



**UNIVERSIDAD DE ORIENTE
NÚCLEO DE MONAGAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEO
MATURÍN /MONAGAS/VENEZUELA**

**EVALUACIÓN DEL PROCESO DE RECAÑONEO DE LOS POZOS
REACONDICIONADOS, EN LOS YACIMIENTOS DE CRUDO
EXTRAPESADO DEL CAMPO CERRO NEGRO, PDVSA DISTRITO
MORICHAL**

REALIZADO POR:

ANYEL YAREMI TORRES PACHECO

Trabajo Especial De Grado Presentado Como Requisito Parcial Para Optar Al

Título De:

INGENIERO DE PETRÓLEO

MATURÍN, JUNIO DE 2012

DEDICATORIA

Primeramente a Dios, por haberme dado salud, sabiduría y paciencia para lograr este sueño que es un éxito. Gracias Señor.

A mi madre MIREYA PACHECO, mi mujer luchadora y emprendedora, por darme la vida y ser parte de mi formación, por todo ese apoyo que me brindaste y me sigues brindando, mami gracias a TI soy lo que soy.

A mi mama CARMEN NAVARRO, mujer a la que admiro y quiero muchísimo, por abrirme las puertas de tu casa y no dudar de MI en ningún momento, por todo el amor incondicional, por ese apoyo y todos los consejos que llegaban en el mejor momento, mami fuiste y sigues siendo una luz en mi vida, GRACIAS MAMÁ por creer siempre en MI.

A mi padre ALFREDO RAMOS, figura que aunque lejos estuvo cerca de MI apoyándome en cada idea y orientándome por el mejor camino, papi no te equivocaste lo que soy en gran parte te lo debo a ti, fuiste y sigues siendo pieza fundamental en mi camino.

A mi hermano, amigo y ejemplo a seguir ANGEL J. TORRES P. recorrimos este camino de la mano, juntos muchas veces nos caímos y juntos nos levantábamos, por todos eso regañes, por tu amor y apoyo incondicional, fuiste esa protección ese escudo en esta batalla, decirte GRACIAS es poco... TE AMO MI AMOR.

A mi papa ANGEL TORRES, por darme la vida y estar presente en varios de mis momentos difíciles, donde quiera que estes se que te sientes orgulloso de Mi...

A ti JOSE ANTONIO CAÑA, siempre te dije que esta tesis debe llevar tu nombre, porque tu mas que nadie fuiste testigo de todos los éxitos y tropiezos que tuve en este largo camino, estoy segura que sin TI no hubiese sido posible, fuiste mi inspiración y apoyo en todo momento, me faltaran palabras para agradecerte todo lo que hiciste por mi “ UN MILLON DE GRACIAS”



AGRADECIMIENTOS

Mi agradecimiento principal es para Dios, por haberme guiado por el camino correcto, darme energías, fe y esperanza para lograr culminar mi carrera.



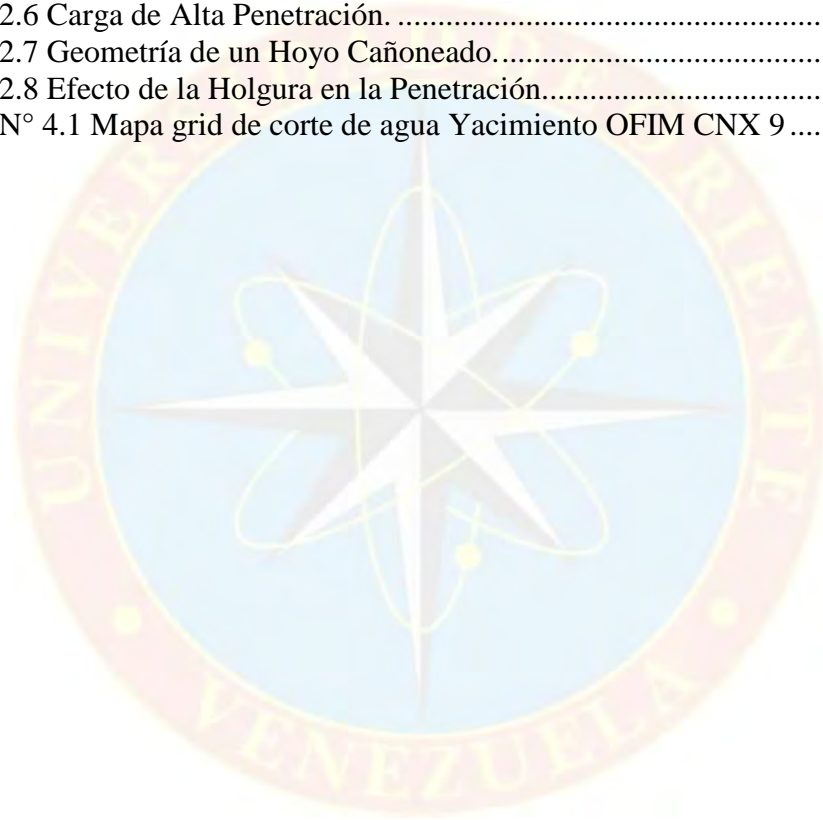
ÍNDICE

DEDICATORIA	iv
AGRADECIMIENTOS	vi
ÍNDICE	vii
LISTA DE FIGURAS	ix
LISTA DE GRÁFICOS	x
LISTA DE TABLAS	xi
RESUMEN	xii
INTRODUCCIÓN	1
CAPÍTULO I	2
EL PROBLEMA	2
1.1 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA	2
1.2 OBJETIVOS DE LA INVESTIGACIÓN.....	3
1.2.1 Objetivo General	3
1.2.2 Objetivos Específicos	3
1.3 JUSTIFICACION DE LA INVESTIGACIÓN.....	3
CAPÍTULO II	5
MARCO TEÓRICO	5
2.1 ANTECEDENTES DE LA INVESTIGACIÓN.....	5
2.2 RASGOS GENERALES DEL AREA EN ESTUDIO.....	6
2.2.1 Ubicación Geográfica del Campo Cerro Negro	7
2.2.2 Geología Estructural del Área Local	8
2.2.3 Estratigrafía del Campo.....	8
2.2.4 Caracterización del Campo Cerro Negro	9
2.3 BASES TEÓRICAS.....	10
2.3.1 Rehabilitación de Pozos	10
2.3.1.2 Tipos de Rehabilitación a Pozos.....	10
2.3.2 Operación de Cañoneo	11
2.3.2.1 Factores de Efectividad del Cañoneo.....	12
2.3.2.2 Tipos de Cañoneo	12
2.3.2.3 Componentes Básicos de un Cañón Convencional.....	13
2.3.2.4 Descripción Básica del Funcionamiento de un Sistema de Cañoneo a Chorro.....	17
2.3.2.5 Factores que Afectan la Efectividad del Cañoneo a Chorro	17
2.3.2.6 Parámetros Relacionados con el Cañoneo	18
2.3.3 Control de Arena	21
2.3.4 Problemas Ocasionados por la Producción de Arena.....	21
2.3.5 Técnicas de Control de Arena	22
2.3.5.1. Rejillas o "Liners" Ranurados.....	22
2.3.5.2 Limitaciones de las Rejillas o "Liners" Ranurados.....	23
2.3.5.3 Ventajas de las Rejillas Solas o "Liners" Ranurados.....	24

2.3.5.4 Desventajas de las Rejillas solas o "Liners" Ranurados	25
2.4 CONCEPTOS O TÉRMINOS BÁSICOS	26
CAPÍTULO III.....	27
MARCO METODOLÓGICO	27
3.1 TIPO DE INVESTIGACIÓN	27
3.2 DISEÑO DE LA INVESTIGACIÓN	27
3.3 POBLACIÓN Y MUESTRA.....	28
3.4 PROCEDIMIENTO METODOLÓGICO.....	28
3.4.1 Análisis del Comportamiento de Producción antes y después de cada Reacondicionamiento (Recañoneo).....	28
3.4.2 Establecimiento de una Posible Relación entre el Diámetro del Disparo y el Comportamiento de Producción	30
3.4.3 Estimación del Efecto del Diámetro de Ranura del Liner en el Comportamiento de Producción	31
3.4.4 Evaluación del Proceso de Recañoneo Óptimo de los Pozos Reacondicionados	31
3.5 TECNICAS E INSTRUMENTOS DE RECOLECCION DE DATOS	32
3.5.1 Técnicas	32
3.5.2 Instrumentos	32
3.6 RECURSOS	33
3.6.1 Recursos Humanos	33
3.6.2 Recursos Económicos.....	33
3.6.3 Recursos Materiales y Tecnológicos	33
CAPÍTULO IV	35
ANÁLISIS DE LOS RESULTADOS	35
4.1 ANÁLISIS DEL COMPORTAMIENTO DE PRODUCCIÓN ANTES Y DESPUÉS DE CADA REACONDICIONAMIENTO (RECAÑONEO).....	35
4.2 ESTABLECIMIENTO DE UNA POSIBLE RELACIÓN ENTRE EL DIÁMETRO DEL DISPARO Y EL COMPORTAMIENTO DE PRODUCCIÓN	50
4.3 ESTIMACIÓN DEL EFECTO DEL DIÁMETRO DE RANURA DEL LINER EN EL COMPORTAMIENTO DE PRODUCCIÓN.....	52
4.4 EVALUACIÓN DEL PROCESO DE RECAÑONEO ÓPTIMO DE LOS POZOS REACONDICIONADOS.....	56
CAPÍTULO V.....	62
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	62
5.1 CONCLUSIONES	62
5.2 RECOMENDACIONES	63
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	64
ANEXOS	65
HOJAS DE METADATOS.....	82

LISTA DE FIGURAS

Figura 2.1 Ubicación geográfica del Campo Cerro Negro. Fuente: Gerencia de Yacimiento, 2011.	8
Figura 2.2 Proceso de Cañoneo a Chorro (Fuente: Schlumberger, 2.003).	13
Figura 2.3 Componentes Básicos de un Cañón de Perforación Convencional	14
Figura 2.4 Partes de una Carga Moldeada.	15
Figura 2.5 Carga Hueco Grande.....	16
Figura 2.6 Carga de Alta Penetración.	17
Figura 2.7 Geometría de un Hoyo Cañoneado.....	18
Figura 2.8 Efecto de la Holgura en la Penetración.....	20
Figura N° 4.1 Mapa grid de corte de agua Yacimiento OFIM CNX 9.....	41

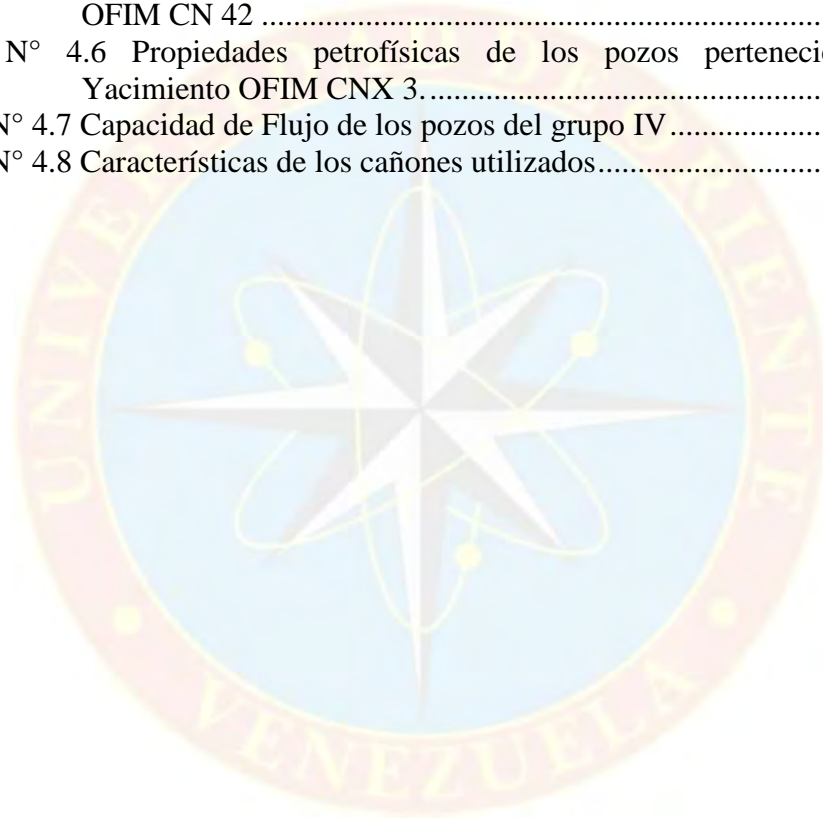


LISTA DE GRÁFICOS

Gráfico N° 4.1 Distribución de pozos por método de levantamiento	35
Gráfico N° 4.2 Distribución de pozos por geometría.....	36
Gráfico N° 4.3 Histórico de producción promedio correspondiente al Grupo I.	38
Gráfico N° 4.4 Comportamiento de Producción antes y después del recañoneo, correspondiente al Grupo I.	38
Gráfico N° 4.5 Curvas de Chan, pozo CC 0004	39
Gráfico N° 4.6 Curvas de Chan, pozo CH 0018	40
Gráfico N° 4.7 Histórico de producción promedio correspondiente al Grupo II.....	42
Gráfico N° 4.8 Comportamiento de Producción antes y después del recañoneo, correspondiente al Grupo II.....	43
Gráfico N° 4.9 Comportamiento de producción de gas antes y después del reacodicionamiento, correspondiente al Grupo II.	43
Gráfico N° 4.10 Curvas de Chan, pozo CC 0005	45
Gráfico N° 4.11 Curvas de Chan, pozo CD 0029	45
Gráfico N° 4.12 Histórico de producción promedio correspondiente al Grupo III.	47
Gráfico N° 4.13 Comportamiento de Producción antes y después del recañoneo, correspondiente al Grupo III.	47
Gráfico N° 4.14 Histórico de producción promedio correspondiente al Grupo IV.....	48
Gráfico N° 4.15 Comportamiento de Producción antes y después del recañoneo, correspondiente al Grupo IV.	49
Gráfico N° 4.16 Comportamiento de las tasas de producción con respecto a la densidad de los cañones.	51
Gráfico N° 4.17 Comportamiento de las tasas de producción con respecto al ángulo de tiro de los cañones.	52
Gráfico N° 4.18 Comportamiento de las tasas de producción con respecto al diámetro de ranura.	54
Gráfico N° 4.19 Comportamiento de la producción en comparación con la °API.....	55
Gráfico N° 4.20 °API Vs Ancho de ranura, pozos Grupo IV.	56

LISTA DE TABLAS

Tabla 2.1 Características del Campo Cerro Negro.....	10
Tabla 2.2 Diámetros Recomendados de Rejillas para el Interior del Revestidor.....	25
Tabla 4.1 Niveles tomado al pozo posterior al reacondicionamiento	44
Tabla 4.2 Características de los cañones utilizados.	50
Tabla 4.3 Diámetro de ranura del liner utilizado en los pozos.....	53
Tabla N° 4.5 Propiedades petrofísicas de los pozos pertenecientes al Yacimiento OFIM CN 42	59
Tabla N° 4.6 Propiedades petrofísicas de los pozos pertenecientes al Yacimiento OFIM CNX 3.....	59
Tabla N° 4.7 Capacidad de Flujo de los pozos del grupo IV	60
Tabla N° 4.8 Características de los cañones utilizados.....	60





**UNIVERSIDAD DE ORIENTE
NÚCLEO DE MONAGAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEO
MATURÍN / MONAGAS / VENEZUELA**

**EVALUACIÓN DEL PROCESO DE RECAÑONEO DE LOS
POZOS REACONDICIONADOS, EN LOS YACIMIENTOS DE
CRUDO EXTRAPESADO DEL CAMPO CERRO NEGRO, PDVSA
DISTRITO MORICHAL**

AUTOR:

Anyel Yaremi Torres Pacheco
C.I. V-19.092.445

ASESORES:

Ing. Miguel Flores
Ing. María Rojas
Ing. Dickson Rodríguez

RESUMEN

En este trabajo de grado se estudiaron los 15 pozos recañoneados en el Campo Cerro Negro en el periodo 2007-2011, se analizó el comportamiento de producción antes y después del recondicionamiento, adicionalmente se evaluó el efecto de las características de los cañones y el espesor de ranura de los liner utilizados para la completación de los pozos, determinándose que los cañones más utilizados (47%), fueron de 4-1/2", big hole de 4pulg, en lo que respecta al ángulo de disparo el 47% fueron de 90°, 47% de 30 ° y 6% de 60 ° fase, 4 TPP por otro lado el 87% de los pozos (13 pozos) fueron completados con liner de ranuras 0,020 pulgadas, y al realizar la comparación con los de 0,015 pulgadas no se observó impacto significativo en la producción de los pozos. De los 15 pozos evaluados solo 4 pozos presentaron tasas óptimas de producción (mayores o iguales a 80 BNPD) posterior al recondicionamiento, siendo las principales causas de las bajas tasas de petróleo el alto corte de agua y la alta producción de gas. Un aspecto a considerar es que en todos los recondicionamientos realizados estuvieron asociados a procesos de aislamiento (realizados con tapón de hierro o cemento) de arenas por presentar los pozos altos corte de agua (mayor a 80%). De acuerdo a las curvas de Chan, en los pozos que presentaron alta producción de agua la causa principal fue la canalización.

INTRODUCCIÓN

En Venezuela los yacimientos de crudos pesado y extrapesado contienen el mayor porcentaje de las reservas de nuestro país. Algunos de estos yacimientos en la actualidad ya se encuentran en una fase madura de explotación, sin embargo, no han drenado las reservas asociadas al factor de recuperación característico. Entre estos se encuentran los yacimientos de crudo extrapesado pertenecientes al campo Cerro Negro del Distrito Morichal, en los cuales, para mejorar su explotación y recuperar el petróleo (reservas remanentes), ha sido necesario considerar trabajos adicionales (reacondicionamiento) a los pozos con las tecnología existente actualmente.

El proceso de recañoneo es una forma de incrementar la tasa de recuperación de crudo mediante el reacondicionamiento de los pozos. Esto se logra tomando en cuenta diversos parámetros, tales como las características del yacimiento, (porosidad, permeabilidad, presión, temperatura, resistencia a la compresión, anisotropía, el tipo de fluido, daño), y el tipo de completación, de manera de optimizar el proceso, logrando así una efectiva comunicación.

En reiteradas ocasiones en el campo Cerro Negro todo lo anterior no ha cumplido con las expectativas esperadas durante su planificación por diversas y variadas razones, por lo que surge la necesidad de hacer evaluaciones exhaustivas de éstos trabajos durante período comprendido entre el año 2007 y el 2011 para mejorarlos y optimar su aplicabilidad en el futuro. Para ello se evaluó el comportamiento productivo de los pozos posterior al recañoneo y se establecieron posibles relaciones entre los diámetros de disparo, diámetro de ranura del liner con la producción del pozo. Luego en función de esto se propondrá el reacondicionamiento adecuado, con el fin de optimizar o mejorar los recobros en el campo Cerro Negro.

CAPÍTULO I

EL PROBLEMA

1.1 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

El comportamiento de producción de los pozos reacondicionados en el campo Cerro Negro de Distrito Morichal, ha mostrado en algunos casos, resultados poco satisfactorios. Las campañas de reacondicionamientos de pozos destinadas al mantenimiento de producción no han cumplido en su totalidad su objetivo, presentándose pozos con bajas tasas de producción, lo cual afecta, los compromisos volumétricos del distrito.

Existen diversas razones a las cuales se puede atribuir la problemática planteada, en algunos casos asociados al comportamiento del yacimiento, igualmente a las realidades operacionales, según las cuales no se estén aplicando las prácticas o técnicas más adecuadas y controles de calidad que garanticen el éxito de los trabajos, así como también influye la selección de pozos candidatos a realizar trabajos de reacondicionamiento.

Entre las técnicas utilizadas se encuentra el cañoneo de los pozos para la ampliación de intervalos perforados e incremento en la densidad de las perforaciones (recañoneo), cañoneo de nuevas zonas productoras, entre otras. En el área se han implementado diferentes técnicas de cañoneo, de alta y baja penetración, con fluidos especiales, se han variado las especificaciones de los cañones (densidad de disparos, radio de penetración, ángulo entre cargas, etc.).

Dado que no existe hasta el momento alguna evaluación que establezca las especificaciones más adecuadas según la integración pozo-yacimiento, se propuso la

elaboración de este trabajo de grado, el cual consiste en evaluar el proceso de recañoneo de los pozos del área de manera que contribuyan con el incremento de la producción e ingresos económicos a corto plazo.

1.2 OBJETIVOS DE LA INVESTIGACIÓN

1.2.1 Objetivo General

Evaluar el proceso de recañoneo de los pozos reacondicionados, en el yacimiento de crudo extrapesado del campo Cerro Negro, PDVSA Distrito Morichal.

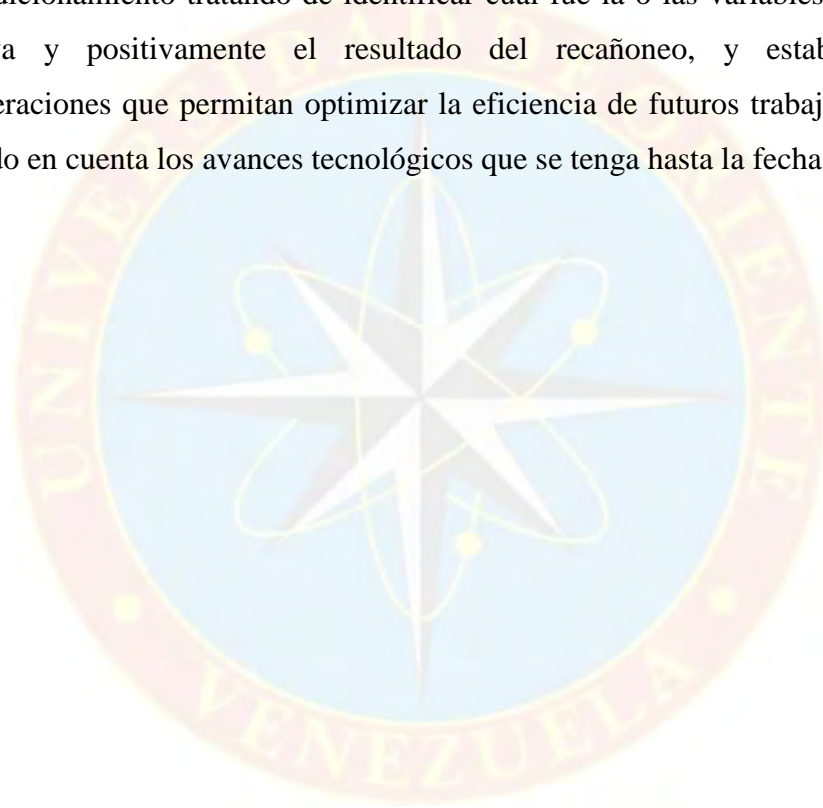
1.2.2 Objetivos Específicos

- Analizar el comportamiento de producción antes y después de cada reacondicionamiento (recañoneo).
- Establecer la posible relación entre el diámetro del disparo y el comportamiento de producción.
- Estimar el efecto del diámetro de ranura del liner en el comportamiento de producción.
- Evaluar el proceso de recañoneo óptimo de los pozos reacondicionados.

1.3 JUSTIFICACION DE LA INVESTIGACIÓN

El reacondicionamiento de un pozo busca maximizar el recobro de hidrocarburos de yacimientos que han mermado su producción por problemas de

diversa naturaleza, como por ejemplo, la obstrucción de los canales originales de flujo yacimiento-pozo, siendo ésta la principal causa por la que fue propuesto el proceso de recañoneo a 14 pozos del campo Cerro Negro desde el año 2007 al 2011. En muchos casos los trabajos realizados no mostraron resultados satisfactorios o que cumplirán con las expectativas mínimas esperadas dentro del marco del proyecto. La siguiente investigación se plantea para evaluar dichos trabajos de reacondicionamiento tratando de identificar cual fue la o las variables que afectaron negativa y positivamente el resultado del recañoneo, y establecer nuevas consideraciones que permitan optimizar la eficiencia de futuros trabajos de cañoneo tomando en cuenta los avances tecnológicos que se tenga hasta la fecha.



CAPÍTULO II

MARCO TEÓRICO

2.1 ANTECEDENTES DE LA INVESTIGACIÓN

Castillo, C. (2008). Realizó un trabajo de grado titulado “Determinación de la efectividad de los trabajos de cañoneo convencional realizados en el campo Carito, Distrito Norte PDVSA”. El cual tenía la finalidad de mejorar y optimizar al máximo la calidad del cañoneo, lo que implica un aumento de producción. Para ello se necesitó tener un mejor enfoque sobre el diseño de cañoneo y desempeño de los cañones, teniendo presente el tipo de zona. Partiendo de toda la información recopilada, se preparó una hoja de cálculo (Excel), con la finalidad de agrupar todos los datos necesarios para el cumplimiento de los objetivos restantes. El autor concluyó que el 46% de los trabajos se realizaron con cañón HSD 3-3/8 plg., de 6 tpp resultando este efectivo en un 53%, que tasa de producción después de ejecutar el trabajo aumentó un 59,8% y que hubo una reducción del daño de 49,9%.

Gerardino, L (2007). Realizó un trabajo de grado titulado “Evaluación del proceso de cañoneo en pozos de crudo pesado reacondicionados en los campos Jobo, Pílon y Morichal. PDVSA Distrito Social Morichal”. Este trabajo de grado tuvo como propósito principal, evaluar el proceso de cañoneo de los pozos reacondicionados en los Campos Jobo, Pílon y Morichal, durante Enero 2003-Mayo 2006 como alternativa para cumplir con el compromiso volumétrico del Distrito Social Morichal. Para su desarrollo se calcularon las reservas de las arenas completadas, se analizó la vida productiva de los pozos, comparando el potencial de producción real con el estimado para el trabajo de reacondicionamiento. De esta manera se dedujo si el problema de la baja productividad estuvo asociado posiblemente al cañoneo o a las condiciones de yacimiento y, por último, se obtuvo el proceso de cañoneo óptimo del área, donde por

problemas como: existencia de pocos pozos completados en la mayoría de las arenas, yacimientos y campos, falta de modelo sedimentológico, de pruebas de pozos post intervención e inconvenientes operacionales ocurridos durante el reacondicionamiento, sin poder culminarlo, solo se obtuvo resultado en el yacimiento Morichal 05*, Campo Jobo, donde las especificaciones de cañoneo: 8 TPP, 0.8 pulg de orificio, Big Hole y 60° fase resultaron ser las más adecuadas, conjuntamente con un cañón transportado con guaya eléctrica para las arenas “B2” y “E” y Casing Gun para la unidad “C”.

2.2 RASGOS GENERALES DEL AREA EN ESTUDIO

Gran parte de las reservas de crudos pesados y extrapesados de Venezuela se encuentra en la Faja Petrolífera del Orinoco, la cual ocupa la parte sur de la Cuenca Oriental de Venezuela, se extiende desde las cercanías de Tucupita, en el Estado Delta Amacuro, hasta las inmediaciones de la ciudad de Calabozo, en el Estado Guárico. Cubre un área de 54.000 km² entre los Estados Monagas, Anzoátegui, Guárico y Delta Amacuro. Está limita al norte con las áreas mayores de Temblador y Oficina, al sur con el Río Orinoco, al este con la Región Deltana y al oeste con el extremo Oriental de la Cuenca Barinas–Apure. La exploración de la Faja Petrolífera del Orinoco inició desde los años 1.920 de manera esporádica, al no encontrarse manifestaciones superficiales de hidrocarburos.

La Faja Petrolífera del Orinoco se divide de este a oeste en cuatro áreas, las cuales corresponden a un sistema deltaico que tuvo su origen en los sistemas fluviales del Macizo Guayanés, cuyas características de acumulaciones petrolíferas y estado de conocimiento geológico son diferentes. Estas acumulaciones petrolíferas de gran importancia para el país se conocen como los bloques Boyacá, Junín, Ayacucho y Carabobo.

2.2.1 Ubicación Geográfica del Campo Cerro Negro

El Campo Cerro Negro se encuentra ubicado en el Área Mayor de Temblador, en la Cuenca Oriental de Venezuela aproximadamente a 115 km al sur de Maturín-Estado Monagas, en el borde Noroeste de la Faja Petrolífera del Orinoco. Está limitado hacia el este por el Campo Uverito, al oeste por el Bloque Ayacucho, al norte por el Campo Morichal y al sur por el Río Orinoco; cuenta con una amplia extensión, la cual cubre un área aproximada de 270 km², de los cuales 124 km² están asignados al Distrito Morichal.

El Campo Cerro Negro está subdividido en tres áreas de explotación las cuales son: O-16, J-20 y M-19.

Área O-16 y J-20: conocidas también como áreas tradicionales, se iniciaron a comienzos de los años 80 mediante la perforación de pozos verticales. Posteriormente se inició la campaña de perforación de pozos desviados e inclinados, los cuales fueron direccionados desde las macollas y espaciados a 400 metros en el subsuelo. Estos pozos fueron sometidos a diferentes evaluaciones con el propósito de incrementar la producción comercial, y es entonces cuando se realiza la campaña de inyección alterna de vapor. A mediados de los años 90 comenzó la campaña de perforación de pozos horizontales en frío.

Área M-19: inició su etapa de explotación a partir del año 2000 bajo el esquema de pozos horizontales en arreglos de macolla y dispone de 80 km² de sísmica 3D la cual fue adquirida durante el año 1996 y reinterpretada en el año 2005. A partir de esta información sísmica se obtuvo el modelo estructural que actualmente es usado en el proceso de caracterización del área.

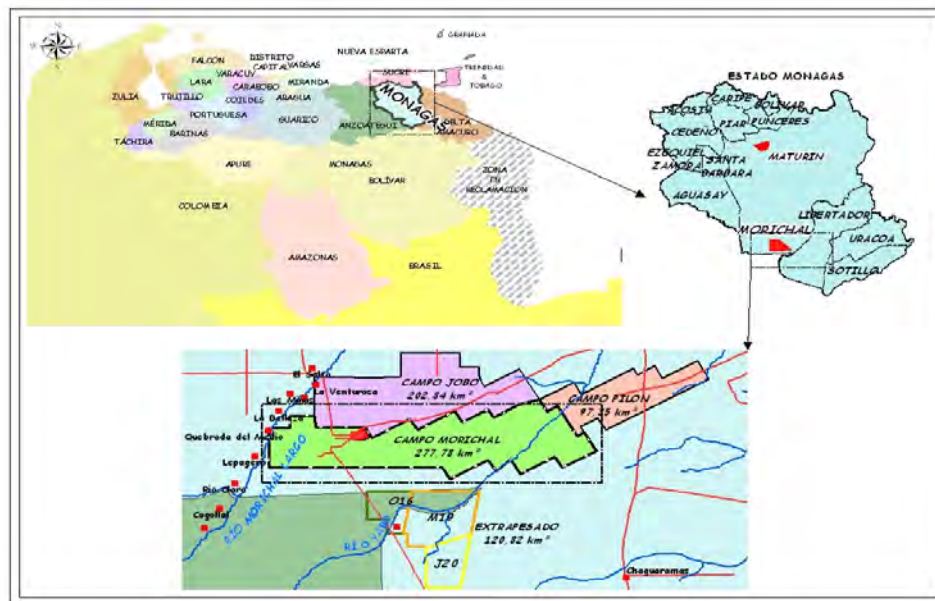


Figura 2.1 Ubicación geográfica del Campo Cerro Negro. Fuente: Gerencia de Yacimiento, 2011.

2.2.2 Geología Estructural del Área Local

La estructura local se define como un homoclinal fallado en dirección este-oeste, donde el bloque deprimido (sur) presenta un buzamiento de 3° - 5° hacia el sur. La mayoría de estas fallas son de alto ángulo, sobre los 65° y los desplazamientos varían entre 50 y 220 pies verticalmente. Cabe destacar que algunas de las fallas mayores tienen expresión en la superficie. Todas las fallas son normales y de gran extensión.

2.2.3 Estratigrafía del Campo

La columna estratigráfica del área tiene, aproximadamente, 2700 a 2800 pies de espesor. La estratigrafía de los campos del Área Mayor de Temblador es característica de la zona sur de la Cuenca Oriental de Venezuela y todos los campos

del área son muy similares estratigráficamente. Cuatro grandes unidades sedimentarias, las formaciones Mesa, Las Piedras, Freites y Oficina, cubren discordantemente una unidad sedimentaria cretácica, el Grupo Temblador. Toda esta secuencia yace sobre un basamento ígneo-metamórfico precámbrico que representa el borde septentrional del Escudo Guayanés.

2.2.4 Caracterización del Campo Cerro Negro

Dentro del Bloque Carabobo, el área de extrapesado, campo Cerro Negro, representa una de las zonas más prospectivas de la Faja del Orinoco con arenas de gran espesor y buenas características petrofísicas, contiene un POES (Petróleo Originalmente in Situ) estimado de 27.203, 04 MMBls con unas reservas probadas recuperables de 3196,12 MMBls.

El esquema de explotación presente en el campo desde sus inicios ha sido mediante el mecanismo principal de producción como lo es el gas en solución, métodos de levantamiento artificial (bombeo mecánico, bombeo por cavidad progresiva y bombeo electrosumergible) y métodos de recuperación mejorada de petróleo (inyección alterna de vapor), sin embargo el campo aún no cuenta con modelos estático y dinámico definitivos que permita plasmar el mejor esquema de explotación, a través del cual se pueda recuperar de manera optima las reservas que ahí se encuentran. En la tabla 2.1 se muestran las características más resaltantes del Campo Cerro Negro.

Tabla 2.1 Características del Campo Cerro Negro.

Características Campo Cerro Negro	
Área (Km³)	124
Yacimientos Activo	6 / 17
Pi (lpca)	1200 - 1300
°API	7,8 - 8,2
Visc. (cps)	1500 - 3500
Porosidad (%)	30 - 32
Permeabilidad (D)	2 - 7
Swi (%)	12 / 15
FR Actual	2 - 3
Mec. Prod.	Gas en Solución / Foamy Oil
Declinación (%)	7
Pozos Perforados	575
Reservas Probadas (MMBN)	3196,12

2.3 BASES TEÓRICAS

2.3.1 Rehabilitación de Pozos

Durante la vida productiva de los pozos de petróleo y de gas ocurren diferentes situaciones que reducen su capacidad de producción, tales como: alta relación gas petróleo (RGP), baja caudal de producción (Q_0), alta producción de agua, los cuales conllevan en un momento determinado a clasificar el pozo como no rentable. Esta problemática ocasiona una baja en los niveles de producción, lo que conduce a la empresa a plantear o planificar soluciones efectivas que analicen las perspectivas de estos pozos para restaurarles en lo posible sus condiciones potenciales. La rehabilitación de pozos consiste en un conjunto de actividades que se ejecutan en pozos de petróleo, gas o inyectores, con la finalidad de restablecer o mejorar su capacidad de producción-inyección, y/o aumentar su potencial.

2.3.1.2 Tipos de Rehabilitación a Pozos

Entre las actividades de rehabilitación se tienen las siguientes:

Servicios a pozos: acciones correctivas en el estado mecánico de un pozo, necesarias para restablecer o mejorar las condiciones de producción del mismo, que pueden ser ejecutadas en un corto período de tiempo, como lo son los cambios de bombas y cambios de tuberías.

Reparación a pozos: conjunto de actividades que se realizan para restablecer o mejorar la capacidad de producción de un pozo mediante la corrección de fallas mecánicas del equipo de completación, tales actividades pueden ser empaques con grava interno (EGI) y Reeliner (consiste en la colocación de un liner de menor diámetro dentro de otro ya existente)

Reacondicionamientos a pozos: conjunto de actividades que se ejecutan tanto para restablecer o mejorar la capacidad de producción de un pozo, como para aumentar su potencial. Estas actividades son consideradas de mayor magnitud que los servicios y las reparaciones a pozos, pues incluyen: estudios geológicos, permisologías, estudios de rentabilidad, y un periodo de tiempo mayor para su ejecución. Estas actividades incluyen, reentrada, reparación de arenas de agua (RAA), cañoneos, recañoneos, abrir arenas adicionales (AAA).

2.3.2 Operación de Cañoneo

Es una de las operaciones de mayor importancia en la completación de pozos, consiste en establecer mediante disparos túneles de conducción que sirven de enlace entre el yacimiento de petróleo o gas y el pozos, lo cual da origen al movimiento de fluidos entre ambos sistemas. Lo cual permite:

- Evaluar zonas productoras.
- Mejorar la producción, recuperación e inyección.

- Efectuar trabajos de cementación forzada.

2.3.2.1 Factores de Efectividad del Cañoneo

La efectividad del cañoneo depende fundamentalmente de los siguientes factores:

- Tipo de equipos usados en el proceso.
- Cantidad y tipo de cargas del cañón.
- Técnicas de completación del pozo.
- Características del revestidor.
- Resistencia del cemento.
- Procedimiento usado para el cañoneo.

2.3.2.2 Tipos de Cañoneo

Existen varios tipos de cañoneo, como lo son: cañoneo con balas, cañoneo con chorro de agua a alta presión y cañoneo a chorro.

Cañoneo con balas: es muy poco utilizado en la industria petrolera; su desempeño disminuye substancialmente al incrementar la dureza de las formaciones o cuando se utiliza un revestidor de muy alta dureza; pero sigue teniendo aplicaciones en formaciones blandas o formaciones no consolidadas.

Cañoneo con chorro de agua a alta presión: se utiliza fluidos a altas presiones inyectados a través de una tubería con arreglos de orificios diseccionados hacia la pared del revestidor, con el propósito de abrir agujeros en las paredes del revestidor, cemento y formación, creando túneles limpios con muy poco daño; pero éste es un sistema lento y muy costoso, debido a que los agujeros son creados uno a la vez.

Cañoneo a chorro: es el sistema en el cual las cargas moldeadas, al ser detonadas, forman una corriente de partículas metálicas que se desplazan a gran velocidad y que atraviesan la tubería de revestimiento y penetran en la formación.

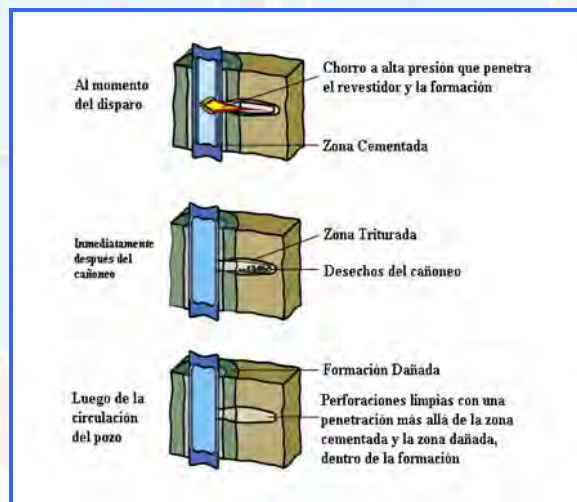


Figura 2.2 Proceso de Cañoneo a Chorro (Fuente: Schlumberger, 2.003).

2.3.2.3 Componentes Básicos de un Cañón Convencional

Todos los sistemas de cañoneo a chorro, tanto para ser bajados con guaya como con tubería, operan bajo el mismo principio y constan de cuatro componentes básicos: la estructura que soporta las cargas, las cargas, el cordón detonante y el detonador.

- **Detonador.** Es un dispositivo hecho de bronce, que contiene un explosivo primario y uno secundario que transmite la energía al interior, que se emplea para encender un explosivo. Se conecta a la superficie por una fuente generadora. A un extremo se encuentra un tapón que lo protege de los fluidos del pozo y el otro extremo va conectado al cordón detonante, quedando así en contacto con los explosivos secundarios.

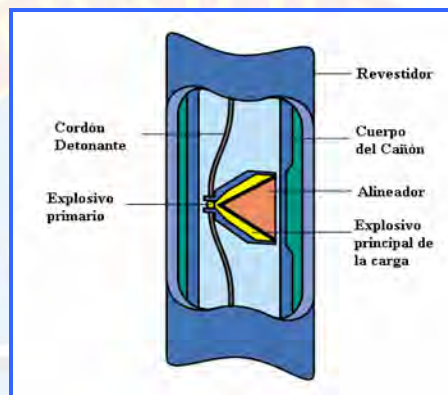


Figura 2.3 Componentes Básicos de un Cañón de Perforación Convencional

(Fuente: Schlumberger, 2.003).

- **Cordón detonante:** Es el encargado de transportar la onda detonante de un lugar a otro, a lo largo del cañón, a través de cada carga. Es un cable constituido por un relleno de PENT, RDX o HNS, dentro de una envoltura plástica o de caucho tratado.
- **Cargas moldeada:** Es la encargada de poner finalmente en contacto la zona productora y el pozo. Está disponible en distintos diámetros y configuraciones, y con distintas cantidades y tipos de explosivos. Constan de tres componentes básicos: alineador, caja y explosivos (divididos en primarios y secundarios).

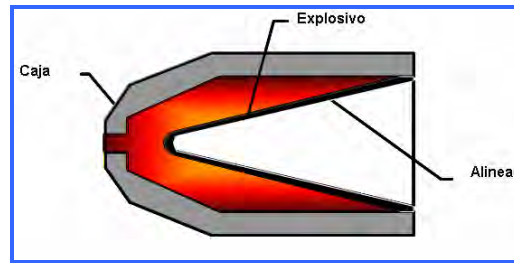


Figura 2.4 Partes de una Carga Moldeada.

(Fuente: Schlumberger, 2.003).

- **Alineador:** puede ser cónico o parabólico, y su variación podrá influir en las penetraciones y los diámetros de los huecos abiertos en el revestidor por cada disparo. Están hechos de una aleación de cobre o una mezcla de cobre, plomo y otros polvos metálicos.
- **Revestidor o caja:** es la parte externa que envuelve los explosivos de las cargas. Puede estar hecho de varios materiales, usualmente de metal y es configurado para trabajar en un sistema de cañoneo en particular.
- **Explosivos:** los explosivos primarios son muy sensibles al calor, fricción, impactos y descargas de corrientes eléctricas estáticas. Estos explosivos se inician con la detonación del cordón detonante. Los más usados, generalmente, son el Fulminato de Mercurio y el Nitruro de Cromo. La sensibilidad de estos explosivos puede ser incrementada con el uso de granos más finos y evitando el uso de agentes combinados y aditivos (cera, grafito, etc.) para facilitar la compresión del explosivo. Los explosivos secundarios son menos sensibles que los explosivos primarios. Éstos tienen gran dificultad para iniciar la detonación, pero una vez iniciada, arrojan grandes cantidades de energía química en microsegundos. Los explosivos secundarios más utilizados son el RDX o HMX para operaciones de rutina y de HNS o PYX para aplicaciones a altas temperaturas.

De acuerdo a lo anterior, las cargas pueden ser de alta penetración o de hueco grande; describiéndose cada una de la manera siguiente:

- **Cargas de hueco grande:** La caja o revestidor de las cargas de Hueco Grande o BH (Big Hole), son de forma parabólicas o hemisféricas. Su cubierta es fabricada con láminas compuesta de metales, como aleaciones de cobre y zinc. Forman un chorro de alta velocidad, que crea un agujero grande en el revestidor, pero cuya penetración es relativamente somera. Las velocidades del chorro en este tipo de cargas están alrededor de 13.000 a 20.000 pies/s.

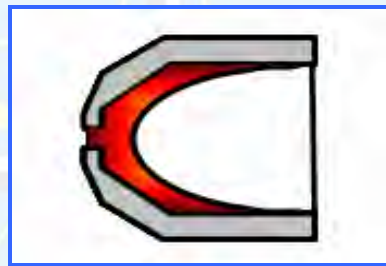


Figura 2.5 Carga Hueco Grande.

(Fuente: Schlumberger, 2.003).

- **Cargas de alta penetración:** La caja de las cargas de Alta Penetración o DP (*Deep Penetration*), son de formas cónicas, alargadas y finas, que crean un chorro estrecho de poco diámetro en el revestidor, y que además penetran profundamente en éste y la formación. Su cubierta está hecha de una mezcla de metales, cuyos principales componentes son el cobre y el tungsteno. Las velocidades del chorro de estas cargas pueden ser mayores de 26.000 pies/s. El 20% de la caja o revestimiento forma el chorro de alta velocidad; y el 80% restante pasa a ser el movimiento lento.

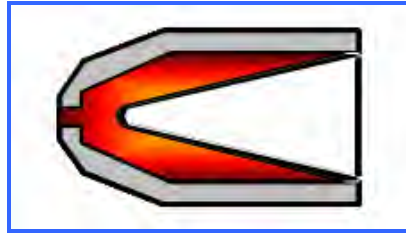


Figura 2.6 Carga de Alta Penetración.

(Fuente: Schlumberger, 2.003).

2.3.2.4 Descripción Básica del Funcionamiento de un Sistema de Cañoneo a Chorro

Primeramente, el cañón es ubicado en la zona donde se supone que debe detonar; se verifica esta profundidad y son activados los mecanismo de seguridad y alarma hasta después de realizada la operación. La operación del sistema comienza con el detonador, que es encendido eléctricamente desde la superficie a través de la guaya eléctrica, inicia la explosión del cordón detonante, que se extiende a lo largo de la estructura, puesto en contacto con cada carga. Mientras la explosión del cordón detonante avanza a lo largo del cañón, el explosivo contenido en cada carga es encendido sucesivamente y de manera instantánea, creando suficiente energía para desintegrar la carga y convertir esta energía en un chorro que atraviesa luego la tubería de revestimiento, la zona cementada y la formación.

2.3.2.5 Factores que Afectan la Efectividad del Cañoneo a Chorro

La facilidad con la que los fluidos de un reservorio son producidos a través de las perforaciones hechas en el cañoneo, depende de una serie de factores de formación y ambientales, que bien pueden ser más importantes que el cañoneo en sí, influenciando en la efectividad del mismo.

De allí pues, según lo especificado por Bell, Surup y Tariq (1.995), el diseño de las operaciones de cañoneo es incrementado significativamente cuando se incluyen las características de la formación y los factores ambientales; pero igualmente deben ser tomados en cuenta los parámetros relacionados con el cañoneo al momento de planificar un trabajo en particular, como lo son la penetración dada por las cargas, la densidad y los grados fases de los cañones. Estos parámetros son elegidos de acuerdo a los requerimientos necesarios en cada trabajo de cañoneo y dependiendo de las condiciones dadas en el pozo.

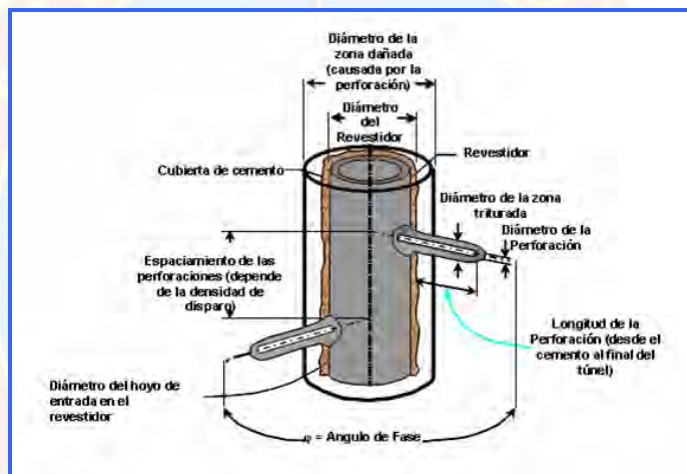


Figura 2.7 Geometría de un Hoyo Cañoneado.

(Fuente: Halliburton, 2.000).

2.3.2.6 Parámetros Relacionados con el Cañoneo

Configuración y Diseño de las Cargas Moldeadas: La efectividad de las cargas depende enormemente del diseño de las mismas. Su comportamiento se ve afectado además por el espacio entre el cañón y el revestidor y las propiedades físicas del revestidor y la formación.

Los factores a tomar en cuenta para el diseño de las cargas son: las propiedades y la geometría del alineador, el material y la configuración del revestidor, el tamaño de la carga y la configuración carga-cañón, en términos de separación de las cargas. La interacción entre estos parámetros influye significativamente en la penetración del disparo y el diámetro del hueco hecho en el revestidor. Así pues:

Alineador: el tamaño del alineador (y la carga) inciden en la profundidad de penetración y el tamaño del hoyo de entrada. Mientras más largo sea el alineador, hay más material para convertir en disparo y, por ende, más grande es la penetración o el tamaño del hoyo. De aquí que, con algunas excepciones, un cañón más largo tendrá una mayor carga con un alineador más largo y proveerá una penetración más profunda y hoyos de entrada más largos. La geometría del alineador afecta la velocidad del disparo y la distribución de masa. Generalmente, una reducción en el ángulo del alineador incrementa la velocidad y la penetración, a la vez que reduce el diámetro del disparo. Además, si se incrementa el ángulo del alineador se disminuye la velocidad del disparo y se aumenta el diámetro del mismo, por lo que se logran hoyos de entrada al revestidor muchos menores.

Caja: el diseño de la caja es lo menos importante al momento de diseñar una carga moldeada. Actualmente, están siendo usados para su construcción materiales de acero que proveen un mejor confinamiento, por lo que el explosivo se hace eficiente concentrando su energía a lo largo del alineador.

Explosivos: el tipo, distribución y densidad de explosivos afectan la velocidad y la presión del disparo. Los explosivos comúnmente utilizados son materiales granulares que deben ser comprimidos para alcanzar las densidades requeridas para alcanzar un buen desempeño. Las velocidades de las detonaciones dependen de la densidad de explosivos: a mayor densidad, mayor velocidad. Las variaciones en su manufactura pueden afectar el desempeño de las cargas, pudiendo comprometer la

conversión del alineador en disparo y resultando en indeseados diámetros de entrada al revestidor, longitud o profundidades de penetración.

Holgura. Esta separación afecta en cierto grado la penetración de las cargas. A medida que la separación aumenta, disminuye la penetración. Esta separación puede ser controlada mediante el uso de centralizadores.

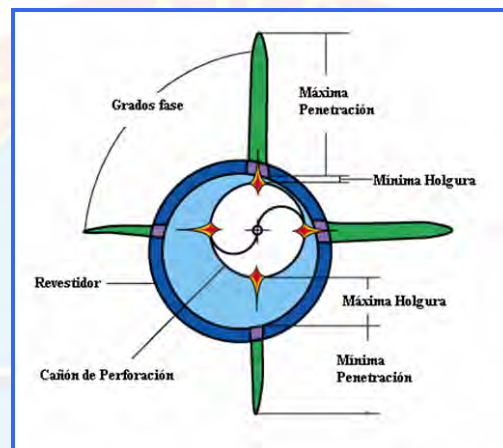


Figura 2.8 Efecto de la Holgura en la Penetración.

(Fuente: Schlumberger, 2.003).

Material del revestidor: La fuerza de los revestidores tiene solo un efecto mínimo en la penetración excepto cuando son perforadas múltiples sartas de revestidores. Mas sin embargo, la fuerza de los revestidores tiene un significativo efecto en el diámetro del hoyo perforado. El espesor de los revestidores puede afectar el tamaño del hoyo y producir valores menores a los previstos, particularmente cuando se usan cargas pequeñas para operaciones a través de tuberías. Para múltiples sartas de tuberías disparadas con cargas de alta penetración, los hoyos de entrada entre la segunda o tercera sarta pueden variar entre cañón y cañón, de acuerdo al tipo de carga usada.

2.3.3 Control de Arena

Se define como control de arena al conjunto de técnicas mediante las cuales se maneja, total o parcialmente la producción de sólidos que soportan las cargas provenientes de la formación productora, los cuales se producen conjuntamente con los hidrocarburos. Los problemas de producción de arena se presentan en aquellas formaciones no consolidadas, cuyos componentes mayoritarios son granos finos de arenas donde el material cementante no provee suficiente fuerza de cohesión como para soportar los esfuerzos ocasionados por el paso de fluidos a través de ellos, lo que origina un desmoronamiento de la arena y por consiguiente el arrastre de las partículas más finas hacia el pozo.

2.3.4 Problemas Ocasionados por la Producción de Arena

Los problemas ocasionados por la producción de arena son casi siempre perjudiciales para la productividad del pozo a corto y/o largo plazo. Si bien algunos pozos normalmente experimentan una producción de sólido dentro de límites "manejables", estos pozos constituyen la excepción y no la regla. En la mayoría de los casos, tratar de manejar los efectos de una producción severa de arena a lo largo de la vida del pozo no representa una opción operativa económicamente atractiva o prudente. Entre los problemas más comunes están: acumulación de arena en los equipos de superficie, acumulación de arena en el fondo del pozo, colapso de la formación.

2.3.5 Técnicas de Control de Arena

2.3.5.1. Rejillas o "Liners" Ranurados

Las rejillas o "liners" ranurados sin empaques con grava, constituyen la manera más sencilla de controlar la producción de arena en pozos horizontales dependiendo lógicamente del grado de consolidación de la arena a producir. Este mecanismo debe emplearse, sólo si se tiene una arena bien distribuida y limpia, con un tamaño de grano grande, porque de lo contrario la rejilla o forro terminará taponándose. Las rejillas y "liners" actúan como filtros de superficie entre la formación y el pozo, puesto que el material de la formación se puenta a la entrada del "liner". Las rejillas y los "liners" ranurados previenen la producción de arena basados en el ancho de las ranuras o aperturas para el flujo, denominado también calibre, creando así un filtro que permite la producción de petróleo.

Existen varios criterios para diseñar las aberturas del "liner" ranurado, en algunos casos, se dimensionan de manera que su tamaño duplique el diámetro del grano de arena de formación en el percentil cincuenta de la arena (D50), en otros casos, se diseñan para que su tamaño triplique el percentil diez más pequeño de la arena (D10). Estos criterios de dimensionamiento se derivan de varios estudios, en los cuales se determinó que un grano de arena de formación forma un puente en la abertura de una ranura cuyo tamaño sea dos o tres veces el diámetro del grano, siempre y cuando dos partículas traten de entrar en la ranura al mismo tiempo. La formación de estos puentes requiere que haya una concentración suficiente de arena de Formación que trate de penetrar la rejilla o "liner" al mismo tiempo.

Evidentemente, la formación de estos puentes requiere que haya una concentración suficiente de arena de Formación que trate de penetrar la rejilla o "liner" al mismo tiempo. En otras palabras funcionan como filtros de superficie,

puesto que el material de la formación se puentea en su superficie. Las rejillas y "liners" ranurados previenen la producción de arena basados en el ancho de las ranuras.

2.3.5.2 Limitaciones de las Rejillas o "Liners" Ranurados

Uno de las limitaciones más rápidamente identificables de las rejillas solas o "liner" ranurado como una técnica de control de arena, es la corrosión de las ranuras antes de que ocurra el puenteo.

Si los puentes que se han formado no son estables, pueden romperse cuando cambie la tasa de producción o cuando se cierre el pozo. Ahora bien, debido a que los puentes pueden romperse, es posible que la arena de la Formación se reorganice, lo cual, con el tiempo, tiende a ocasionar la obstrucción de la rejilla o "liner". Por tanto, cuando se utilice esta técnica para controlar arena de Formación, el diámetro de la rejilla o "liner" debe ser lo más grande posible, con el fin de minimizar la magnitud de la reorganización de los granos que pueda ocurrir. Para que una rejilla o "liner" ranurado sean eficaces, deberán utilizarse exclusivamente en formaciones de permeabilidad relativamente elevada, que contengan poca o ninguna arcilla y cuyos granos de arena sean grandes y estén bien distribuidos. Si la formación presenta suficiente arcilla, los puentes de arena que se forman en la rejilla o en el "liner" podrían obstruirse. Si el rango de tamaño de las partículas de arena es amplio y/o diverso, es posible que la rejilla o "liner" ranurado se obstruya con granos de arena.

Los pozos de petróleo y/o gas con arenas bastantes sucias y con tamaños de granos pequeños, son normalmente formaciones no-uniforme. Esto no permitirá un apropiado puenteo de la arena de la formación sobre la rejilla o "liner". En la mayoría de los casos algún puenteo ocurrirá pero con una reducción de la producción debido a la invasión de las partículas más pequeñas en las aberturas de las rejillas de alambre

enrollado. Esto en efecto limita el uso de rejilla sola o "liner" como una técnica para controlar la arena de la formación. Otro factor sería el tipo de formación (friable, parcialmente consolidada ó no consolidada). Las Formaciones friables posiblemente nunca colapsaran alrededor de la rejilla o "liner", pero producirán cantidades pequeñas de arena durante la producción del fluido. Las arenas parcialmente consolidadas y las arena no consolidadas se derrumbarán y llenaran las perforaciones y el espacio entre el revestidor y la rejilla con la subsecuente reducción de la permeabilidad en las perforaciones y en el espacio del revestimiento/rejilla. La experiencia indica que las completaciones con rejillas solas en hoyo abierto, la formación rara vez colapsa totalmente sobre la rejilla, lo que pueda permitir el transporte de material taponante a la superficie de la misma.

La productividad inicial de las completaciones con rejillas solas es generalmente buena, pero la declinación de producción subsecuente es típica. Las rejillas suelen no ser muy exitosas en muchos pozos consecuencia del taponamiento de las ranuras de la rejilla y posterior declinación de la producción.

La selección entre rejilla y "liner" ranurado se basa fundamentalmente en factores económicos. El "liner" ranurado es menos costoso, pero presenta limitaciones de anchura de las ranuras y, por lo general, tiene menos área de flujo disponible. Por su parte, las rejillas pueden tener aberturas mucho más grandes y un área de flujo mayor, pero resultan más costosas.

2.3.5.3 Ventajas de las Rejillas Solas o "Liners" Ranurados

- Fáciles de correr.
- Pueden ofrecer un control de arena razonablemente bueno en condiciones adecuadas.

2.3.5.4 Desventajas de las Rejillas solas o "Liners" Ranurados

- Si el puente que se ha formado no es estable, y se rompe, el "liner" o rejilla puede obstruirse con el tiempo debido a la reorganización de la arena de Formación.
- En pozos de alta tasa hay la posibilidad de que ocurra una falla del "liner" o rejilla por erosión antes de que se forme el puenteo.
- Adecuados únicamente para formaciones de granos grandes y bien distribuidos, alta permeabilidad y poca o ninguna arcilla.

A continuación la Tabla 2.6 presenta los diámetros máximos y óptimos de rejillas para los distintos tamaños de revestidor:

Tabla 2.2 Diámetros Recomendados de Rejillas para el Interior del Revestidor.

Tamaño del Revestidor Diámetro Externo (pulg)	Diámetro Máximo de Rejilla. Diámetro Externo de Tubería (pulg)	Diámetro Óptimo de Rejilla. Diámetro Externo de Tubería (pulg)
4	1	1
4-1/2	1-1/4	1-1/4
5	1-1/2	1-1/2
5-1/2	2-3/8	2-3/8
6-5/8	3-1/2	2-7/8
7	3-1/2	2-7/8
7-5/8	4	2-7/8
8-5/8	5	2-7/8
9-5/8	5-1/2	2-7/8

2.4 CONCEPTOS O TÉRMINOS BÁSICOS

Reacondicionamiento de pozos: es todo tipo de trabajo que se realiza a un pozo, con la finalidad de restaurar o incrementar la producción o inyección, la cual involucra cambios y opciones en la zona productora.

Cañoneo bajo balance: consiste en cañonear en condiciones favorables al yacimiento, es decir, cuando la presión de la formación es mayor a la presión ejercida por la columna hidrostática.

Cañoneo sobre balance: consiste en cañonear cuando la columna hidrostática ejerce una presión mayor a la que ejerce la formación.

Diámetro de entrada: es el diámetro del agujero creado en el revestidor luego de que ha sido atravesado por una carga disparada.

Densidad de cañoneo: es el número de cargas por unidad de longitud.

Fases de tiro: es el ángulo existente entre las cargas de un cañón y determinan finalmente la dirección de los tiros.

CAPÍTULO III

MARCO METODOLÓGICO

3.1 TIPO DE INVESTIGACIÓN

El siguiente trabajo de grado se realizó bajo la modalidad de investigación descriptiva, atribuido a que la misma tiene por objetivo el uso de conocimientos técnicos y de ingeniería para evaluar los trabajos de recañoneo realizados en pozos del Campo Cerro Negro. Distrito Morichal. Según Fideas G Arias (2006) “La investigación descriptiva consiste en la caracterización de un hecho, fenómeno, individuo o grupo, con el fin de establecer su estructura o comportamiento.”

Por tal razón, los estudios descriptivos están destinados a medir y observar la información de manera independiente o conjunta sobre las variables a los que se refieren, considerando que la investigación de este tipo no se limita a la recolección de datos, sino a la predicción e identificación de las relaciones que existen entre dos o más variables.

3.2 DISEÑO DE LA INVESTIGACIÓN

La información fue extraída de documentos, tales como: reportes, carpetas de pozos, bases de datos tanto físico como digital, libro de reservas, etc. El diseño de la investigación que se utilizó es documental, considerando que está enfocado en la evaluación de un problema real, soportado en Fideas G Arias (2006) “La investigación documental es aquella que se basa en la obtención y análisis de datos provenientes de materiales impresos u otro tipo de documentos”

3.3 POBLACIÓN Y MUESTRA

La población o universo para esta investigación son los 15 pozos del Campo Cerro Negro del Distrito Morichal que fueron sometidos a recañoneo en el periodo 2007 al 2011. Según Fidas G. Arias, (2006), “La población es un conjunto finito o infinito de elementos con características comunes para los cuales serán extensivas las conclusiones de la investigación”

Según Arias, (2006), “La muestra es un subconjunto representativo y finito que se extrae de la población accesible”. Para el desarrollo de la investigación, la muestra es igual a la población.

3.4 PROCEDIMIENTO METODOLÓGICO

Con la finalidad de cumplir con los objetivos planteados en esta investigación, se definen etapas, en las que se procedió a ejecutar una serie de actividades que permitieron el desarrollo del mismo.

3.4.1 Análisis del Comportamiento de Producción antes y después de cada Reacondicionamiento (Recañoneo)

Se analizó el comportamiento de producción de cada uno de los pozos que fueron sometidos a recañoneo utilizando la base de datos OFM (Oil Field manager) y la aplicación CENTINELA, con la finalidad de verificar:

- **Cuando fue puesto en producción:** en ésta etapa se chequearon las tasas de producción inicial de petróleo, de gas; y porcentaje de agua y sedimento, estableciendo comportamientos promedios de los pozos evaluados.

- **Las tasas de producción de petróleo, de gas y porcentaje de agua y sedimento antes y de después del reacondicionamiento:** en ésta etapa se revisaron las pruebas realizadas en los pozos en periodos anterior y posterior al reacondicionamiento, se verificó mediante la revisión de las carpetas de los pozos; las intervenciones realizadas a los mismos, para luego establecer comparaciones entre comportamiento de producción antes y después del reacondicionamiento, determinando si fue óptimo o no la rehabilitación realizada.
- **La producción acumulada hasta la fecha:** para realizar el análisis se graficaron variables tales como tasa de petróleo, corte de agua, RGP, fluidos Acumulado Vs fecha para cada uno de los pozos (mediante la herramienta OFM).
- **Causas por las que fue disminuyendo la producción antes del recañoneo:** se identificaron la o las posibles causas por las que la producción de petróleo disminuyó y fue necesario aplicar el proceso de recañoneo. Se revisó y analizó comportamiento de producción de pozos vecinos, históricos de fallas, por arenamiento, se realizaron mapas grid con la finalidad de visualizar el comportamiento de fluidos.

Para la mejor comprensión y análisis de lo mencionado anteriormente, los pozos que fueron sometidos a recañoneo durante los años comprendidos desde el 2007 hasta el 2011, se dividieron en cuatro grupos, los cuales definen exactamente los problemas que presentaron antes y después del recañoneo, sus características de producción, yacimiento donde fueron completados, entre otras particularidades. Todo esto con la finalidad de analizarlos en forma grupal. Los grupos son los siguientes:

- **Grupo I:** Pozos que presentaron alto corte de agua (80 % o más) antes y después del recañoneo y adicionalmente bajas tasas de crudo (menor a 80 BNPD) posterior al reacondicionamiento. Para su análisis se realizaron las curvas de mapas grid de corte de agua, trabajo realizado durante el reacondicionamiento con la finalidad de inferir la naturaleza del influjo de agua.
- **Grupo II:** Pozos que presentaron problemas después del recañoneo, tales como: incremento del corte de agua, incremento de la producción de gas o baja tasa de crudo. En este caso el análisis fue análogo al grupo anterior y adicionalmente se realizaron los mapas grid de gas de formación y RGP.
- **Grupo III:** Disminución y/o mantenimiento del corte de agua y baja tasa de crudo (menor a 80 BNPD) posterior al reacondicionamiento.
- **Grupo IV:** Pozos con tasas de producción mayor o igual a 80 BNPD posterior al reacondicionamiento.

Adicionalmente se revisaron y evaluaron las secciones estratigráficas y estructurales realizadas al momento de realizar las propuestas de reacondicionamiento

3.4.2 Establecimiento de una Posible Relación entre el Diámetro del Disparo y el Comportamiento de Producción

Se consultó la base de datos SIMDE y se revisaron los sumarios operacionales y post mortem de cada uno de los trabajos realizados, con la finalidad de determinar el diámetro de los cañones, ángulo del disparo, densidad de carga, entre otros, utilizado en cada uno de los pozos sometido en ésta investigación.

Se relacionó cada uno de los parámetros directamente con las tasas de producción obtenida de los pozos en el objetivo anterior, con la finalidad de generar gráficas representativa. Las graficas generadas se analizaron tratando de identificar algún comportamiento o tendencia que ayude a optimizar los procesos de recañoneo del Campo Cerro Negro.

3.4.3 Estimación del Efecto del Diámetro de Ranura del Liner en el Comportamiento de Producción

Todos los pozos sometidos en ésta investigación fueron completados en yacimientos de arenas no consolidadas, por lo que fue necesario la consideración de equipos de control de arena dentro del esquema de producción. El equipo de control de arena que fue utilizado en los pozos estudiados fue el liner ranurado y el empaque del mismo.

Se determinó el diámetro del liner ranurado a través de las base de datos SIMDE y COPYR (validando dicha información con las carpetas de pozos), y se cotejó con las tasas de producción obtenidas después de la aplicación del proyecto de recañoneo. Con los dos parámetros se obtuvo la gráfica “diámetro de ranura vs tasa de producción” que fue analizada tratando de identificar alguna tendencia que ayude a mejorar el control de arena y su posible intervención en la eficiencia del proceso de recañoneo.

3.4.4 Evaluación del Proceso de Recañoneo Óptimo de los Pozos Reacondicionados

Para realizar la evaluación del proceso de cañoneo/recañoneo, se integró la información de yacimientos (petrofísica, espesor cañoneado, etc.), producción, y operacional (trabajo realizado vs trabajo propuesto) y validado en los pasos

anteriores, tomando en consideración los pozos que han presentado mejores niveles de producción, una vez realizado el proceso de reacondicionamiento (recañoneo).

3.5 TECNICAS E INSTRUMENTOS DE RECOLECCION DE DATOS

3.5.1 Técnicas

- **Información documental:** Se llevó a cabo revisiones de la información documental disponible en distintos medios, como trabajos de investigación, libros, manuales, publicaciones, tesis de grado, consultas en línea Internet y la red de PDVSA.
- **Entrevistas no estructuradas:** Se consultó con el personal que labora en la Gerencias de Yacimientos, Operaciones de Dato y PDVSA Servicios del Distritito Morichal, lo que permitió la obtención de conocimientos que sirvieron para el óptimo desarrollo de cada actividad realizada.

3.5.2 Instrumentos

- **CENTINELA:** permite el control de las operaciones mediante el almacenamiento y uso de los parámetros referentes al comportamiento de los pozos, contabilización de crudos y productos; además de mantener información actualizada de las instalaciones.
- **SIMDE:** Esta herramienta es un administrador de tipo virtual donde es posible encontrar de manera digitalizada el historial del pozo, pruebas de producción, trabajos de reacondicionamientos temporales y permanentes, pruebas de presión y del análisis de los fluidos provenientes de la formación.

- **COPYR:** Es una herramienta de consulta basada en tecnología web y software libre que se conecta a la base de datos de perforación, para hacer seguimiento a las operaciones de los taladros, incluyendo su ubicación geográfica.
- **OFM:** Es una herramienta de análisis de producción de pozos y yacimientos, abarca un conjunto de módulos integrados que facilitan el manejo eficiente de los campos de petróleo y gas a través de sus ciclos de vida de exploración y producción.

3.6 RECURSOS

3.6.1 Recursos Humanos

Durante la investigación se contó con la cooperación del personal de la unidad de operaciones de datos (GODD) conjuntamente con la gerencia de yacimientos de PDVSA. Por otra parte, la asesoría académica estuvo a cargo del cuerpo de profesores de la Escuela de Ingeniería de Petróleo de la Universidad de Oriente.

3.6.2 Recursos Económicos

La Gerencia de Operaciones del Dato Distrito Morichal PDVSA, asumió en su totalidad la financiación de gastos relacionados con la investigación.

3.6.3 Recursos Materiales y Tecnológicos

Se utilizaron los archivos disponibles en la biblioteca de la Universidad de Oriente, Núcleo de Monagas (tesis, libros, publicaciones, revistas, entre otros). Y también se contó con los siguientes programas computacionales: Microsoft Windows

XP®, Microsoft Office 2007®, OFM, SIMDE y CENTINELA y adicionalmente se trabajó con Internet.



CAPÍTULO IV

ANÁLISIS DE LOS RESULTADOS

4.1 ANÁLISIS DEL COMPORTAMIENTO DE PRODUCCIÓN ANTES Y DESPUÉS DE CADA REACONDICIONAMIENTO (RECAÑONEO)

Los pozos sometidos a este estudio fueron puestos en producción con equipos de levantamiento artificial, tales como, bombeo mecánico y bombeo por cavidad progresiva, ya que no tenían la capacidad de producir naturalmente, por la condición pesada del hidrocarburo (8 °API). La figura N° 4.1 muestra la distribución de los pozos trabajados por método de levantamiento, en la misma se evidencia que el 79% (12 pozos) fueron completados bombeo mecánico y el 21% de los pozos (3 pozos) por bombeo de cavidad progresiva.

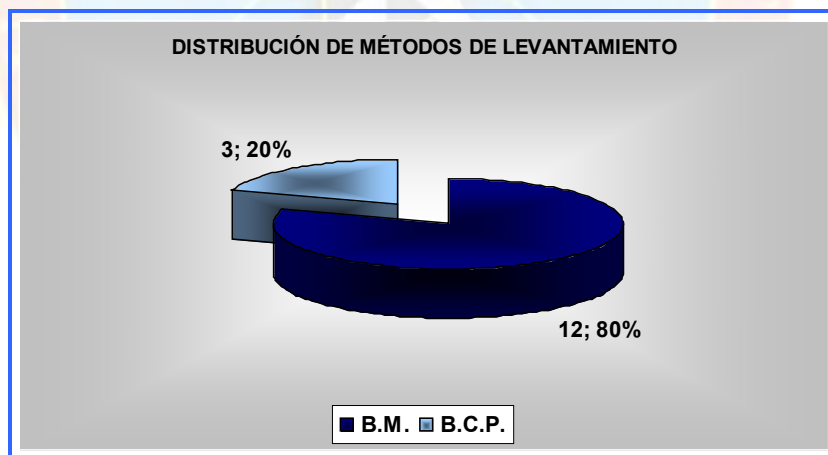


Gráfico N° 4.1 Distribución de pozos por método de levantamiento

La distribución de los 15 pozos rehabilitados, por tipo de geometría se muestran en la gráfica N° 4.2, en la misma se muestra que el 60 % de los pozos son verticales y el resto de los mismos desviados.

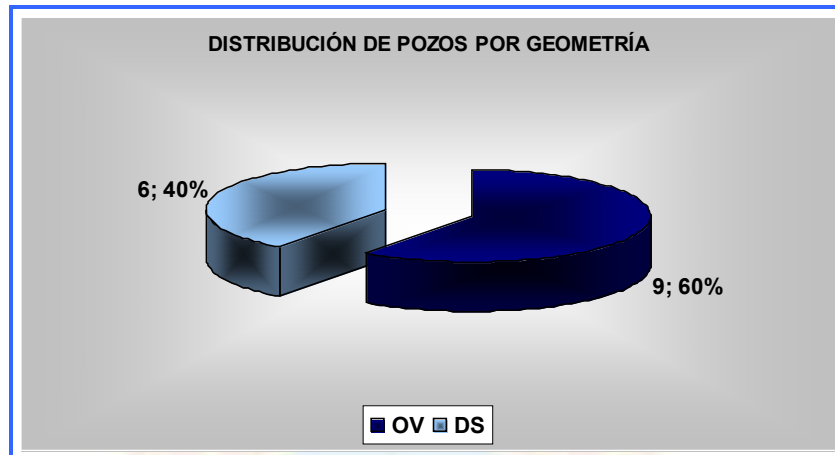


Gráfico N° 4.2 Distribución de pozos por geometría

Algunos de los principales problemas a nivel de productividad de los pozos completados en el campo Cerro Negro, son los altos cortes de agua y alta producción de gas, en todos los trabajos propuestos en los pozos estudiados se planificó aislar las arenas más profundas, en un intento de controlar la producción de agua y recañonear las arenas menos profundas con el fin de garantizar la producción de crudo.

Después del proceso de reacondicionamiento (recañoneo), los pozos fueron puestos en producción esperando una tasa promedio de 80 BNPD (de acuerdo a estudio técnico realizado para cada pozo por el equipo de la Gerencia de Yacimientos). Una vez evaluado el comportamiento de producción de cada uno de los pozos, estos fueron agrupados en cuatro grupos, los cuales resumen el comportamiento de producción antes y después del reacondicionamiento:

Grupo I: Pozos que presentaron alto corte de agua (80 % o más) antes y después del recañoneo y adicionalmente bajas tasas de crudo (menor a 80 BNPD posterior al reacondicionamiento):

En este grupo se encuentran los pozos CC 0004, CD 0002, CI 0080 y CH 0018, todos completados en el yacimiento OFIM CNX 9. La tasa promedio de producción inicial posterior a la completación original de los pozos fue de 150 BND y cortes de agua inferiores a 5 % y gas de formación inferior a 500 PCNPD (Gráfico N°4.3). A lo largo de su actividad productiva los pozos incrementaron el corte de agua por factores asociados tanto a la inyección de vapor (al inicio de su producción) como al avance del C.A.P.O., desde entonces la producción de agua se hizo presente durante la vida productiva de los pozos y fue incrementándose hasta que se convirtió en la causa principal de los cierres que han sufrido dichos pozos.

Algunos cierres de los pozos se realizaron esperando una estabilización de los fluidos que permitieran continuar drenando las reservas del yacimiento. Sin embargo, la producción de agua siempre se mantuvo cuando el pozo era nuevamente puesto en producción, razón por la que se decidió cerrar los pozos durante un tiempo indefinido.

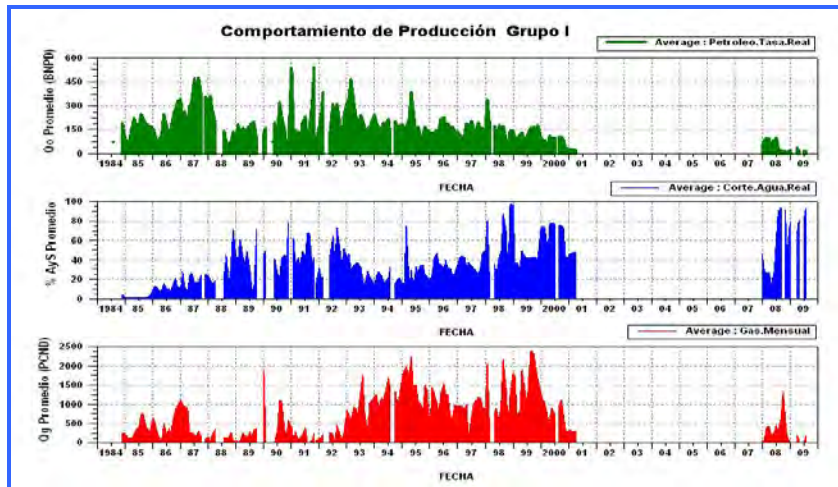


Gráfico N° 4.3 Histórico de producción promedio correspondiente al Grupo I.

En el gráfico N° 4.4 se muestra la información de producción promedio antes y después del trabajo de reacondicionamiento realizado:

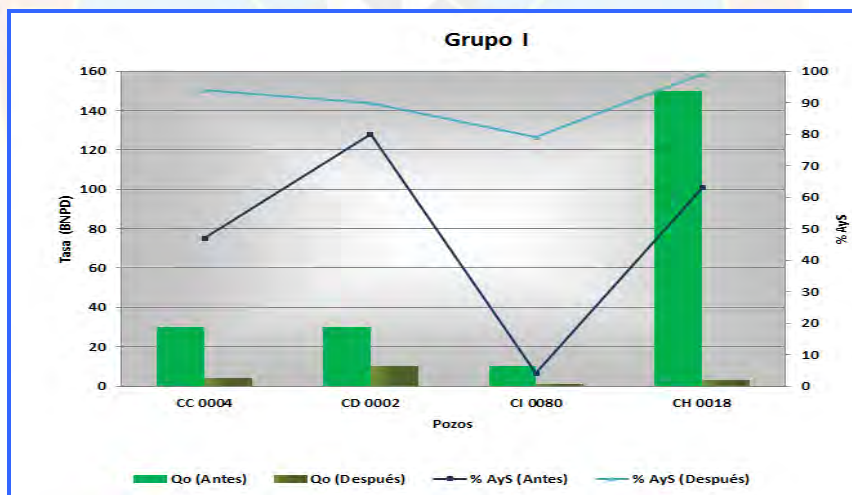


Gráfico N° 4.4 Comportamiento de Producción antes y después del reacondicionamiento, correspondiente al Grupo I.

Las tasas promedio de los pozos durante los últimos meses de producción antes del cierre fueron de 30 BNPD con cortes de agua entre 85 y 95%.

Posterior al reacondicionamiento, las tasas promedio de los pozos no superaron los 10 BNPD con cortes de agua superiores al 90%.

El tiempo de producción promedio después del recañoneo fue de 6 meses.

Con la finalidad de inferir el origen del agua se analizaron las curvas de Chan, para cada uno de los pozos del grupo I. De acuerdo a lo mostrado en los gráficos N° 4.5 y 4.6 se evidencia un incremento brusco tanto de la RAP como de la RAP' indicando una posible canalización detrás del revestidor, lo que podría explicar el alto corte de agua mostrado en los pozos una vez realizado el trabajo de recañoneo. La gráfica de los pozos (CD 0002 y CI 0080) se encuentra en el apéndice B, los mismos evidenciaron canalización detrás del revestidor.

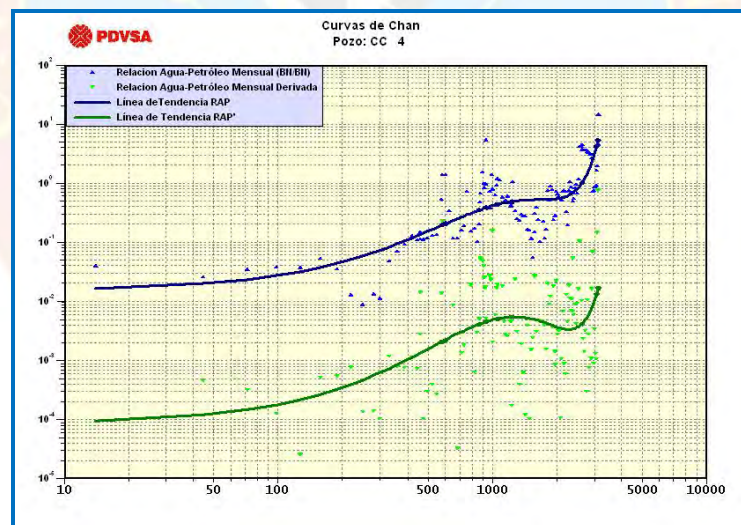


Gráfico N° 4.5 Curvas de Chan, pozo CC 0004

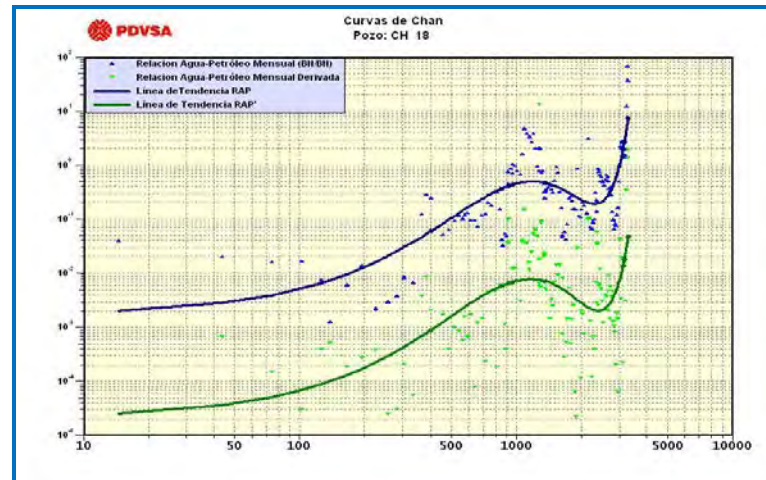


Gráfico N° 4.6 Curvas de Chan, pozo CH 0018

En el caso del pozo CH 0018, que de acuerdo a las últimas pruebas reportadas en CENTINELA, el pozo presentaba una producción promedio de 150 BNPD con un corte de agua asociado de 60%. En abril de 1999 el pozo es clasificado categoría 3 con estado y sub estado operacional RE-RE (Evaluación de ingeniería de explotación / Pozo en evaluación de ingeniería de explotación), en julio de 1999 el pozo es reclasificado HW-HW (Relación alta de agua-petróleo/ Pozo con alta producción de agua), sin embargo no se encuentran muestras reportadas que evidencia este comportamiento, por lo que existe incertidumbre acerca del comportamiento de producción del pozo, y de las causas que originaron su cierre.

Adicionalmente se evaluó el comportamiento de corte de agua de la zona, para lo cual se realizó el mapa grid de esta variable. Tal como lo evidencia la figura N° 4.1, la zona en la cual se encuentra los trabajos realizados, el corte de agua promedio del área es de aproximadamente 50%. Por otro lado se revisó cada uno de los reportes operacionales con la finalidad de evaluar el trabajo realizado en cada uno de los pozos en especial el proceso de aislamiento realizado en cada uno de ellos.

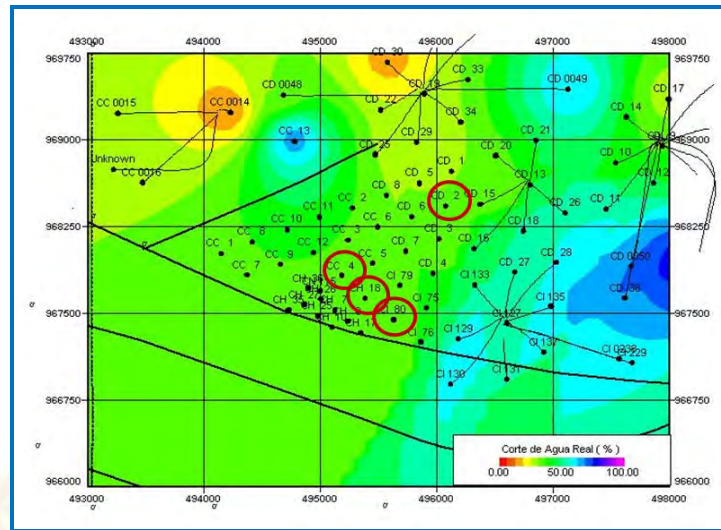


Figura N° 4.1 Mapa grid de corte de agua Yacimiento OFIM CNX 9

Una vez revisada y evaluada la información de los trabajos realizados se pudo inferir que el alto corte de agua obtenido posterior al reacondicionamiento, puede estar asociado a dos factores principales:

- Razones de Yacimiento: avance del C.A.P.O. (se encuentra a -3230, de acuerdo a modelo del área, ver anexo C) hasta las arenas superiores, por lo que el aislamiento de las arenas basales realizado no controló el alto corte de agua.
- Razones Mecánicas: estas están asociadas al proceso de aislamiento de las arenas basales. De los cuatro pozos pertenecientes a este grupo, solo en los pozos CC 0004 y CD 0002 se realizó aislamiento mediante cementación, en el resto de los pozos aun cuando se tenía planificado aislar con cemento por razones operacionales (pozo no recibió) no fue posible realizar la misma.

Grupo II: Pozos que presentaron problemas después del recañoneo, tales como: incremento del corte de agua, incremento de la producción de gas o baja tasa de crudo.

En este grupo se encuentran los pozos CC 0005, CD 0029, CI 0131 completados en el yacimiento OFIM CNX 9 y el pozo CI 0035 completado en el yacimiento OFIM CN 0042.

Los pozos de este grupo fueron puestos en producción (posterior a su completación original) con una tasa promedio inicial menor que en el grupo anterior, alrededor de 100 BNPD, cortes de agua inferiores a 5% y gas de formación menor a 200 PCND (gráfico N° 4.7).

La producción de agua durante la vida productiva de los pozos fue de 25 % aproximadamente, este valor tendió a aumentar a medida que avanzaba la explotación del crudo mientras que la producción de petróleo iba disminuyendo. Las dos tendencias anteriores condicionaron que los pozos fueran cerrados a finales de 2003.

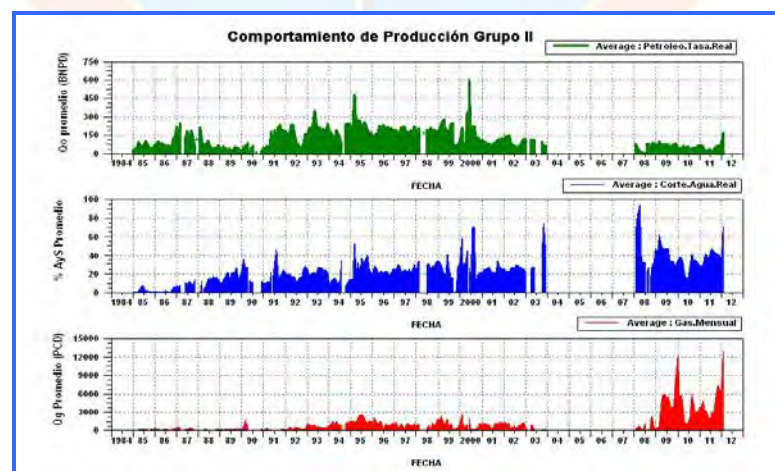


Gráfico N° 4.7 Histórico de producción promedio correspondiente al Grupo II.

Cuando los pozos fueron puestos en producción después del reacondicionamiento, la producción promedio fue de 50 BNPD (Gráfico N° 4.8), a excepción del pozo CC 0005 cuya producción fue de 2 BNPD. Además del alto corte de agua presentado por los pozos, se incrementó considerablemente la producción promedio de gas de 40 MPCND a 300 MPCND (Gráfico N° 4.9), poco tiempo después de la reanudación de la producción lo que fue causa suficiente para cerrar los pozos.

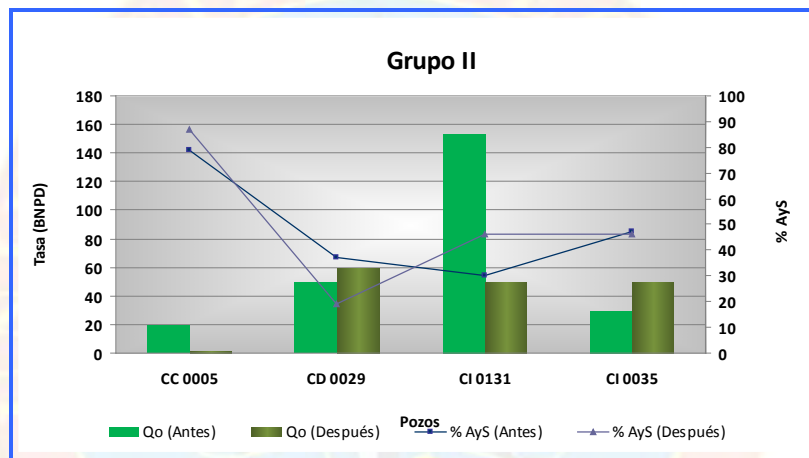


Gráfico N° 4.8 Comportamiento de Producción antes y después del recañoneo, correspondiente al Grupo II

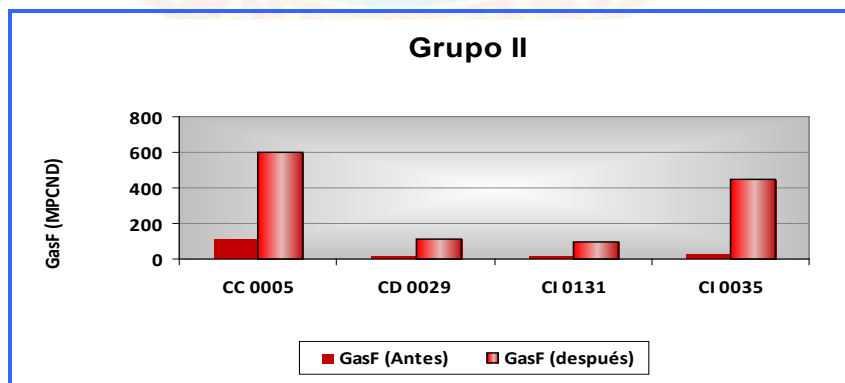


Gráfico N° 4.9 Comportamiento de producción de gas antes y después del reacondicionamiento, correspondiente al Grupo II.

Tal como lo muestra la figura anterior, los pozos con mayor incremento en la producción de gas fueron el CC 0005 y el CI 0035. En el caso del pozo CI 0035, la alta producción de gas ocasionó altas presiones en el espacio anular (casing) lo que ocasionó que la inyección de diluyente no llegara de una manera óptima al fondo originando problemas de dilución.

El 24/09/2008 se le tomó un registro sonolog a el pozo allí la presión del revestidor arrojó un valor de 448 lpc, superior a la presión de inyección de diluyente en la zona (400 lpc). La tabla siguiente muestra los resultados obtenidos de los registros sonolog realizados al pozo CI 035 posterior al reacondicionamiento.

Tabla 4.1 Niveles tomado al pozo posterior al reacondicionamiento

Fecha	Nivel Fluido (pies)	Presión Casing (lpc)	% Líquido	Sumergencia sin gas (pies)
19/09/2008	2867	149	100	0
24/09/2008	2092	448	24	87
08/10/2008	397	144	24	1782
05/03/2009	2787	125	100	0
28/03/2009	274	216	24	1916
23/04/2009	1183	361	31	1047
23/04/2009	1273	399	28	973

De manera análoga al grupo anterior se realizaron las curvas de Chan, determinándose para los pozos CC 0005 (gráfico N° 4.10) canalización detrás del revestidor y para el CD 0029 (Gráfico N° 4.11) y CI 0131 un avance normal del agua.

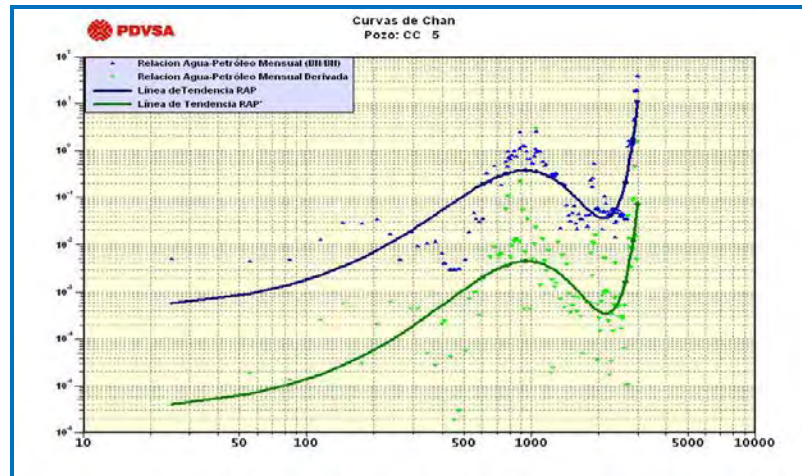


Gráfico N° 4.10 Curvas de Chan, pozo CC 0005

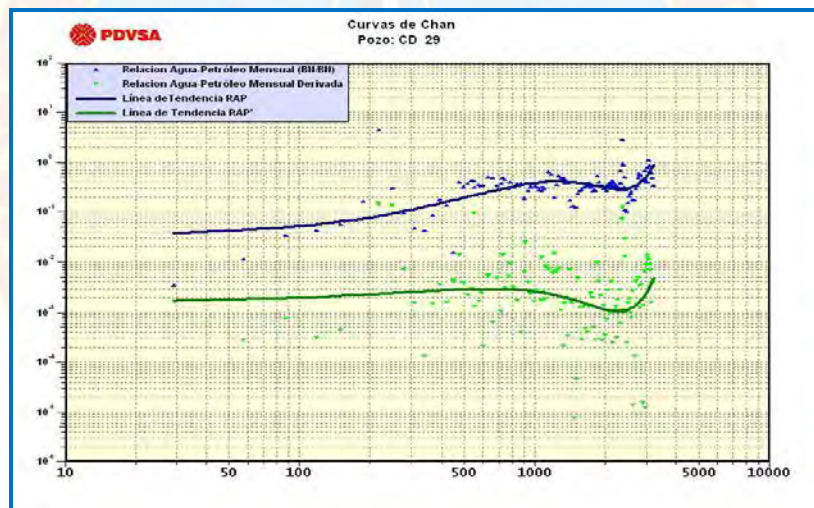


Gráfico N° 4.11 Curvas de Chan, pozo CD 0029

Las curvas de Chan para el pozo CI 0131 se muestran en el apéndice B. Es importante destacar el caso de este pozo, el cual superaba los 140 BNPD a mediados del año 1999, el pozo fue clasificado categoría 3 con estado operacional TD-TD (Diferido temporalmente-Pozo diferido temporalmente) en julio de 1999, ese mismo mes es reclasificado AR-AN (Esperando reparación mayor de subsuelo-Pozo con alta producción de arena). Antes del reacondicionamiento realizado en el año 2008 se le

realizaron dos intentos de reparación (E.G.I.) (julio y agosto de 1999) los cuales no se llevaron a buen término por excesivo aporte de arena durante las operaciones y pérdida de circulación, por lo que fue necesario aplicar varias píldoras de contención para controlar el aporte de arena. El pozo se clasificó TD-TD en septiembre de 1999. En 2008 durante las operaciones de la rehabilitación fue necesario aplicar carbonato al pozo para el control de la pérdida de circulación. Por lo antes expuesto se puede inferirse que la baja tasa obtenida (80 BNPD) en comparación con el comportamiento de producción antes del recañoneo (150 BNPD) se debe a un posible daño causado por la aplicación del carbonato aunado al incremento del corte de agua (de 30 a 45%) y la producción del gas de formación.

Grupo III: Disminución y/o mantenimiento del corte de agua y baja tasa de crudo (menor a 80 BNPD) posterior al reacondicionamiento.

En este grupo se ubicaron los siguientes pozos: CD 0007, CD 0021 y CD 0027 los cuales están completados en el Yacimientos OFIM CNX 9.

Al inicio de su vida productiva (año 1984 aproximadamente) la producción de los pozos fue inferior a los 100 BNPD, con un corte de agua de 1% y gas de formación menores a 200 PCND (gráfico N° 4.12).

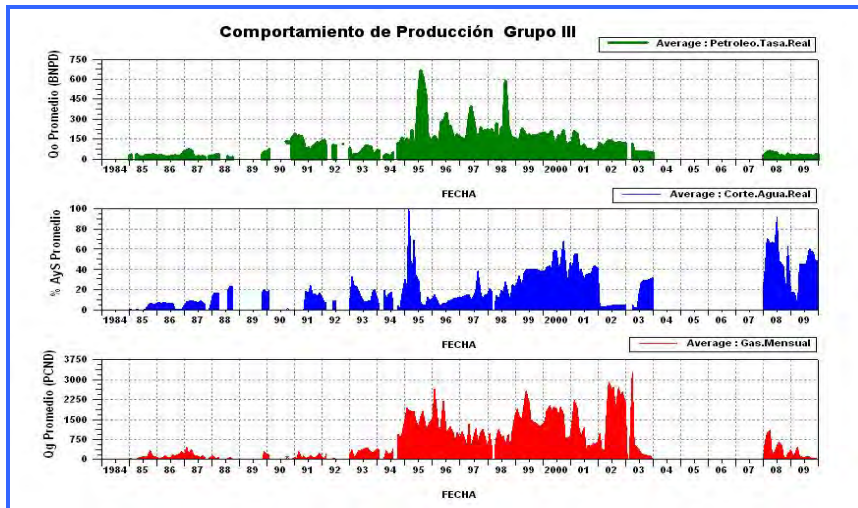


Gráfico N° 4.12 Histórico de producción promedio correspondiente al Grupo III.

Tal como se evidencia en el gráfico N° 4.13 las tasas promedio anterior al reacondicionamiento promediaban los 30 BNPD y posterior al mismo las tasas promedios oscilaron entre 20 BNPD (pozo CD 0027) y 40 BNPD (pozo CD 0007).

Los cortes de agua posterior al reacondicionamiento variaron entre 80 % (pozo CD 0007) y 20% (pozo CD 0027).

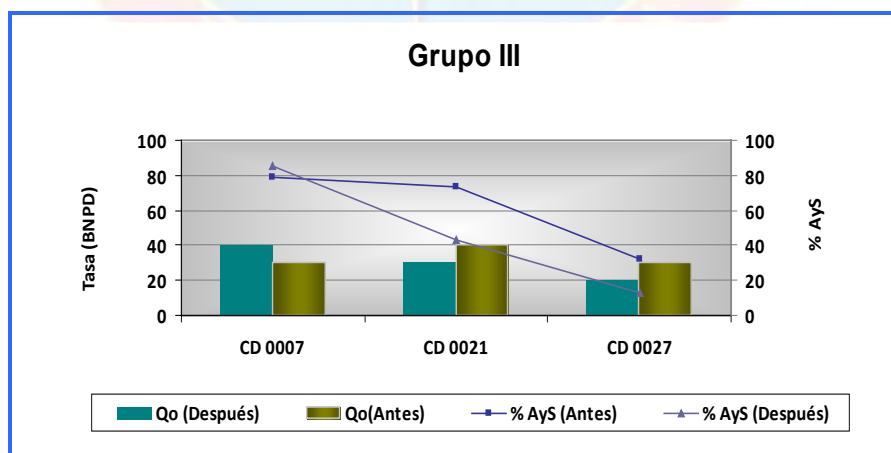


Gráfico N° 4.13 Comportamiento de Producción antes y después del recañoneo, correspondiente al Grupo III.

Grupo IV: Pozos con tasas de producción mayor o igual a 80 BNPD posterior al reacondicionamiento

A este grupo están asociados los pozos CD 0028, CD 0037, CD 0006 completados en el yacimiento OFIM CNX 9 y el pozo CI 0069 del yacimiento OFIM CNX 3, el gráfico N° 4.9 muestra el comportamiento de producción promedio de los pozos de este grupo, en la misma se observa que las tasas al inicio de la actividad productiva de los mismos es de 100 BNPD, con cortes de agua inferiores a 5% y gas de formación menores a 200 PCND (figura N° 4.14).

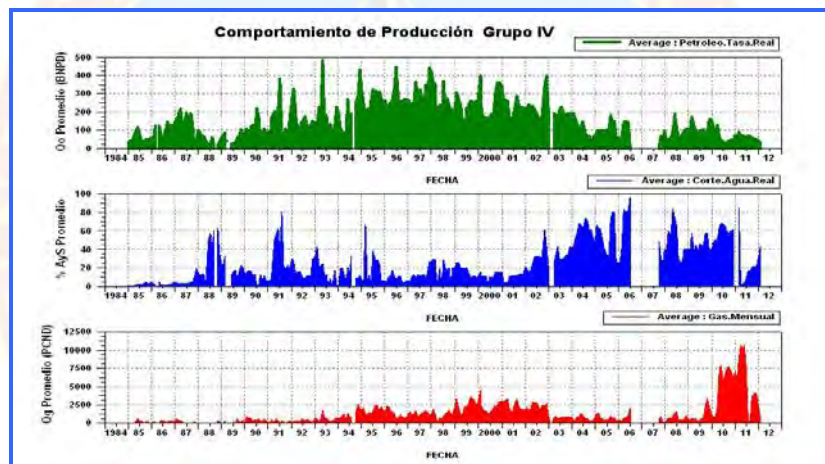


Gráfico N° 4.14 Histórico de producción promedio correspondiente al Grupo IV.

El comportamiento de producción de los pozos del grupo IV una vez realizado el reacondicionamiento mostró un comportamiento similar; promediando los 98 BNPD tal como lo muestra el gráfico N° 4.15. En lo que respecta al comportamiento antes del reacondicionamiento, la producción del CD 0037 y CD 0006 presentaban los cortes de agua más alto con 97% y 90 % respectivamente.

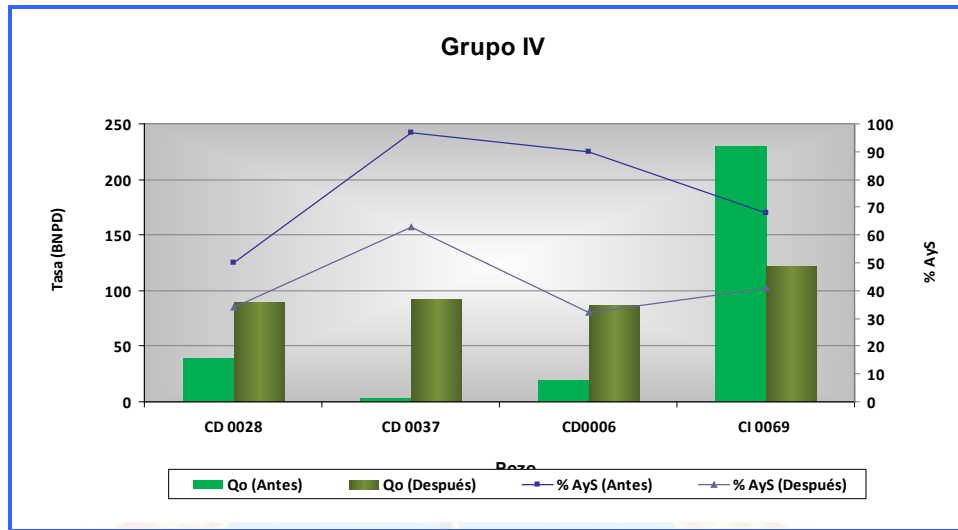


Gráfico N° 4.15 Comportamiento de Producción antes y después del recañoneo, correspondiente al Grupo IV.

Se hace necesario evaluar más a detalle el comportamiento del pozo CI 0069 debido a que de acuerdo a las pruebas reportadas (del año 1991) antes del reacondicionamiento el pozo tenía una producción promedio de 230 BNPD y un corte de agua asociado de 68%. Posterior al reacondicionamiento, aun cuando se logró disminuir el corte de agua a 41% la tasa de crudo disminuyó a 120 BNPD aproximadamente, una vez revisado el reporte operacional de las actividades de rehabilitación llevadas a cabo en el pozo, se detectó que durante las mismas el pozo presentó problemas de circulación (50%) por lo que fue necesario aplicar píldoras antipérdida (carbonato) con la finalidad de reestablecer la circulación, por lo que se infiere que la disminución en el aporte del pozo está asociado a un posible daño en el pozo.

4.2 ESTABLECIMIENTO DE UNA POSIBLE RELACIÓN ENTRE EL DIÁMETRO DEL DISPARO Y EL COMPORTAMIENTO DE PRODUCCIÓN

Para el análisis de este objetivo se consideró las características de los cañones utilizados en los pozos cuya tasa de petróleo fuera mayor o igual al 50 % (40 BNPD) de la tasa comprometida (80 BNPD), con la finalidad de seleccionar aquellos pozos cuya producción no estuvo afectada drásticamente por la producción de fluidos indeseados (agua o gas).

Aun cuando el objetivo principal era evaluar la relación entre el diámetro de disparo y la producción de los pozos posterior al reacondicionamiento, en la recopilación de información de las características del cañón se detectó que en el 100% de los 15 pozos rehabilitados se utilizaron cañones de 4-1/2 pulg de diámetro y 0,75 pulg de diámetro de disparo (Big Hole), por lo que para el análisis se consideraron otras características tales, ángulo de disparo y densidad de cañoneo.

Tabla 4.2 Características de los cañones utilizados.

Grupo	Pozo	Ø Disparo (pulg)	Ø Cañón (pulg)	ρ Cañoneo (TTP)	θ de Disparo
I	CC 0004	0,75	(4½)	8	90
	CD 0002	0,75	(4½)	8	30
	CI 0080	0,75	(4½)	4	90
	CH 0018	0,75	(4½)	4	30
II	CC 0005	0,75	(4½)	4	30
	CD 0029	0,75	(4½)	4	90
	CI 0131	0,75	(4½)	8	30
	CI 0035	0,75	(4½)	8	30
III	CD 0007	0,75	(4½)	4	90
	CD 0021	0,75	(4½)	4	90
	CD 0027	0,75	(4½)	5	90
IV	CD 0028	0,75	(4½)	5	90
	CI 0069	0,75	(4½)	8	30
	CD 0037	0,75	(4½)	5	60
	CD 0006	0,75	(4½)	4	30

En la tabla N° 4.2 se recopila las características de los cañones utilizados en cada uno de los 15 pozos pertenecientes a este estudio, de los cuales 7 pozos fueron cañoneados a 4 TPP, 5 pozos a 8 TPP y 3 a 5 TPP. En cuanto al ángulo de disparo 7 pozos fueron cañoneados a 90°, igual número a 30° y sólo uno a 60°.

De acuerdo a la premisa establecida (tasas mayores a 40 BNPD) los pozos a evaluar en este objetivo son: CD 0029, CI 0131, CI 0035, CD 0007, CD 0028, CD 0037, CD 0006 y CI 0069.

En el gráfico N° 4.16 se observa que 3 pozos (38 %) fueron reacondicionados con una densidad de disparo de 4 TPP de los cuales la mayor tasa obtenida fue de 87 BNPD (pozo CD 0029), 3 pozos (38 %) fueron reacondicionados con cañones de 8 TPP, obteniéndose como mejor resultado una tasa de 123 BNPD (pozo CI 0069), en lo que respecta a la densidad de disparo de 5 TPP, dos pozos (CD 0037 y CD 0028) fueron rehabilitados utilizando esta densidad de disparo obteniéndose un comportamiento de producción muy similar de 93 BNPD y 90 BNPD respectivamente.

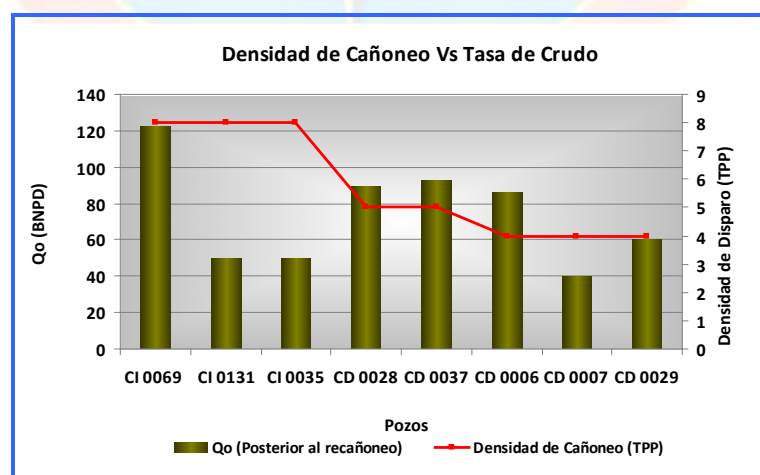


Gráfico N° 4.16 Comportamiento de las tasas de producción con respecto a la densidad de los cañones.

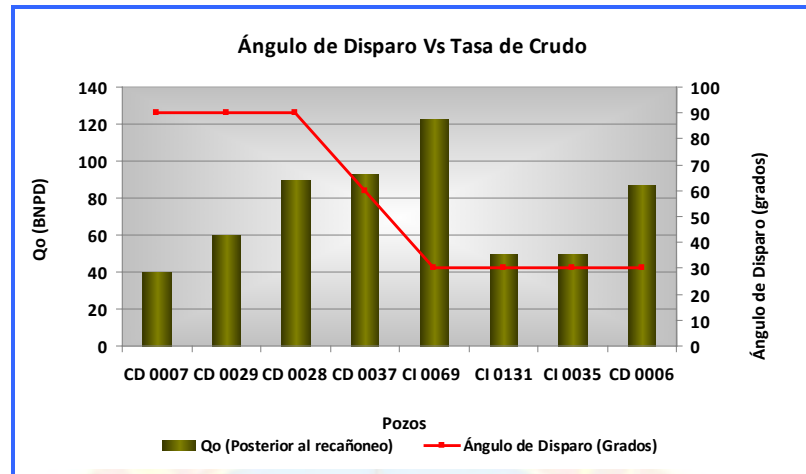


Gráfico N° 4.17 Comportamiento de las tasas de producción con respecto al ángulo de tiro de los cañones.

El ángulo de tiro de los cañones más utilizado fue de 30 grados fase (50% de los casos), obteniéndose la mayor tasa en el pozo CI 0069 con 123 BNPD. El menos utilizado fue el de 60 grados fase, que sólo fue utilizado en un pozo (CD 0037) para el cual se obtuvo una tasa de 93 BNPD, en lo que respecta a los 90 grados fase, fue utilizado en tres pozos, de los cuales el CD 0028 fue el de mayor tasa con 90 BNPD, Figura N° 4.17.

4.3 ESTIMACIÓN DEL EFECTO DEL DIÁMETRO DE RANURA DEL LINER EN EL COMPORTAMIENTO DE PRODUCCIÓN

La base de datos SIMDE arrojó que el diámetro de ranura del liner utilizado en todos los pozos, antes y después del reacondicionamiento, es el mismo (0,020 pulgadas) a excepción de los pozos CD 0006 y CI 0069 los cuales se completaron con liner de ranuras de 0,015 pulgadas posterior al reacondicionamiento. La tabla 4.3 muestra los pozos con el diámetro de ranura del liner utilizado con las tasas producción asociada después del reacondicionamiento.

Tabla 4.3 Diámetro de ranura del liner utilizado en los pozos.

Pozo	Diámetro de Ranura Liner (Pulg)	Tasa Producción después del recañoneo
CC 0004	0,020	5
CC 0005	0,020	2
CD 0002	0,020	10
CD 0021	0,020	30
CD 0026	0,020	40
CD 0027	0,020	20
CD 0028	0,020	90
CD 0029	0,020	60
CI 0035	0,020	50
CH 0018	0,020	3
CD 0007	0,020	40
CH 0018	0,020	3
CI 0069	0,015	123
CI 0080	0,020	1
CI 0131	0,020	50
CD 0006	0,015	87

Para realizar la comparación respectiva con los pozos CD 0006 y CI 0069 (completados con liner de espesor de ranura de 0,015 pulgadas), se consideraron aquellos pozos en los cuales se obtuvo una tasa de producción mayor o igual a la que se estimó que produciría el pozo una vez realizado el reacondicionamiento (80 BNPD), el gráfico N° 4.18, muestra el comportamiento de producción de los pozos seleccionados en función del diámetro de ranura utilizada para su completación.

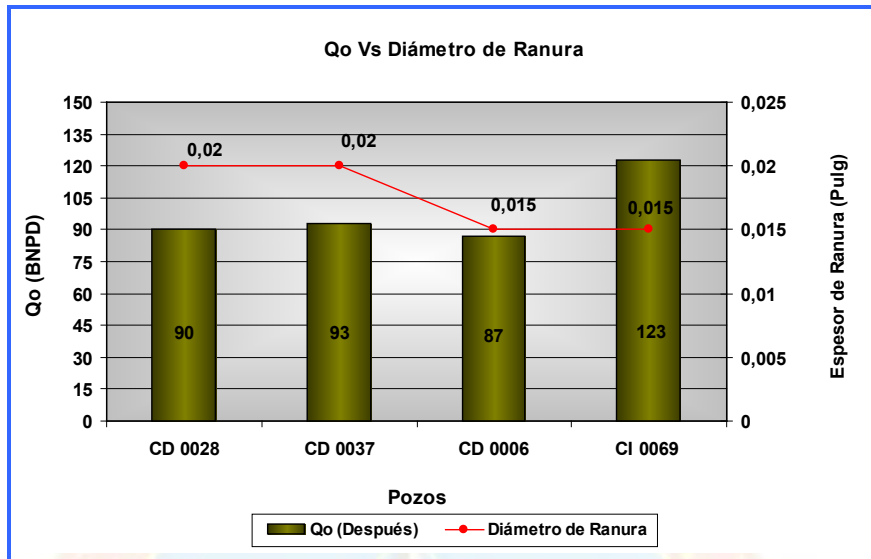


Gráfico N° 4.18 Comportamiento de las tasas de producción con respecto al diámetro de ranura.

Tal como lo evidencia el gráfico N° 4.18, los pozos completados con liner de ranuras de 0,020 promediaron los 90 BNPD posterior al reacondicionamiento, y los completados con liner de ranuras 0,015 pulgadas promediaron los 100 BNPD posterior al reacondicionamiento, aun cuando se esperaba que los pozos completados con liner de ranuras 0,020 pulgadas arrojaran una producción mayor, debido a que teóricamente estos presentan menos restricción al flujo, la diferencia en promedio no superó los 10 BNPD. Otro factor a considerar es el tamaño de grava utilizada en cada uno de los empaques realizados en los pozos en estudio, de acuerdo a la revisión realizada en el 100% de los casos se utilizó grava 12-20 mesh.

Adicionalmente se consideró los grados API asociados a cada uno de los pozos en estudio y su posible relación en la productividad de los pozos, el gráfico N° 4.19 muestra los grados API promedio (estimados en función de las muestras tomadas a los pozos) de cada uno de los pozos, se obtuvo un rango de variación entre 8,2 °API (pozo CC 0005) y 11,7 °API (pozo CD 0027), con un promedio de 9 API.

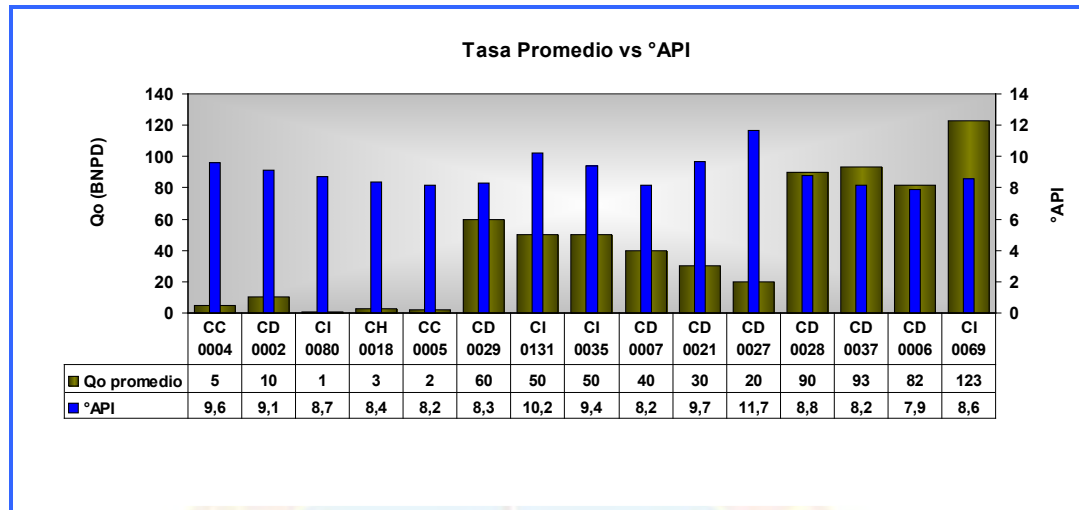


Gráfico N° 4.19 Comportamiento de la producción en comparación con la °API.

En lo que respecta al comportamiento de producción de los pozos del grupo IV, (tasas mayores a 80 BNPD) se tiene que: los pozos CD 0028 y CD 0037 (ambos completados con liner de ranuras 0,020 pulgadas) con tasas de producción de 90 BNPD y 93 BNPD respectivamente, muestran una variación de 0,6 ° API, en cuanto a los pozos completados con liner de ranura de 0,015 pulgadas (pozos CD 0006 y CI 0069) la diferencia de grados API está en el orden de 0,7 ° API. Tal como muestra la gráfica N° 4.20 el grado API más bajo está asociado al pozo CD 0006 el cual fue completado con liner de espesor de ranura de 0,015 pulgadas, en cuanto al pozo con mayor ° API (8,8; pozo CD 0028) este fue completado con liner de ranuras de 0,020 pulgadas.

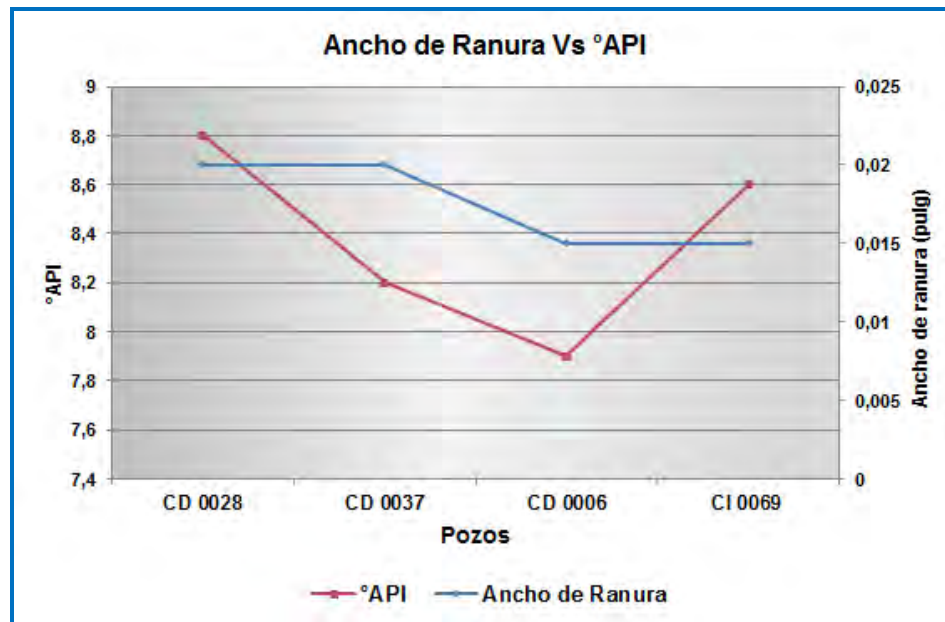


Gráfico N° 4.20 °API Vs Ancho de ranura, pozos Grupo IV.

4.4 EVALUACIÓN DEL PROCESO DE RECAÑONEO ÓPTIMO DE LOS POZOS REACONDICIONADOS.

Se estableció como premisa que, para considerar efectivo el reacondicionamiento la tasa de producción inicial posterior al trabajo propuesto, según las condiciones de los yacimientos involucrados, debe ser mayor o igual a 80 BNPD.

Como se reflejó anteriormente, sólo cuatro pozos (4) de todos los estudiados, presentaron una tasa de producción mayor o igual a la estimada para el trabajo de reacondicionamiento, los cuales están representados por el grupo IV: CD 0028, CD 0037, CD 0006 y CI 0069.

El proceso de evaluación de reacondicionamiento abarco los siguientes aspectos:

- Revisión de la petrofísica de cada una de las arenas petrolíferas de los pozos en estudio, por lo cual se agruparon por yacimientos, con el fin de lograr establecer comparaciones entre las propiedades petrofísicas.
- Desde el punto de vista de producción la principal causas por la que falló el reacondicionamiento fue la irrupción temprana de agua al pozo que pudiera estar asociado tal como se explicó en el objetivo N° 1 a condiciones de yacimientos (avance del CAPO, efecto de las altas permeabilidades verticales lo que ocasiona la conificación del agua) o tal como se evidenció en las curvas de Chan la irrupción temprana de agua puede estar relacionada con la canalización del agua detrás del revestidor.

Los pozos evaluados fueron completados en los siguientes yacimientos: OFIM CNX 9, OFIM CNX 3 y OFIM CN 42.

La tabla N° 4.5 muestra las propiedades petrofísicas de las arenas recañoneadas en cada uno de los pozos reacondicionados.

De los 15 pozos reacondicionados 13 pozos fueron completados en el yacimiento OFIM CNX 9, en las arenas superiores (O-11, O-12 y O-13) en las cuales se tienen valores promedio de: 0,35 en porosidad, 0,20 de Sw, 6510 md de permeabilidad y 0,038 de arcillosidad.

Tabla N° 4.4 Propiedades Petrofísicas de los pozos completados en el Yacimiento OFIM CNX 9.

Propiedades Petrofísicas							
YACIMIENTO	Pozo	ARENA	Ø (Fracción)	Sw (Fracción)	K (md)	Vsh (Fracción)	ANP (pies)
OFIM CNX 9	CC 0004	O-12	0,35	0,23	6114	0,043	35,5
		O-13	0,35	0,20	6354	0,039	54,5
	CC 0005	O-12	0,36	0,18	8178	0,009	60,5
		O-13	0,36	0,26	8005	0,013	59,5
	CD 0002	O-12	0,36	0,21	7587	0,017	51,5
		O-13	0,36	0,11	8390	0,006	60
	CD 0021	O-12	0,35	0,21	6176	0,043	109,5
		O-13	0,36	0,13	8251	0,008	65,5
	CD 0027	O-11	0,33	0,29	3147	0,104	70
		O-12	0,35	0,21	6816	0,026	32,5
		O-13	0,36	0,09	8624	0,004	92,5
	CD 0028	O-12	0,34	0,24	3927	0,075	93,5
		O-13	0,35	0,17	6514	0,041	48,5
		O-14	0,34	0,15	6558	0,06	106,5
	CD 0029	O-11	0,34	0,24	3927	0,075	93,5
		O-12	0,35	0,17	6514	0,041	48,5
		O-11	0,34	0,15	6558	0,06	106,5
	CD 0037	O-12	0,35	0,17	5573	0,024	95,5
		O-11	0,35	0,23	5340	0,036	40,5
	CH 0018	O-12	0,35	0,26	6520	0,037	64,5
O-13		0,36	0,15	8550	0,006	85	
O-11		0,34	0,31	3243	0,096	40	
CI 0080	O-12	0,35	0,23	6557	0,035	30	
	O-13	0,35	0,24	7066	0,034	105	
	O-11	0,35	0,24	6203	0,039	110	
OFIM CNX 9	CI 0131	O-12	0,36	0,28	7636	0,021	10,5
		O-13	0,36	0,18	7443	0,022	134,5
		O-11	0,35	0,23	4996	0,048	45
	CD 0006	O-12	0,35	0,20	6619	0,032	30
		O-13	0,36	0,11	8778	0,003	75
		O-12	0,36	0,15	7473	0,022	50
	CD 0007	O-13	0,36	0,13	8177	0,012	40
		O-14	0,35	0,24	6117	0,051	38,5

Las propiedades petrofísicas de los pozos completados en el yacimiento OFIM CN 42 (1 pozo) y OFIM CNX3 (1 pozo) se muestran en la tabla N° 4.7 y 4.8. En general las propiedades petrofísicas de estas arenas en promedios son análogas a las del yacimiento OFIM CNX 9, valores de porosidad de 0,32 y 0,33; saturaciones entre 0,16 y 0,19, permeabilidades entre 2145 md y 3145 md, arcillosidad que no superan el 16% y ANP hasta de 128 pies.

Tabla N° 4.5 Propiedades petrofísicas de los pozos pertenecientes al Yacimiento OFIM CN 42

Propiedades Petrofísicas							
YACIMIENTO	Pozo	ARENA	Ø (Fracción)	Sw (Fracción)	K (md)	Vsh (Fracción)	ANP (pies)
OFIM CN 42	CI 0035	O-12	0,32	0,19	3078	0,144	128
		O-13	0,32	0,19	3145	0,158	128

Tabla N° 4.6 Propiedades petrofísicas de los pozos pertenecientes al Yacimiento OFIM CNX 3.

Propiedades Petrofísicas							
YACIMIENTO	Pozo	ARENA	Ø (Fracción)	Sw (Fracción)	K (md)	Vsh (Fracción)	ANP (pies)
OFIM CNX 3	CI 0069	O-11	0,33	0,16	2145	0,117	50
		O-12	0,33	0,17	2648	0,114	105,5

Con la finalidad de establecer comparaciones entre los pozos que presentaron tasas superiores a los 80 BNPD (grupo IV) y considerando las características petrofísicas promedio de cada pozo se estimó la capacidad de flujo de cada uno de ellos a través de la siguiente relación $K \cdot ANP \cdot (1 - Vsh)$, posteriormente se normalizaron cada uno de los valores obtenidos tomando como referencia el pozo CD 0028 (valor más alto obtenido) con la finalidad de comparar el aporte de cada uno de los pozos en términos de las propiedades petrofísicas. Dichos valores se muestran en la tabla N° 4.9

Tabla N° 4.7 Capacidad de Flujo de los pozos del grupo IV

Pozo	ANP	K (md)	Vsh	$K \cdot ANP \cdot (1 - Vsh)$	Capacidad de Flujo
CD 0028	248,5	5560	0,045	1319485	1
CI 0069	155,5	2487	0,115	342255	0,26
CD 0037	95,5	5573	0,024	519448	0,39
CD 0006	150	7211	0,022	1057854	0,80

Tal como lo muestra la tabla anterior, teóricamente el pozo con mayor capacidad de aporte es el pozo CD 0028, no obstante presentó una producción de 90 BNPD. El pozo que posterior al reacondicionamiento arrojó la mayor tasa de producción con 123 BNPD fue el pozo CI 0069 (menor capacidad de flujo) sin embargo el mismo fue cañoneado a una densidad de disparo de 8 TPP, para el resto de los pozos (CD 0037 y CD 0006) las capacidades de flujo estimadas fueron de 0,39 y 0,80 respectivamente.

En cuanto a las características de los cañones utilizados para las operaciones de reacondicionamiento de los cuatro pozos que presentaron tasas de producción mayor o igual a los 80 BNPD, y que fueron completados en el yacimiento OFIM CNX 9, en las arenas O11, O12, O13 y O14 se muestran en la tabla N° 4.10.

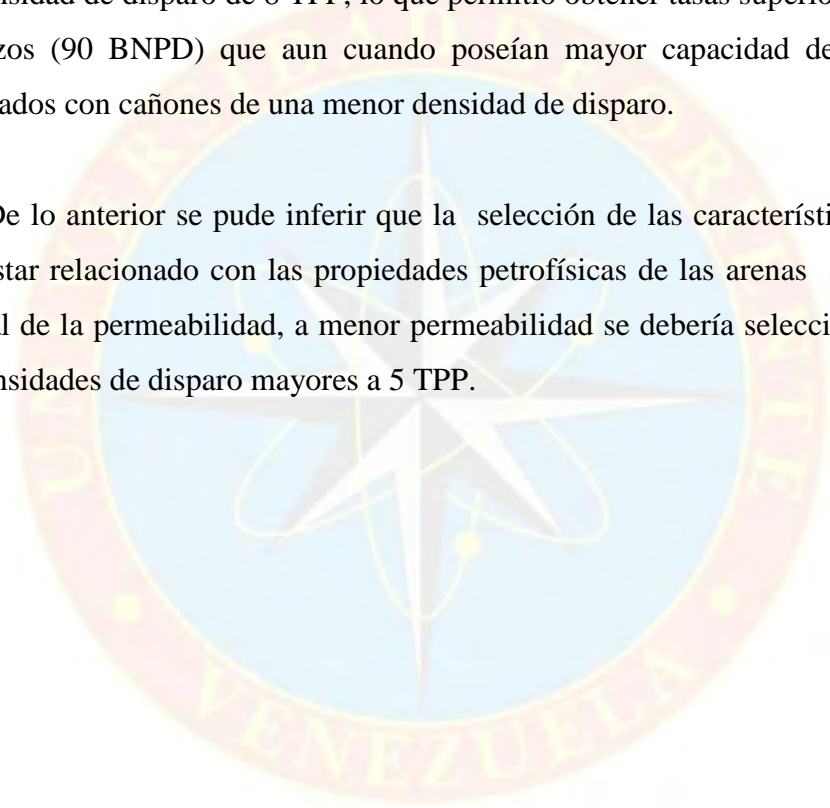
Tabla N° 4.8 Características de los cañones utilizados

Pozo	Ø Disparo (pulg)	Ø Cañón (pulg)	ρ Cañoneo (TTP)	θ de Disparo	Tipo de Cañón	Qo (Después)
CD 0028	0,75	(4½)	5	90	Big Hole	90
CI 0069	0,75	(4½)	8	30	Big Hole	123
CD 0037	0,75	(4½)	5	60	Big Hole	93
CD 0006	0,75	(4½)	4	30	Big Hole	87

Tal como lo muestra la tabla N° 4.8, las tasas obtenidas para los pozos cañoneados a 5 TPP y a 4TPP son muy similares y no sobrepasaron los 100 BNPD.

Un aspecto a considerar es el caso del pozo CI 0069 el cual presentó menor capacidad de flujo (asociado a una permeabilidad de 2487 md, la menor de los pozos en los cuales se obtuvieron resultados satisfactorios) fue cañoneado con un cañón de una densidad de disparo de 8 TPP, lo que permitió obtener tasas superiores al resto de los pozos (90 BNPD) que aun cuando poseían mayor capacidad de flujo fueron cañoneados con cañones de una menor densidad de disparo.

De lo anterior se puede inferir que la selección de las características del cañón debe estar relacionado con las propiedades petrofísicas de las arenas a cañonear en especial de la permeabilidad, a menor permeabilidad se debería seleccionar cañones con densidades de disparo mayores a 5 TPP.



CAPÍTULO V

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

5.1 CONCLUSIONES

- El alto corte de agua fue la principal causa por la que fallaron los procesos de reacondicionamiento y en segundo la producción de gas.
- De acuerdo a las curvas de Chan, la alta producción de agua está asociado a problemas de canalización.
- Los cañones utilizados en las actividades de reacondicionamiento fueron todos de 4-1/2 pulgada y Big Hole (0.75 pulgadas) donde el 47% presentaban una densidad de disparo de 4 TPP, 33 % de 8 TPP y 20% de 5 TPP.
- Siete pozos fueron cañoneados a 90 ° fase, siete a 30 grados fase y sólo uno a 60° fase.
- El 87 % de los pozos fueron completados con liner de un espesor de ranura de 0,020 pulgadas y sólo dos pozos fueron completados con liner de ranuras 0,015 pulgadas.
- No se evidenció un impacto negativo, en la productividad de aquellos pozos completados con liner de ranuras 0,015 pulgadas en comparación con los completados con liner de espesor de ranura 0,020 pulgadas.
- Los °API de los pozos del grupo IV estan en un rango de 7,9-8,8 °API, y no se observó diferencias marcadas en productividad por dicha variación.

- Las tasas de crudo más elevada (120 BNPD) se obtuvo para el pozo CI 0069, en cual se utilizó un cañón con una densidad e carga de 8 TPP, 30 grados fase, Big hole.
- Los procesos de reacondicionamiento asociadas al recañoneo (2007 – 2011) del Campo Cerro Negro del Distrito Morichal fueron efectivos en 4 de los 15 pozos estudiados.

5.2 RECOMENDACIONES

- Recopilar la mayor cantidad de información posible al momento de realizar las propuestas de reacondicionamiento para establecer con el menor grado incertidumbre el avance del contacto agua petróleo o posibles problemas de comunicación mecánica.
- Realizar registros CBL-VDL-Mapa de Cemento, en actividades de rehabilitación que incluyan procesos de aislamientos.
- Realizar captura de información en el área (registros de Saturación, Carbono-Oxígeno) con la finalidad de reducir el grado de incertidumbre en cuanto a zonas altamente saturadas de agua.
- Evaluar el uso de otras técnicas de control de arena, (rejillas preempacadas) debido a que ofrecen una mayor área al flujo.
- Recañonear a densidades de disparo superiores a 5 TPP en aquellos pozos con propiedades petrofísicas inferiores al promedio del área.
- Al momento de seleccionar el tipo de cañón, se debe considerar parámetros petrofísicos como la permeabilidad, ANP, y Vsh. (capacidad de flujo).

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- Arias, F. (2006). “El Proyecto de Investigación. Introducción a la Metodología científica” (Quinta Edición).
- Castillo C. (2008) **“Determinación De La Efectividad De Los Trabajos De Cañoneo Convencional Realizados En El Campo Carito, Distrito Norte PDVSA”**. Trabajo Especial de Grado. Universidad de Oriente. Núcleo de Monagas.
- Carrión, F. (2010) **“Propuesta De Un Plan De Reactivación Para Los Pozos Pertencientes A La Parcela Anzo-6-16.120, Del Campo Cerro Negro, Distrito Morichal, Estado Monagas”**. Trabajo Especial de Grado. Universidad de Oriente. Núcleo de Monagas.
- CIED. “Ingeniería de Producción”. Anaco, Estado Anzoátegui. (2001).
- Gerardino, L. (2007) **“Evaluación Del Proceso De Cañoneo En Pozos De Crudo Pesado Reacondicionados En Los Campos Jobo, Pilón Y Morichal. PDVSA Distrito Social Morichal.”** Trabajo Especial de Grado. Universidad de Oriente. Núcleo de Monagas.
- Rivera, J. (2007). “Prácticas de Ingeniería de Yacimientos Petrolíferos”. Universidad de Oriente, Barcelona, Anzoátegui.
- Vivas, Y. (2002). “Completación De Pozos”. [Online] Disponible en: <http://www.monografias.com/trabajos17/completacion-pozos/completacion-pozos.shtml>. Consultado el 22/07/2011.



APÉNDICE A

Historial de Producción de los Pozos Evaluados

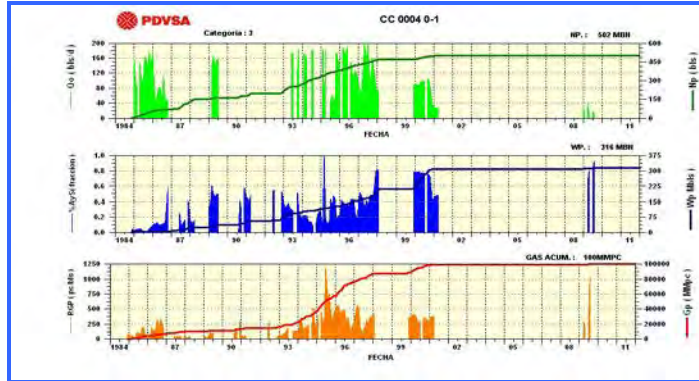


Gráfico A.1 Comportamiento de producción pozo CC 0004

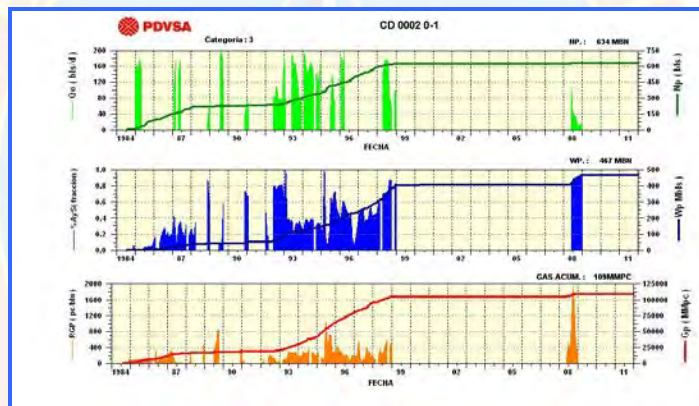


Gráfico A.2 Comportamiento de producción pozo CD 0002

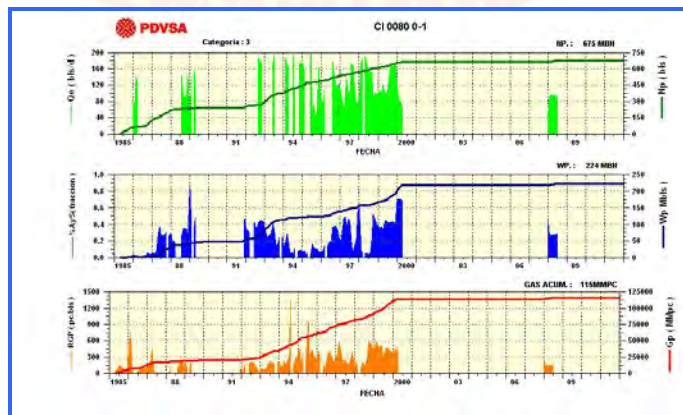


Gráfico A.3 Comportamiento de producción pozo CI 0080

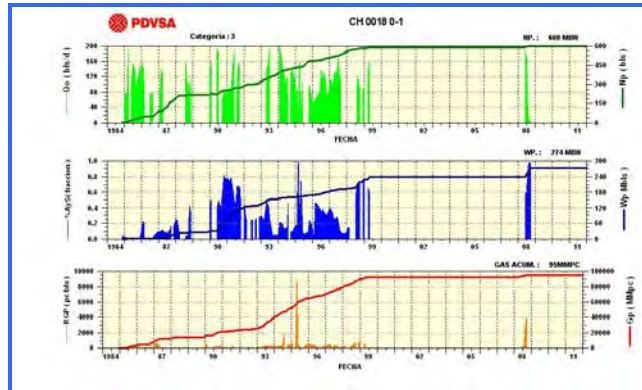


Gráfico A.4 Comportamiento de producción pozo CH 0018

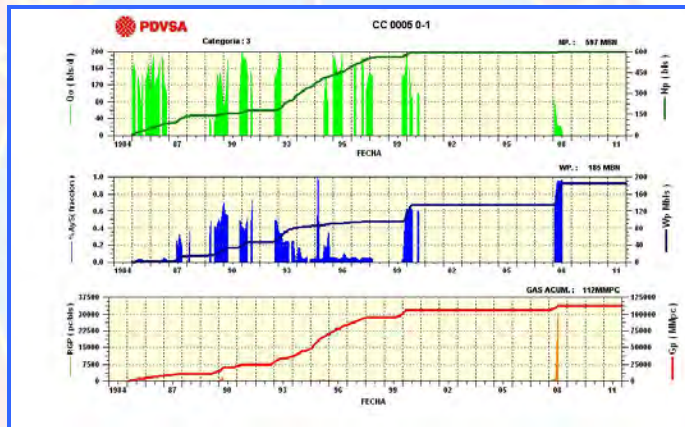


Gráfico A.5 Comportamiento de producción pozo CC 0005

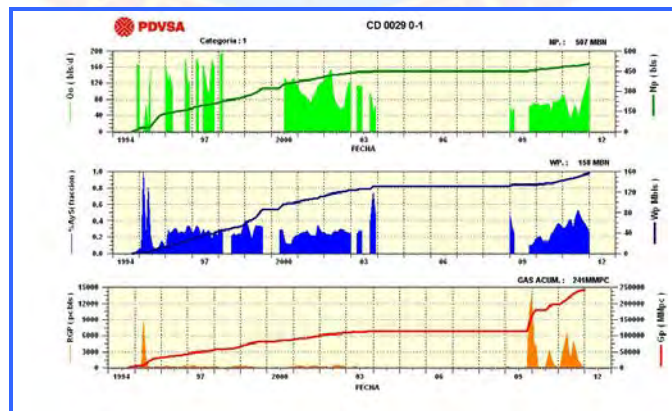


Gráfico A.6 Comportamiento de producción pozo CD 0029

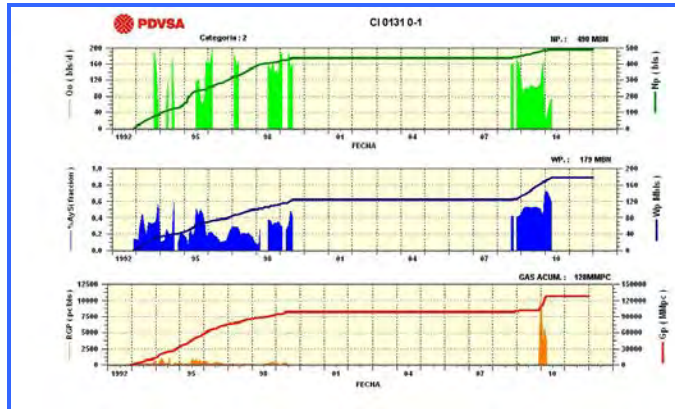


Gráfico A.7 Comportamiento de producción pozo CI 0131

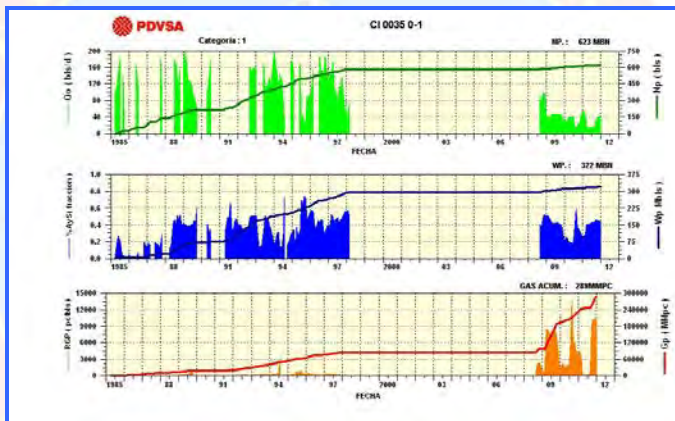


Gráfico A.8 Comportamiento de producción pozo CI 0035

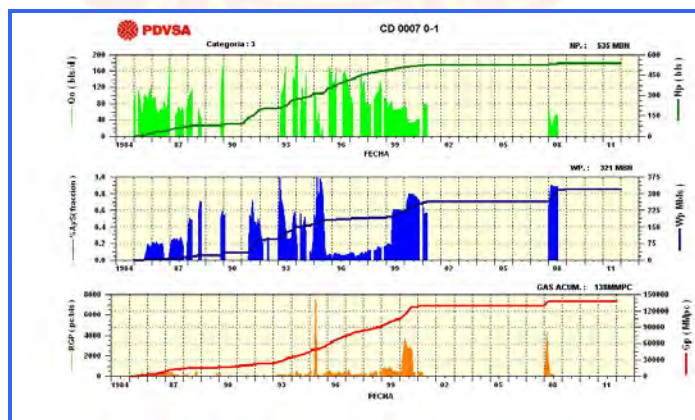


Gráfico A.9 Comportamiento de producción pozo CD 0007

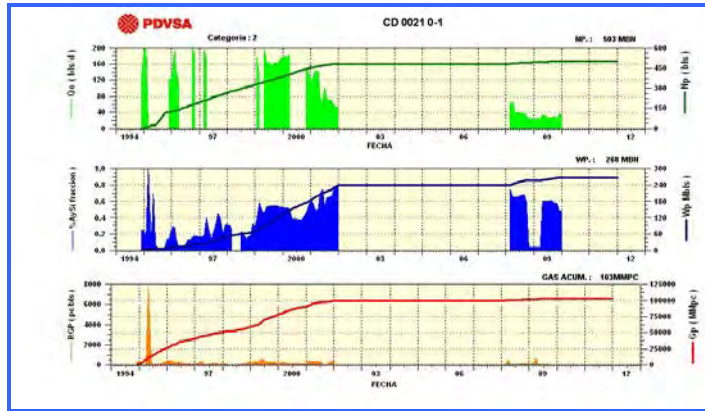


Gráfico A.10 Comportamiento de producción pozo CD 0021

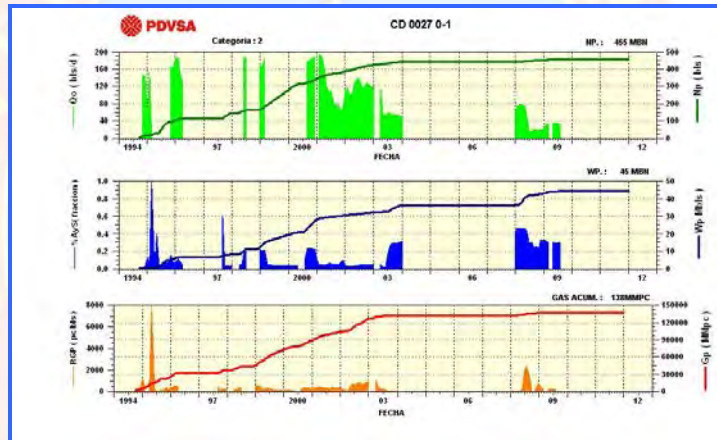


Gráfico A.11 Comportamiento de producción pozo CD 0027

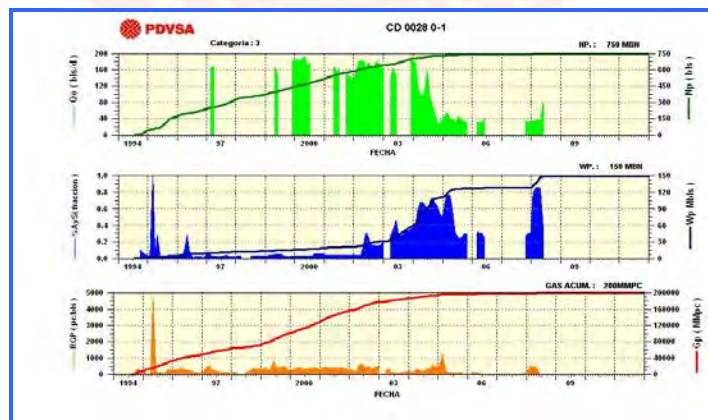


Gráfico A.12 Comportamiento de producción pozo CD 0028

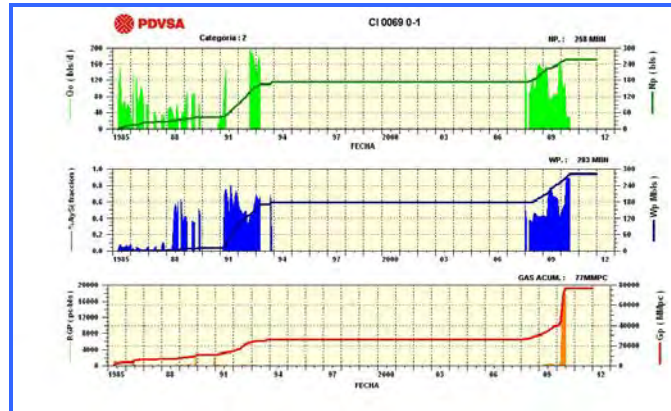


Grafico A.13 Comportamiento de producción pozo CI 0069

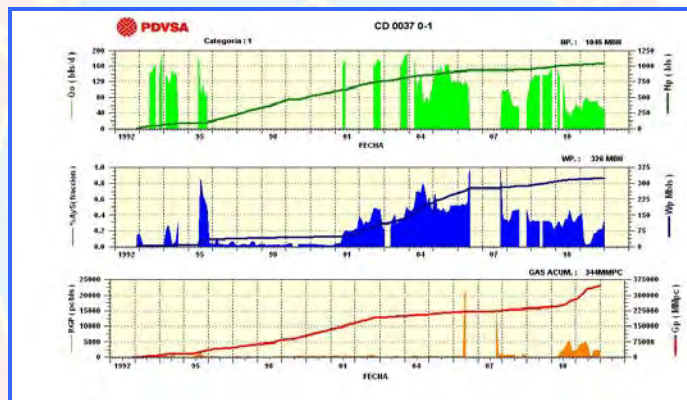


Grafico A.14 Comportamiento de producción pozo CD 0037

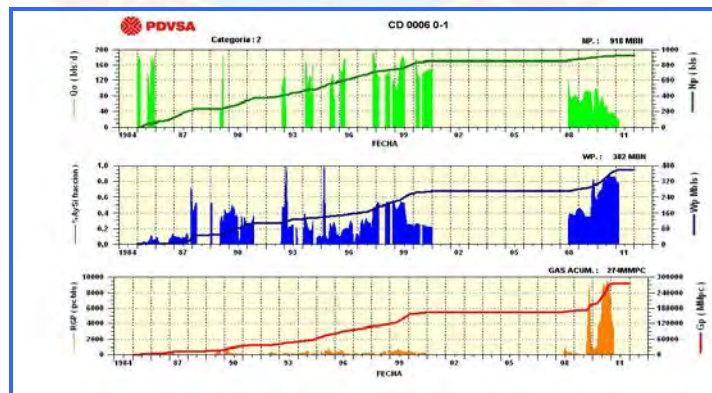


Grafico A.15 Comportamiento de producción pozo CD 0006



APÉNDICE B

Curvas de Chan Pozos Evaluados

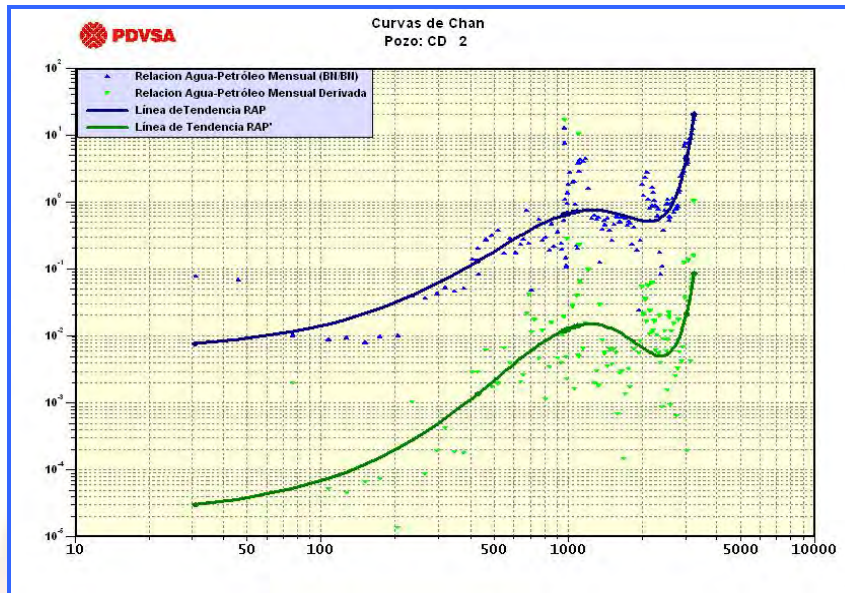


Grafico B.1 Curva de Chan pozo CD 0002

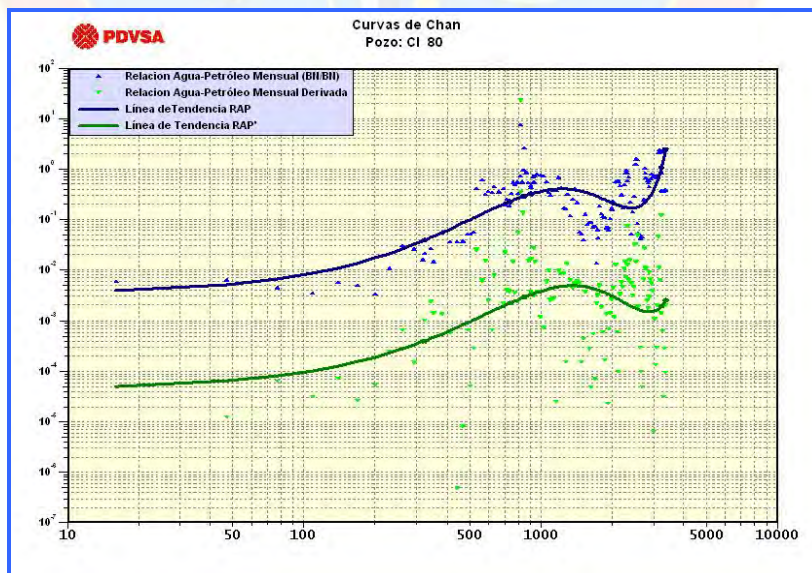


Grafico B.2 Curva de Chan pozo CI 0080

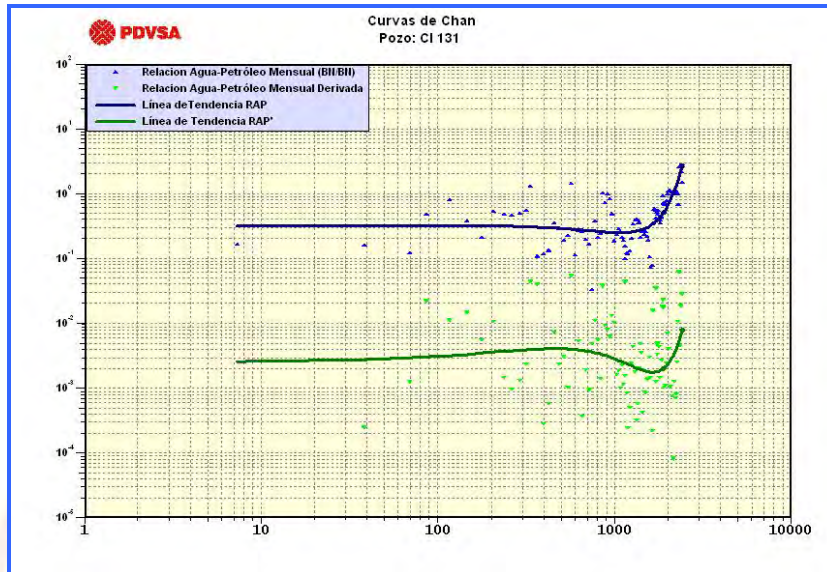


Grafico B.3 Curva de Chan pozo CI 0131

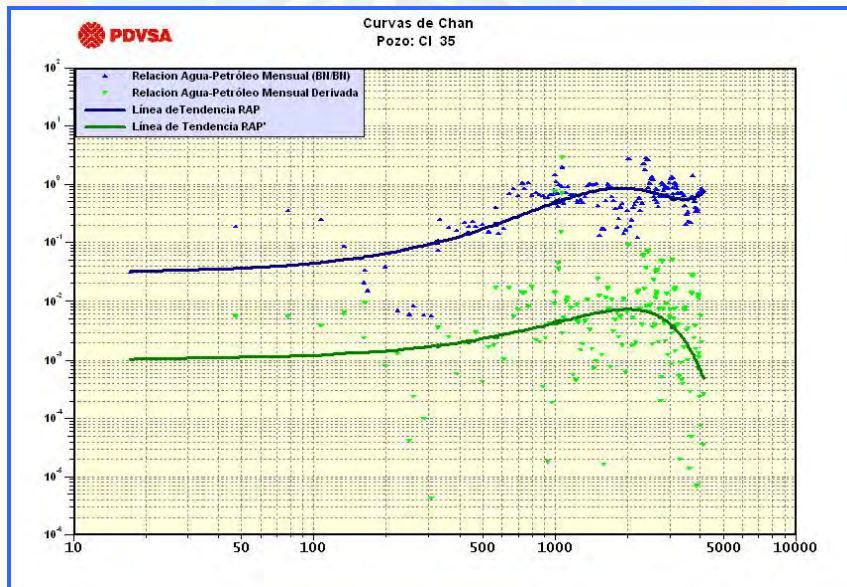


Grafico B.3 Curva de Chan pozo CI 0035



APÉNDICE C

CAPO Campo Cerro Negro

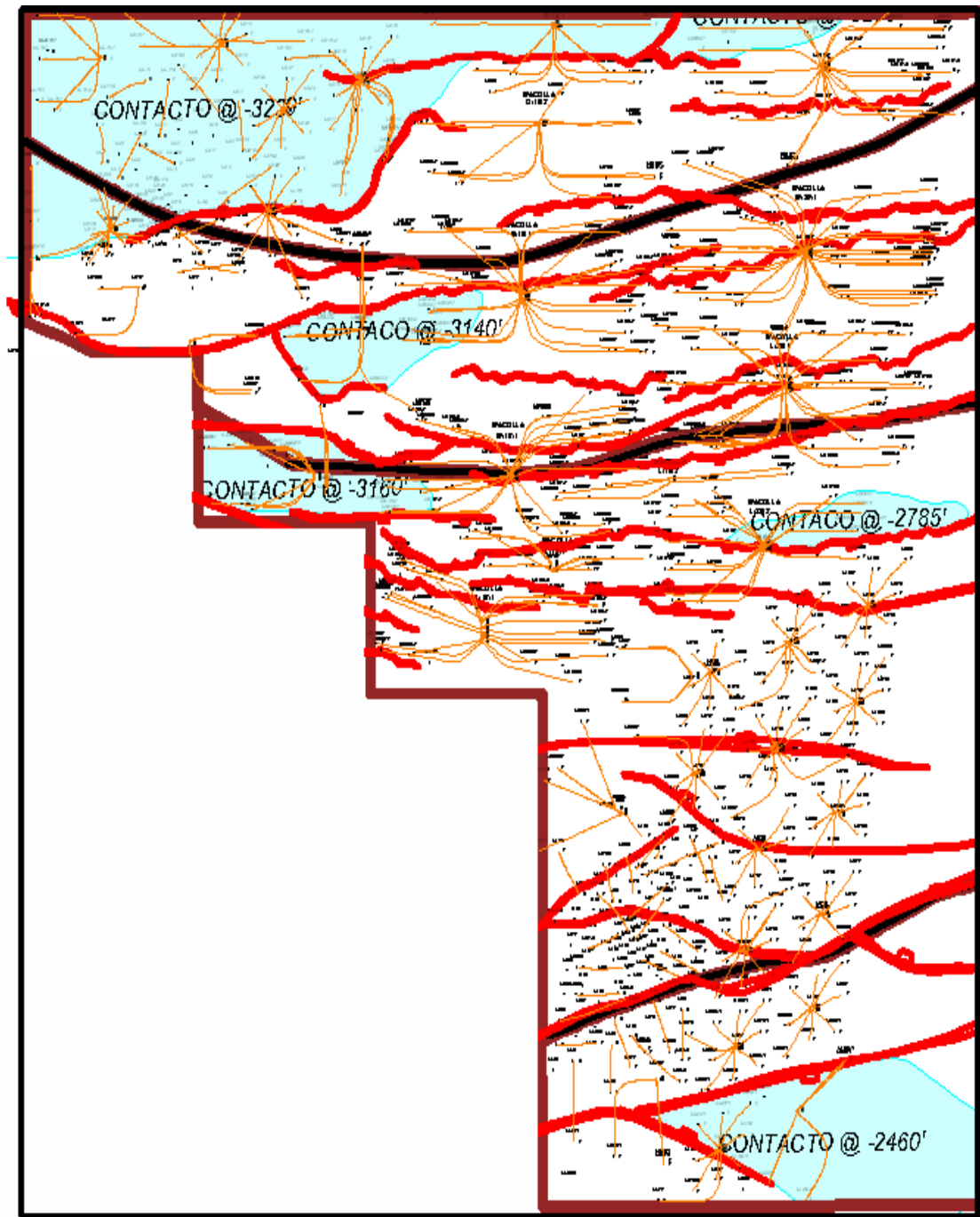



Figura C 1. Mapa de CAPO, Campo Cerro Negro.



APÉNDICE D
Mapas Grid de corte de agua de los yacimientos OFIM CN 42,
OFIM CNX 9 y OFIM CNX 3

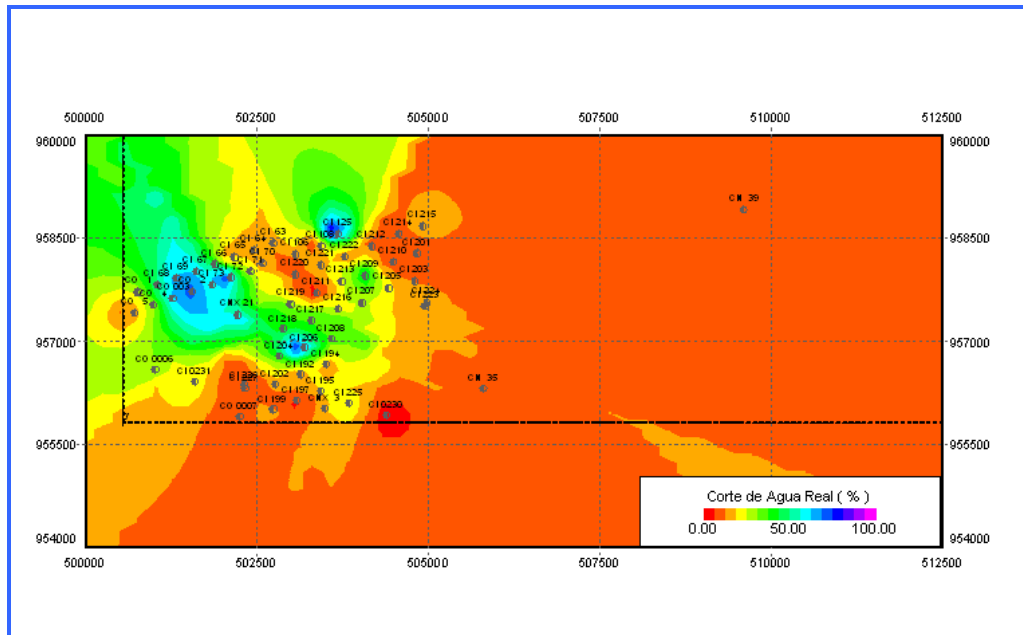
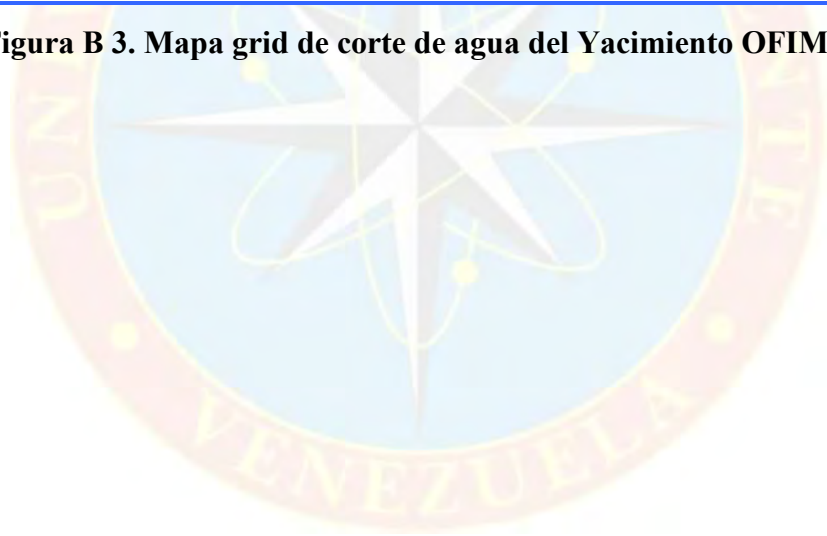


Figura B 3. Mapa grid de corte de agua del Yacimiento OFIM CNX 9





APÉNDICE E

**Comportamiento de producción de los yacimientos OFIM CN 42,
OFIM CNX 9 y OFIM CNX 3**

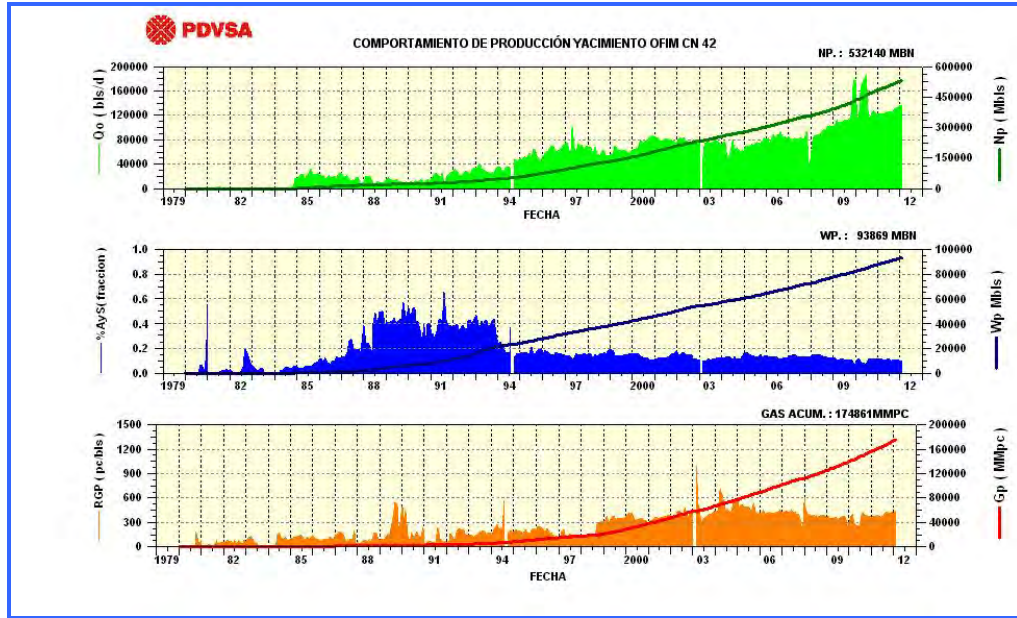


Grafico E.1 Comportamiento de producción yacimiento OFIM CN 42

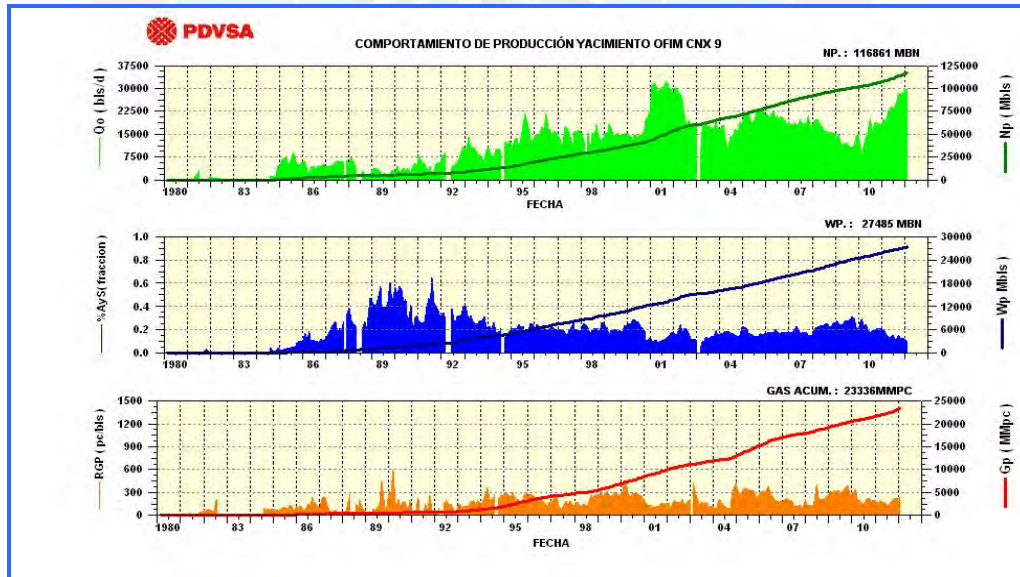


Grafico E.2 Comportamiento de producción yacimiento OFIM CNX 9

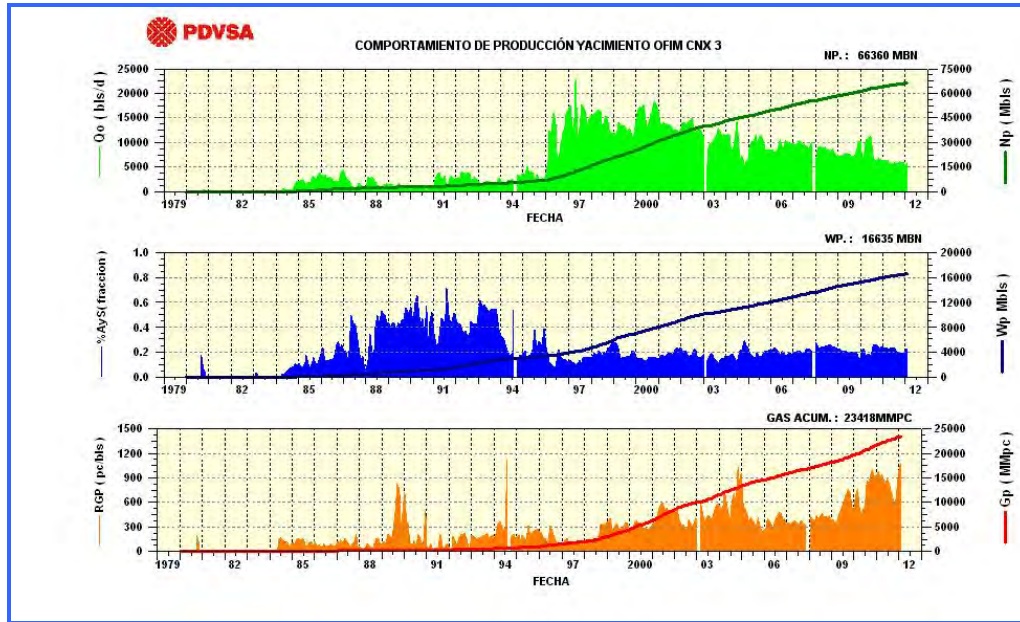


Grafico E.3 Comportamiento de producción yacimiento OFIM CNX 3



HOJAS DE METADATOS



