 Comenzar la aceleración del jet (aumento de la presión), de manera que vaya penetrando y abriendo el lateral.
- 26 Continuar penetrando según longitud máxima del lateral en la formación (ver numeral 9).
- Nota:** Es fundamental mantener el coiled tubing en tensión todo el tiempo durante la perforación lateral para garantizar la trayectoria horizontal.
- 27 Sacar lentamente Jetting BHA (no exceder de 125 ft/min.). Detener el bombeo cuando la boquilla o jet se encuentre a una distancia de 20' por encima del zapato deflector.
- Nota: Mientras se avanza en la formación verificar los retornos en superficie para estar seguros que el pozo este controlado, en caso necesario circular fluido de control.
- 28 Desconectar líneas de la Unidad de RDS a la cabeza del pozo y accesorios.
- 29 Retirar el "Cuello de ganso" y soportes.
- 30 Desmontar el lubricador, válvulas, conexiones y asegurarse de que no hay aumento de presión en el pozo.
- 31 Para el Segundo, tercer y cuarto Lateral repetir los numerales del 8 al 30. luego pasar al numeral 32. Cuando se gire la tubería para cambiar al siguiente lateral, levantarla 7 ft y bajarla varias veces al girarla para estar seguros que el zapato desviador esta girando en fondo, verificando orientación con el Gyro.
- 32 Desinstalar unidad RDS. Dejar el área limpia y segura para continuar trabajo de WO.
- 33 Drenar los fluido de perforación del sistema después de la perforación del tercer lateral para prevenir la corrosión.
- 34 Calcular la cantidad de fluidos empleados en la operación de radial drilling.
- 35 Sacar la zapata de fondo a una velocidad no mayor de 30 ft/min. para evitar daños en el descentralizador y la zapata.