



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

**PROPUESTA DE APLICACIÓN DE TRATAMIENTOS DE  
ESTIMULACIÓN EN LOS POZOS PRODUCTORES E  
INYECTORES DEL CAMPO CASMA ANACO**

**REALIZADO POR:  
RANCES GUSTAVO BEAUPERTHUY ROMERO**

**Trabajo Especial de Grado Presentado como Requisito Parcial para Optar al**

**Título de:  
INGENIERO DE PETRÓLEO**

**MATURÍN, FEBRERO 2014**



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

**PROPUESTA DE APLICACIÓN DE TRATAMIENTOS DE  
ESTIMULACIÓN EN LOS POZOS PRODUCTORES E  
INYECTORES DEL CAMPO CASMA ANACO**

**REALIZADO POR:**  
**RANCES GUSTAVO BEAUPERTHUY ROMERO**  
**C.I.: 20.421.337**

**REVISADO POR:**

  
\_\_\_\_\_  
**ING. ALICIA DA SILVA**  
Asesor Académico

  
\_\_\_\_\_  
**ING. ALIOMAN SIRGO**  
Asesor Industrial

**MATURIN, FEBRERO DE 2014**

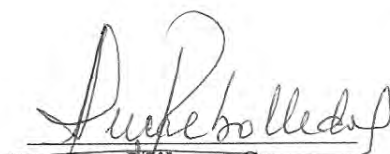


**UNIVERSIDAD DE ORIENTE  
NÚCLEO DE MONAGAS  
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEO  
MATURÍN / MONAGAS / VENEZUELA**


**PROPUESTA DE APLICACIÓN DE TRATAMIENTOS DE  
ESTIMULACIÓN EN LOS POZOS PRODUCTORES E  
INYECTORES DEL CAMPO CASMA ANACO**

**REALIZADO POR:  
RANCES GUSTAVO BEAUPERTHUY ROMERO  
C.I: 20.421.337**

**APROBADO POR:**

  
**Ing. Milagro Sucre  
Jurado Principal**

  
**Ing. Alicia Da Silva  
Asesor Académico**

  
**Ing. Lennys Fernández  
Jurado Principal**

**MATURÍN, FEBRERO DE 2014**

## RESOLUCIÓN

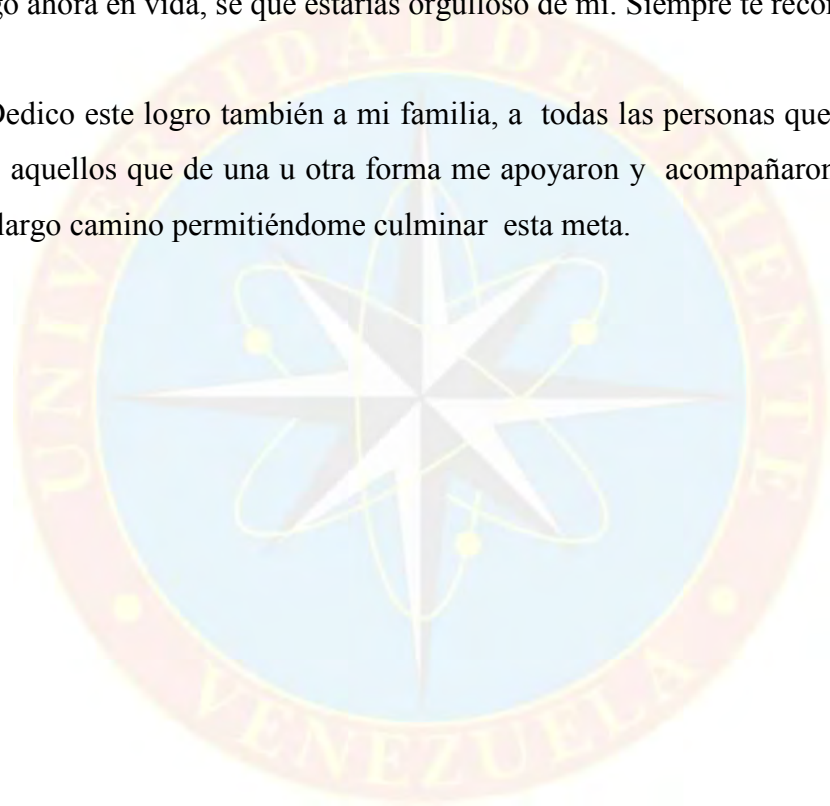
De acuerdo al Artículo 41 del reglamento de Trabajos de Grado: “Los Trabajos de Grado son de exclusiva propiedad de la Universidad, y solo podrán ser utilizados a otros fines, con el consentimiento del Consejo de Núcleo Respectivo, quien deberá participarlo previamente al Consejo Universitario, para su autorización.



## DEDICATORIA

Este logro está dedicado especialmente a mi padre Cipriano Beauperthuy, hombre admirable y luchador, de quien aprendí mucho hasta el último momento en que estuvo con nosotros. Este logro te lo dedico a ti por tu apoyo y porque sé que eras el que más quería verme graduándome como ingeniero. Y aunque no estés conmigo ahora en vida, sé que estarías orgulloso de mí. Siempre te recordare.

Dedico este logro también a mi familia, a todas las personas que me quieren y a todos aquellos que de una u otra forma me apoyaron y acompañaron durante todo este el largo camino permitiéndome culminar esta meta.



## AGRADECIMIENTOS

Primeramente le agradezco a Dios Todopoderoso, por permitirme culminar esta meta y darme la sabiduría y fortaleza que me permite seguir adelante.

A mis padres, Mercy Romero y Cipriano Beauperthuy, por darme la vida, por su apoyo incondicional, por su ayuda y por creer siempre en mí. Los amo, Gracias por estar siempre conmigo.

A mis hermanas Celeste y Ciprianni, que de una u otra forma siempre me dieron su cariño y apoyo durante el trayecto de mi carrera.

A mi hermana mayor Ana Beauperthuy y a mi cuñado Frederick Blanco por todo el apoyo que me han brindado, por los consejos y todas las enseñanzas que me han dado.

Un agradecimiento a la Universidad de Oriente, por darme la oportunidad de desarrollarme académicamente y convertirme en un profesional orgulloso de haber estudiado en la casa más alta del oriente del país.

A mis valiosos amigos de quienes tanto aprendí y seguiré aprendiendo, gracias por brindarme su amistad, por su apoyo incondicional y por ayudarme también en la realización de mi trabajo de grado: Yoselin Centeno, Yalu Figueroa, José A. Romero, Alejandro Ojeda, Marialejandra Valero, Jennifer Sarmientos, Claudio Aguirre y Alexander Carvajal.

A los distintos profesores que conocí durante el trayecto de mi carrera, de todos ellos aprendí un poco.

A todas esas personas que me acompañaron en las aulas de clases y que de una forma u otra colaboraron conmigo durante la carrera: Lea Ordaz, Noely Noriega, Silenai Fariás, Yusneidi Rondón, Ana Talavera, Liz Ruiz y Vanessa Asís.

A mis asesores Alicia Da Silva y Alioman Sirgo por dedicar parte de su tiempo y brindarme su apoyo y conocimientos en la realización de mi trabajo de grado.

A la empresa Mixta Petrocuragua, por brindarme la oportunidad de desarrollar mi primera experiencia profesional; y a todo su personal gracias por su colaboración durante mi estadía en las instalaciones.

A todo el personal de la gerencia Técnica y de operaciones de Petrocuragua, a los ingenieros Alejandro Martínez y Arelis Palacios, y en especial a las ingenieras del departamento de Estudios integrados con quienes compartí mucho: Alexandra Coello, Nairobis Fernández, Narmely Chavero y Rosmarlys Gonzales, gracias muchachas por toda su colaboración y su apoyo durante la realización de mi trabajo de grado, por los conocimientos y por brindarme su amistad.

A mi compañera tesista Zuleica Torrealba por toda la ayuda y todo el apoyo brindado.

A todos los mencionados y demás personas que me apoyaron, siempre estaré agradecido con ustedes.

***Rances Gustavo Beaupertuy Romero***



# ÍNDICE

<b>RESOLUCIÓN</b> .....	<b>iv</b>
<b>DEDICATORIA</b> .....	<b>v</b>
<b>AGRADECIMIENTOS</b> .....	<b>vi</b>
<b>ÍNDICE</b> .....	<b>viii</b>
<b>ÍNDICE DE FIGURAS</b> .....	<b>x</b>
<b>ÍNDICE DE GRÁFICOS</b> .....	<b>xi</b>
<b>ÍNDICE DE TABLAS</b> .....	<b>xii</b>
<b>LISTA DE ABREVIATURAS</b> .....	¡Error! Marcador no definido.
<b>RESUMEN</b> .....	<b>xiii</b>
<b>INTRODUCCIÓN</b> .....	<b>1</b>
<b>CAPÍTULO I</b> .....	<b>2</b>
<b>EL PROBLEMA</b> .....	<b>2</b>
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 JUSTIFICACIÓN DE LA INVESTIGACIÓN.....	4
<b>CAPÍTULO II</b> .....	<b>5</b>
<b>MARCO TEÓRICO</b> .....	<b>5</b>
2.1 ANTECEDENTES DE LA INVESTIGACIÓN.....	5
2.2 CARACTERÍSTICAS GENERALES DEL ÁREA DE ESTUDIO.....	6
2.2.1 Ubicación del Campo Casma Anaco.....	6
2.3 BASES TEÓRICAS.....	8
2.3.1 Daño a la Formación.....	8
2.3.2 Mecanismos de Daño a la Formación.....	9
2.3.3 Estimulación de Pozos.....	12
2.3.4 Tipos de Estimulación.....	12
2.3.4.1 Fracturamiento Ácido.....	12
2.3.4.2 Fracturamiento Hidráulico.....	13
2.3.4.3 Estimulación Matricial Reactiva.....	13
2.3.4.4 Estimulación Matricial No Reactiva.....	14
2.3.5 Análisis Nodal del Sistema de Producción.....	15
2.4 DEFINICIÓN DE TÉRMINOS BÁSICOS.....	17
<b>CAPÍTULO III</b> .....	<b>19</b>
<b>MARCO METODOLÓGICO</b> .....	<b>19</b>
3.1 TIPO DE INVESTIGACIÓN.....	19
3.2 DISEÑO DE LA INVESTIGACIÓN.....	19
3.3 POBLACION Y MUESTRA.....	20
3.4 PROCEDIMIENTO METODOLÓGICO.....	20



3.4.1 Identificación de los mecanismos de daño a la formación más recurrentes que causan disminución de la producción e inyección en los pozos del área de estudio.....	21
3.4.2 Determinación de la efectividad de los tratamientos de estimulación realizados en los pozos del campo a través de análisis de la capacidad productiva antes y después del tratamiento .....	21
3.4.3 Simulación del efecto de las estimulaciones realizadas en los pozos a través de la herramienta PIPESIM .....	24
3.4.4 Propuesta de tratamientos de estimulación que permitan reducción de daño a la formación en los pozos del campo.....	29
<b>3.5 TÉCNICAS E INSTRUMENTOS DE RECOLECCIÓN DE DATOS .....</b>	<b>30</b>
3.5.1 Técnicas.....	30
3.5.1.1 Revisión bibliográfica.....	30
3.5.1.2 Entrevista .....	30
3.5.1.3 Análisis documental.....	31
3.5.2 Instrumentos .....	31
<b>3.6 RECURSOS .....</b>	<b>31</b>
3.6.1 Recursos humanos .....	31
3.6.2 Recursos financieros.....	32
3.6.3 Recursos materiales .....	32
<b>CAPÍTULO IV .....</b>	<b>33</b>
<b>ANÁLISIS Y DISCUSIÓN DE RESULTADOS .....</b>	<b>33</b>
4.1 IDENTIFICACIÓN DE LOS MECANISMOS DE DAÑO A LA FORMACIÓN MÁS RECURRENTE QUE CAUSAN DISMINUCIÓN DE LA PRODUCCIÓN E INYECCIÓN EN LOS POZOS DEL ÁREA DE ESTUDIO.....	33
4.2 DETERMINACIÓN DE LA EFECTIVIDAD DE LOS TRATAMIENTOS DE ESTIMULACIÓN REALIZADOS EN LOS POZOS DEL CAMPO A TRAVÉS DE ANÁLISIS DE LA CAPACIDAD PRODUCTIVA ANTES Y DESPUÉS DEL TRATAMIENTO .....	42
4.3 SIMULACIÓN DEL EFECTO DE LAS ESTIMULACIONES REALIZADAS EN LOS POZOS A TRAVÉS DE LA HERRAMIENTA PIPESIM.....	51
4.4 PROPUESTA DE TRATAMIENTOS DE ESTIMULACIÓN QUE PERMITAN REDUCCIÓN DE DAÑO A LA FORMACIÓN EN LOS POZOS DEL CAMPO.....	57
4.4.1 Apoyo de Nuevas Tecnologías en Tratamientos de Estimulación .....	60
<b>CAPÍTULO V.....</b>	<b>68</b>
<b>CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....</b>	<b>68</b>
5.1 CONCLUSIONES .....	68
5.2 RECOMENDACIONES .....	69
<b>REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....</b>	<b>71</b>
<b>APÉNDICES.....</b>	<b>74</b>
<b>HOJAS METADATOS.....</b>	<b>146</b>

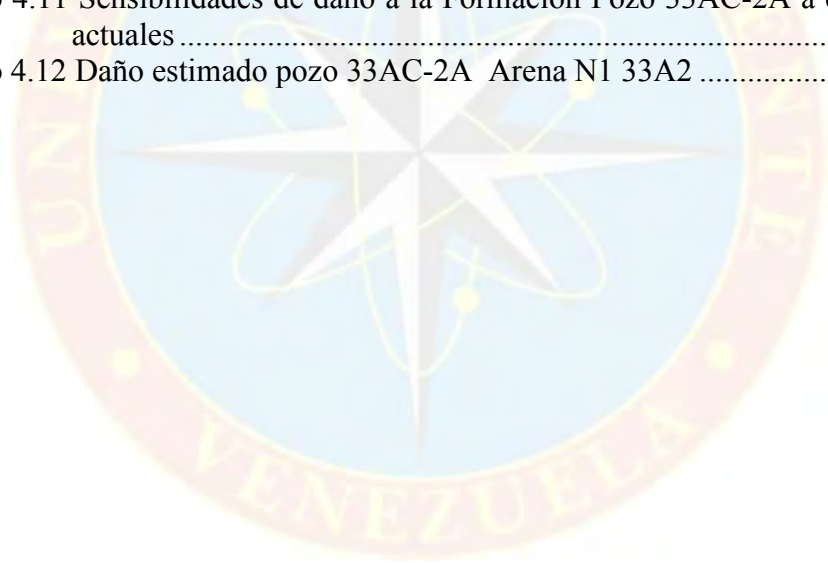
## ÍNDICE DE FIGURAS

	<b>Pág.</b>
Figura 2.1 Ubicación del Campo Casma Anaco .....	7
Figura 2.2 Perfil de Presión de un Pozo.....	8
Figura 2.3 Ubicación de los nodos en el pozo .....	16
Figura 2.4 Determinación del comportamiento de Afluencia del Pozo.....	16
Figura 3.1 Reporte de Manejo de Agua salada en el campo.....	23
Figura 3.2 Configuración de la tubería de Producción .....	27
Figura 3.3 Información de los fluidos presentes en el yacimiento.....	28
Figura 3.4 Sensibilidades para Análisis Nodal .....	29
Figura 4.1 Beneficios de la Estimulación por Pulsaciones de Fluido.....	64
Figura 4.2 Comparación de túneles obtenidos con diferentes técnicas de disparos....	65



## ÍNDICE DE GRÁFICOS

	<b>Pág.</b>
Gráfico 4.1 Distribución de los mecanismos de daño a la formación.....	34
Gráfico 4.2 Diagnóstico de daño a la formación en los pozos del campo Casma Anaco .....	35
Gráfico 4.3 Arenas afectadas por precipitación orgánica .....	37
Gráfico 4.4 Arenas afectadas por cambio de mojabilidad .....	38
Gráfico 4.5 Arenas afectadas por bloqueos por emulsión y bloqueos por agua .....	40
Gráfico 4.6 Arenas afectadas por Migración de Finos.....	41
Gráfico 4.7 Evaluación de los Tratamientos de Estimulación .....	45
Gráfico 4.8 Radios de Penetración alcanzados en estimulaciones Pozo 33AC-2A... 49	49
Gráfico 4.9 Radios de Penetración alcanzados en estimulaciones Pozo 33AC-43..... 50	50
Gráfico 4.10 Presiones de Inyección de estimulaciones del Pozo 33AC-2A .....	51
Gráfico 4.11 Sensibilidades de daño a la Formación Pozo 33AC-2A a condiciones actuales .....	54
Gráfico 4.12 Daño estimado pozo 33AC-2A Arena N1 33A2 .....	55



## ÍNDICE DE TABLAS

	<b>Pág.</b>
Tabla 2.1 Datos generales de los yacimientos del campo Casma Anaco.....	7
Tabla 4.1 Análisis de Crudos realizados a los pozos con presencia de Asfaltenos ..	36
Tabla 4.2 Resumen de Análisis Físicoquímicos de Muestras de Agua provenientes de pozos productores.....	42
Tabla 4.3 Evaluación de la efectividad de tratamientos de estimulación en el pozo 33AC-2A .....	43
Tabla 4.4 Resultados de la determinación de la efectividad de tratamientos de estimulación en los pozos del campo .....	44
Tabla 4.5 Resultados de las estimulaciones realizadas en la Arena N1 Yacimiento 33A2 .....	46
Tabla 4.6 Tipo de Tratamiento de Estimulación Aplicado para reducir el daño a la Formación .....	47
Tabla 4.7 Parámetros operacionales con los cuales se efectuaron los tratamientos de estimulación en el pozo 33AC-2A .....	48
Tabla 4.8 Datos de producción de los pozos seleccionados para simulación .....	52
Tabla 4.9 Correlaciones de flujo Multifásico Vertical por pozo.....	53
Tabla 4.10 Resultado de las sensibilidades de daño a la formación de los pozos Seleccionados del Campo Casma Anaco .....	56
Tabla 4.11 Resultados de los tratamientos de estimulación realizados en la Arena N1 33A2 .....	57
Tabla 4.12 Datos de los pozos seleccionados para estimulación .....	58
Tabla 4.13 Tratamientos generalmente utilizados para Remoción de daño a la Formación .....	58
Tabla 4.14 Tratamientos propuestos para la reducción de daño a la formación .....	59



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

**PROPUESTA DE APLICACIÓN DE TRATAMIENTOS DE  
ESTIMULACIÓN EN LOS POZOS PRODUCTORES E INYECTORES DEL  
CAMPO CASMA ANACO**

Autor:  
Rances Gustavo Beauperthuy Romero  
C.I.: 20.421.337  
Febrero, 2014

Asesor Académico:  
Ing. Alicia Da Silva  
Asesor Industrial:  
Ing. Alioman Sirgo

**RESUMEN**

Con el propósito de recuperar la capacidad de producción e inyección de los pozos del campo Casma Anaco, a través del presente trabajo se propone la aplicación de nuevos tratamientos de estimulación los cuales se recomendaron a partir de una evaluación previa donde se determinaron los mecanismos de daño más recurrentes que afectan a los pozos. Inicialmente se realizó una revisión y análisis de todos los eventos ocurridos en los pozos con la finalidad de determinar el origen de los distintos mecanismos de daño, luego a partir de los historiales de estimulación, producción e inyección se determinó la efectividad de las estimulaciones realizadas analizando los aditivos utilizados, la durabilidad de los tratamientos y los incrementos obtenidos tanto en producción como en capacidad de inyección. Seguidamente se realizó un análisis nodal a través de la herramienta PIPESIM a una selección de pozos activos, estimulados del campo con el objetivo de evaluar su condición actual y compararla con las condiciones obtenidas en estimulaciones previas. Una vez determinado los daños que afectan a los pozos y obtenida la condición actual de los pozos se procedió a recomendar el tratamiento de estimulación que permita reducir la problemática presentada. A partir de las evaluaciones realizadas se infirió que los mecanismos de daño más recurrentes corresponden a precipitación de asfaltenos y cambio de mojabilidad.; y se propuso la aplicación de siete trabajos de estimulación para realizarse en los pozos productores 33AC-2A, 33AC-20, 33AC-77, 33AC-93, 33CA-110A, y en los pozos inyectores 33AC-41 y 33AC-91.

## INTRODUCCIÓN

El campo Casma Anaco, ubicado a 200 km. al sur oeste de la ciudad de Maturín, es un campo maduro descubierto en el año 1972. Desde el punto de vista geológico está ubicado en el Área Mayor de Oficina, en la Cuenca Oriental de Venezuela, Subcuenca de Maturín y está definido estructuralmente como un homoclinal, el cual buza 4° hacia el norte. El campo cuenta con 43 yacimientos de tipo compartamentalizados y con arenas estratificadas, que aportan crudo mediano de composición asfáltica.

Durante la vida productiva de los pozos del campo Casma Anaco, la producción de crudo se ha visto afectada por diversos factores, entre los cuales se destacan distintos tipos de daño a la formación producidos por invasión de fluidos de perforación, cambios de mojabilidad, formación de emulsiones, entre otros; causantes de restricciones del flujo de fluido en el pozo y de caídas de presión adicionales en el flujo.

Con la finalidad de reducir el daño producido en la vecindad de los pozos, la Empresa Mixta PDVSA Petrocuragua, ha realizado diversos trabajos de estimulación, los cuales generalmente son los tratamientos empleados para solventar el daño a la formación producidos por diversas operaciones como perforación, completación, rehabilitación y la puesta en producción del pozo. En algunos casos estos tratamientos pueden o no ser efectivos, por lo cual con la realización de esta investigación se evaluarán los distintos trabajos de estimulación realizados en los pozos del campo Casma Anaco, con una revisión de las operaciones realizadas en la vida del campo, con el propósito de identificar los mecanismos de daño que reducen tanto la productividad como inyectividad en los pozos, y proponer la aplicación de tratamientos de estimulación que permitan la reducción del daño.



# **CAPÍTULO I**

## **EL PROBLEMA**

### **1.1 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA**

El daño a la formación puede producirse por cualquier evento que involucre la construcción de un pozo y el proceso de producción de los hidrocarburos presentes en el yacimiento. Esta problemática es causada por diferentes mecanismos que alteran propiedades interfaciales entre la roca y el fluido o que alteran la matriz de la roca, causando restricción del flujo de fluidos en el medio poroso.

El campo Casma Anaco, operado por la empresa mixta PDVSA Petrocuragua, fue descubierto en el año 1972 con la perforación del pozo 33AC-1X y está integrado actualmente por 40 pozos de los cuales diez (10) se encuentran abiertos a producción, trece (13) inactivos, siete (7) para disposición de agua, ocho (8) abandonados y dos (2) esperando abandono, los cuales han presentado durante su vida productiva distintos problemas, tales como: presencia de asfáltenos, formación de emulsiones, bloqueos por agua, taponamientos, cambio de mojabilidad, invasiones a la formación causadas por fluidos de perforación con lignosulfonato y fluidos base aceite, además de los altos sobrealances de presión generados durante la construcción del pozo. Dichos problemas son identificados como mecanismos de daño debido a que causan restricciones que afectan la productividad en pozos productores de crudo y la inyectividad en pozos inyectoros usados para la disposición de agua proveniente de la producción conjunta con petróleo.

Durante los años de producción e inyección de los pozos del campo Casma Anaco, se ha evidenciado restricción al flujo de fluidos, por lo cual se han aplicado diversos trabajos de estimulación con la finalidad de disminuir los factores que



afectan la productividad y la inyectividad en los mismos, sin embargo en algunos pozos sometidos a estos tratamientos no se observó mejorías por lo cual se hace necesario evaluar estos tratamientos, haciendo un estudio de las operaciones realizadas durante la vida productiva de los pozos para determinar cuáles son los daños más recurrentes en los pozos del campo, y recomendar el tratamiento más adecuado y efectivo que incluya la aplicación de nuevas tecnologías desarrolladas en estimulación, que permitan restaurar la capacidad de producción e inyección en los pozos.

## **1.2 OBJETIVOS DE LA INVESTIGACIÓN**

### **1.2.1 Objetivo General**

Proponer tratamientos de estimulación en los pozos productores e inyectores del Campo Casma Anaco, del municipio Aguasay, Estado Monagas.

### **1.2.2 Objetivos Específicos**

- Identificar los mecanismos de daño a la formación más recurrentes que causan disminución de la producción e inyección en los pozos del área de estudio.
- Determinar la efectividad de los tratamientos de estimulación realizados en los pozos del campo Casma Anaco a través de análisis de la capacidad productiva antes y después del tratamiento.
- Simular el efecto de las estimulaciones realizadas en los pozos seleccionados a través de la herramienta PIPESIM.
- Proponer tratamientos de estimulación que permitan la reducción de daño a la formación en los pozos del Campo.

### 1.3 JUSTIFICACIÓN DE LA INVESTIGACIÓN

La presente investigación surge en respuesta a la necesidad de obtener un diagnóstico de los tratamientos de estimulación realizados para reducir los distintos daños a la formación que surgieron durante toda la historia de los pozos del campo Casma Anaco operado por la empresa mixta PDVSA Petrocuragua, y que como consecuencia trajeron consigo pérdidas de productividad e inyectividad en los pozos. A través de un estudio detallado sobre las condiciones en que se hicieron los tratamientos de estimulación, los parámetros operacionales con los cuales se ejecutaron los mismos y los resultados obtenidos, se determinará si estos lograron ser efectivos.

El desarrollo de la investigación ofrece un aporte a la empresa debido a que con dicho trabajo se recomendará, a partir del estudio de los trabajos de estimulación realizados, los métodos más efectivos que permitan reducir el daño aplicando nuevas tecnologías en tratamientos de estimulación en los pozos del campo y definiendo condiciones óptimas para realizar futuras estimulaciones.

## **CAPÍTULO II**

### **MARCO TEÓRICO**

#### **2.1 ANTECEDENTES DE LA INVESTIGACIÓN**

CAÑAS, L. (2006), realizó una investigación denominada: **“Optimización de la producción a través de la aplicación de tratamientos de estimulación matricial en los pozos activos del campo Casma-Anaco, Estado Monagas”**. En este se realizó un Análisis Nodal utilizando la aplicación tecnológica WELLFLO, con la finalidad de establecer la correlación de flujo multifásico vertical representativa del campo, calcular el valor del índice de productividad y estimar el valor del daño a la formación en cada uno de los pozos sometidos a estudio. Una vez realizados dichos cálculos, se revisó y analizó todos los eventos ocurridos en aquellos pozos que fueron seleccionados como candidatos a estimular, con la finalidad de determinar el origen del daño a la formación presente y recomendar el tratamiento de estimulación capaz de restaurar o mejorar la producción en los mismos. Se concluyó que de las 18 arenas analizadas, la arena O1 del pozo 33AC-20, R0 del 33AC-60, R2I del 33AC-104RE, R2S del 33CA-108RE y 33CA-110A son candidatas para ser sometidas a un tratamiento de estimulación matricial, destacándose que el problema en el 80% de los mismas se debe a la invasión de sólidos de perforación y 20% por migración de finos.

CONDE, J. (2008), efectuó trabajo de Grado titulado, **“Evaluación de los Trabajos de Estimulación Matricial No Reactiva, realizados en los Campos Carito, Mulata, Santa Bárbara y Pirital, período 2005-2006”**, el cual consistió en revisar las condiciones y parámetros de los pozos antes y después de la estimulación, tales como permeabilidad, configuración mecánica y la frecuencia de intervención de los mismos. Seguidamente, se determinó el mecanismo de daño de los pozos en estudio tomando como base la frecuencia de intervención, análisis S.A.R.A.

(saturados, aromáticos, resinas y asfaltenos) del crudo producido, y los sobrealances de presión aplicados en estos durante las etapas de reparación o perforación. Luego se determinó la efectividad de las estimulaciones a través del análisis nodal anterior y posterior al proceso. Finalmente, se evaluaron las estimulaciones con respecto a parámetros pozo/yacimiento. Se concluyó que las causas más importantes por las cuales las estimulaciones que fueron consideradas como no exitosas, resultaron poco efectivas fueron: la heterogeneidad del yacimiento, poco radio de penetración, poco tiempo de remojo y ausencia del surfactante dispersor de asfaltenos en el tratamiento de estimulación.

## **2.2 CARACTERÍSTICAS GENERALES DEL ÁREA DE ESTUDIO**

### **2.2.1 Ubicación del Campo Casma Anaco**

El campo Acema-Casma fue descubierto en el año 1972, fecha en la cual CVP, comienza con el desarrollo del mismo, iniciando con la perforación del pozo 33-AC-1X, con una producción de 1138 BNPD, y una gravedad °API de 17.9. El campo debe su nombre a que se encuentra ubicado en la región central del Área Casma Anaco. PDVSA como parte de la tercera ronda de convenios decide dividir el campo en tres bloques: Casma Anaco, Onado y Acema, con el fin de poder licitar la ejecución de los mismos por distintas operadoras.

El campo Casma Anaco se encuentra ubicado al suroeste del Estado Monagas, aproximadamente a 200 km. al sur de la ciudad de Maturín; forma parte de los campos de Área Mayor de Oficina y posee una extensión geográfica de 100,72 km<sup>2</sup>. Los principales yacimientos petrolíferos del campo se encuentran en la formación Oficina. Se encuentra limitado al oeste por el Campo Acema, al este por el Campo Acema Este, al norte por el Campo Onado y al sur por el Campo Oritupano Norte. (PDVSA Petrocuragua. 2011, p-11)



**Figura 2.1 Ubicación del Campo Casma Anaco**  
**Fuente: PDVSA Petrocuragua, S.A. (2011)**

De acuerdo a los datos de reservas oficiales del año 2011, el área de estudio contiene oficialmente 43 yacimientos. Las principales características de los yacimientos presentes en el campo se presentan en la tabla 2.1, dando una idea de la heterogeneidad del área contemplada.

**Tabla 2.1 Datos generales de los yacimientos del campo Casma Anaco**

Tipo de yacimiento	Saturados ( $P_i = P_b$ )
Resistividad	20 - 80 ohm
Gravedad específica ( $\gamma_g$ )	0.75
Gravedad API Promedio	24°
Porosidad	10 – 25%
Permeabilidad	50 – 300 mD
Saturación de Agua ( $S_w$ )	15 – 25%
Mecanismo de producción predominante	Gas en solución y Empuje hidráulico
Métodos de producción	L.A.G y BES
Presión Inicial de yacimiento ( $P_{yi}$ )	4200 – 4950 Lpc
Presión de burbujeo ( $P_b$ )	4200 – 4950 Lpc
Tipo de Roca	Arenas consolidadas



Actualmente, el Campo Casma Anaco cuenta con unas reservas remanentes de 14,408 MMBN de petróleo. Está integrado por 40 pozos de los cuales se encuentran 10 (diez) abiertos a producción con método de levantamiento artificial por gas lift y bombeo electrosumergible, 13 (trece) inactivos, 7 (siete) como inyectores de agua para disposición, 2 (dos) esperando abandono y 8 (ocho) abandonados.

## 2.3 BASES TEÓRICAS

### 2.3.1 Daño a la Formación

El daño a la formación es cualquier restricción al flujo de fluidos que distorsiona las líneas de flujo desde el yacimiento hacia el pozo. Disminuye significativamente la productividad del pozo y ocasiona una caída de presión adicional en las cercanías del mismo. (Intevep, 2009)



Figura 2.2 Perfil de Presión de un Pozo

Fuente: Cañas, L. (2006)

### 2.3.2 Mecanismos de Daño a la Formación

#### ➤ **Interacciones roca/fluidos**

El daño producido por interacciones roca/fluido es causado por desequilibrios químicos y/o físicos en la matriz de la roca, que, estando en equilibrio durante el tiempo geológico, se ve alterada por la introducción de fluidos extraños durante las operaciones de campo. Entre estas se tiene:

- ✓ Migración de Finos: Causado por el movimiento de partículas (cuyo tamaño oscila desde el coloidal hasta 40 micrones) dentro del medio poroso, las cuales taponan las gargantas de los poros en la zona cercana al pozo causando una disminución de la permeabilidad. Puede ser causada por una variedad de finos incluyendo: minerales de arcilla, sílice amorfa, carbonato, cuarzo, feldespato. (Intevep. 1997, p-26)

#### ➤ **Interacciones fluido/fluido**

Estas pueden traer como consecuencia varios mecanismos de daño como son: bloqueo por emulsiones, así como la precipitación de ciertos sólidos inorgánicos por incompatibilidad entre aguas, orgánicas por incompatibilidad de las aguas y entre los fluidos inyectados y el crudo. Entre estas se tiene:

- ✓ Precipitación inorgánica: Entre estas figuran el carbonato de calcio, sulfato de bario, carbonato de hierro, sulfuro de hierro, óxido férrico, y sulfato de estroncio. Estos precipitados pueden desarrollarse en los poros de la formación en las cercanías del pozo, con lo cual la porosidad y la permeabilidad se ven



reducidas. Asimismo, pueden llegar a bloquear el flujo normal cuando se obstruyen los cañoneos.

- ✓ Precipitación orgánica: Las especies orgánicas más comunes son las parafinas y asfaltenos. El principal agente causante del depósito de parafinas es la disminución de temperatura o la afectación composicional a medida que declina la presión, como por ejemplo la liberación de fases livianas como el gas en solución, mientras que la precipitación de asfaltenos está asociada a cambios en la composición del crudo por liberación de gas y fracciones ligeras, declinación de la presión y contacto con fluidos de estimulación de bajo PH (ácidos). (Intevep. 1997, p-28)

➤ **Fenómenos interfaciales**

El daño a la formación puede ser causado por fenómenos diferentes a obstrucciones que disminuyen la permeabilidad de la roca, así como también daños causados por los fluidos, que involucran cambios en la viscosidad aparentes de la fase oleica, o un cambio en la permeabilidad relativa al petróleo. Entre estas se tienen:

- ✓ Bloqueo por emulsiones: Ocurre cuando una emulsión viscosa ocupa el espacio poroso cercano al pozo, y bloquea el flujo de fluidos hacia el mismo. Al ser estas emulsiones muy estables y difícil de romper se produce el daño a la formación; esta estabilidad es conferida por la presencia de distintos surfactantes presentes en los fluidos de invasión o en los propios fluidos del yacimiento. adicionalmente la presencia de partículas finas u otros solidos contribuye a la estabilización de las emulsiones. (Islas, C. 1991, p-21)

- ✓ Bloqueo por agua: Es una reducción en la permeabilidad relativa al petróleo por el incremento de la saturación de agua en el medio poroso en las cercanías del pozo, la cual puede traer como consecuencia una disminución en la permeabilidad relativa a los hidrocarburos. (Intevep. 1997, p-30)

➤ **Inversión de la mojabilidad**

La acción de surfactantes en los fluidos de perforación, así como la precipitación de asfaltenos en el medio poroso, pueden alterar la mojabilidad de la formación hacia el petróleo, reduciendo así la permeabilidad relativa hacia éste. Cuando la vecindad del pozo es mojada por petróleo, este se adhiere a la pared de los poros incrementando el espesor de la película que moja la roca con la consecuente disminución del área libre al flujo de petróleo; todo esto trae como consecuencia una reducción considerable de la permeabilidad a los hidrocarburos. (Islas, C. 1991, p-30)

➤ **Daños de tipo mecánico**

El medio poroso puede ser invadido por partículas sólidas durante los procesos de perforación, reparación o inyección de agua en el pozo. También, durante el proceso de cañoneo, se crea una zona muy compactada alrededor de cada una de las perforaciones, cuya permeabilidad puede ser solo el 10% de la permeabilidad original de la formación. (Intevep. 1997, p-33)

➤ **Daños de origen biológico**

Algunos pozos, particularmente aquellos que reciben inyección de agua, son susceptibles al daño causado por bacterias en la zona cercana al pozo. Las bacterias inyectadas a la formación, especialmente las anaerobias, pueden multiplicarse muy

rápidamente en el yacimiento, tapando los espacios porosos con ellas mismas, o con precipitados que resulten de sus procesos biológicos. (Intevep. 1997, p-34)

### **2.3.3 Estimulación de Pozos**

La estimulación de un pozo consiste en la inyección de un tratamiento que permita restaurar la capacidad productiva de un pozo ya sea modificando o no, las condiciones originales de la roca. Si la inyección del tratamiento se realiza a tasas y presiones inferiores a los necesarios para vencer la resistencia mecánica de la roca, la estimulación será matricial, mientras que a caudales superiores a la presión de fractura de la formación se conoce como fracturamiento.

La estimulación tiene como objetivos incrementar la producción de hidrocarburos en pozos productores; aumentar la inyección de fluidos como agua, gas o vapor en pozos inyectoros, y optimizar los patrones de flujo para procesos de recuperación secundaria y mejorada. (Islas, C. 1991, p-1)

### **2.3.4 Tipos de Estimulación**

#### **2.3.4.1 Fracturamiento Ácido**

Consiste en estimular el pozo más allá de su capacidad natural de producción, eliminando el daño y parte de la matriz de la roca calcárea. Los fluidos se inyectan a presiones por encima de la presión de fractura de la formación, con el objeto de crear canales de alta permeabilidad por medio de la disolución química de parte de la matriz. En este caso la permeabilidad creada es mayor que la original de la formación. (Ruiz, O. 2011, p-8)

### **2.3.4.2 Fracturamiento Hidráulico**

El fracturamiento es una técnica de estimulación que consiste en la inyección sostenida de un fluido a una presión tal que provoque la ruptura de la roca del yacimiento con el objeto de crear nuevos canales o conectar canales de flujo existentes y de esa forma aumentar la tasa de flujo del pozo y con ello su productividad. Este tipo de fracturamiento tiene como objetivos disminuir la velocidad de flujo en la matriz rocosa, incrementar el área efectiva de drenaje de un pozo, conectar sistemas de fracturas naturales (en Cretáceo) y disminuir la caída de presión en la matriz. (Ruiz, O. 2011, p-8)

### **2.3.4.3 Estimulación Matricial Reactiva**

Consiste en eliminar el daño a la permeabilidad en las cercanías del pozo para restaurar su capacidad natural de producción, la cual se lleva a cabo inyectando fluidos que reaccionan directamente con la formación, en régimen de flujo radial, a presiones inferiores a la presión de fracturamiento de la formación. (Ruiz, O. 2011, p-8)

Los fluidos inyectados reaccionan químicamente disolviendo materiales extraños a la formación y parte de la propia roca. En la estimulación matricial reactiva los ácidos constituyen el fluido principal de estimulación.

Entre los ácidos más comúnmente utilizados en estimulación se encuentran:

- ✓ **Ácido Clorhídrico (HCl):** Este tipo de ácido se emplea en formaciones carbonáticas, así como también como preflujo de un tratamiento con ácido fluorhídrico. El ácido clorhídrico regular con inhibidores es la solución que básicamente se emplea en la mayoría de los tratamientos de acidificación.

La concentración puede variar entre 5% y 15%, dependiendo del uso y los requisitos del tratamiento. Dependiendo de la temperatura de fondo del pozo, deberá considerarse el uso de inhibidores de corrosión para proteger los elementos tubulares del pozo.

- ✓ **Ácido Fluorhídrico (HF):** este ácido permite la disolución de minerales silíceos como las arcillas, los feldespatos, el cuarzo, etc. Además este ácido también reacciona con minerales calcáreos y con los iones positivos de la salmuera de la formación produciendo precipitados insolubles que deben evitarse en todo lo posible.
- ✓ **Ácido Acético ( $\text{CH}_3\text{-COOH}$ ):** es un ácido de tipo orgánico, utilizado como ácido retardado y es indicado en la remoción de incrustaciones calcáreas y en la estimulación de calizas y dolomías, con altas temperaturas ( $T > 250^\circ\text{F}$ ).
- ✓ **Ácido Fórmico ( $\text{HCOOH}$ ):** Es un ácido orgánico, que se usa para reemplazar el ácido clorhídrico en casos de altas temperaturas ( $T > 250^\circ\text{F}$ ). Su reacción es retardada, lo que permite una mayor penetración en la formación.

Aparte de los ácidos anteriormente mencionados, también se utilizan en las estimulaciones reactivas combinaciones de ellos, y distintas variantes con diferentes aditivos, para diversas aplicaciones.

#### **2.3.4.4 Estimulación Matricial No Reactiva**

Los fluidos utilizados en este tipo de estimulaciones, no reaccionan químicamente con los materiales o sólidos de la roca. Generalmente, se utilizan soluciones oleosas o acuosas de surfactantes, los cuales son compuestos químicos orgánicos que actúan en la interfase o en la superficie del medio. Este tipo de estimulación se emplea para remover daños causados por bloqueos por agua, bloqueo por emulsiones, pérdidas de circulación y depósitos orgánicos. Combinaciones de solventes aromáticos, solventes mutuos y surfactantes, para resolver problemas de

cambios de mojabilidad y/o taponamiento por emulsiones. (Ruiz, O. 2011, p-9)

Entre los principales fluidos utilizados en las estimulaciones no reactivas están:

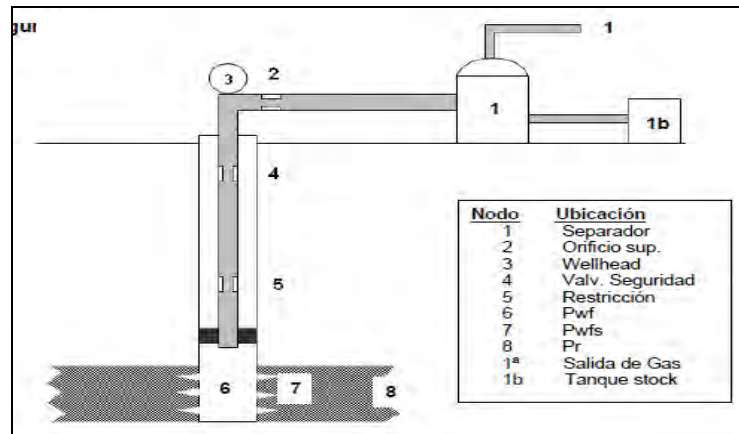
- ✓ Surfactantes: es una molécula que busca una interfase, químicamente tiene afinidad tanto por el agua como por el aceite, lo cual promueve su migración hacia la interfase entre dos líquidos, un líquido y un gas y entre un líquido y un sólido.
- ✓ Solventes Mutuos: son solventes solubles tanto en agua como en petróleo, lo que les permite actuar como un vehículo excelente para conducir a los surfactantes a solubilizarse en la fase de interés. Tienen la propiedad de mantener en solución los inhibidores de corrosión, y garantizar la compatibilidad de los inhibidores con los rompedores de emulsiones y otros aditivos.

### **2.3.5 Análisis Nodal del Sistema de Producción**

El análisis nodal es una técnica utilizada con el fin de optimizar el comportamiento de producción y consiste en dividir el sistema de producción en nodos de solución para calcular caídas de presión, así como gastos de los fluidos producidos, y de esta manera, poder determinar las curvas de comportamiento de afluencia y el potencial de producción de un yacimiento.

Los componentes del pozo pueden ser evaluados por separado, considerándolos como un punto de interés o nodo.

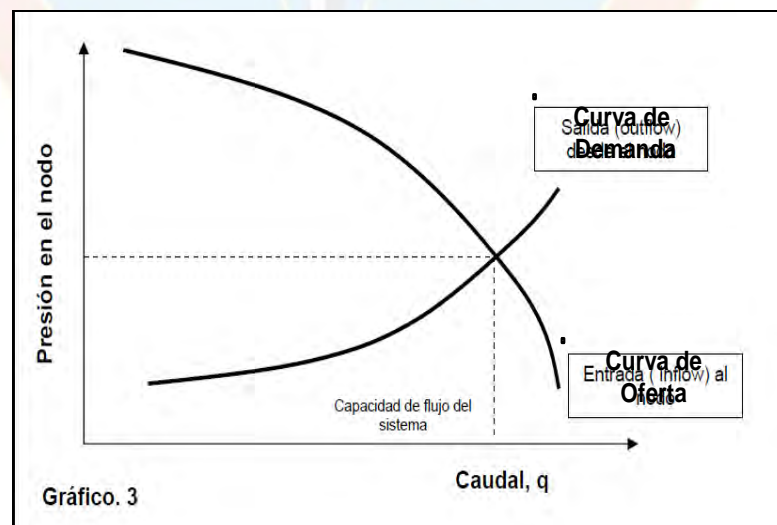




**Figura 2.3 Ubicación de los nodos en el pozo**

**Fuente: Beggs, H (2003)**

La localización del punto de interés va a depender de la necesidad que se tenga de conocer su efecto sobre el sistema completo. Las ubicaciones más comunes usadas se muestran en la figura 2.3. Para el nodo seleccionado se tendrá una distribución de caudales con presión nodal (Figura 2.4), la cual será función del nodo solución escogido.



**Figura 2.4 Determinación del comportamiento de Afluencia del Pozo**

**Fuente: Beggs, H. (2003)**



## 2.4 DEFINICIÓN DE TÉRMINOS BÁSICOS

**Asfaltenos:** son compuestos aromáticos y naftenicos de alto peso molecular, que se encuentra en dispersión coloidal en algunos crudos. (INTEVEP. 1997, p-28)

**Daño de Formación (Skin Factor):** cualquier restricción al flujo de Fluidos en el medio poroso, causado por la reducción de la permeabilidad en la vecindad del pozo, ocasionando una caída de presión adicional en el flujo de fluidos. (Ruiz, O. 2011, p-17)

**Incrustaciones:** Son un recubrimiento denso de material predominante inorgánico, formado por la precipitación química inducida de constituyentes soluble en el agua, que se vuelven insolubles por aumento de la temperatura, lo cual causa un exceso en el producto de solubilidad de algún constituyente del sistema. (Bello, K. 2010, p-27)

**Índice de Steve y Davis:** índice de estabilidad usado para predecir la tendencia de las aguas de formación a precipitar carbonato de calcio ( $\text{CaCO}_3$ ), si el índice es negativo la formación de incrustaciones es poco probable, mientras tanto si es positivo indica formación de incrustaciones. (Marcano, A. 2005, p-42)

**Método de la Mancha:** Método aplicado para estudiar la estabilidad y compatibilidad de crudos provenientes de pozos productores, estaciones de flujo, tanques, etc., a condiciones de presión atmosférica y temperatura ambiente. (INTEVEP. 2009)

**Parafina:** son hidrocarburos de cadena larga que precipitan de ciertos tipos de crudos cuando baja la temperatura o la composición del crudo cambia por la liberación de gas a medida que declina la presión. (INTEVEP.1997, p-28)

**Permeabilidad:** es la capacidad del medio poroso para dejar pasar los fluidos a través de él. (Ferrer, M. 2009, p-220)

**Resinas:** se define como la fracción del crudo constituida por agregados de anillos aromáticos fusionados entre sí, la cual es insoluble en propano líquido, pero soluble en n-heptano. (Ruiz, O. 2011, p-17)



## **CAPÍTULO III**

### **MARCO METODOLÓGICO**

#### **3.1 TIPO DE INVESTIGACIÓN**

La siguiente investigación se realizó bajo un esquema de investigación descriptiva debido a que consistió en identificar los efectos que genera el daño a la formación en las arenas pertenecientes a los pozos del campo y determinar el efecto que ha tenido las estimulaciones para reducir los mismos.

Según lo indica Fidias G. Arias en su libro El Proyecto de Investigación (2006):

“La investigación Descriptiva consiste en la caracterización de un hecho, fenómeno, individuo o grupo, con el fin de establecer su estructura o comportamiento. Los resultados de este tipo de investigación se encuentran en un nivel intermedio en cuanto a la profundidad de los conocimientos se refiere.” (p.24).

#### **3.2 DISEÑO DE LA INVESTIGACIÓN**

Esta investigación se realizó bajo un diseño documental basado en la búsqueda, análisis e interpretación de datos a través de fuentes impresas. La obtención de los datos esenciales para el logro de los objetivos fueron obtenidos de otros investigadores y fuentes documentales como carpetas de pozos, reportes de producción, reportes operacionales, programas, entre otros.

Según Arias F., (2006, p.27):

“La investigación documental es un proceso basado en la búsqueda, recuperación, análisis, crítica e interpretación de *datos secundarios*, es decir, los obtenidos y registrados por otros investigadores en fuentes documentales: *impresas, audiovisuales o electrónicas*. Como en toda investigación, el propósito de este diseño es el aporte de nuevos conocimientos.”

### 3.3 POBLACION Y MUESTRA

En la investigación, la población estuvo representada por los 40 pozos pertenecientes al campo Casma Anaco.

“La población, o en términos más precisos, población objetivo, es un conjunto finito o infinito de elementos con características comunes para las cuales serán extensivas las conclusiones de la investigación. Ésta queda delimitada por el problema y por los objetivos del estudio”. (Arias F., 2006, p.81).

Para garantizar la evaluación de los tratamientos se revisó el comportamiento de producción de cada pozo. En cuanto a la muestra, en el desarrollo de la investigación no se tomó subconjunto representativo, es decir, se trabajó con la población en su totalidad, la muestra fue la población.

### 3.4 PROCEDIMIENTO METODOLÓGICO

A continuación se especifican todas las fases que conformaron el procedimiento metodológico seguido para desarrollar cada uno de los objetivos propuestos en la presente investigación de manera sistemática y efectiva.

### **3.4.1 Identificación de los mecanismos de daño a la formación más recurrentes que causan disminución de la producción e inyección en los pozos del área de estudio**

Para la ejecución de esta etapa, se hizo una revisión de la información disponible de los pozos, se consideraron todos los eventos y procesos que tienen lugar para la construcción y puesta en producción de los pozos del campo, que en alguna forma pudieran generar un daño por los diferentes tipos de interacciones que se presenten.

Inicialmente se revisó el historial de perforación, completación y reparación de los 40 pozos pertenecientes al campo utilizando las carpetas de pozos y los archivos digitales que posee la empresa, con el propósito de detectar cualquier evento o proceso que pudiera generar algún tipo de daño a la formación y así determinar las causas del origen del mismo en los pozos, paralelo a esto se revisó también los historiales de pruebas de restauración de presión que tuvieron los pozos. Luego se identificaron los pozos del área que fueron tratados mediante procesos de estimulación en el periodo comprendido desde los inicios de la explotación del campo hasta noviembre del año 2013, y se procedió a revisar los historiales de estimulación de dichos pozos donde se obtuvo información acerca de componentes o químicos utilizados en el tratamiento y la función de estos para identificar qué mecanismos de daño se querían mitigar.

### **3.4.2 Determinación de la efectividad de los tratamientos de estimulación realizados en los pozos del campo a través de análisis de la capacidad productiva antes y después del tratamiento**

La determinación de la efectividad de los diversos tratamientos de estimulación en los pozos productores se realizó con ayuda de la herramienta OFM


para obtener los datos de producción necesarios para la evaluación; en el caso de los pozos inyectoros se utilizaron los reportes diarios de inyección para recopilar la información necesaria en el análisis respectivo.

Los datos de producción e inyección permitieron observar los comportamientos de productividad e inyectividad en los pozos antes de la aplicación de las estimulaciones, además se observó las mejorías en la capacidad de producción o inyección y el tiempo por el cual se mantuvieron posterior a los tratamientos de estimulación.

La información relacionada con los pozos productores se obtuvo a partir de los reportes que se generaron con la herramienta OFM, los cuales mostraron las variables a evaluar como: Fecha, Tasa de Fluido, Tasa de petróleo, Tasa de Agua, Tasa de Gas, Días de Producción, Porcentaje de Agua y sedimentos y Relación gas-petróleo.

Los datos de inyección de los pozos inyectoros estimulados se tomó a partir de los reportes diarios de inyección generados en el campo, en estos reportes se muestran el volumen inyectado en barriles junto con las presiones de inyección. En la figura 3.1 se muestra uno de los reportes utilizados.



 <b>PDVSA</b> PETROCURAGUA		REPORTE DIARIO DE PRODUCCIÓN GERENCIA DE OPERACIONES							Fecha:	10/03/2013
<b>PRODUCCIÓN</b> CASMA ANACO		AREA	BRUTA (Bls)	NETA (Bls)	AGUA (%)	PROM. DÍA	PROD. GAS (MMPCN)	PROD. GAS (MMPCN)	PROD. AGUA	
PRODUCCIÓN DEL DÍA			3,346	700	76,2%		2,900	0,363	2,616	
PRODUCCIÓN ACUM. MES ACTUAL			32,263	7,266	77,5%	727	26,442	2,534	24,937	
PRODUC. ACUM. AL DÍA - MES ANTERIOR			24,219	5,681	76,5%	568	15,604	1,280	18,538	
PRODUC. ACUM. TOTAL (INICIO DE OPER.)										
MANEJO DE AGUA SALADA										
POZO	VOL. INYECTADO	PRESIÓN INYECCIÓN	OBSERVACIONES							
33AC-38	0	0	Cerrado en el multiple.				Prod de agua (BPD)		2,616	
33AC-41	0	0	ABIERTO SIN CAPACIDAD DE ADMISION.				Pozos activos		3	
33AC-46	0	0	Cerrado en el multiple.				Pres de oper (Psi)		0	
33AC-57	1,550	900	ABIERTO				Vol de iny (BPD)		2,868	
33AC-65	0	0	Cerrado en el multiple.							
33AC-66	1,318	900	ABIERTO							
33AC-91	0	0	Cerrado en el multiple.							
TOTAL	2,868	0								
COMENTARIOS:										
<ul style="list-style-type: none"> <li>Personal de Coordinación Operacional realizó aforo del tanque 10.004 (EAO-1) para reportar producción operada del día.</li> <li>Pozo 33CA-108: continua parado por falla de equipos de subsuelo.</li> <li>Pozo 33CA-109 (EES): continua parado por falla de equipos de fondo.</li> </ul>										

**Figura 3.1 Reporte de Manejo de Agua salada en el campo**  
Fuente: Gerencia de Operaciones PDVSA Petrocuragua (2013)

Con la información obtenida se realizaron los históricos de producción e inyección de los pozos estimulados; la efectividad de los tratamientos se determinó con la comparación de la producción de hidrocarburos antes y después de cada estimulación, en el caso de pozos productores. Para pozos inyectoros se comparó la tasa de inyección antes de estimular el pozo con las tasas que se obtuvieron luego de la aplicación del tratamiento. Para la determinación de la efectividad también se tomó en cuenta los tipos de tratamientos aplicados y se obtuvo de los reportes de estimulación los datos operaciones relacionados con presiones de inyección y radios de penetración. Fue necesario calcular el radio de penetración en aquellas estimulaciones donde solos tenían datos de volúmenes de fluidos utilizados, despejando el radio de la siguiente ecuación:



$$V = \pi r^2 h \Phi$$

Dónde:

V= Volumen de Fluido inyectado

$\pi$ = Constante pi

r= radio de penetración

h= espesor estimulado

$\Phi$ = porosidad

### 3.4.3 Simulación del efecto de las estimulaciones realizadas en los pozos a través de la herramienta PIPESIM

Esta etapa de la investigación se basó en hacer sensibilidades utilizando el programa PIPESIM considerando los parámetros que influyen en los pozos, con la finalidad de: simular la reducción del daño por efecto de las estimulaciones realizadas en algunos pozos en años anteriores, determinar el factor de daño que pudiera presentar actualmente y la capacidad ideal de producción.

Este objetivo se desarrolló en dos etapas:

**Selección de los pozos:** Para la realización de la simulación se evaluaron aquellos pozos del campo con reducción en su productividad y/o inyectividad, y con precedentes de afectación por daño a la formación. Se seleccionaron 5 pozos productores, cuatro actualmente activos en el campo y uno inactivo. Estos fueron seleccionados por tener disminuciones constantes en la producción a causa de mecanismos de daño, además se escogieron aquellos que estuvieran completados con método de levantamiento artificial por gas y los que contaran con mayor información relacionada con el yacimiento.

**Construcción de casos:** para esta etapa se realizó una recolección de datos los cuales se introdujeron en el simulador, para reproducir las condiciones reales de los pozos de manera individual. Entre los datos que se utilizaron están:

- **Información del Yacimiento:** presión del yacimiento (lpc), temperatura (°F), permeabilidad (mD), espesor de arena neta petrolífera (ANP), radio de drenaje del pozo (pulgadas), radio del pozo (pulgadas).
- **Información de Completación del Pozo:** diámetro interno y espesor de la tubería de producción, diámetro interno y espesor del revestidor, profundidad a la cual hay cambios de tuberías y donde estas terminen, profundidad a la mitad de las perforaciones.
- **Información de los fluidos:** Relación gas petróleo (MMPC/BPD), porcentaje de agua y sedimentos (% AyS), gravedad API.

La información obtenida tanto de los yacimientos como de los pozos seleccionados se obtuvo de los archivos de las carpetas de pozos, donde se encontraron también pruebas de producción realizadas a los pozos, pruebas de presión y análisis de fluidos que fueron utilizados.

Para la simulación se seleccionó como modelo de completación la ecuación de estado semi-estable de Darcy (Pseudo SteadyState) que viene dada por:

$$Q = \frac{Kh (Pe - Pwf)}{(141\mu_o\beta_o (\ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right) - 0,75 + s))} \quad (3.1)$$

Pe = presión estática de yacimiento (Lpc)

Dónde:

Q= tasa de petróleo (BN/D)

$P_e$  = presión en el radio de drenaje (lpc)

$P_{wf}$  = presión de fondo fluyente (lpc)

$s$  = daño (adimensional)

$k$  = permeabilidad (mD)

$h$  = espesor (pies)

$\mu_o$  = viscosidad del petróleo (cps)

$\beta_o$  = factor volumétrico del petróleo (BY/BN)

$R_e$  = radio de drenaje del pozo (pies)

$R_w$  = radio del pozo (pies)

Se escogió la ecuación de estado semi-estable de Darcy porque incluye varios factores que influyen en la productividad del pozo; además introduce el factor “s” que se describe como la restricción al flujo en la zona del yacimiento más cercana a la cara del pozo y cuantifica en términos adimensionales el efecto de daño en la reducción de producción e inyección. Los valores de “s” tienen un significado que depende del signo del factor, donde  $S > 0$  indica la existencia de una zona de daño alrededor del pozo,  $S < 0$  indica un mejoramiento de las condiciones alrededor del pozo y  $S = 0$  muestra que no existe una alteración de permeabilidad en el pozo.

Para la introducción de datos de la completación y tubería de cada pozo se utilizó la opción Modelo Detallado que ofrece la herramienta donde se introdujeron datos como intervalos de profundidades, ángulos de desviación de los pozos, coeficiente de transferencia de calor de la tubería, diámetros internos, espesores y rugosidad de la tubería. La figura 3.2 muestra la ventana de Pipesim donde se introducen los datos mencionados. También se hizo necesario incluir en la construcción de los casos los parámetros referentes al equipo de fondo, donde se consideró el método de producción que los pozos utilizan, ya sea levantamiento artificial por gas, bombeo electrosomergible, entre otros.

**Tubería de Producción - Tubing\_1**

Propiedades | General

Modelo Preferido de Tubería: Modelo Detallado [Tabla Resumen]

Perfil de Desviación | Perfil Geotérmico | Configuración de la tubería | Equipo de Fondo

El PRIMER nodo en la lista se refiere al TOPE de la tubería, comenzando por la referencia en el perfil de desviación. Cada Sección de tubería va DESDE la MD de la sección previa a la MD como está especificado en la columna MD.

Secciones de la Tubería

	MD de Fondo	DI	Espesor	Rugosidad	DI de Tubería de Revestimiento	Tipo de Flujo	Etiqueta
-	ft	inches	inches	inches	inches		
1	11502	2,441	0,434	0,001	6,094	Tubing	pipe#1_Tubing
2			0,5	0,001		Tubing	
3			0,5	0,001		Tubing	
4			0,5	0,001		Tubing	
5			0,5	0,001		Tubing	
6			0,5	0,001		Tubing	
7			0,5	0,001		Tubing	
8			0,5	0,001		Tubing	
9			0,5	0,001		Tubing	
10			0,5	0,001		Tubing	
11			0,5	0,001		Tubing	
12			0,5	0,001		Tubing	

Aceptar Cancelar Ayuda

**Figura 3.2 Configuración de la tubería de Producción**

**Fuente: Autor**

Para finalizar la representación se introdujeron los datos de los fluidos tales como tipo de fluido (petróleo, gas), Relación Gas Petróleo, Gravedad API, corte de agua, como se muestra en la figura 3.3. También se seleccionaron las correlaciones de flujo vertical que se adaptan a los pozos, las cuales fueron determinadas a partir de estudios previos donde se efectuaron sensibilidades con distintas correlaciones para escoger las que cotejaran con mayor exactitud las condiciones reales de los pozos.

**Figura 3.3 Información de los fluidos presentes en el yacimiento**  
**Fuente: Autor**

Una vez que se suministró toda la información al simulador, se procedió a reproducir el comportamiento de producción que presentan los pozos utilizando análisis nodal, donde se realizaron distintas sensibilidades para obtener las condiciones de producción actuales y determinar el valor adimensional de daño existente en los mismos. Se realiza la corrida haciendo click en la opción “Operaciones” en la barra de menú de la herramienta Pipesim y luego a la opción “Análisis Nodal”, aquí se abre la ventana mostrada en la figura 3.4, donde luego se procede a colocar el valor de presión de salida del pozo.

Esta ventana presenta dos opciones de sensibilidades, la primera de ellas es “Sensibilidad de Afluencia” que permite realizar cambios en las condiciones de fluido (tasa de gas, tasa de líquido, RGP, °API, gravedad específica, corte de agua),

parámetros de la roca (presión estática, temperatura, porosidad, permeabilidad, espesor, daño) y condiciones de la tubería de producción (diámetro, rugosidad, etc.). La segunda opción “Sensibilidades de capacidad de Transporte” se habilita para probar cambios en las condiciones del fluido a la salida de la tubería y para estimar la producción con gas lift. Después de cargar los valores se procede a correr el Análisis Nodal haciendo click en el botón “Correr Modelo”.

The screenshot shows the 'Análisis Nodal' software interface. At the top, there is a title bar with a question mark and a close button. Below the title bar, there is a 'Presión de Salida' field with the value '205' and a unit dropdown set to 'psig'. To the right of this field are buttons for 'Límites...', 'Aceptar', 'Correr Modelo', 'Cancelar', and 'Ayuda'. Below these buttons, there are two main sections: 'Sensibilidad de Afluencia (Influjo)' and 'Sensibilidad de Capacidad de Transporte'. The 'Sensibilidad de Afluencia (Influjo)' section has 'Objeto' set to 'VertWell\_1' and 'Variable' set to 'Mechanical Skin'. The 'Sensibilidad de Capacidad de Transporte' section has 'Objeto' set to 'Tubing\_1' and 'Variable' set to 'G/L Rate (#1\_Tubing\_1)'. Each section contains a table with 'Valores' and 'Rango...' columns. The 'Rango...' column has a dropdown menu.

	Valores	Rango...
.		
1	7	
2	3	
3	0	
4		
5		
6		
7		

	Valores	Rango...
.		
1	550	
2		
3		
4		
5		
6		
7		

**Figura 3.4 Sensibilidades para Análisis Nodal**

**Fuente: Autor**

#### **3.4.4 Propuesta de tratamientos de estimulación que permitan reducción de daño a la formación en los pozos del campo**

Una vez definido los mecanismos de daño que afectan los pozos del campo y los daños presentes en estos, se recomendaron tratamientos de estimulación que permitan restablecer o mejorar la capacidad de producción e inyección de los mismos. En esta etapa de la investigación se utilizó el apoyo de diversos tratamientos



que se pueden aplicar según el daño que presente cada pozo y se incluyó la aplicación de nuevas tecnologías desarrolladas en tratamientos de estimulación.

En esta etapa se seleccionaron varios pozos candidatos de acuerdo a los daños recurrentes que afectan los pozos del campo, además se tomaron en cuenta varios criterios en función de la rentabilidad de los tratamientos para los pozos, entre los cuales se pueden destacar: Pozos con declinación en la producción diaria de crudo y con disminución de la capacidad de inyección, y pozos completados en yacimientos que contengan un volumen considerable en reservas remanentes de petróleo y gas. Para los pozos se hizo necesario evaluar el estado mecánico de los mismos con la revisión de los últimos chequeos de fondo realizados en los pozos y evaluar la integridad de las cementaciones haciendo revisión de los registros de cementación tomados.

### **3.5 TÉCNICAS E INSTRUMENTOS DE RECOLECCIÓN DE DATOS**

#### **3.5.1 Técnicas**

##### **3.5.1.1 Revisión bibliográfica**

Relacionada a los aspectos teóricos del tema con el fin de obtener la información necesaria para sustentar el marco de referencia de la investigación, utilizando publicaciones, libros de diferentes autores, páginas web, archivos y carpetas de los pozos que componen el campo.

##### **3.5.1.2 Entrevista**

Se realizaron entrevistas al personal perteneciente a la empresa (Geólogos, Ingenieros de Yacimiento) y consultas a profesores de la Escuela de Petróleo de la Universidad de Oriente, núcleo de Monagas.

### 3.5.1.3 Análisis documental

Se realizó con la finalidad de obtener información de carácter técnico.

### 3.5.2 Instrumentos

- **Carpeta de pozos:** Son Archivos contienen toda la información de los pozos desde el inicio de su vida productiva hasta el presente, dicha información comprende las completaciones, trabajos de rehabilitación y reparaciones realizadas, conjuntamente con datos obtenidos de sus etapas desde la exploración hasta la producción.
- **OFM:** La herramienta OFM (OilField Manager) es un software de análisis de yacimiento y pozo que ayuda a mejorar la gerencia de producción y el seguimiento de las reservas con una avanzada vista de vigilancia y poderosas herramientas de pronósticos. Este software está diseñado para entregar un método eficiente de visión, relación y análisis de información de producción y yacimiento en una variedad de volumen de trabajo de ingeniería establecido.
- **PIPESIM 2007:** Herramienta que permite modelar el comportamiento del pozo (yacimiento-pozo-línea de flujo), siendo posible realizar rápidas comparaciones de diferentes escenarios. Permite la entrada de los datos de una forma detallada, siendo posible caracterizar el fluido producido por el yacimiento (tipo de fluido, °API, propiedades PVT, etc.). Del mismo modo es posible incorporar detalles de la tubería de producción así como la línea de flujo..

## 3.6 RECURSOS

### 3.6.1 Recursos humanos

Se contó con la orientación y el apoyo profesional del personal adscrito a la empresa; de igual manera, se contó con el apoyo de la Universidad de Oriente a través

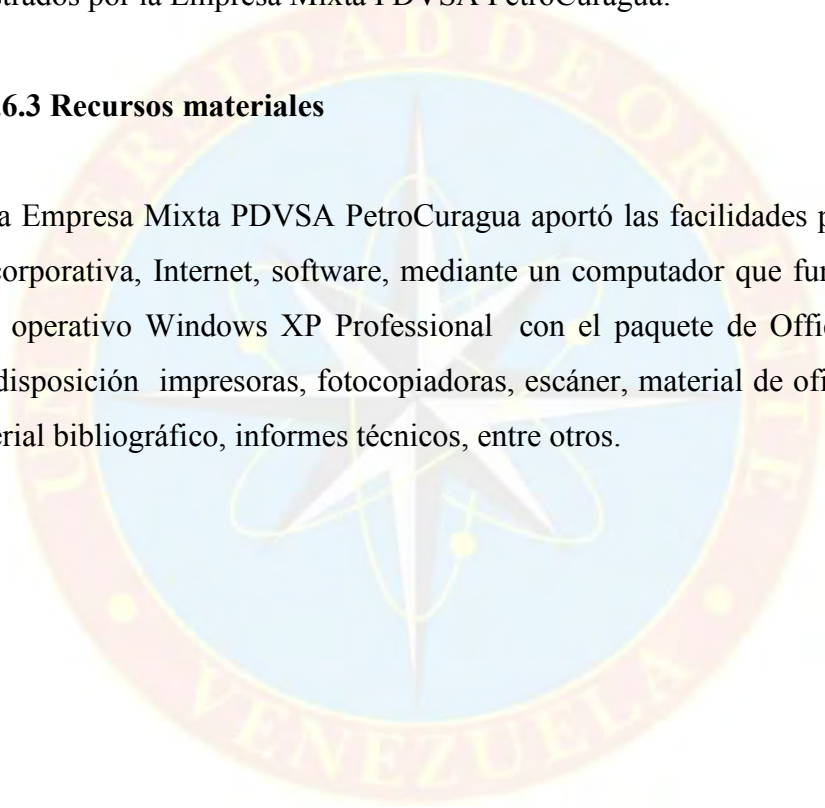
de la asesoría académica de los profesores del Núcleo de Monagas, quienes contribuyeron en el desarrollo metodológico del proyecto.

### **3.6.2 Recursos financieros**

Los recursos financieros para la realización de esta investigación fueron suministrados por la Empresa Mixta PDVSA PetroCuragua.

### **3.6.3 Recursos materiales**

La Empresa Mixta PDVSA PetroCuragua aportó las facilidades para acceder a la red corporativa, Internet, software, mediante un computador que funciona bajo el sistema operativo Windows XP Professional con el paquete de Office 2003, y se tuvo a disposición impresoras, fotocopadoras, escáner, material de oficina. Además de material bibliográfico, informes técnicos, entre otros.



## **CAPÍTULO IV**

### **ANÁLISIS Y DISCUSIÓN DE RESULTADOS**

Una vez establecidos todos los factores (tanto teóricos como metodológicos), necesarios para la investigación, es importante dar a conocer los aspectos estudiados. Por tal motivo este capítulo está referido a la presentación y análisis de los resultados obtenidos, orientado según los siguientes objetivos desarrollados:

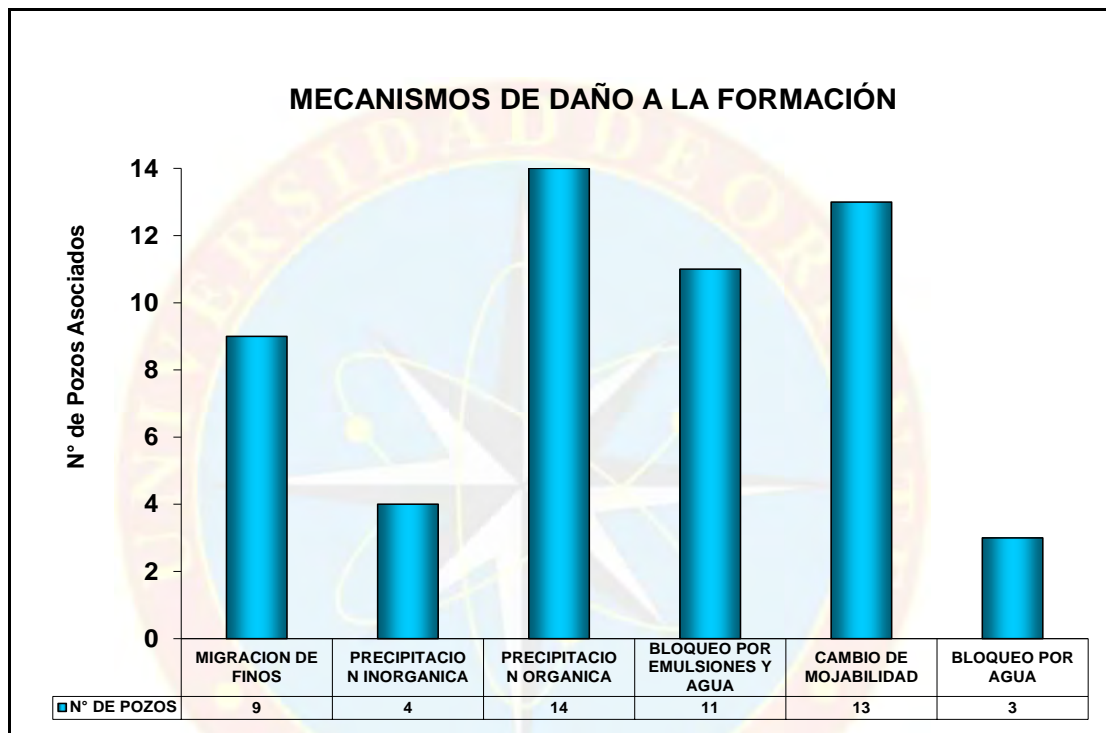
#### **4.1 IDENTIFICACIÓN DE LOS MECANISMOS DE DAÑO A LA FORMACIÓN MÁS RECURRENTES QUE CAUSAN DISMINUCIÓN DE LA PRODUCCIÓN E INYECCIÓN EN LOS POZOS DEL ÁREA DE ESTUDIO**

El área de estudio se encuentra conformada por 40 pozos, perforados hasta profundidades de más de 12500 pies, de los cuales 10 se encuentran actualmente activos produciendo crudos medianos con una gravedad API promedio de 24° y con una producción promedio de 1000 BPD; cuenta también con 7 pozos inyectoros utilizados para la disposición del agua producida en el campo, donde solo 2 se encuentran activos inyectando un volumen de aproximadamente 2800 BAD.

A partir de la evaluación realizada a estos 40 pozos, se determinó que 28 pozos presentaron daño a la formación, lo que representa el 70% de los pozos. En el gráfico 4.1 se muestran los mecanismos de daño identificados en forma general con el número de pozos asociados a los mismos; entre los mecanismos que se detectaron se tienen inicialmente interacciones fluido-fluido, encontrándose 14 pozos que han sido afectados con precipitación de asfaltenos.

Entre otras problemáticas detectadas se encontraron pozos que presentaron daño a la formación producido por fenómenos de interacción roca-fluido, los cuales

causaron desequilibrios químicos y físicos en la matriz generando migración de finos; también se identificaron pozos afectados por daños producidos por fenómenos interfaciales tales como bloqueo por emulsiones aceite/agua, bloqueos por agua y cambios de mojabilidad.

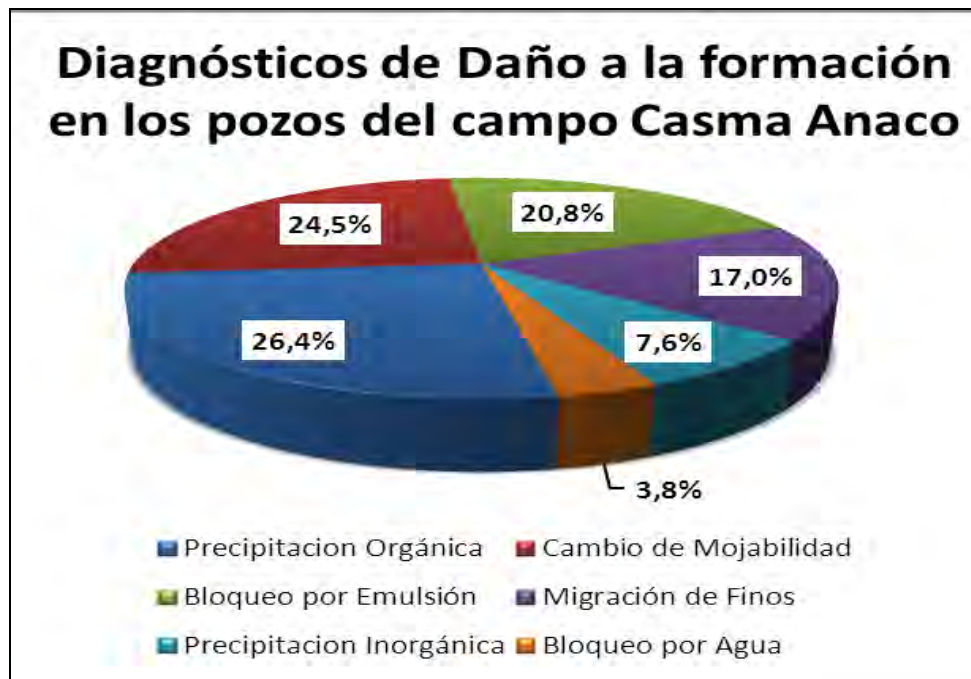


**Gráfico 4.1 Distribución de los mecanismos de daño a la formación**

**Fuente: Autor**

El gráfico 4.2 muestra el resultado del estudio realizado a los pozos que presentaron daño a la formación donde se obtuvieron a partir de los análisis, 59 diagnósticos de daño, los cuales se dividieron según el mecanismo que causa reducción en la productividad e inyectividad. Se determinó que el 26,4 % (14) de los diagnósticos corresponde al mecanismo de daño por precipitación orgánica; de acuerdo con estos resultados este tipo de daño ha sido el más recurrente en los pozos del campo. Por otra parte, el mecanismo de cambio de mojabilidad es otro de los

factores más recurrentes, arrojando un 24,5 % (13), seguido del mecanismo de bloqueo por emulsión con 20,8 % (11); migración de finos con 17 % (9), por precipitación inorgánica 7,6 % (4) y por último se tiene con un 3,8 % (4) y no tan recurrente el mecanismo de bloqueo por agua.



**Gráfico 4.2 Diagnóstico de daño a la formación en los pozos del campo Casma Anaco**  
Fuente: Autor

El mecanismo de daño que más ha afectado los pozos del campo es el que corresponde a daño por precipitación orgánica, específicamente por precipitación de asfaltenos, en la revisión de los pozos, se observó la aplicación de estimulaciones las cuales mostraron el uso de dispersantes de asfaltenos para tratar taponamientos en las formaciones por residuos asfálticos en los pozos 33AC-4, 33AC-38, 33AC-41, 33AC-43, 33AC-46, 33AC-60, 33AC-86. La determinación cualitativa de la inestabilidad de los asfaltenos presentes realizada a través del método de la Mancha, en los pozos 33AC-52, 33AC-20, 33AC-2A, 33CA-113, 33CA-104RE, 33CA-110A,



mostraron inestabilidad severa y moderada de los asfaltenos presentes en el crudo tal como se puede ver en la tabla 4.1. El método de la mancha fue desarrollado por Oliensis en 1933 y es empleado para estudiar la estabilidad de distintas muestras de crudo y detectar los asfaltenos floculados por la desaparición de una aureola o anillo en medio de la mancha de crudo sobre un papel filtro, la última aureola visible define el grado de estabilidad de los crudos.

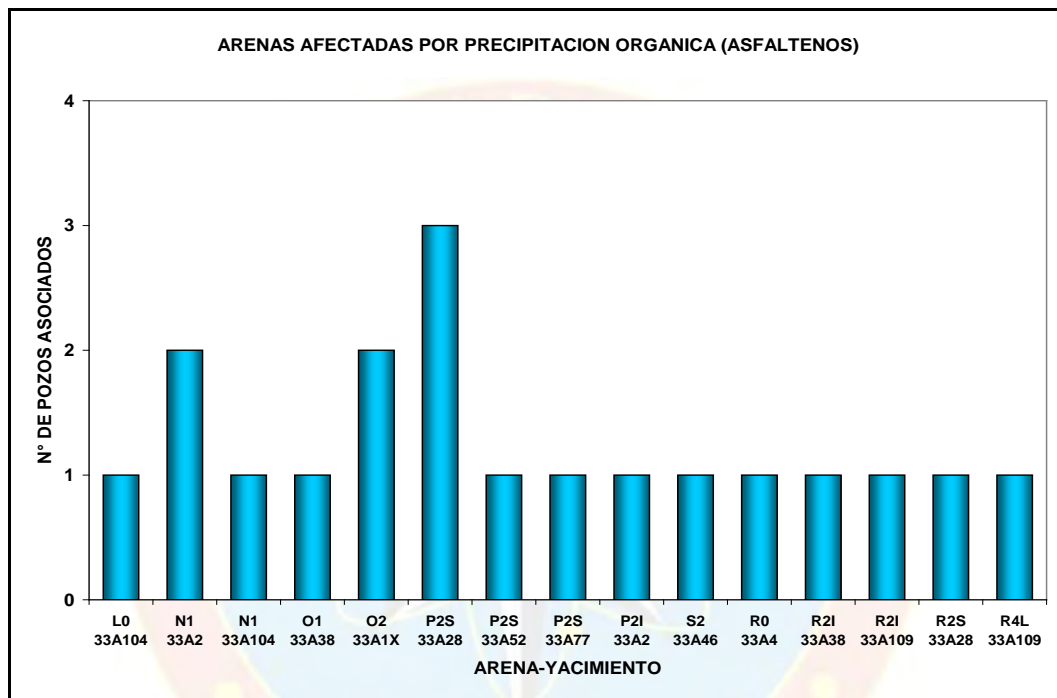
**Tabla 4.1 Análisis de Crudos realizados a los pozos con presencia de asfaltenos**

Pozo	Fecha	Mancha de Oliensis
33AC-2A	07/09/2010	Precipitación severa
33AC-52	09/02/2012	Precipitación severa
33CA-113	22/07/2010	Precipitación Moderada
33CA104	09/08/2010	Precipitación severa
33CA-110	18/05/2011	Precipitación Moderada

**Fuente: Gerencia Técnica y de Operaciones PDVSA Petrocuragua**

Así mismo en diversos chequeos mecánicos realizados se han encontrado obstrucciones por asfaltenos en los pozos 33AC-52 y 33CA-110A. Una de las causas de la posible precipitación de asfaltenos que se genera en estos pozos puede ser por efecto de la composición, debido que estos crudos medianos poseen menores concentraciones de asfaltenos que pueden ser inestables durante la producción, a esto se le agrega los descensos en la presión producidos por agotamiento primario de los yacimientos los cuales se encuentran actualmente a presiones por debajo de la presión de burbujeo ( $P_{\text{actual}} = 2000$  a  $3200$  Lpca,  $P_b = 4950$  Lpca), estos descensos provocan cambios en la solubilidad de los asfaltenos, induciendo a la precipitación.

El gráfico 4.2 muestra las arenas que estuvieron afectadas por precipitación de asfaltenos; se aprecia que las arenas más afectadas fueron P2S -33A28 (Pozos 33AC-41,33AC-43,33AC-46), N1 33A2 (Pozos 33AC-2A ,33AC-86) y O2 33A1 (Pozos 33AC-4, 33AC-60).

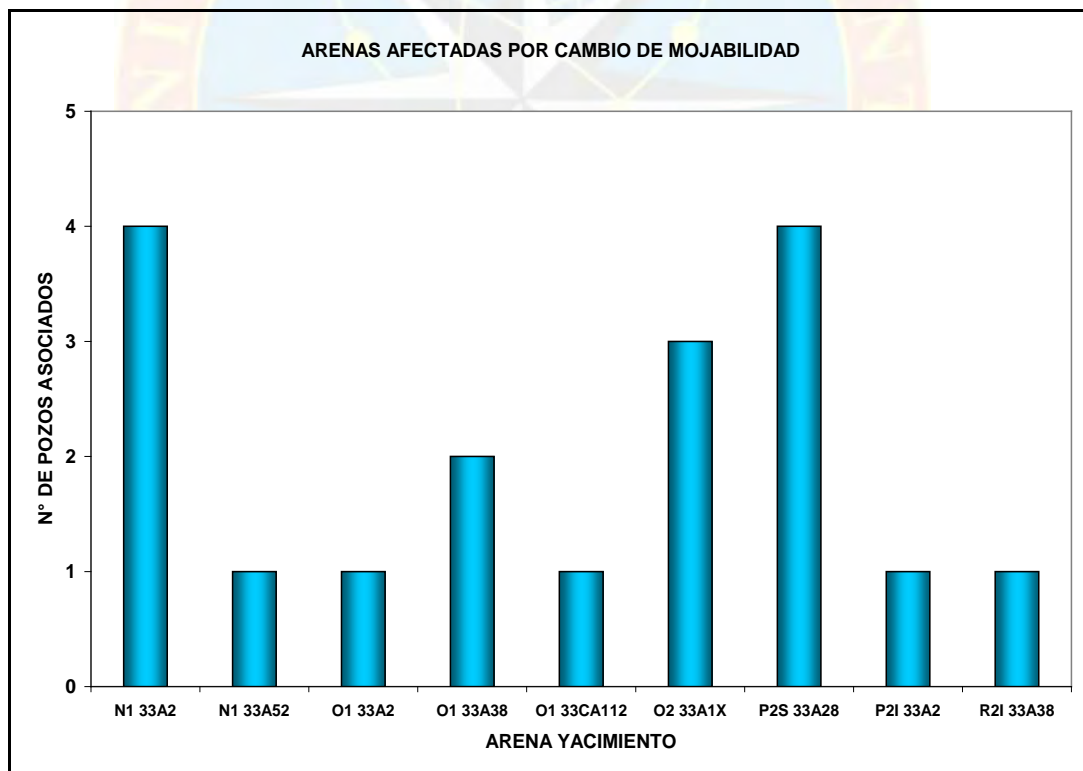


**Gráfico 4.3 Arenas afectadas por precipitación orgánica**  
Fuente: Autor

Otro mecanismo de daño con mayor recurrencia es el cambio o alteración en la mojabilidad de la formación (formación mojada por agua a formación mojada por petróleo) donde se reduce la permeabilidad efectiva y relativa al petróleo. Este tipo de daño es diagnosticado por incrementos repentinos en el corte de agua y ausencia de producción de petróleo.

La mojabilidad de la formación puede alterarse por distintos mecanismos que van desde la composición del crudo presente, procesos de perforación/completación y

aumento de la saturación hasta el mismo proceso de producción; dichos mecanismos tienden a dejar la roca mojada por petróleo, causada por un incremento del espesor de la película que cubre al medio poroso lo cual produce una reducción en la permeabilidad relativa al mismo y reduce el tamaño del camino de flujo. Esta región donde se altera la mojabilidad resulta en una caída de presión adicional que se interpreta como daño. De los 28 pozos que presentaron daño a la formación, 13 fueron afectados por cambio de mojabilidad entre estos pozos están los siguientes 33AC-4,33AC-28,33AC-38,33AC-43,33AC-46,33AC-57,33AC-60,33AC-69,33AC-86,33AC-91,33AC-93, 33AC-105 y 33AC-112. En el gráfico 4.4 se muestran las arenas afectadas por cambio de mojabilidad, donde se puede observar que las arenas más afectadas han sido N1 33A2 y P2S 33A28.



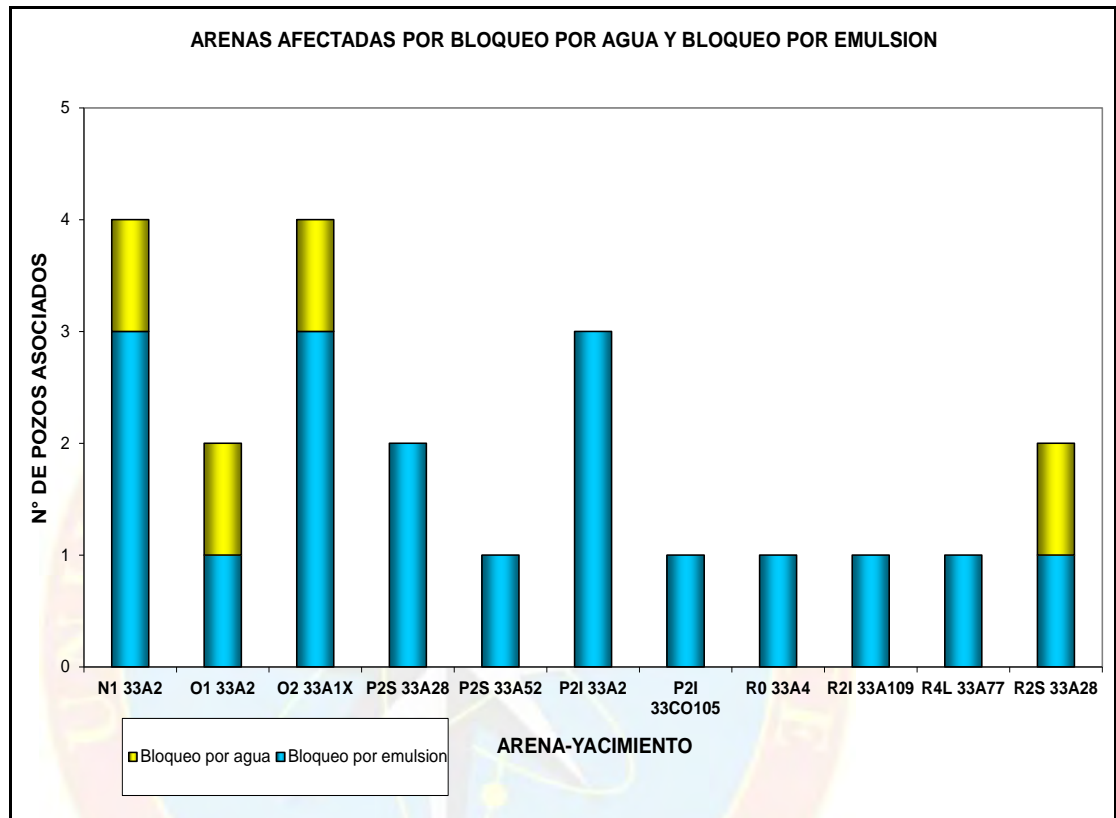
**Gráfico 4.4 Arenas afectadas por cambio de mojabilidad**  
Fuente: Autor

El mecanismo de bloqueo por emulsión ha afectado 11 pozos. Los bloqueos por emulsión se han producido en pozos donde se han usado fluidos de perforación base aceite y emulsión inversa. Otro factor es la formación de emulsiones causadas en determinados pozos por el uso de fluido de perforación lignosulfonato al momento de la perforación y por fluidos de estimulación como el surfactante Lipesa 12-S. Estudios realizados por PDVSA Intevep han demostrado que el fluido lignosulfonato presenta un mecanismo de daño que es la formación en el medio poroso de una emulsión aceite en agua, viscosa y adherente en la cara de la arena que se produce por la invasión del filtrado y factores como los alto sobrelances de presión aplicado durante la perforación y el tiempo de exposición del fluido con la formación. Los estudios también realizados para las interacciones de la formación con el aditivo Lipesa 12 demostraron formación de emulsiones petróleo en agua altamente viscosas y taponamiento físico. El gráfico 4.4 muestra las arenas afectadas por este tipo de daño. Los pozos 33AC-41, 33AC-52, 33AC-57, 33AC77, 33AC-20, 33CA-105 y 33AC-110A han sido afectados por bloqueo por emulsiones al igual que los pozos 33AC-1X, 33AC-2A, 33AC-20, 33AC-41, 33AC-60, 33AC-86, 33AC-93 donde se perforó con fluido tipo lignosulfonato.

El bloqueo por agua produce un incremento de la saturación de agua en las cercanías del pozo, en el campo se presenta en los pozos después de haber realizado a estos algún trabajo de reacondicionamiento. Durante el periodo 2008-2012 todos los pozos a los cuales se les realizó trabajos de RA/RC presentaron problemas por bloqueo por agua, dicho comportamiento fue reversible hasta cierto punto, y fue alcanzado una vez que los pozos fueron abiertos a producción y se desplazó la capacidad de la tubería (200 Bls aproximadamente). Los pozos 33AC-33, 33AC-93, 33CA-106REy 33AC-86 han sido afectados por este mecanismo de daño.

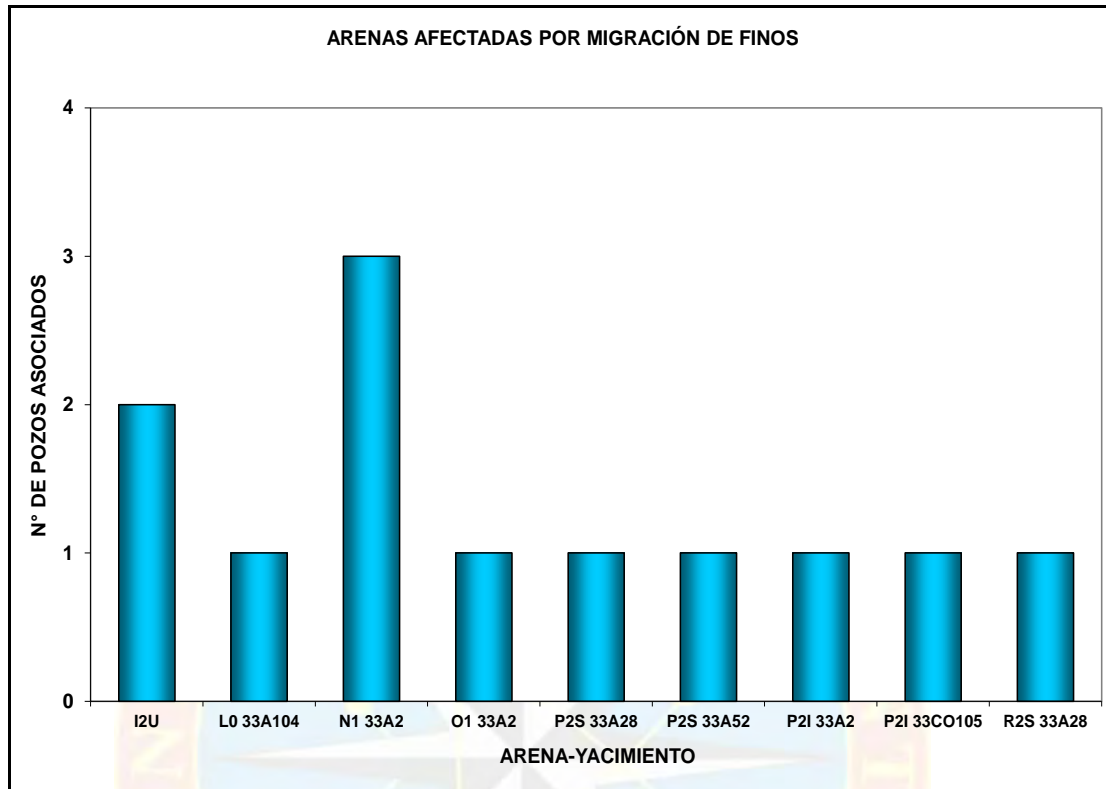
El gráfico 4.5 muestra las arenas afectadas por los mecanismos de bloqueo por emulsión y bloqueo por agua.

Las arenas más afectadas por bloqueo por emulsión han sido las arenas N1, O2 y P2I, todas con la afectación de 3 pozos cada una.



**Gráfico 4.5 Arenas afectadas por bloqueos por emulsión y bloqueos por agua**  
Fuente: Autor

El daño por migración de finos, producido por el desprendimiento de sedimentos durante los procesos de producción, ha afectado los pozos 33AC-1X, 33AC-2A, 33AC-20, 33AC-41, 33AC-52, 33AC-57, 33AC-91, 33CA-105, 33CA-107. El taponamiento en las perforaciones se origina por la reducción de las fuerzas de adhesión entre las partículas de las paredes de los granos y su posterior acumulación en las gargantas porales. A continuación se muestra en el gráfico 4.6 las arenas completadas que han sido afectadas por este mecanismo.



**Gráfico 4.6 Arenas afectadas por Migración de Finos**  
Fuente: Autor

Otro mecanismo que afecta los pozos es el daño por precipitaciones inorgánicas, el cual es más frecuente en los pozos inyectoros del campo: 33AC-41, 33AC-57, 33AC-66 y 33AC-91; se identificó en estos pozos que el mecanismo de daño predominante corresponde a taponamientos de los perforados por incrustaciones de Carbonato de Calcio ( $\text{CaCO}_3$ ) y Sulfuro de Hierro ( $\text{FeS}$ ). Las arenas afectadas en los pozos diagnosticados con este mecanismo de daño han sido I2U completada en los pozos 33AC-41, 33AC-66 y 33AC-91 y la arena P2I completada en el pozo 33AC-57.

Los análisis fisicoquímicos realizados al agua producida en conjunto con los hidrocarburos muestran una tendencia del  $\text{CaCO}_3$  a incrustarse; en la tabla 4.2, se



muestra que para temperaturas mayores a 60 grados Fahrenheit el índice de Estabilidad de Steve y Davis es mayor a 1 en todos los pozos, lo que significa que el agua proveniente de la producción tiene tendencia a la formación de precipitados que pueden llegar a incrustarse en el fondo del pozo o en las tuberías de producción.

**Tabla 4.2 Resumen de Análisis Físicoquímicos de Muestras de Agua provenientes de pozos productores**

POZO	Índice de Estabilidad de Stiff& Davis		
	Índice de estabilidad @ 40°F	Índice de estabilidad @ 60°F	Índice de estabilidad @ 80°F
33AC-52	0,62	1,12	1,7
33AC-86	0,49	1	1,6
33CA-110	0,74	1,22	1,79
33AC-77	0,56	1,06	1,64
33AC-2A	0,89	1,41	2,02

**Fuente: Gerencia Técnica y de Operaciones PDVSA Petrocuragua**

#### **4.2 DETERMINACIÓN DE LA EFECTIVIDAD DE LOS TRATAMIENTOS DE ESTIMULACIÓN REALIZADOS EN LOS POZOS DEL CAMPO A TRAVÉS DE ANÁLISIS DE LA CAPACIDAD PRODUCTIVA ANTES Y DESPUÉS DEL TRATAMIENTO**

Luego de revisada toda la información disponible de los pozos del campo, se organizó la información correspondiente a los tratamientos de estimulación los cuales se muestran a continuación y en el Apéndice A.

En el campo Casma Anaco se llevaron a cabo 81 tratamientos de estimulación desde el año 1972 hasta la fecha, de los cuales 69 de estos han sido estimulaciones matriciales no reactivas y 12 estimulaciones matriciales reactivas.

En el periodo 1972-1990 se realizaron 28 tratamientos de estimulaciones, que fueron hechos sin un diagnóstico preciso del daño presente en los pozos; también se encontró que, en muchos casos se generalizó la aplicación de un mismo tratamiento en los pozos, sin contar con el respectivo análisis. Cabe destacar que estimulaciones realizadas con el fluido Ultramix no tuvieron resultados debido a que no se logró recuperar o aumentar la producción en los pozos donde se aplicó la inyección de este tratamiento. En otras donde se utilizó el surfactante Lipesa 12-S se presume se agravo el daño en los pozos a causa de fenómenos interfaciales.

A continuación se muestra en la tabla 4.3 la evaluación de efectividad realizada en el pozo 33AC2A donde se muestran los datos de los tratamientos.

**Tabla 4.3 Evaluación de la efectividad de tratamientos de estimulación en el pozo 33AC-2A**

ARENA	FECHA ESTIMULACION	ANTES DE ESTIMULACIÓN	DESPUES DE ESTIMULACIÓN	EFECTIVIDAD
		Qo (BPPD)	Qo (BPPD)	
N1 33A-2	13-May-86	370	622	EFECTIVA
	23-Jun-89	328	438	EFECTIVA
	25-May-90	155	193	EFECTIVA
	24-Abr-91	162	181	EFECTIVA
O1 33A2	30-Dic-98	15	11	NO EFECTIVA
P2I 33A-2	03-Oct-91	145	209	EFECTIVA

**Fuente: Autor**

La tabla muestra que cinco de las estimulaciones realizadas en este pozo en las Arenas N1 y P2I fueron efectivas; con la herramienta OFM, se obtuvo la tasa de petróleo en barriles por día que tenía el pozo antes de estimularlo la cual se comparó con la tasa obtenida después de la fecha de la inyección del tratamiento donde se observó que dichos tratamientos lograron incrementar la producción de petróleo por lo que se consideraron efectivos. Sucede lo contrario con una estimulación realizada en la arena O1 en la que se observó una reducción en la producción, por lo cual se

consideró esta estimulación como no efectiva puesto que la tasa de petróleo obtenida después de la estimulación fue menor a la que el pozo tenía anteriormente. A continuación se muestra en la tabla 4.4 el número de tratamientos de estimulación realizados en el campo tanto efectivo como no efectivo por cada pozo.

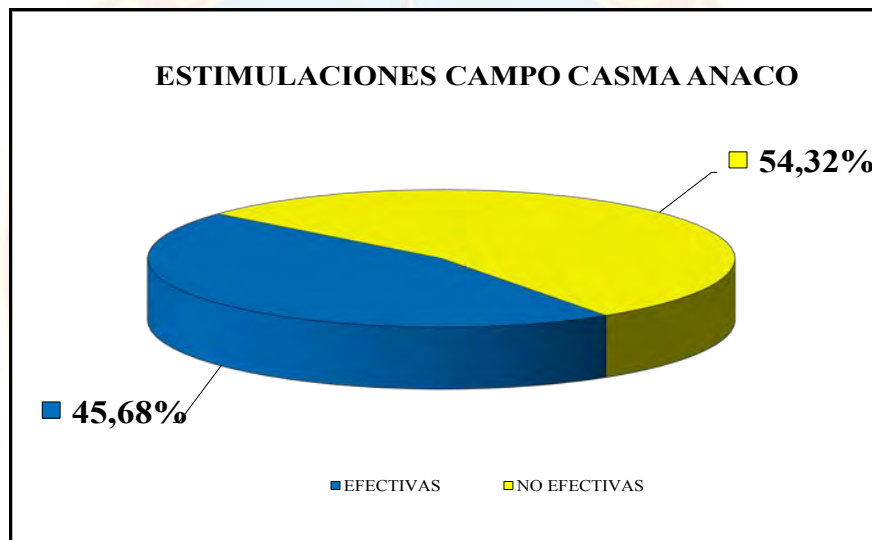
**Tabla 4.4 Resultados de la determinación de la efectividad de tratamientos de estimulación en los pozos del campo**

POZO	Nº DE ESTIMULACIONES	ESTIMULACIONES EFECTIVAS	ESTIMULACIONES NO EFECTIVAS
33-AC-1X	1	0	1
33-AC-2A	7	5	2
33-AC-4	3	0	3
33-AC-20	8	6	2
33-AC-28	1	0	1
33-AC-33	1	0	1
33-AC-38	3	2	1
33-AC-41	3	0	3
33-AC-43	8	6	2
33-AC-46	1	0	1
33-AC-52	12	7	5
33-AC-57	1	0	1
33-AC-60	8	5	3
33-AC-66	1	0	1
33-AC-69	2	1	1
33-AC-77	1	0	1
33-AC-86	5	2	3
33-AC-91	3	1	2
33-AC-92	2	0	2
33-AC-93	3	1	2
33-AC-105	4	1	3
33-AC-107	1	0	1
33-AC-110	1	0	1
33-AC-112	1	0	1
<b>Total</b>	<b>81</b>	<b>37</b>	<b>44</b>

**Fuente: Autor**

La tabla 4.4 muestra que de los 40 pozos perforados en el campo solo 24 pozos fueron tratados por presentar daño a la formación, con un total de 81 estimulaciones, siendo los pozos 33AC-52, 33AC-20, 33AC-43, 33AC-60 y 33AC-2A los más

estimulados. Dichos pozos perforados a finales de la década de los setenta, presentaron problemas por precipitación de asfaltenos y bloqueos por emulsión aceite/agua causados por la interacción del fluido de perforación con lignosulfonato utilizado con la formación, originando una reducción en la tasa de producción de tales pozos, por lo que se estimuló en diferentes oportunidades para recuperar la capacidad de producción y repitiendo los tratamientos cuando no se obtenían resultados efectivos. El gráfico 4.7 muestra el resultado de la determinación de la efectividad de los distintos tratamientos realizados en los pozos.



**Gráfico 4.7 Evaluación de los Tratamientos de Estimulación**  
Fuente: Autor

Del total de estimulaciones, 54,32 % (equivalentes a 45 tratamientos) no fueron efectivas debido a que no se logró incrementar la producción con la aplicación de las mismas y en otros casos hubo reducción en la producción aunque, desde el punto de vista de la operación, fueron considerados exitosos ya que no presentaron problema alguno. Fueron efectivos el 45,68 % de los tratamientos (36 estimulaciones), donde algunos pozos superaron las expectativas de producción aunque con cierto aumento en el corte de agua.

El número de arenas completadas en las que se realizó tratamiento de estimulación fue de 22; las arenas N1 33A-2, O1 33A-38, P2S 33A-28 y O1 33A-2 han sido las que han tenido mayor número de tratamientos. La tabla muestra el resultado de las estimulaciones en la arena N1, uno de los yacimientos más productores del campo que cuenta actualmente con reservas de 2299 MBN de petróleo. La mayoría de las estimulaciones realizadas en los pozos completados en esta arena fueron efectivas, llegando a incrementar la producción en algunos pozos de manera considerable y reduciendo el corte de agua. Solo cinco de las estimulaciones realizadas en la arena no lograron tener un efecto positivo, ya que después de la inyección no provocaron ningún cambio en la condición de daño de los pozos. En el apéndice C se muestran de forma detallada las condiciones anteriores y el resultado obtenido de todos los demás tratamientos de estimulación realizados en el campo

**Tabla 4.5 Resultados de las estimulaciones realizadas en la Arena N1 Yacimiento 33A2**

YACIMIENTO	POZO	FECHA ESTIMULACION	CONDICION ANTERIOR			DESPUES			INCREMENTO (%)
			Qo (BPPD)	% AyS	RGP	Qo (BPPD)	% AyS	RGP	
N1 33A2	33AC-2A	13-may-86	370	4,5	222	622	4	964	68,11
		23-jun-89	328	18	2241	438	12,7	1341	33,54
		25-may-90	155	43	8309	193	27,6	3785	24,52
		24-abr-91	162	15	7074	181	40	6125	11,73
	33AC-1X	27-ago-72	SIN FLUIR			SIN RESULTADOS			0,00
	33AC-60	27-may-86	SIN FLUIR			431	1	1017	100,00
		26-nov-86	446	7	610	520	25	342	16,59
	33AC-86	20-may-86	147	2,5	-	SIN RESULTADOS			0,00
	33AC-20	21-mar-90	240	18	708	SIN RESULTADOS			0,00
		07-sep-98	16	40	39529	240	40	4333	1400,00
	33AC-33	12-may-89	33	13,6	104516	139	4	44700	321,21
	33AC-4	24-may-86	SIN FLUIR			SIN RESULTADOS			0,00
		27-oct-87	SIN FLUIR			SIN RESULTADOS			0,00

**Fuente: Autor**

Se realizó una evaluación en cuanto a los tipos de tratamientos aplicados, la tabla 4.6 muestra que los tratamientos más aplicados en los pozos han sido estimulaciones matriciales no reactivas con una aplicación total de 69 estimulaciones de las cuales 33 fueron efectivas; de un total de 12 aplicaciones de acidificaciones matriciales realizadas solo 3 de estas tuvieron un efecto positivo lo cual se asocia a que la empresa operadora no cuenta con una adecuada caracterización mineralógica de la formación.

**Tabla 4.6 Tipo de Tratamiento de Estimulación Aplicado para reducir el daño a la Formación**

Tipo de Estimulación	Componentes del Tratamiento	Nº de Tratamientos Efectivos	Nº de Tratamientos No efectivos
Matricial No Reactiva	Gasoil + Surfactante No Iónico	17	11
	Xileno + Gasoil y Gasoil + Surfactante No Iónico	2	4
	Gasoil + Solvente Mutua;l; Gasoil + Xileno; Gasoil + Surfactante No Iónico	4	1
	Gasoil + Solvente Mutua;l + Xileno ; Gasoil + Dispersante de Asfaltenos + Xileno	2	1
	Gasoil + dispersante de asfaltenos + Surfactante No Iónico	3	4
	Gasoil + Solvente Mutua;l + Dispersante de Asfaltenos + Surfactante No Iónico	2	5
	Ultramix	1	7
	Mudclean	0	1
	Xileno + Gasoil	1	1
	Solventes (ButilOxitol) + surfactantes + Gasoil	0	1
	Desconocido	1	0
Total Matricial no reactiva		33	36
Matricial Reactiva	Ácido Acético + HCL	0	1
	HCl al 10% + Solventes	0	3
	HCl : HF (15%) + Xileno	0	2
	HCl 15% + Xileno + Bjssa	2	3
	MudAcid	1	0
Total Matricial Reactiva		3	9

**Fuente: Autor**



A partir de los reportes de estimulación se obtuvieron parámetros operacionales como presiones de inyección y radios de penetración. La tabla 4.7 muestra los parámetros obtenidos para las estimulaciones realizadas en el pozo 33AC-2A. Puede observarse que en los diferentes trabajos los radios alcanzados varían puesto que en algunas estimulaciones se quería alcanzar una mayor distancia para mayor contacto del tratamiento con la zona dañada y así mejorar la permeabilidad. El radio de penetración es proporcional a los volúmenes utilizados, así como también a los espesores perforados y a la porosidad; puede notarse que en la primera estimulación se alcanzó un radio de 10 pies utilizando 100 barriles de fluidos y en la penúltima estimulación mostrada en la tabla 4.7 se alcanzó un radio de penetración de 12 pies con un menor volumen de fluido pero en este caso se estimulaba una zona equivalente a la mitad del espesor de la primera estimulación. El apéndice muestra los radios de penetración alcanzados para los demás tratamientos de estimulación realizados en los pozos del campo.

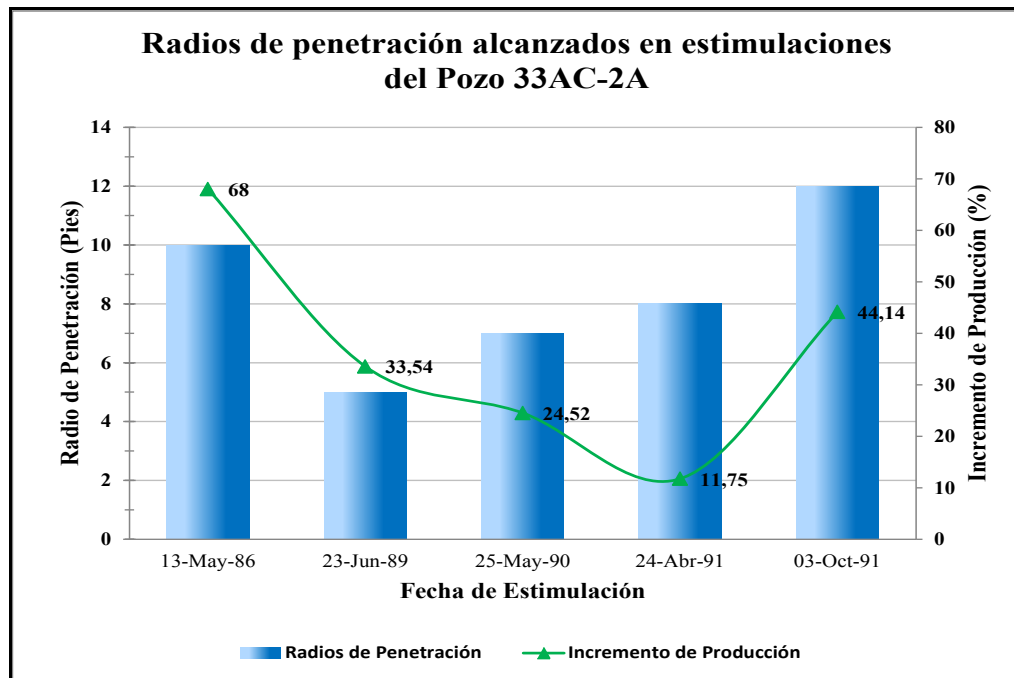
**Tabla 4.7 Parámetros operacionales con los cuales se efectuaron los tratamientos de estimulación en el pozo 33AC-2A**

Fecha de Estimulación	S (adim)	Radio de Penetración (Pies)	H (pies)	Vol. de fluido utilizado (Bls)	Porosidad (%)	Tiempo de remojo (horas)	Presión de Inyección (LPC)
13-May-86	21,3	10	16	100	9	24	3050
23-Jun-89	14	5	16	23	9	24	1100
25-May-90	95	7	16	47	9	24	900
24-Abr-91	82	8	16	68	9	24	900
03-Oct-91	13	12	9	35	15	24	1000
30-Dic-98	38	8	6	95	15	24	1100

**Fuente: Autor**

El gráfico a continuación permite observar los radios de penetración alcanzados y compararlos con el incremento de producción que se logró obtener aplicando el

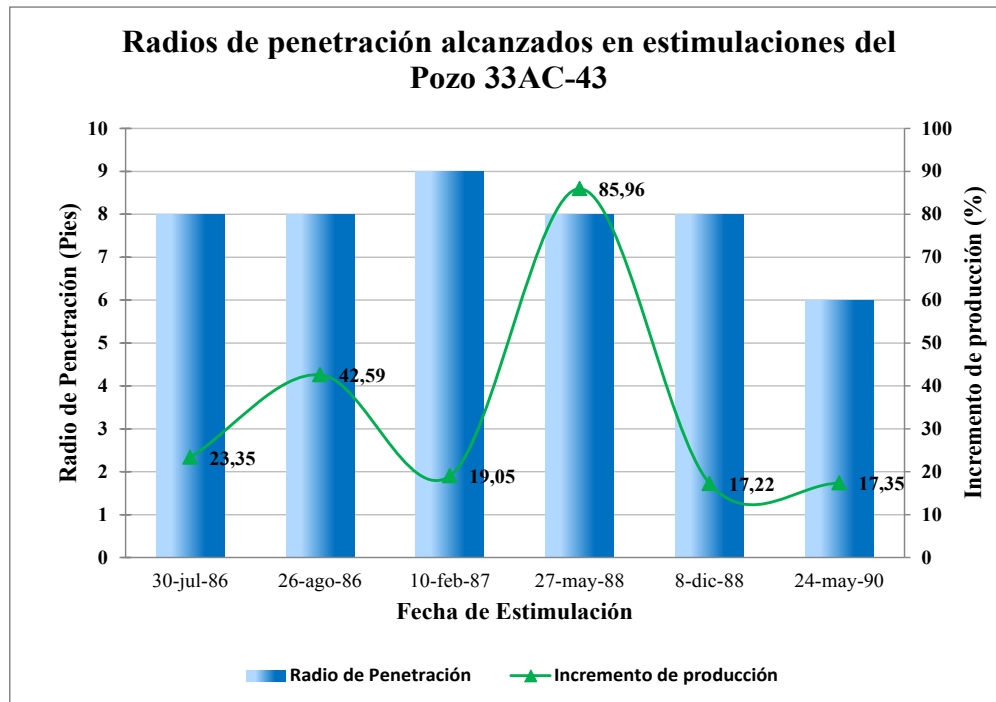
tratamiento de estimulación. Se observa que los mayores incrementos en producción se obtuvieron con radios de 10 y 12 pies con incrementos de 68% y 44% respectivamente.



**Gráfico 4.8 Radios de Penetración alcanzados en estimulaciones Pozo 33AC-2A**  
Fuente: Autor

En relación a lo anterior se tomó como ejemplo de comparación los radios de penetración y los incrementos de producción alcanzados para las estimulaciones en el pozo 33AC-43 (gráfico 4.9), donde se observa que a pesar de que 4 estimulaciones efectivas que se alcanzaron un radio de penetración de 8 pies, los incrementos en producción variaron alcanzándose un máximo de 85% y un mínimo de 17%. El radio de penetración es un parámetro influyente en un aumento considerable de la producción, para el caso de los pozos la efectividad de los tratamientos se debió a los componentes de las distintas mezclas de fluidos utilizados donde el número mayor de tratamientos efectivos se obtuvo donde se utilizó gasoil más surfactante no iónico para

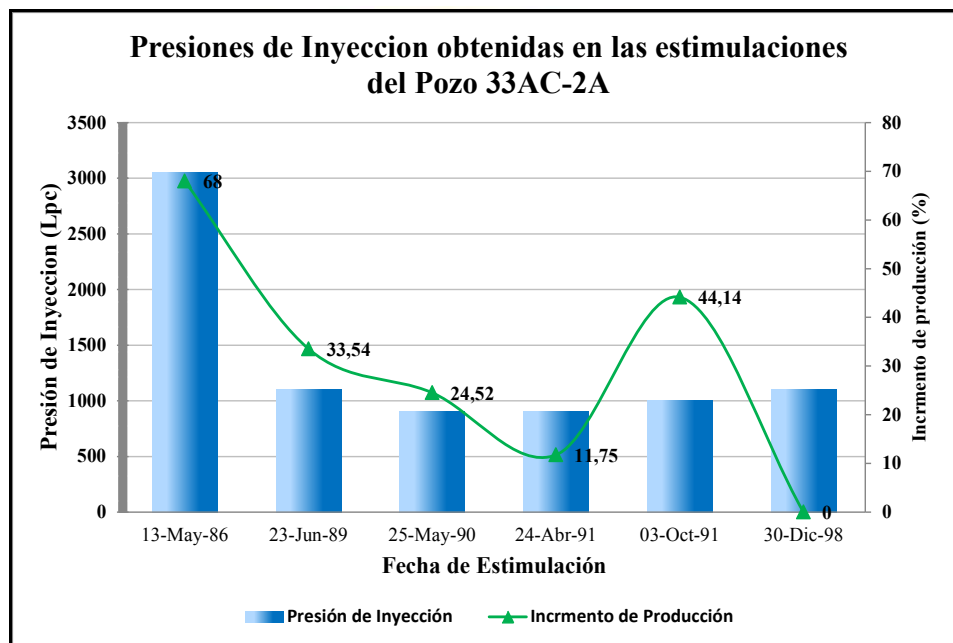
disminuir el daño a la formación. Para todas las estimulaciones el periodo de tiempo que permaneció el fluido de estimulación en contacto con la formación fue de 24 horas.



**Gráfico 4.9 Radios de Penetración alcanzados en estimulaciones Pozo 33AC-43**  
Fuente: Autor

Las presiones de inyección obtenidas durante los tratamientos de estimulación en este pozo variaron entre los 900 lpc y los 3050 lpc, en el gráfico 4.8 se observa los incrementos de producción obtenidos con las estimulaciones donde se aprecia que para el valor más alto de presión obtenido en la primera estimulación (3050 lpc) el incremento en la producción de petróleo fue mayor en comparación con las otras estimulaciones donde se obtuvieron valores más bajos de presión. Estas presiones de inyección están vinculadas con la presión del yacimiento debido a que estas son directamente proporcionales, lo que indica que si la presión de yacimiento es alta en

la zona, la presión con la que se inyecta el fluido deber serlo y viceversa. Es importante mencionar también que un valor de presión de inyección alto indica que fue necesario el incremento de esa presión durante el trabajo para penetrar la zona dañada por una reducción en la permeabilidad mayor en comparación con las otras zonas.



**Gráfico 4.10 Presiones de Inyección de estimulaciones del Pozo 33AC-2A**  
Fuente: Autor

### 4.3 SIMULACIÓN DEL EFECTO DE LAS ESTIMULACIONES REALIZADAS EN LOS POZOS A TRAVÉS DE LA HERRAMIENTA PIPESIM

Para la simulación se seleccionaron 5 pozos productores del campo de los cuales 4 se encuentran actualmente activos y uno inactivo. Se tomó en cuenta para la selección aquellos pozos del campo con reducción en su productividad, y con precedentes de afectación por daño a la formación.

Entre los pozos seleccionados están:

Pozo 33AC-2A Arena N1 33A2

Pozo 33AC-20 Arena N1 33A2

Pozo 33AC-77 Arena P2I 33A77

Pozo 33AC-93 Arena N1 33A2

Pozo 33CA-110 Arena P2S 33CO110

En la tabla 4.8 a continuación se muestran los datos de producción que poseen los pozos actualmente.

**Tabla 4.8 Datos de producción de los pozos seleccionados para simulación**

POZO	ESTADO	Q <sub>o</sub> (BPPD)	RGP (PCN/BLS)	° API	% A y S
33AC-2A	ACTIVO	65	2046	25,9	9
33AC-20	INACTIVO	84	3522	23,3	66
33AC-77	ACTIVO	113	3602	23,3	94
33AC-93	ACTIVO	83	4587	26,9	40
33CA-110	ACTIVO	59	3119	25,7	70

**Fuente: Gerencia Técnica PDVSA Petrocuragua**

Luego de haber recolectado y validado toda la información, se realizó análisis nodal utilizando el simulador Pipesim 2007.1 a los 5 pozos seleccionados evaluando el sistema de producción desde el yacimiento hasta el cabezal del pozo, para luego mediante sensibilidades de daño a la formación determinar la tasa de producción que cotejara con las condiciones en las que se encuentran los pozos.

Las correlaciones de flujo multifásico vertical que se utilizaron fueron escogidas a partir de estudios previos donde se efectuaron sensibilidades con distintas correlaciones para escoger las que cotejaran con mayor exactitud las condiciones reales de los pozos (Tabla 4.9).

**Tabla 4.9 Correlaciones de flujo Multifásico Vertical por pozo**

POZO	ARENA-YACIMIENTO	CORRELACION
33AC-2A	N1 33A2	Hagerdorn and Brown
33AC-20	N1 33A2	Hagerdorn and Brown
33AC-77	P2I 33A77	Orkiszewski
33AC-93	N1 33A2	Beggs and Brill Revisada
33CA-110	P2S 33CO110	Beggs and Brill Revisada

**Fuente: Departamento de Estudios Integrados. PDVSA Petrocuragua**

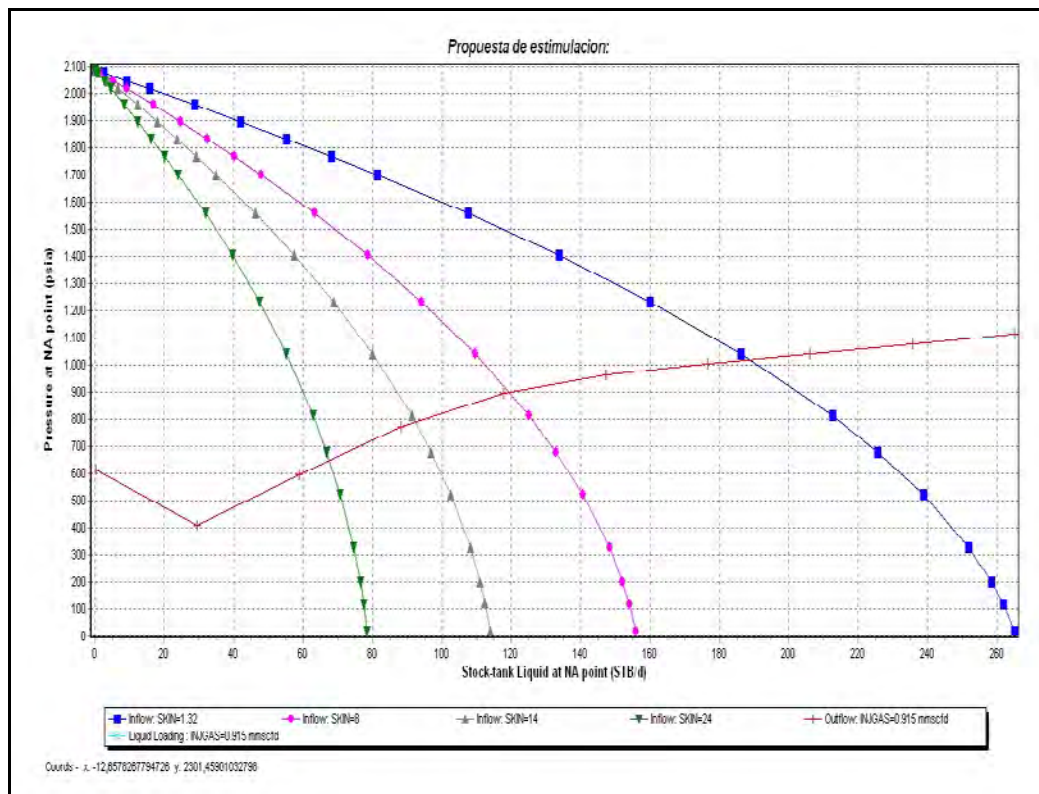
La información recolectada para la realización de la simulación se encuentra distribuida en el apéndice D donde se muestran la información de los yacimientos, de las completaciones, de los fluidos presentes en los yacimientos y de los equipos de fondo. Otros detalles relacionados a las completaciones se pueden observar en el apéndice E, en el cual se muestran los diagramas mecánicos de los pozos seleccionados para el estudio.

Después de haber introducido los datos en el simulador se seleccionó el nodo en el fondo del pozo. La tasa de petróleo se obtuvo a partir de las curvas de oferta representada por el daño a la formación y la curva de demanda representada por la tasa de inyección de gas para levantamiento artificial.

Se inició la evaluación con el pozo 33AC-2A. Este pozo ha sido estimulado en 7 oportunidades de las cuales 4 de esas estimulaciones fueron hechas en la arena N1 del yacimiento 33A2 por motivo de declinación en la producción diaria de petróleo.



El gráfico 4.11 muestra las distintas sensibilidades realizadas con el simulador Pipesim, se cotejó la tasa actual del pozo y se determinó que las curva de comportamiento de afluencia que corresponde a la condición actual del pozo es la primera curva a la cual el valor de factor de daño a la formación equivale a 24.

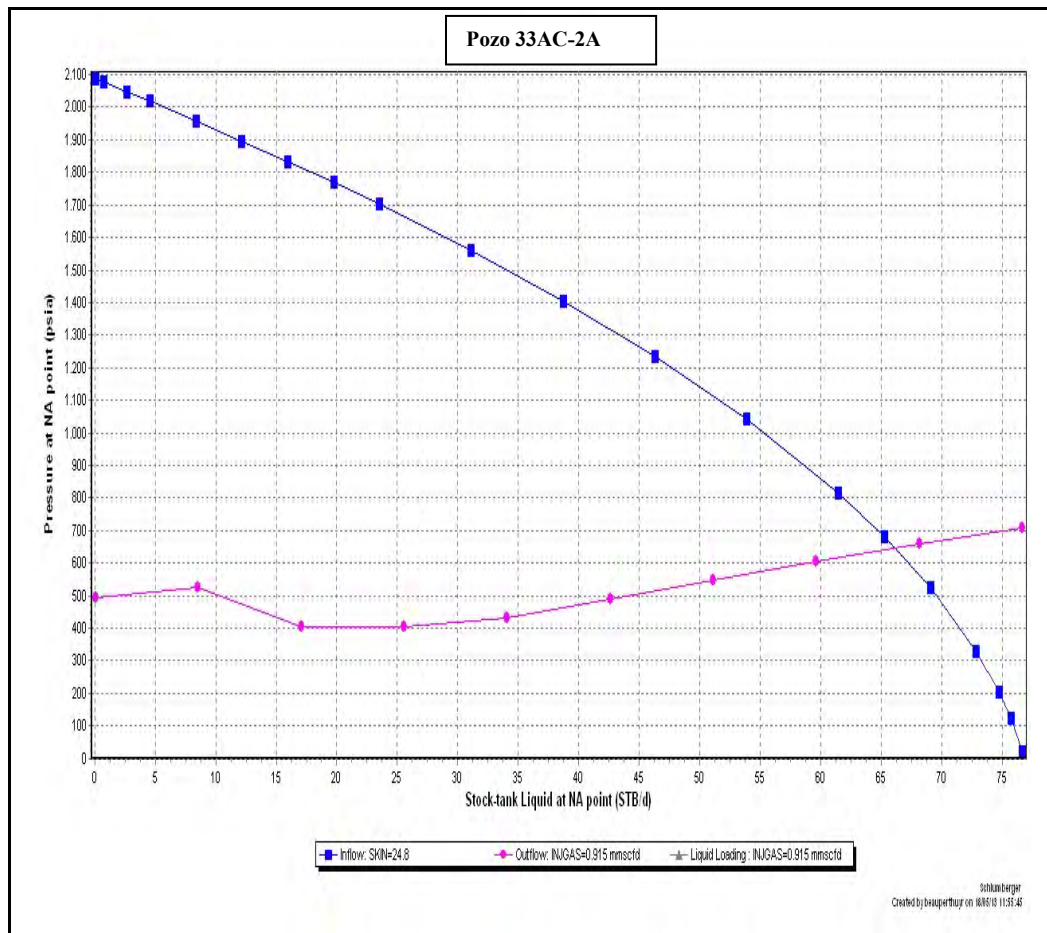


**Gráfico 4.11 Sensibilidades de daño a la Formación Pozo 33AC-2A a condiciones actuales**

**Fuente: Autor**

El pozo produce a una tasa de 65 BPPD con 9 % de AyS, datos de la prueba a Febrero de 2013, y que a través del análisis nodal realizado para conocer la capacidad actual del pozo se estimó el daño del mismo con un valor de 24,8; este daño se asocia a taponamiento de los perforados por precipitación de asfaltenos (Gráfico 4.11). Este

pozo tiene un buen horizonte prospectivo en la arena N1, y a través de la reducción del daño a la formación se podría incrementar la tasa de producción en 205 BPD.



**Gráfico 4.12 Daño estimado pozo 33AC-2A Arena N1 33A2**  
**Fuente: Autor**

A continuación en la tabla 4.10 se muestra en resumen los resultados obtenidos luego de realizar las distintas sensibilidades en los pozos de estudio. En esta tabla se pueden observar los valores estimados del daño a la formación que presentan los pozos actualmente, así como también la tasa de petróleo con y sin daño para cada una de las arenas completadas en los pozos analizados.

**Tabla 4.10 Resultado de las sensibilidades de daño a la formación de los pozos Seleccionados del Campo Casma Anaco**

POZO	ARENA-YACIMIENTO	Tasa de Petróleo (BND)	Corte de Agua (%)	DAÑO ACTUAL	Tasa de Petróleo (BND) S=0
33AC-2A	N1 33A2	65	9	24,8	205
33AC-20	N1 33A2	84	66	12	190
33AC-77	P2I 33A77	113	94	27	283
33AC-93	N1 33A2	83	40	17	212
33CA-110	P2S 33CO110	59	70	26	244

**Fuente: Autor**

. De acuerdo con los resultados presentados se puede apreciar que las arenas analizadas presentan un factor de daño positivo que afecta negativamente en la productividad de hidrocarburos ya que ocasiona una disminución en la producción diaria de petróleo de 730 BPD aproximadamente, correspondientes a 140 BPD del pozo 33AC-2A, 106 BPD del pozo 33AC-20, 170 BPD del pozo 33AC-77, 129 barriles del pozo 33AC-93 y 185 barriles correspondientes al pozo 33CA-110. Para el caso de los pozos 33AC-20 y 33AC-110A se determinó que el daño es causado por taponamiento de los perforados por precipitación de asfaltenos, el pozo 33AC-93 presenta daño por filtrado de fluido lignosulfonato y el pozo 33AC-77 se presume daño por cambio en la mojabilidad. Los gráficos obtenidos a partir de las sensibilidades con análisis nodal para los demás pozos se pueden encontrar en el apéndice G.

La tabla 4.11 muestra los valores de daño y tasa de producción de las estimulaciones realizadas años anteriores en los pozos específicamente en la arena N1 33A2, se observan las condiciones antes y después de los tratamientos; con el análisis nodal realizado se puede observar que 5 de las 6 estimulaciones realizadas lograron

reducir el factor de daño, lo cual se vio reflejado en el aumento de la producción de crudo.

**Tabla 4.11 Resultados de los tratamientos de estimulación realizados en la Arena N1 33A2**

POZO	FECHA ESTIMULACION	CONDICION ANTERIOR				DESPUES			
		Qo (BPPD)	% AyS	RGP	S (adim)	Qo (BPPD)	% AyS	RGP	S (adim)
33AC-2A	13-may-86	370	4,5	222	21,3	622	4	964	3
	23-jun-89	328	18	2241	14	438	12,7	1341	6,5
	25-may-90	155	43	8309	95	193	27,6	3785	65
	24-abr-91	162	15	7074	82	181	40	6125	60
33AC-20	21-mar-90	240	18	708	39	Sin resultados Pozo cerrado			
	07-sep-98	16	4	39529	158	240	40	4333	3

Fuente: Autor

#### 4.4 PROPUESTA DE TRATAMIENTOS DE ESTIMULACIÓN QUE PERMITAN REDUCCIÓN DE DAÑO A LA FORMACIÓN EN LOS POZOS DEL CAMPO

En esta última fase se escogieron los pozos del campo que necesitaban de un tratamiento para mejorar la productividad e inyectividad en los mismos. A continuación se muestra en la tabla los datos de los pozos seleccionados para estimulación.

**Tabla 4.12 Datos de los pozos seleccionados para estimulación**

POZO	POTENCIAL (BPPD)	PRODUCCIÓN NETA (BPPD)	RGP (PCN/BLS)	ARENA PRODUCTORA	RESERVAS REMANENTES ASOCIADAS	
					Petróleo (MBN)	Gas (MMPC)
33AC-2A	65	65	2046	N1 33A2	2299	5951
33AC-20	95	37	3522	N1 33A2	2299	5951
33AC-77	154	113	3602	P2I 33A77	595	298
33AC-93	83	83	4578	N1 33A2	2299	5951
33CA-110	59	59	3119	P2S 33CO110	158	395
33AC-41	INYECTOR DE AGUA SALADA					
33AC-91	INYECTOR DE AGUA SALADA					

**Fuente: Departamento de Estudios Integrados PDVSA Petrocuragua**

Luego de la selección de pozos se utilizó el apoyo de diversos tratamientos que se pueden aplicar según el daño que presente cada pozo los cuales se muestran en la tabla 4.13; y se incluyó la aplicación de nuevas tecnologías desarrolladas en tratamientos de estimulación.

**Tabla 4.13 Tratamientos generalmente utilizados para Remoción de daño a la Formación**

Tipo de Daño	Tratamiento
<b>Migración de Finos</b>	Estabilizadores para arcillas o finos: Tratamientos Cáusticos (Hidróxido de Potasio); Tratamientos Ácidos (HF, Mud-acid); Otros Aditivos (Estabilizadores de Hierro, Inhibidores de Corrosión)
<b>Cambio de Mojabilidad</b>	Uso de geles; Agentes Surfactantes; Solventes mutuos.
<b>Precipitados Orgánicos</b>	Asfaltenos: Solventes aromáticos (Xileno) Parafinas: solventes parafinicos (Tolueno); Gasoil caliente con aditivos químicos.
<b>Precipitados Inorgánicos</b>	Ácido Clorhídrico (Carbonatos/Areniscas); Ácido Fluorhídrico; Mud - Acid; Ácido Acético; Acido Fórmico ; Acido Fórmico-Clorhídrico; Acido Cloro acético
<b>Emulsiones</b>	Uso de desmulsificantes; Uso de agentes antiespumantes como sales de Aluminio de ácidos grasos o alcoholes grasos; Uso de solventes mutuos.
<b>Daños por fluido de Perforación</b>	Ultramix: Fluidos base Inversa y 100% Aceite. Ultraclean: Fluido Lignosulfonato, OEM.
<b>Bloqueo por agua</b>	Uso de surfactantes; Uso de ácidos alcohólicos (pozos de gas); Uso de geles

**Fuente: Intevep (2009)**



**Tabla 4.14 Tratamientos propuestos para la reducción de daño a la formación**

POZO	YACIMIENTO	ESPESOR ARENA DE INTERES	ESTADO DEL POZO	MECANISMO DE DAÑO	TRATAMIENTO RECOMENDADO
33AC-2A	N1 33A2	10 pies (11676-11686) 6 pies (11692-11698)	ACTIVO	Bloqueo por emulsión producido por exposición a fluido de tipo lignosulfonato	Estimulación matricial no reactiva con Ultraclean, producto de PDVSA INTEVEP
33AC-20	N1 33A2	30 pies 11584-11614	INACTIVO	Precipitados orgánicos (Asfaltenos)	Estimulación Matricial no reactiva con mezcla de surfactantes y desmulsificantes más dispersantes de asfaltenos y solventes aromáticos.
33AC-77	P2I 33A77	10 pies (11492-11502)	ACTIVO	Cambio de mojabilidad y obstrucciones por escalas de carbonato de calcio	Estimulación matricial no reactiva con solventes mutuales más surfactantes y Limpieza de Tubería con HCL. Solvente Mutual: Cleansweep y Surfactante ZoneTrolXT, ambos productos de Schlumberger
33AC-93	N1 33A2	30 pies (11660-11690)	ACTIVO	Bloqueo por emulsión producido por exposición a fluido de tipo lignosulfonato	Estimulación matricial no reactiva con Ultraclean, producto de PDVSA INTEVEP
33CA-110	P2S 33CO110	5 pies (11722-11727)	ACTIVO	Precipitados orgánicos (Asfaltenos)	Estimulación Matricial no reactiva con mezcla de surfactantes y desmulsificantes más dispersantes de asfaltenos y solventes aromáticos.
33AC-41	I2U	14 pies(11104' -11118'), 5pies (11131'– 11136'), 10 pies(11138'- 11148')	ABIERTO SIN CAPACIDAD DE ADMISION	Bloqueo por emulsión producido por exposición a fluido de tipo lignosulfonato	Estimulación matricial no reactiva con Ultraclean, producto de PDVSA INTEVEP
33AC-91	I2U	10 pies (11070-110180) 5pies (11092-11097) 10 pies (11100-11110)	CERRADO	Precipitados inorgánicos (Obstrucciones de carbonato de calcio ) y migración de finos	Estimulación matricial reactiva con solventes y HCL más un inhibidor de escalas.

**Fuente: Autor**



La tabla 4.14 muestra los tratamientos de estimulación que se recomendaron de acuerdo a la problemática presentada en cada pozo. En el caso de los pozos 33AC-2A, 33AC-93 y 33AC-41 se recomienda realizar estimulación matricial no reactiva con surfactantes y solventes que permitan desestabilizar las emulsiones aceite-agua generadas en la cara de la arena.

Para los pozos 33AC-20 y 33AC-110 también se recomienda una estimulación matricial no reactiva pero en este caso con una mezcla de surfactantes y desmulsificantes para romper las emulsiones que se puedan encontrar en áreas cercanas a las perforaciones producidas por la precipitación de los asfaltenos, se propone inyectar luego una mezcla de dispersante de asfaltenos y solventes aromáticos que tengan como objetivo remover los depósitos orgánicos que se encuentren presentes en la formación.

Por último se tienen los pozos 33AC-77 y 33-AC-91, para el primero se recomienda una estimulación matricial no reactiva con una mezcla de solventes mutuales que permitan remover la fase mojante de la roca y un surfactante que retorne la formación a su condición original de mojada por agua. Para el pozo 33AC-91 la recomendación es una estimulación matricial reactiva con solventes y ácido clorhídrico (HCl) que permita eliminar las Obstrucciones de  $\text{CaCO}_3$  y los finos presentes en la formación.

#### **4.4.1 Apoyo de Nuevas Tecnologías en Tratamientos de Estimulación**

Con el propósito de reducir las pérdidas de productividad e inyectividad de los pozos de Casma Anaco y remover daños se estudiaron diversos productos y nuevas tecnologías como una opción más a los sistemas convencionales considerados para la aplicación en los pozos del campo, los cuales se muestran a continuación; además se

incluyen tecnologías para minimizar daños que se puedan producir a la hora de reparar y reacondicionar un pozo.

➤ **Sistema de Acido Retardado con Modificador de permeabilidad relativa**

El sistema de ácido retardado BJSandStoneAcid (HCL: HF) de la empresa BJServices (ahora parte de Baker), usado para realizar una estimulación matricial reactiva, tiene un alto poder de disolución para sílices, disolución controlada de arcillas y liberación retardada de HF que permite más penetración y una distribución uniforme del ácido en la estimulación. Combinando este producto con un modificador de permeabilidad relativa como AquaCom™ también de BJServices, el cual es un polímero diseñado para reducir la permeabilidad relativa al agua, sin alterar la permeabilidad relativa al petróleo; produce resultados exitosos para realizar estimulaciones matriciales en pozos con alto corte de agua.

AquaCom actúa reduciendo el tamaño efectivo del poro de la formación durante la producción de agua y causa una significativa caída de flujo del mismo hacia el borde del pozo, reduciendo el aporte de agua de manera significativa. Siendo hidrofílico pero elástico, el polímero se deforma en presencia de hidrocarburo. Al deformarse el polímero, se recupera el tamaño original del poro, restableciéndose la producción de petróleo.

La aplicación de este tipo de tratamiento ha tenido buenos resultados en pozos en indonesia donde se redujo considerablemente el corte de agua y hubo aumento de la producción de petróleo.

La aplicación de este tratamiento podría extenderse al pozo 33AC- 77, correspondiente a Petrocuragua, ya que el pozo presenta un alto corte de agua y ha

disminuido su producción. El tratamiento puede combinarse también con solvente mutal y surfactantes que devuelvan la mojabilidad original de la formación.

➤ **Inyección de Nitrógeno Gaseoso en tratamientos de estimulación**

Actualmente el nitrógeno es empleado en la perforación, terminación, reparación y mantenimiento de pozos, y en el almacenamiento y distribución de hidrocarburos. En tratamientos de estimulación el nitrógeno es usado por distintos factores entre los cuales están:

- a) Permite una mayor y más uniforme penetración de los fluidos del tratamiento principal a lo largo del horizonte productor.
- b) Mejora y acelera la limpieza del pozo ayudando a remover y acarrear los sólidos insolubles de la formación.
- c) Evita la formación de emulsiones que puedan taponar el pozo.
- d) Al ser el nitrógeno gaseoso extremadamente seco, absorbe todos los fluidos acuosos, lo cual disminuye el contenido de agua en el pozo.

Un programa de estimulación utilizando nitrógeno se desarrolla de la siguiente manera:

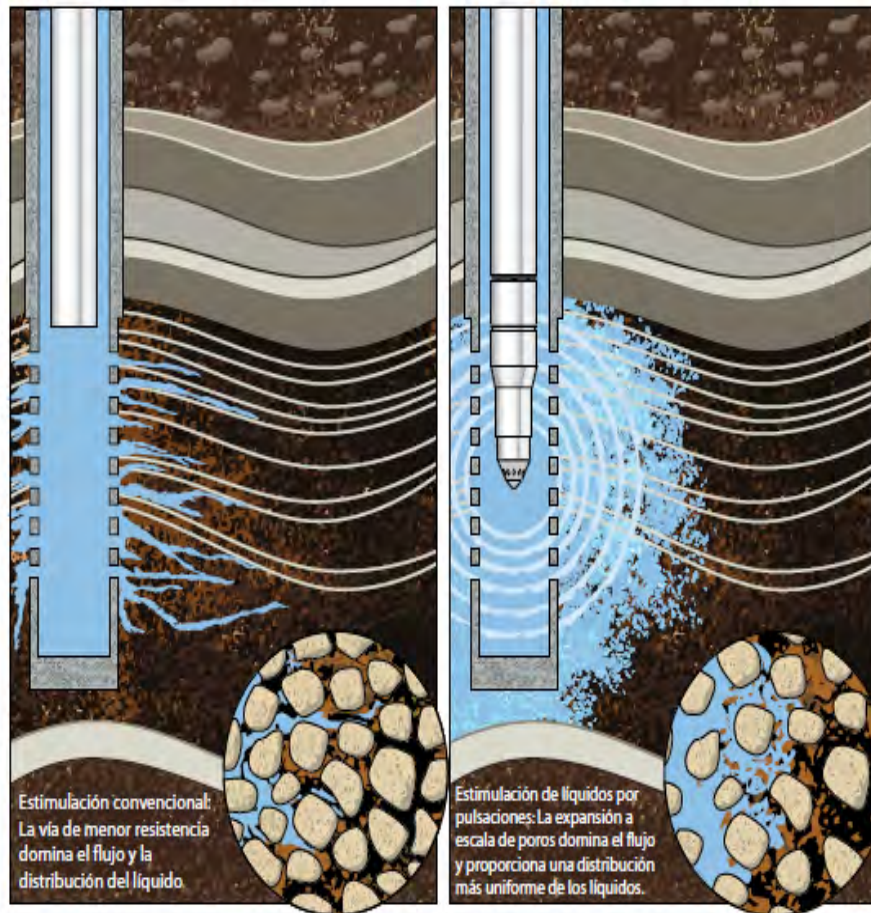
- a) Si la presión de admisión es baja, se programa un pre-colchón de nitrógeno por delante.
- b) Se procede a inyectar ácido nitrogenado a una relación calculada.

- c) Se desplaza hacia la formación el tratamiento principal usando otro fluido nitrogenado a una relación calculada. Este fluido debe ser compatible con los fluidos y la roca productora.

En caso de realizarse fracturamiento hidráulico se inyecta el nitrógeno junto con arena o fluidos, a través de la tubería de perforación, para fracturar el pozo, presionándolo y así obtener mayor producción. En fracturamiento hidráulico el uso de nitrógeno es necesario porque proporciona energía adicional para regresar los productos de reacción del tratamiento, mejora el radio de penetración de la fractura y en caso de una suspensión de bombeo de las unidades de fractura, ayuda a evitar que la arena se asiente y forme un tapón. La inyección de nitrógeno puede utilizarse en pozos como el 33AC-41, 33AC-2A y 33AC-93, los cuales presentan daños por emulsiones, por lo que se considera conveniente su uso al evitar la formación de más emulsiones al momento de la estimulación.

#### ➤ **Tecnología de pulsación de fluido**

La tecnología de pulsación de fluido, diseñada por la empresa Wavefront, a través de una herramienta crea un impulso de fluido de mucha inercia que mejora la eficiencia del flujo de la boca del pozo, el área cercana a la boca del pozo y el reservorio. La herramienta de chorro con pulsaciones puede trabajar con cualquier fluido, gas o mezclas puede implementarse en tubería o tubería continua embobinada. Su funcionamiento consiste en la formación de un vórtice dentro de la herramienta, lo que produce energía de pulsaciones oscilante. Esta energía produce ondas de tensión sónica que son mucho más efectivas que las boquillas de chorro comunes y que generan mayor penetración del fluido en comparación con los métodos de forzamiento, inyección de químicos y estimulación de múltiples zonas (Figura 4.1)



**Figura 4.1 Beneficios de la Estimulación por Pulsaciones de Fluido**  
Fuente: Wavefront (2012)

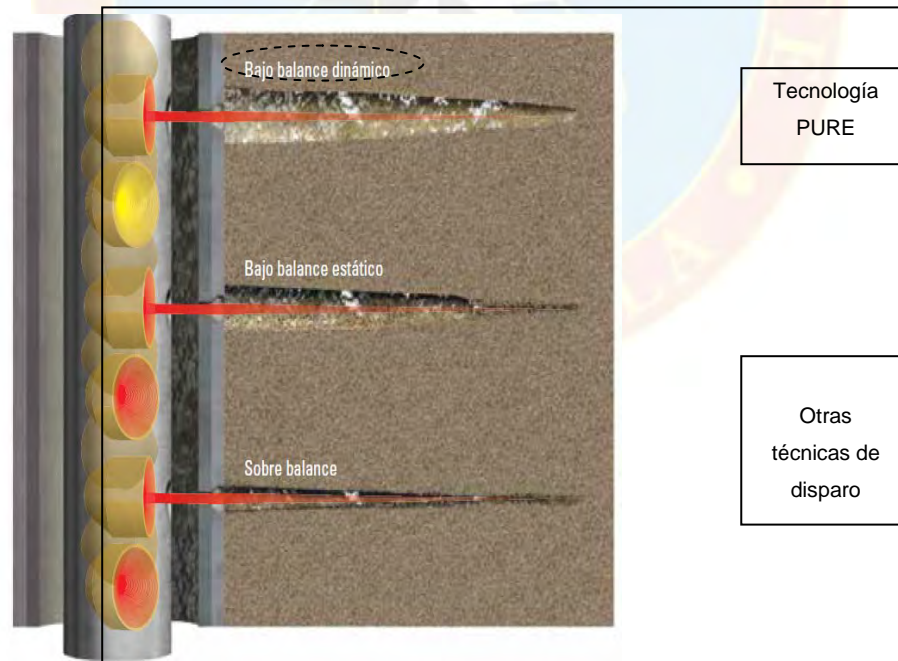
Entre las aplicaciones de las herramientas de pulsaciones de fluido se tienen la eliminación de incrustaciones, sólidos, arena y cemento en la boca del pozo y cerca de la misma; inyección de tratamientos químicos; Estimulación vertical y horizontal; implementación de perforaciones abiertas y entubadas; aplicable a pozos de petróleo convencional, petróleo pesado (producción en frío y térmica) y gas. La herramienta de pulsación podría ser utilizada para estimular cualquiera de los pozos seleccionados para estimulación con el propósito de generar una mayor penetración de fluido a la formación.



➤ **Reducción de daño en recañoneo de pozos con disparos por tubería de producción con sistema PURE™ de Schlumberger**

Utilizando cargas de disparos huecas pre-moldeadas de penetración profunda PowerJet Omega™ y el sistema de disparos PURE™, se obtienen disparos limpios destinados a minimizar el daño de la formación y el daño mecánico.

Las cargas PowerJet Omega proporcionan en promedio túneles 20% más comunes que las cargas convencionales y pueden ser utilizadas para incrementar la probabilidad de sobrepasar la zona dañada que combinando con el sistema PURE para operaciones de disparo en condiciones de bajo balance dinámico permite obtener túneles de disparos más limpios que mejoran la producción o la inyección de agua.



**Figura 4.2 Comparación de túneles obtenidos con diferentes técnicas de disparos**  
Fuente: Schlumberger (2012)



El uso de este sistema en la reparación de pozos de un campo petrolero maduro de TNK-BP en Siberia del Norte trajo consigo exitosos resultados donde se incrementó la producción en más de 250% gracias a la minimización del daño. Los resultados de cañonear por TCP mostraron un factor de daño negativo para los intervalos recañoneados y con el uso de una píldora a base de surfactante viscoelástico, se mejoró el control de pérdidas de fluidos. La combinación de estas tecnologías desarrolladas por Schlumberger ayudó a reducir el factor de daño de casi 6 a 1, lo que permitió optimizar la producción. Esta tecnología se recomienda utilizar en el pozo 33AC-91 inyector de agua, el cual tiene taponamientos por precipitados orgánico y finos de formación.

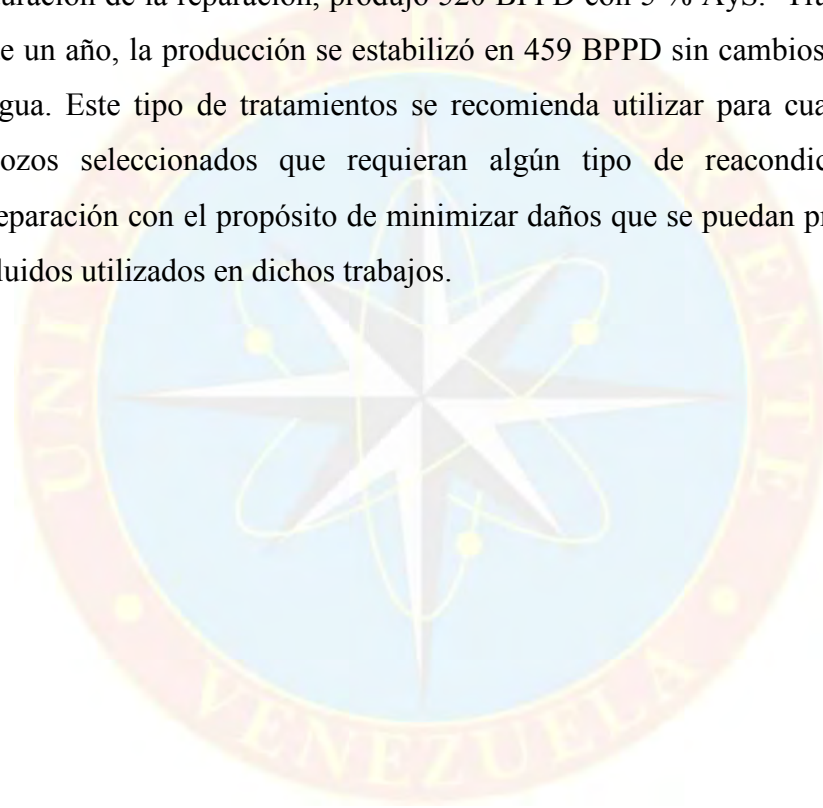
➤ **Píldoras para aislamiento del yacimiento en procesos de reparación de pozos**

Otra tecnología desarrollada por la empresa de servicio Schlumberger es el tratamiento de aislamiento zonal PROTECZONEVP.

Una píldora PROTECZONEVP es un sistema de polímeros reticulados libres de sólidos que se emplaza en yacimientos de baja presión y/o alta permeabilidad para aislarlos en forma provisoria y protegerlos de la invasión de fluidos durante operaciones de reparación. Protegiendo la formación de la invasión de fluidos de completación se evitan problemas como la migración de finos y formación de emulsiones.

El éxito del uso de esta tecnología ha quedado demostrado reiteradas veces en pozos de la compañía operadora PetroEcuador en Ecuador, un ejemplo es el pozo Auca 40, el cual producía 150 BPPD con 2% AyS de la formación Napo T, a una profundidad de 10.000 pies con alta permeabilidad (250 mD) y baja

presión (<2000 psi) el cual exigió que se le cerrara y repara por falla en la bomba BES. Durante la operación, la zona productiva fue recañoneada y probada, arrojando 336 BPPD y 27 % AyS. Con el propósito de evitar pérdidas posteriores del fluido de completación en la formación durante el cambio de la ESP, se emplazó una píldora de PROTECZONEVP en el intervalo disparado. Cuando el pozo fue puesto nuevamente en producción después de 7 días de duración de la reparación, produjo 520 BPPD con 5 % AyS. Transcurrido más de un año, la producción se estabilizó en 459 BPPD sin cambios en el corte de agua. Este tipo de tratamientos se recomienda utilizar para cualquiera de los pozos seleccionados que requieran algún tipo de reacondicionamiento o reparación con el propósito de minimizar daños que se puedan producir por los fluidos utilizados en dichos trabajos.



## **CAPÍTULO V**

### **CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES**

#### **5.1 CONCLUSIONES**

- El 70% de los pozos del campo Casma Anaco han sido afectados por daño a la formación, lo cual ha traído como consecuencia una reducción en la productividad e inyectividad de los pozos.
- Los mecanismos de daño más recurrentes que han afectado a los pozos durante su vida productiva son taponamiento por precipitados orgánicos y se infiere cambios de mojabilidad.
- Los estudios realizados a los crudos de los pozos activos con el Método de la Mancha mostraron inestabilidad severa y moderada de los asfaltenos presentes en el crudo.
- El agua de formación proveniente de los pozos productores estudiados tiene tendencia a la formación de precipitados inorgánicos que pueden llegar a incrustarse en el fondo generando obstrucciones de los canales porosos o taponamiento de las tuberías de producción.
- Solo el 45,68% de las estimulaciones realizadas a los pozos lograron incrementar la producción de petróleo por lo que se consideraron efectivas para reducir el daño a la formación.
- El aumento de productividad obtenido por las estimulaciones dependió del radio de penetración alcanzado en los distintos tratamientos de estimulación y de los componentes utilizados en los trabajos.

- A través de las sensibilidades de análisis nodal realizadas se determinó que los pozos 33AC-2A, 33AC-20, 33AC-41, 33AC-77 y 33AC-110A presentan un valor de daño positivo que se traduce en una reducción de producción.
- Se propusieron diferentes estimulaciones matriciales no reactivas a los pozos 33AC-2A, 33AC-20, 33AC-41, 33AC-77, 33AC-93 y 33CA-110 con el propósito de recuperar los aproximadamente 700 BPD
- Se propuso solo un tratamiento de estimulación matricial reactiva para el pozo 33AC-91 por presentar obstrucciones generadas por precipitaciones inorgánicas, específicamente por carbonato de calcio.

## 5.2 RECOMENDACIONES

- Realizar pruebas de compatibilidad fluido-fluido, para descartar interacciones indeseables entre los fluidos del pozo y los fluidos de estimulación.
- Realizar pruebas de restauración de presión a las arenas completadas en los pozos activos del campo, para obtener con mayor precisión el valor del daño de formación.
- Estudiar la factibilidad de aplicar nuevas tecnologías de estimulación en los pozos del campo en caso de no obtener resultados con los tratamientos recomendados.
- Realizar un estudio más exhaustivo sobre la estabilidad de los asfaltenos en los crudos del campo Casma Anaco y la tendencia de éstos a precipitarse.
- Monitorear los trabajos de reparación, reacondicionamiento y estimulación para evitar posibles daños a la formación que puedan producirse por los fluidos utilizados, el cañoneo o la cementación

## REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- AL-QARNI, A., AULT, B., DENO, S., & KALSER, B. (2001). De las propiedades de los yacimientos a las soluciones de estimulación. *Oilfield Review*. 12: 44-65.
- ARIAS, F. (2006). *El Proyecto de Investigación, Introducción a la Metodología Científica* (5ta edición). Editorial Episteme, Caracas, Venezuela, pp. 21-131.
- BEGGS, H. (2003). *Production Optimization Using Nodal Analysis*. (2da edición). Oil and gas Consulting International.
- BELLO, K. (2010). *Propuesta de Programa de Estimulación Matricial Reactiva a pozos productores que presentan merma de producción por incrustaciones en el área Dación del distrito San Tomé*. Trabajo especial de grado. Universidad de Oriente.
- CAÑAS, L. (2006). *Optimización de la Producción a través de la Aplicación de Tratamientos de Estimulación Matricial en los Pozos Activos del Campo Casma-Anaco, Estado Monagas*. Trabajo especial de grado. Universidad de Oriente.
- CONDE, J. (2008). *Evaluación de los Trabajos de Estimulación Matricial No Reactiva, realizados en los Campos Carito, Mulata, Santa Bárbara y Pirital, período 2005-2006*. Trabajo especial de grado. Universidad de Oriente.
- FERRER, M. (2009). *Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos*. Editorial Astro Data S.A. Maracaibo, Venezuela, pp. 220

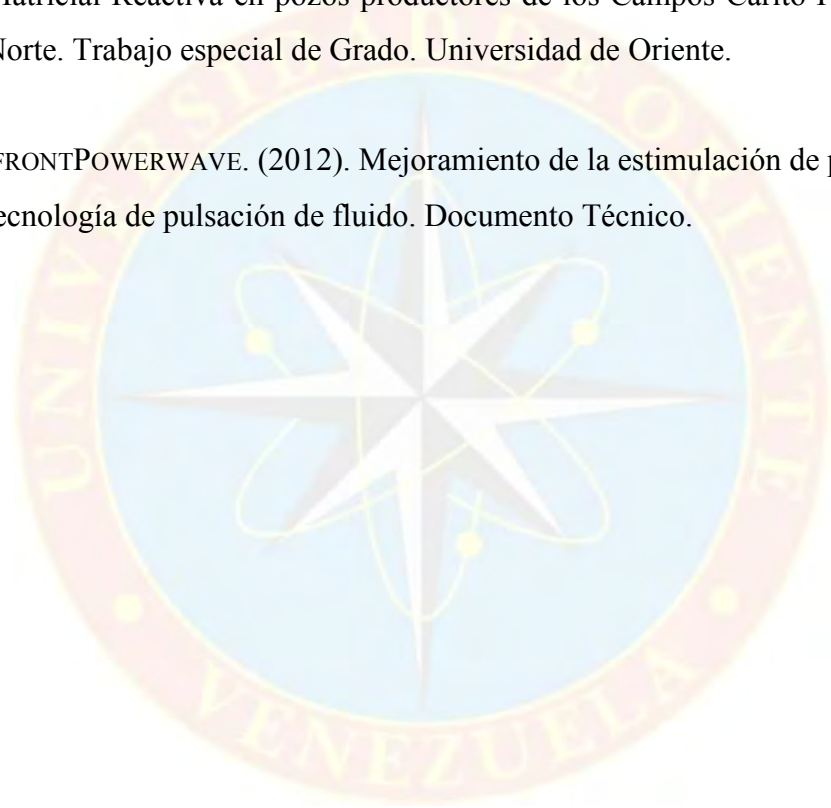
- GUAJAN, S. (2007). Diseño de Estimulación Matricial a la Arenisca “T” de Tetete-12, con sistema Ácido retardado: MPR. Tesis de Grado. Universidad Tecnológica Equinoccial. Quito, Ecuador.
- INTEVEP, (1997). Daños a la Formación. Primera edición, Venezuela.
- INTEVEP, (2009). Definiciones Generales de Daños a la Formación y Estimulación de Pozos. Informe de Pericia de Daños a la Formación y Estimulación de Pozos PDVSA-Intevep, Venezuela. 81 pp.
- ISLAS, C. (1991). Manual de Estimulación Matricial de Pozos Petroleros. Colegio de Ingenieros Petroleros de México, A.C. México.
- MARCANO, A. (2005). Evaluación de la corrosividad interna en tuberías de producción y su relación con las estimulaciones ácidas en pozos del Distrito gas Anaco. Trabajo Especial de Grado. Universidad de Oriente.
- PDVSA PETROCURAGUA, S.A., (2011). Plan de desarrollo 2012 Empresa Mixta PDVSA Petrocuragua, S.A. Informe de rehabilitación, reactivación y desarrollo del campo Casma Anaco. PDVSA Petrocuragua, Venezuela. 110 pp.
- RUIZ, O. (2011). Evaluación de la Efectividad de los Tratamientos de Estimulación Matricial No Reactiva en los campos Santa Bárbara y Pirital Período 2007-2010. Trabajo especial de grado. Universidad de Oriente.
- SCHLUMBERGER. (2010). Caso de Estudio: El tratamiento de aislamiento zonal temporario PROTECZONEVP minimiza el daño a la formación [En línea]. Disponible en: [www.slb.com/stimulation](http://www.slb.com/stimulation). (Consultado el 22 de Marzo de 2013)



SCHLUMBERGER. (2012). Caso de Estudio: Una singular técnica basada en sistemas de disparos con la tubería de producción incrementa la producción de pozos en un 250% [En línea] Disponible en: [www.slb.com/PURE](http://www.slb.com/PURE). (Consultado el 27 de Febrero de 2013)

VALDEZ, A. (2012). Evaluación de los Procesos Operacionales de Estimulación Matricial Reactiva en pozos productores de los Campos Carito-Piritál, Distrito Norte. Trabajo especial de Grado. Universidad de Oriente.

WAVEFRONTPOWERWAVE. (2012). Mejoramiento de la estimulación de pozos con tecnología de pulsación de fluido. Documento Técnico.





# APÉNDICES



**APÉNDICE A**  
**DATOS DE LOS TRATAMIENTOS DE ESTIMULACIÓN REALIZADOS EN**  
**EL CAMPO CASMA ANACO**

**Tabla A.1 Tratamientos de estimulación realizados en el Pozo 33AC-1X**

Arena	Yacimiento	Fecha	Tratamiento	Volumen bombeado	INTERVALO (pies)
N1	33A-2	27-ago-72	Acidificación	32 BLS ACIDO CON 200 LBSDIVERTING II+ 64 BLS ACIDO CON 2% J-32, 2%J-22,1% C-12+ 64 BLS GASOIL	11752 -11756

**Tabla A.2 Tratamientos de estimulación realizados en el Pozo 33AC-2A**

Arena	Yacimiento	Fecha	Tratamiento	Volumen bombeado	INTERVALO (Pies)
N1	33A-2	13-may-86	Estimulación matricial no reactiva	(0,5 bpm) 8 Tamb de Surfactante no iónico Lipesa 12-S + 90 Bls de Gasoil / Desplazado con 70 bls de Gasoil	11680- 11686 11690 -11700
		23-jun-89	Estimulación química con tensoactivos y solventes aromáticos	A una tasa de 0,5 bpm 1-. 15 bls de Gasoil + 3 Tamb de Xileno a 200°F 2-. 20 Bls de Gasoil + 2 Tamb de Surfactante no iónico (RV-606) a 200° F, 3-. Desplazamiento con 70 Bls de gasoil a 200°F	11680 - 11686 11690 - 11700
		25-may-90	Estimulación matricial no Reactiva	A una tasa de 0,5 bpm 1-. 20 Bls de Gasoil + 2 tamb de SM-1 a 200° 2-. 20 Bls de Gasoil + 2 Tamb de Xileno a 200°F 3-. 20 Bls de Gasoil + 3 Tamb de RV-606 a 200°F con presión de 0 Lpc / Desplazado con 70 bls de gasoil	11680 - 11686 11690 - 11700
		24-abr-91	Estimulación matricial No Reactiva	1. 20 Bls de gasoil + 1 Tamb de SM-1 + 1 tamb de Xileno a 180°F 2. 40 Bls de Gasoil + 1 tamb de SM-1 + 4 Tamb de RV-606 a 180°F./ Desplazado con 70 Bls de gasoil	11680 - 11686 11690 - 11700
P2I		03-oct-91	Estimulación matricial No reactiva	1-. 20 bls de Gasoil + 1 Tamb de SM-1 +1 Tamb de Xileno a 180 °F (0,5 bpm 2-. 30 Bls de Gasoil + 2 Tamb de Dispasfhalt + 1 Tamb de SM-1 + 1 Tamb de Xileno a 180 °F. Pbombeo: 0 Psi / Desplazado con 70 Bls de Gasoil	11770-11779
O1		30-dic-98	Estimulación matricial Reactiva	15 Bls de Solvente a 1 bpm + 20 Bls de HCL 15% a 2,5 bpm + 30 Bls de BjSSA (12:3) a 3 bpm + 30 Bls de BjSSA a 1,5 bpm + 10 Bls de HCL a 2,5 bpm + 60 bls de gasoil a 3 bpm	11724 - 11730
		22-Feb-99	Estimulación matricial Reactiva	20 Bls de HCL 15% a 2 bpm + 30 Bls de BISSA (12:3) a 2,5 bpm + 5 Bls de HCL 15% a 3 bpm + 80 Bls de Gasoil + 50 Bls de Agua para Sobre desplazamiento	11672 -11682

**Tabla A.3 Tratamientos de estimulación realizados en el Pozo 33AC-4**

Arena	Yacimiento	Fecha	Tratamiento	Volumen bombeado	INTERVALO (pies)
N1	33A-2	24-may-86	Estimulación matricial no reactiva	70 bls de gasoil + 6 bls. de Block Buster y fue desplazado con 46 bls de gasoil. P <sub>máx</sub> = 3200 Lpc.	11686 -11696
		27-oct-87	Estimulación matricial no reactiva	70 bls de gasoil + 6 bls. de surfactante no iónico y fue desplazado con 150 bls de gasoil.	11686 -11696
O2	33A-1X	21-nov-91	Estimulación matricial no reactiva	40 bls de gasoil + 2 bls. de Dispasfalt+ 1 bls de PD-172 y fue desplazado con 50 bls de gasoil.	11759 - 11768

**Tabla A.4 Tratamientos de estimulación realizados en el Pozo 33AC-20**

Arena	Yacimiento	Fecha	Tratamiento	Volumen bombeado	INTERVALO (pies)
N1	33A-2	21-mar-90	Estimulación con Surfactante no iónico y dispersante	20 Bls de gasoil + 1 Tamb de solvente mutual SM-1 + 1Tamb de Dispasfalt a 200°F/ 30 Bls de Gasoil + 4 Tamb de RV-606 a 200°F/ Desplazado con 45 bls de gasoil a 180 °	11584 - 11614
		07-sep-98	Estimulación Acida Reactiva	25 Bls de solvente HCL al 15% + 40 Bls de BISSA (2,5 bpm) / 7 Bls de HCL al 15% (0,3 bpm). Desplazado con 58 Bls de Gasoil + 7 Bls de agua	11584 - 11614
O1	33A-2	21-jun-05	Estimulación reactiva no acida: Ultramix (SSO)	44 Bls Mezcla Ultramix (83% Gasoil + 17% Producto) P <sub>max</sub> =1500 p <sub>final</sub> =1500 lpc (1,5 bpm) Desplazado con 70 Bls de Gasoil	11642 -11652
		03-nov-05	Estimulación reactiva no acida: Ultramix (SSO)	77 Bls Mezcla Ultramix desplazado con 69 Bls de Gasoil.	11642 - 11652

<b>O2</b>	33A-1	23-mar-90	Estimulación con surfactante y solvente no iónico con Dispersante de material asfálticos	20 Tamb de Gasoil + 1 Tamb de SM-1 + 1Tamb de Dispasphalt a 200 °F / 25 Bls de Gasoil + 4 Tamb de RV-606 a 200 °F / Desplazado con 45 Bls de gasoil (0,25-0,5 bpm)	11656 - 11662
		11-jul-91	Estimulación con surfactante y solvente mutual (TEPECA)	60 Bls de Gasoil + 2 Tamb de SM-1 + 1 Tamb de AOX-386 + 4 Tamb de Block Buster. No se realizó desplazamiento. (0,5 bpm)	11656 - 11662
<b>P2I</b>	33A-28	03-dic-86	Surfactante y disolvente de asfaltenos (TEPECA)	80 Bls de gasoil + 6 Tamb de RV-6035 + 2 Tamb de RV-AS-1 / Desplazado con 70 Bls de Gasoil	11690 - 11695
		03-ago-91	Estimulación con surfactante y solvente no iónico	20 Bls de Gasoil + 1 Tamb de SM-1 + 1 Tamb de AOX-386 / 50 Bls de Gasoil + 3 Tamb de Dispasphalt + 1 Tamb de SM-1 / Desplazado con 50 Bls de Gasoil (0,5 bpm)	11690 - 11695

**Tabla A.5 Tratamientos de estimulación realizados en el Pozo 33AC-28**

Arena	Yacimiento	Fecha	Tratamiento	Volumen bombeado	INTERVALO (pies)
<b>P2S</b>	33A-28	29-ago-86	Estimulación matricial no reactiva	Tepeca. 0,5 Bpm. 70 Bls de gasoil + 6 Tamb de Surfactante no iónico Lipesa-12. Desplazado con gasoil.	11576 -11585

**Tabla A.6 Tratamientos de estimulación realizados en el Pozo 33AC-33**

Arena	Yacimiento	Fecha	Tratamiento	Volumen bombeado	INTERVALO (pies)
<b>N1</b>	33A-2	12-may-89	Estimulación matricial con agentes tensoactivos no iónicos.	30 bls de gasoil + 3 Tamb de Xileno a 200° F (0,5 bpm) Desplazo con 70 Bls de Gasoil 200°F	11374- 11384



**Tabla A.7 Tratamientos de estimulación realizados en el Pozo 33AC-38**

Arena	Yacimiento	Fecha	Tratamiento	Volumen bombeado	INTERVALO (pies)
R2I	33A-38	12-ago-86	Estimulación Matricial no reactiva	Tepeca: 0,125 - 0,25 bpm. 90 Bls de Gasoil + 8 tamb de Surfactante no iónico Lipesa 12-s, Desplazado con 45 Bls de gasoil.	11760-11770
O1	33A-38	18-sep-86	Estimulación Matricial no reactiva	Tepeca: 0,25 - 0,5 bpm. 80 Bls de Gasoil + 7 tamb de Surfactante no iónico Lipesa 12-s, Desplazado con 40 Bls de gasoil.	11596-11604
		10-feb-87	Estimulación Matricial no reactiva	Tepeca: 0,25 bpm 80 Bls de Gasoil + 07 tamb de Dispersante de Asfaltenos Rv-As-1. .	11596-11604

**Tabla A.8 Tratamientos de estimulación realizados en el Pozo 33AC-41**

Arena	Yacimiento	Fecha	Tratamiento	Volumen bombeado	INTERVALO (pies)
P2S	33A-28	20-ene-88	Estimulación matricial No Reactiva	Tepeca. 0,5 bpm 10 Bls de gasoil + 2 tamb de Surfactante no iónico Lipesa 12-S	11748-11754
P2S		11-abr-90	Estimulación matricial No Reactiva	Tepeca. 0,5-1 bpm. <b>1.</b> 20 Bls de gasoil + Tamb de SM-1 + tamb de Dispasfhalt a 200°F. <b>2.</b> 30 Bls de gasoil + 3 tamb de Xileno + 1/4 Tamb de TIVCA 955 a 200°F. Desplazamiento con 65 Bls de gasoil	11748-11755
I2U	-	ago-11	Estimulación matricial	Preflujo de 40 Bls de Solvente (50% de insol 88, 10% solvente mutual, 10% dispersante de asfaltenos y 30% de gasoil) seguido de 40 Bls de HCl al 10%, 80 Bls de agua Tratada con cloruro de potasio al 3%. Tasa 0,5-1 bpm	11104-11148

**Tabla A.9 Tratamientos de estimulación realizados en el Pozo 33AC-43**

Arena	Yacimiento	Fecha	Tratamiento	Volumen bombeado	INTERVALO (pies)
O1	33AC-38	30-jul-86	Estimulación matricial no reactiva	Tepeca. Tasa: 0,5 bpm, 80 Bls de Gasoil + 7 tamb de Surfactante no iónico Lipesa 12-S. desplazado con gasoil.	11625 - 11630
		26-ago-86	Estimulación matricial no reactiva	Tepeca. Tasa: 0,25 bpm, 80 Bls de Gasoil + 7 tamb de Surfactante no iónico Lipesa 12-S. desplazado con gasoil.	11625 - 11630
		10-feb-87	Estimulación matricial no reactiva	Tepeca. Tasa: 0,25 bpm, 35 Bls de Gasoil + 3 tamb de Surfactante no ionicoLipesa 12-S.	11625 - 11630
		27-may-88	Estimulación matricial no reactiva	Tepeca. Tasa: 0,25 bpm. 20 bls de Gasoil+ 2 tamb de Lipesa 12-S. se bombeo una segunda mezcla igual a la anterior. Se desplazó con 45 bls de gasoil.	11625 - 11630
		13-sep-88	Estimulación matricial no reactiva	45 Bls de gasoil + 4 Tamb de lipesa12-S, <b>Etapa 1:</b> 23 Bls de gasoil + 1 Tamb de Lipesa 12-S a 0,5 bpm. <b>Etapa 2:</b> 22 Bls de Gasoil + 3 Tamb de química. Desplazamiento con 45 Bls de gasoil.	11625 - 11630
		08-dic-88	Estimulación matricial no reactiva	Etapa 1: 15 Bls de Gasoil + 2 Tamb de Dc-426. Etapa 2: 30 Bls de Gasoil + 2 tamb de Dc-426. Desplazado con 45 Bls de Gasoil.	11625 - 11630
		18-jul-89	Estimulación matricial no reactiva	<b>Etapa 1:</b> 20 bls de Gasoil + 2 tamb de Xileno + 1 Tamb de Block Buster a 200° F. <b>Etapa 2:</b> 20 Bls de Gasoil + 2 tamb de Blockbuster a 200°F. Desplazamiento con 45 bls de Gasoil.	11625 - 11630
P2S	33AC-28	24-may-90	Estimulación matricial no reactiva	<b>Etapa 1:</b> 20 Bls de Gasoil + 2 Tamb de SM-1 a 200° F. Pfinal: 0 Lpc. <b>Etapa 2:</b> 20 Bls de gasoil + 2 Tamb de Xileno a 200° F. <b>Etapa 3:</b> 10 Bls de Gasoil + 2 Tamb de RV-606 a 200° F. Deslazado con 45 Bls de gasoil.	11668- 11674

**Tabla A.10 Tratamientos de estimulación realizados en el Pozo 33AC-46**

Arena	Yacimiento	Fecha	Tratamiento	Volumen bombeado	INTERVALO (pies)
P2S	33A-28	23-oct-91	Estimulación Matricial no reactiva + dispersante de asfaltenos	Tepeca. 0.3 bpm. 1. 20 Bls de gasoil + 1 Tamb de FT-10 + 1 Tamb de SM-1. 2. 40 Bls de Gasoil + 3 tamb de Dispasphalt + 1 Tamb de SM-1. Desplazamiento con 55 Bls de gasoil	11540-11557

**Tabla A.11 Tratamientos de estimulación realizados en el Pozo 33AC-57**

Arena	Yacimiento	Fecha	Tratamiento	Volumen bombeado	INTERVALO (pies)
P2S	33A-28	12-mar-05	Estimulación matricial no reactiva	47 Bls de mezcla Ultramix desplazado con 70 Bls de Gasoil.0,5 bpm	11741-11751

**Tabla A.12 Tratamientos de estimulación realizados en el Pozo 33AC-69**

Arena	Yacimiento	Fecha	Tratamiento	Volumen bombeado	INTERVALO (pies)
O1	33A 38	23/05/1986	Estimulación con surfactante no iónico	Baker. 82 Bls de Gasoil + 7 Tamb de Lipesa 12-S (0,5 bpm) Desplazado con Gasoil.	11688-11695
		23/10/1987	Estimulación con surfactante no iónico	Baker. 82 Bls de Gasoil + 7 Tamb de Lipesa 12-S (0,5 bpm) Desplazado con Gasoil.	11688-11695

**Tabla A.13 Tratamientos de estimulación realizados en el Pozo 33AC-52**

Arena	Yacimiento	Fecha	Tratamiento	Volumen bombeado	INTERVALO (pies)
N1	33AC-52	19-ago-88	Estimulación matricial No reactiva	5 Tamb de Lipesa 12-S + 40 Bls de gasoil. Desplazado con 45 Bls de Gasoil (0,5 bpm)	11606 - 11614
		17-nov-88	Estimulación matricial No reactiva Surfactante no iónico	20 Bls de gasoil (250°F) / 30 Bls de gasoil + 4 Tamb de Lipesa 12-S / 20 Bls de Gasoil + 2 Tamb de lipesa 12-S. Desplazado con 45 Bls de Gasoil (0,5 bpm)	11606 - 11614
		23-may-89	Estimulación matricial No reactiva Surfactante no iónico	20 Bls de Gasoil + 3 Tamb de Xileno/ 30 Bls de Gasoil + 4 tamb RV-606 /Desplazado con 45 Bls de Gasoil (0,5-1 bpm)	11606 - 11614
O2	33AC-52	01-mar-98	Estimulación matricial No reactiva Surfactante no iónico	Desconocido	11660 - 11668
P2S	33AC-52	24-may-80	Estimulación matricial reactiva	HCL + MudAcid Y Gasoil	11686 - 11696
		30-jul-86	Estimulación matricial No reactiva Surfactante no iónico	90 Bls de Gasoil + 8 Tamb Block Buster (0,5 bpm)	11686 - 11696
		23-sep-86	Estimulación matricial No reactiva Surfactante no iónico	90 Bls de Gasoil + 8 Tamb surfactante no iónico Lipesa 12-S (0,5 bpm)	11686 - 11696
		13-feb-87	Estimulación matricial No reactiva Surfactante no iónico	60 Bls de Gasoil + 6 Tamb surfactante RV-6025 (0,3 bpm)	11686 - 11696
		27-oct-87	Estimulación matricial No reactiva Surfactante no iónico	3 Tamb de Lipesa 12-S + 35 Bls de gasoil/ 04 Tamb de Lipesa 12-S +90 Bls de Gasoil.(0,5 bpm)	11686 - 11696
		23-may-89	Estimulación matricial No reactiva Surfactante no iónico	20 Bls de Gasoil + 3 Tamb de Xileno/Desplazado con 45 Bls de Gasoil (0,5-1 bpm)	11686 - 11696
		11-abr-90	Estimulación No reactiva con Solvente aromáticos y dispersantes de material asfáltico	20 Bls de Gasoil + 1 Tamb de SM-1 + Tamb de Dispasfalt / 30 Bls de Gasoil + 3 Tamb de Xileno + 3 Tamb de SM-1 + 3/4 de TIVCA 955 a 150 °F. Desplazado con 70 Bls de Gasoil (0,5-1 bpm)	11686 - 11696
R2S	33AC-28	09-nov-98	Matricial reactiva Solvente/ Acido	60 Bls Solvente+ 18 BlsHCL al 10% desplazado con 78 Bls de Gasoil. (0,5 bpm aprox)	11761 - 11782
		14-jul-05	Estimulación matricial no reactiva: Ultramix	55 Bls de Ultramix + Desplazado con 70 Bls de gasoil	11761 - 11782

**Tabla A.14 Tratamientos de estimulación realizados en el Pozo 33AC-60**

Arena	Yacimiento	Fecha	Tratamiento	Volumen bombeado	INTERVALO (pies)
N1	33A-2	27-may-86	Estimulación matricial no reactiva	Tepeca: 0.5 bpm. 70 Bls de gasoil + 6 tamb de lipesa 12-S.	11716-11723
		26-nov-86	Estimulación matricial no reactiva	2 bpm. 70 Bls de gasoil + 8 tamb de lipesa 12-S + 4 tamb de Xileno. Desplazamiento con 70 Bls de Gasoil.	11716-11723
O2	33A-1X	24-may-90	Estimulación matricial no reactiva	Baker. 0,25-0,5 bpm. 1. 20 Bls de gasoil + 2 Tamb de SM-1 a 200°F. 2. 20 Bls de gasoil + 2 tamb de Xileno a 200°F. 3. 20 Bls de Gasoil + 2 tamb de RV-606 a 200°F. Desplazamiento con 65 Bls de gasoil.	11786-11793, 11798-11802
		27-jul-90	Estimulación matricial no reactiva	Baker. 0,5 bpm. 1. 20 Bls de Gasoil + 2 tamb de Aromina a 200°F 2. 30 Bls de Gasoil + 2 tamb de SM-1 + 2 tamb de Dispasfalt. Desplazado con 70 Bls de gasoil.	11786-11793, 11798-11802
R0	33A-4	12-feb-92	Estimulación matricial no reactiva	IST. 0,5 bpm. 1. 20 Bls de Gasoil + 1 tamb de PD-172 + 1 tamb de Sm-1. 2. 40 Bls de Gasoil + 1 Tamb de SM-1 + 3 tamb de Dispasfalt. Desplazado con 70 Bls de Gasoil.	11856- 11862
		15-may-92	Estimulación matricial no reactiva	IST. 0,5 bpm. 1. 20 Bls de Gasoil + 2 tamb de Xileno. 2. 40 Bls de gasoil + 1 tamb de SM-1 + 3 tamb de Dispasfalt. Desplazado con 70 Bls de gasoil.	11856- 11862
		09-nov-98	Estimulación matricial Reactiva	15 bls de solvente + 15 bls de ácido HCL:HF (15,0%). La misma fue desplazada con 56 barriles de gas oil;	11856- 11862
		21-may-05	Estimulación matricial no reactiva	SSO. Bombeo a 2 bpm 40 Bls de mezcla ultramix con Pmax= 910 lpc. Desplazado con 72 Bls de Gasoil.	11850-11852, 11852-11860, 11860-11862

**Tabla A.15 Tratamientos de estimulación realizados en el Pozo 33AC-66**

Arena	Yacimiento	Fecha	Tratamiento	Volumen bombeado	INTERVALO (pies)
I2U	-	jun-07	Limpieza de escala y Estimulación matricial	<b>1. Preflujo:</b> 40 bls de Insol 90/10 0,5 bpm. <b>2.</b> 90 Bls de HCL al 10%. Tasa: 1,5 bpm <b>3. Postflujo:</b> 320 Bls de Agua, Tasa: 3 bpm	11186- 11236

**Tabla A.16 Tratamientos de estimulación realizados en el Pozo 33AC-77**

Arena	Yacimiento	Fecha	Tratamiento	Volumen bombeado	INTERVALO (pies)
R4L	33A-77	12-ene-90	Estimulación matricial no reactiva	60 Bls de Gasoil + 3 Tamb de Xileno + 3 Tamb. De Rv-606 P inicial= 400 Lpc; P final= 4000 Lpc (0,2-0,5 Bpm) Desplazado con 90 Bls de Gasoil. P final= 4000 lpc y P max=4100 Lpc	11652-11662



**Tabla A.18 Tratamientos de estimulación realizados en el Pozo 33AC-86**

Arena	Yacimiento	Fecha	Tratamiento	Volumen bombeado	INTERVALO (pies)
N1	33A-2	20-may-86	Estimulación matricial no reactiva con Surfactante no iónico	70 Bls de Gasoil + 6 Tamb de Surfactante Lipesa 12-S (1/4 bpm) / Desplazado con 70 Bls de gasoil	11772 - 11782
O1	33A-2	23-jul-86	Estimulación matricial no reactiva con Surfactante no iónico	70 Bls de gasoil + 6 Tamb de Surfactante No iónico Well Control (0,5 bpm) / Desplazado con Gasoil	11812- 11820
		13-ene-88	Estimulación matricial no reactiva con Surfactante no iónico	100 Bls de Gasoil + 6 Tamb de Surfactante RV-6025 + 2Tamb de Solvente RV-AS-1 (0,5 bpm) / Desplazado con 100 Bls de Gasoil	11812- 11820
		07-sep-98	Estimulación Matricial reactiva	100 Bls de Solvente 2 bpm + 10 Bls de HCL a 2,5 bpm + 20 Bls de BISSA a 2,5 bpm + 5 Bls de HCL al 15% a 1,5 bpm / Desplazado con 54 Bls de Gasoil con	11812- 11820
		20-mar-01	Estimulación matricial no reactiva con Surfactante no iónico	1 Tamb de Solvente DEM-3929 + 2 Bls de gasoil / 11 Bls de solvente DEM-3929 / desplazado con 67 Bls de Gasoil	11812- 11820

**Tabla A.19 Tratamientos de estimulación realizados en el Pozo 33AC-91**

Arena	Yacimiento	Fecha	Tratamiento	Volumen bombeado	INTERVALO (pies)
P2S	33A-28	19-sep-86	Estimulación matricial no reactiva	Tepeca. 0,5-0,75 bpm. 80 Bls de gasoil + 7 Tamb de surfactante no iónico lipesa 12-s. Desplazado con gasoil.	11721-11729
		1-jun-88	Estimulación matricial no reactiva	tepeca. 0,5 bpm. 1. 70 Bls de gasoil + 6 tamb de Lipesa 12-S Bombeados en dos etapas: 35 Bls de gasoil + 4 Tamb de química, y segunda etapa con el resto. Desplazamiento con 90 Bls de gasoil.	11721-11729
		4-jul-89	Estimulación matricial no reactiva	Baker. 0,5 bpm. 1. 20 Bls de gasoil + 2 tamb de RV-AS-1 a 200°F. 2, 20 Bls de gasoil + 3 tamb de RV-606 a 200°F. Desplazamiento con 80 Bls de gasoil a 180°F.	11721-11729

**Tabla A.20 Tratamientos de estimulación realizados en el Pozo 33AC-92**

Arena	Yacimiento	Fecha	Tratamiento	Volumen bombeado	INTERVALO (pies)
S2	33A 46	1-dic-86	Estimulación matricial no reactiva.	70 Bls de gasoil + 6 Tamb de Surfactante no iónico + 2 tamb de Disolventes de asfaltenos. 0,5 bpm. DESPLAZADO CON 70 Bls de gasoil.	11814'-11824'
P2S	33A 77	26-jun-89	Estimulación matricial no reactiva.	1. 20 Bls de Gasoil + 2 Tamb de RV-AS-1 a 180 °F. 2. 30 Bls de gasoil + 3 Tamb de RV-606 a 180°F. Desplazado con 64 Bls de gasoil.	11612'-11621'

**Tabla A.21 Tratamientos de estimulación realizados en el Pozo 33AC-93**

Arena	Yacimiento	Fecha	Tratamiento	Volumen bombeado	INTERVALO (pies)
O2	33A-1X	22-may-86	Estimulación Matricial no reactiva	Baker. 20 Bls de gasoil + 6 Tamb de block Buster. Pmax= 4200 Lpc. Pfinal=4200 Lpc	11733-11739
		04-jul-89	Estimulación Matricial no reactiva	Baker. 1. 20 bls de gasoil + 2 Tamb de Xileno. 2. 15 Bls de Gasoil + 3 Tamb de Block Buster	11733-11739
N1	33A-2	23-may-05	Estimulación Matricial no reactiva	Sso. 40 Bls de ultramix desplazado con 71 Bls de gasoil	11660- 11680

**Tabla A.22 Tratamientos de estimulación realizados en el Pozo 33AC-105**

Arena	Yacimiento	Fecha	Tratamiento	Volumen bombeado	INTERVALO (pies)
P2I	33CA-105	1-mar-99	Estimulación matricial no reactiva	10 Bls de solvente (5% ButilOxitol, 0,5% surfactante, 94,5% gasoil	11714-11718
		8-abr-99	Estimulación matricial no reactiva con Ultramix	28 Bls de Ultramix. Desplazado con Gasoil.	11714-11719
		29-abr-99	Estimulación matricial no reactiva con Ultramix	Pevsa. Bombeo Nitrógeno. Seguido a 0,5 bpm. 30 Bls de Ultramix y desplazado con 18 Bls de gasoil para forzar hacia la formación, Bombeo nuevamente 30 Bls de Ultramix, desplazados con 18 Bls de gasoil.	11714-11720
		24-jul-99	Estimulación matricial reactiva	<b>EYESA. Se bombeo:</b> 20 Bls de HCL al 12,5%, 30 Bls de HCL-HF 12%-3%, 15 Bls de HCL al 7,5%, 18 Bls de otros aditivos y 68 Bls de gasoil para desplazamiento.	11714-11721

**Tabla A.23 Tratamientos de estimulación realizados en el Pozo 33AC-107**


Arena	Yacimiento	Fecha	Tratamiento	Volumen bombeado	INTERVALO (pies)
L0	33CA-107	05-dic-01	Estimulación matricial reactiva	90 Bls de Gasoil por sarta larga. Preflujo: 20 Bls de ácido acético al 10%. 30 Bls de BJsandstoneAcid. Postflujo: 20 Bls de ácido acético al 10%. SobreFlujo: 20 Bls de cloruro de amonio al 3%.	12274- 12282

**Tabla A.24 Tratamientos de estimulación realizados en el Pozo 33CA-110A**

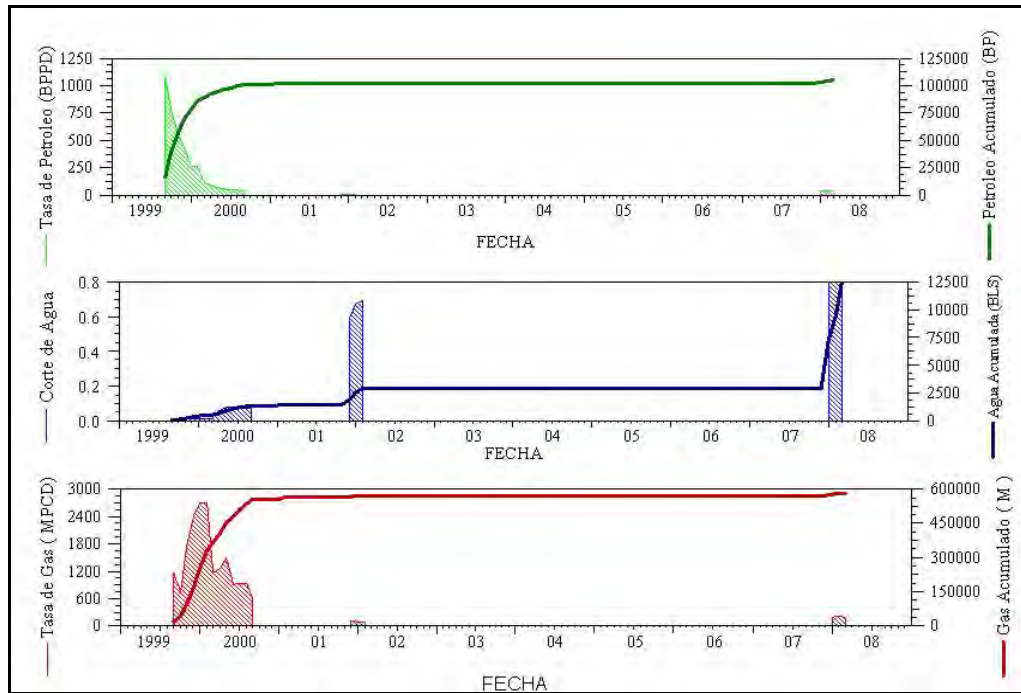
Arena	Yacimiento	Fecha	Tratamiento	Volumen bombeado	INTERVALO (pies)
R2I	33A-104RE	25-may-05	Estimulación matricial no reactiva	31 Bls Ultramix (mezcla de 5,3 bls de Ultramix puro + 26 bls de gasoil). Desplazamiento con 15 Bls de gasoil. COILED TUBING	11826 -11836

**Tabla A.25 Tratamientos de estimulación realizados en el Pozo 33CA-112X**

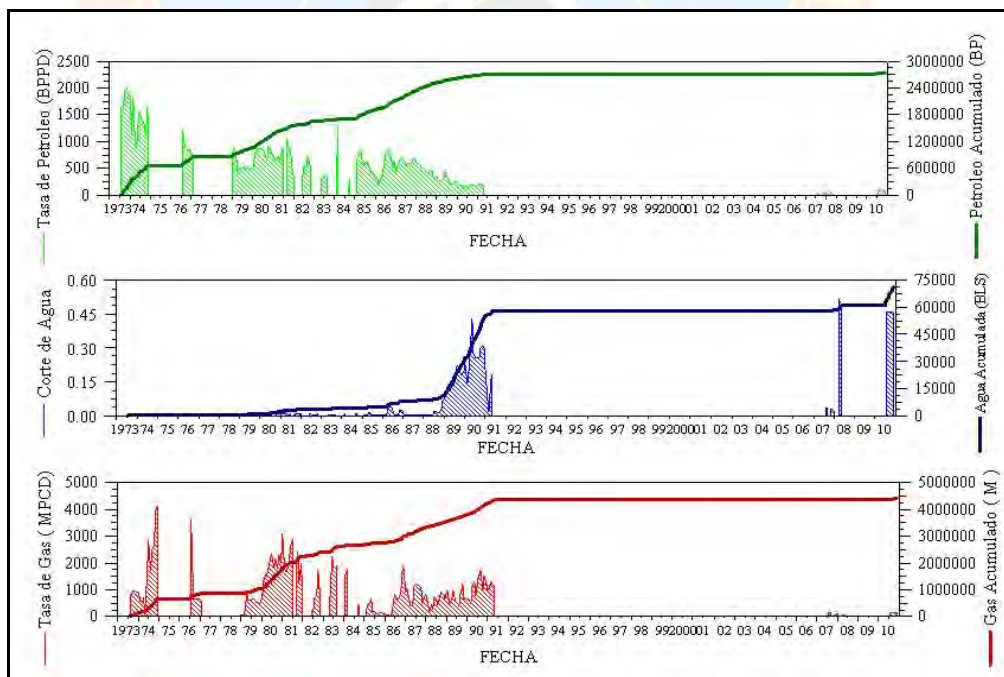
Arena	Yacimiento	Fecha	Tratamiento	Volumen bombeado	INTERVALO (pies)
O1	33CA-112x	06/08/2002	Estimulación Matricial con Coiled Tubing	Preflujo de 30 Bls de MudcleanOB (1 bpm) + 27,5 Bls de Agua tratada NH <sub>4</sub> CL 3% + 30 Bls de Sistema Acido Orgánico (Ácido acético al 13%)	12390 - 12394



**APÉNDICE B**  
**HISTÓRICOS DE PRODUCCIÓN E INYECCIÓN DE LAS ARENAS**  
**SOMETIDAS A ESTUDIO**

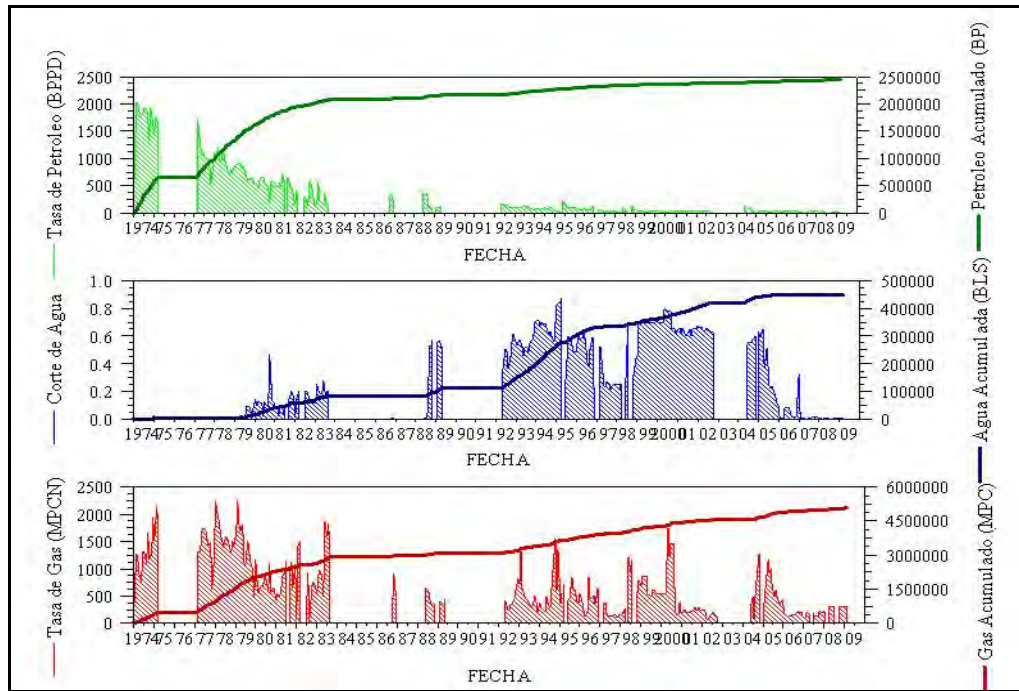


**Figura B.1 Histórico de Producción Arena L0 33A104, Pozo 33AC-107**

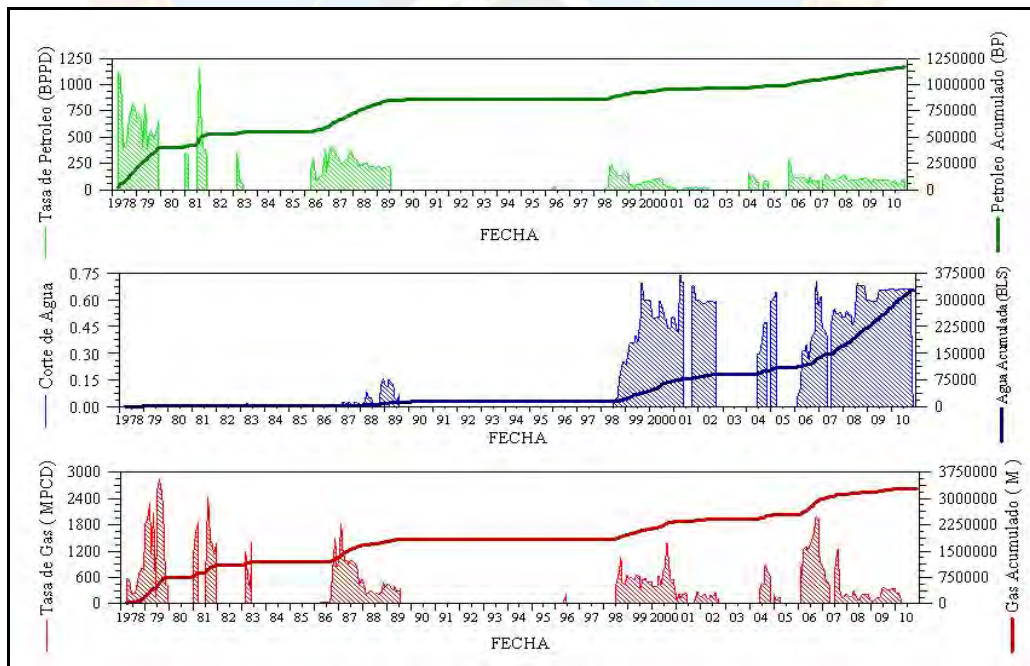


**Figura B.2 Histórico de Producción Arena N1 33A2, Pozo 33AC-2A**

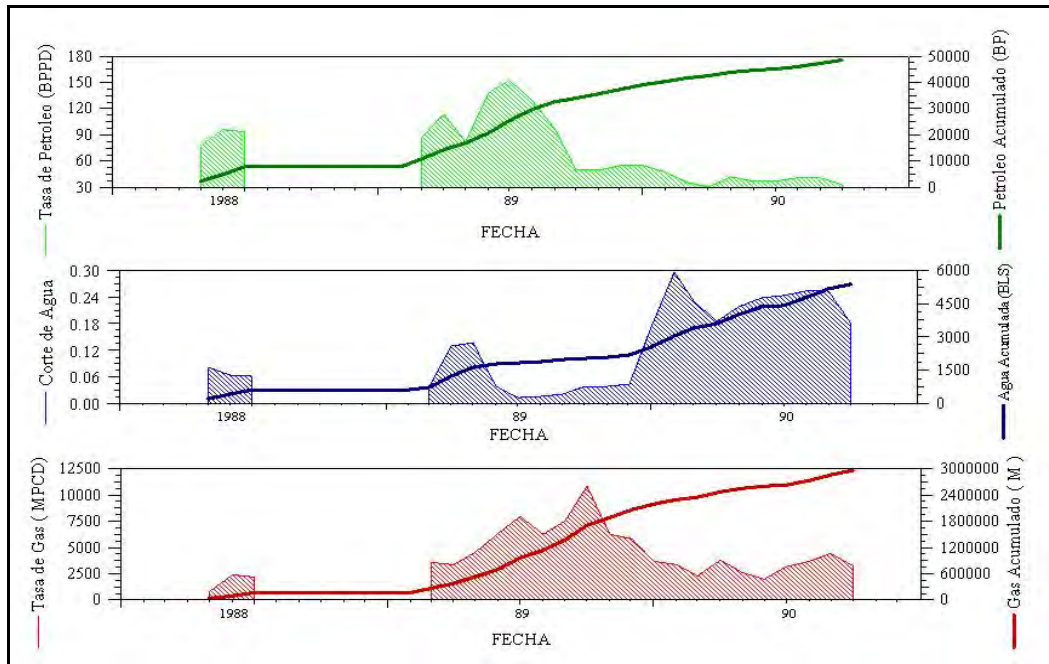




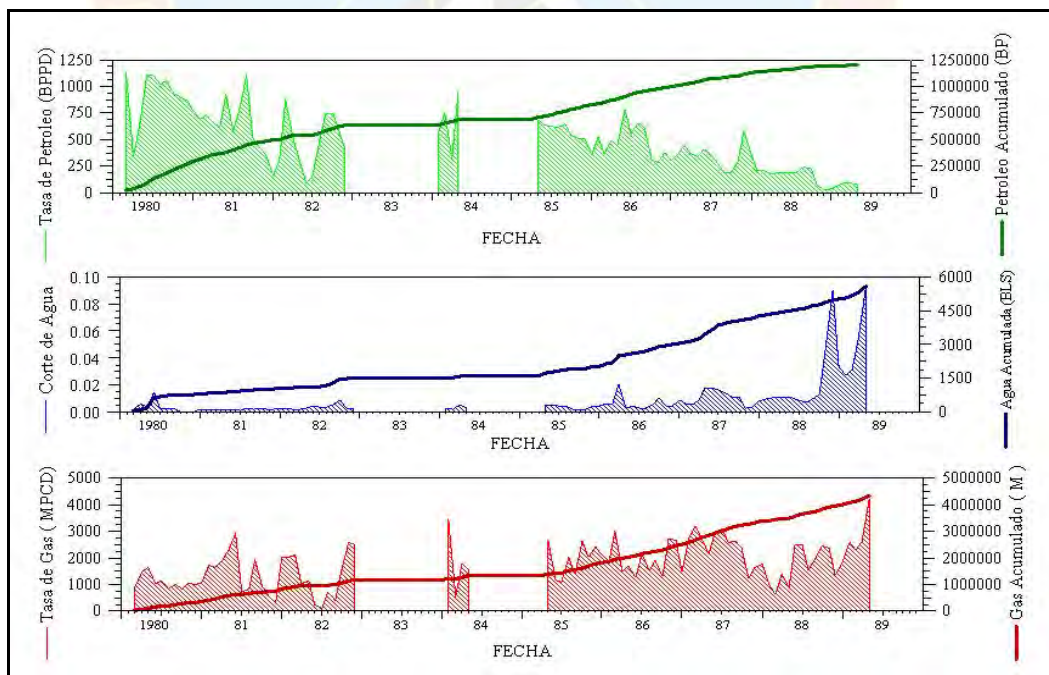
**Figura B.3 Histórico de Producción Arena N1 33A2, Pozo 33AC-4**



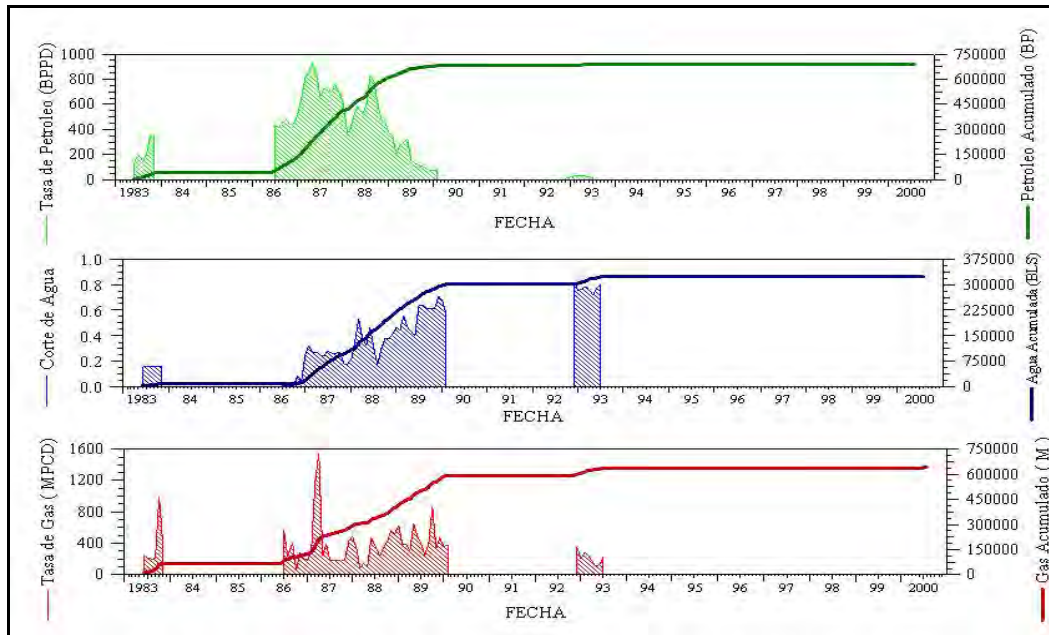
**Figura B.4 Histórico de Producción Arena N1 33A2, Pozo 33AC-20**



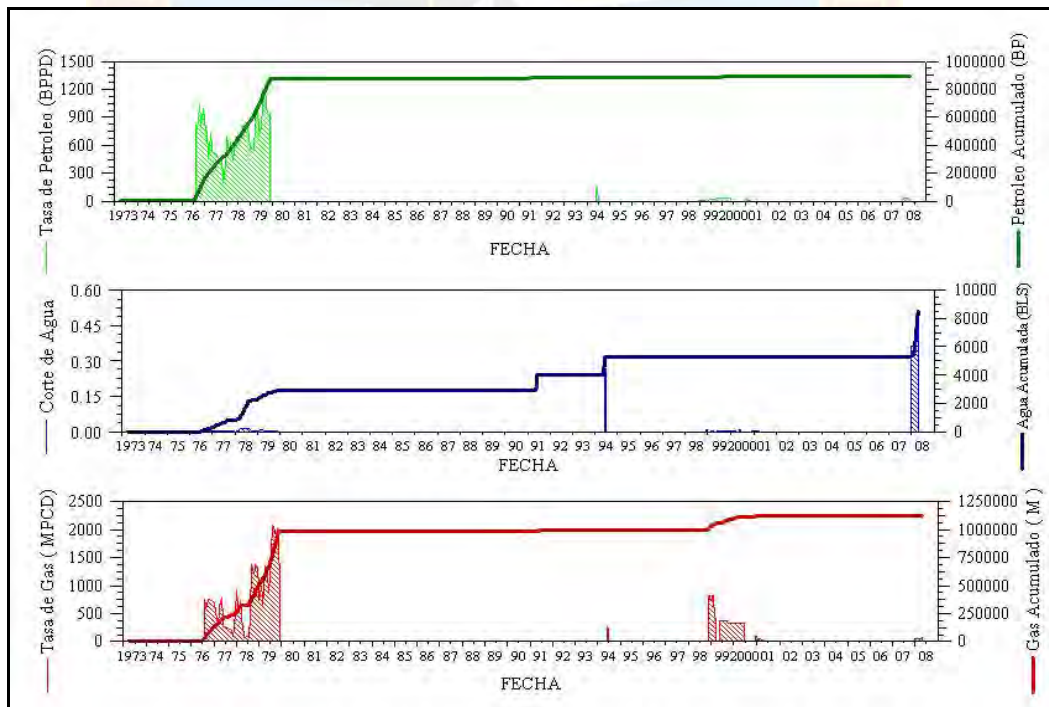
**Figura B.5 Histórico de Producción Arena N1 33A2, Pozo 33AC-33**



**Figura B.6 Histórico de Producción Arena N1 33A52, Pozo 33AC-52**

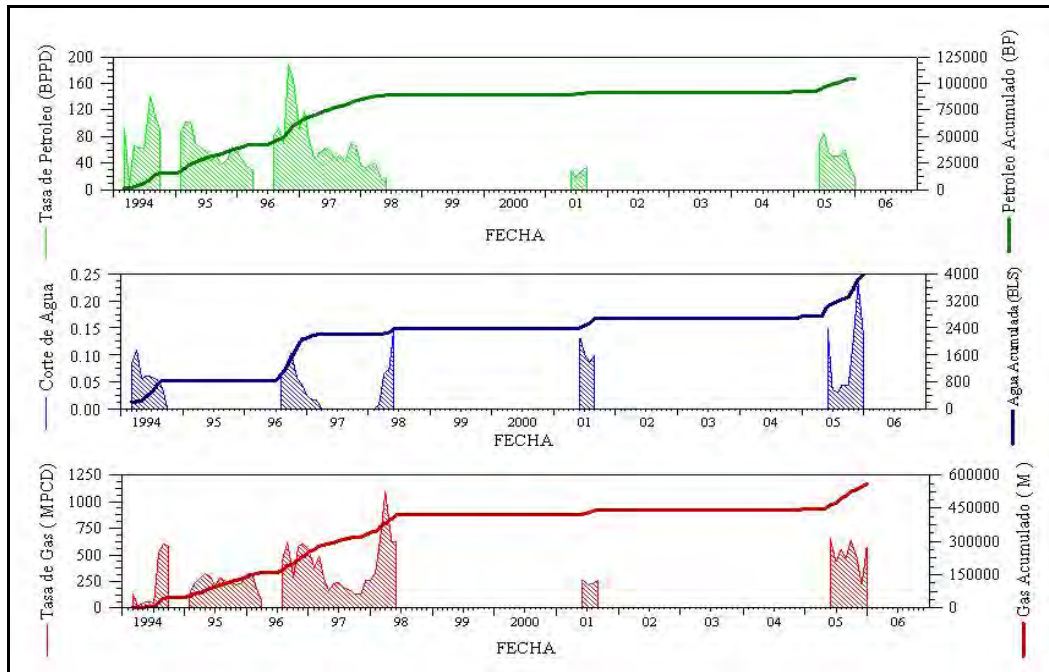


**Figura B.7 Histórico de Producción Arena N1 33A2, Pozo 33AC-60**

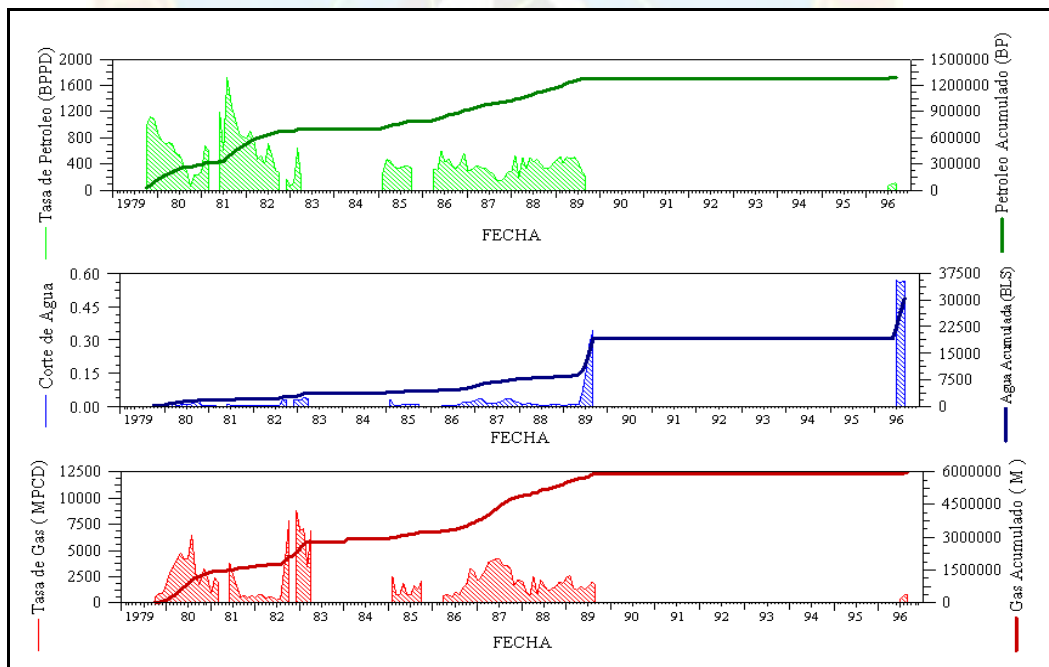


**Figura B.8 Histórico de Producción Arena O1 33A2, Pozo 33AC-2A**

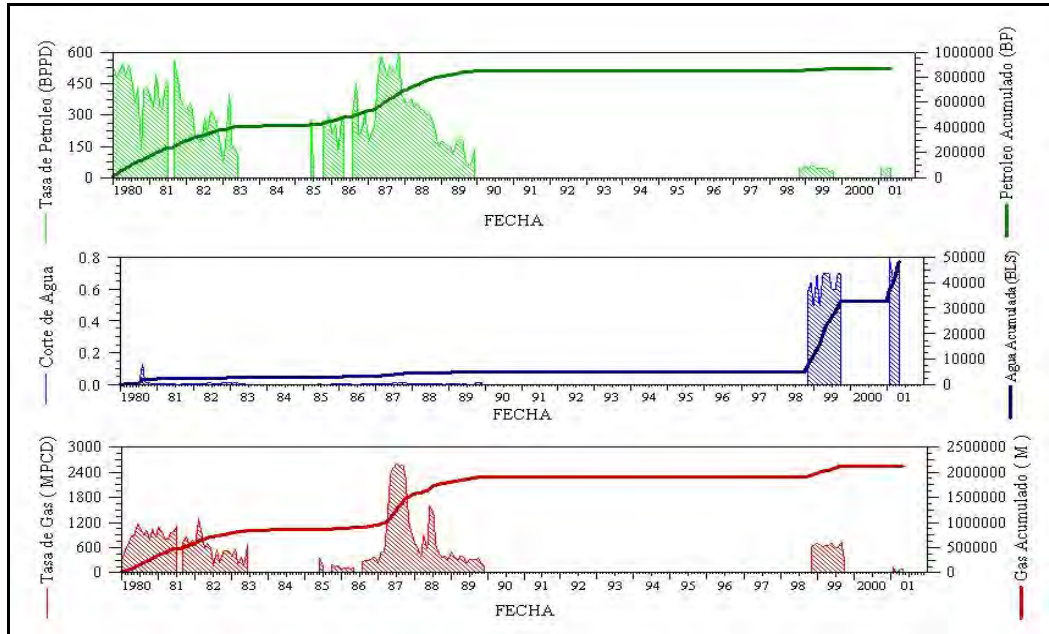




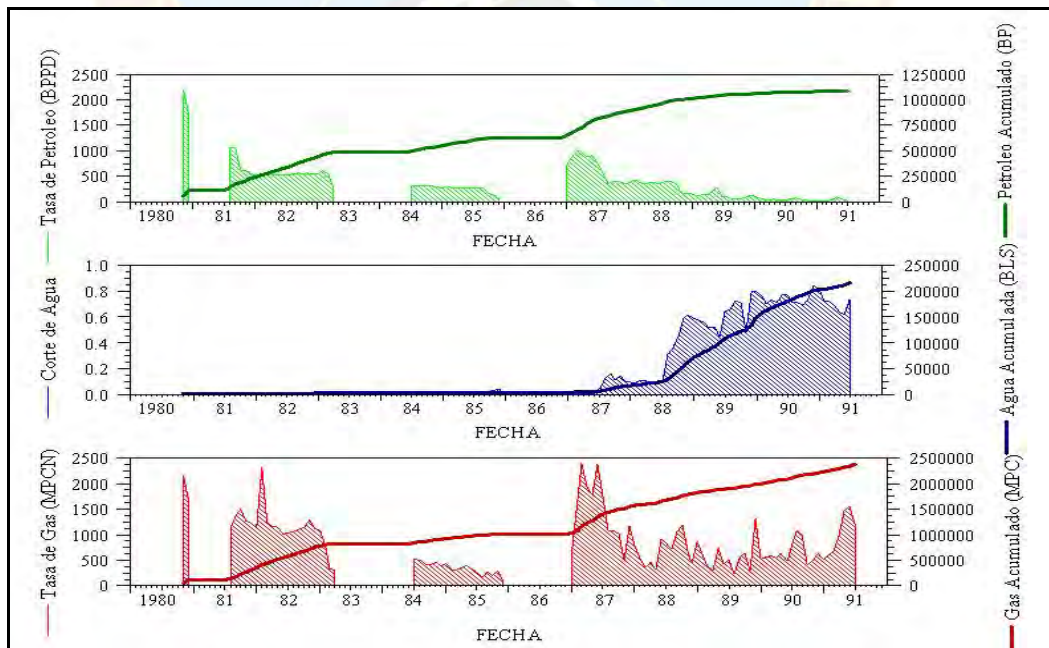
**Figura B.9 Histórico de Producción Arena O1 33A2, Pozo 33AC-20**



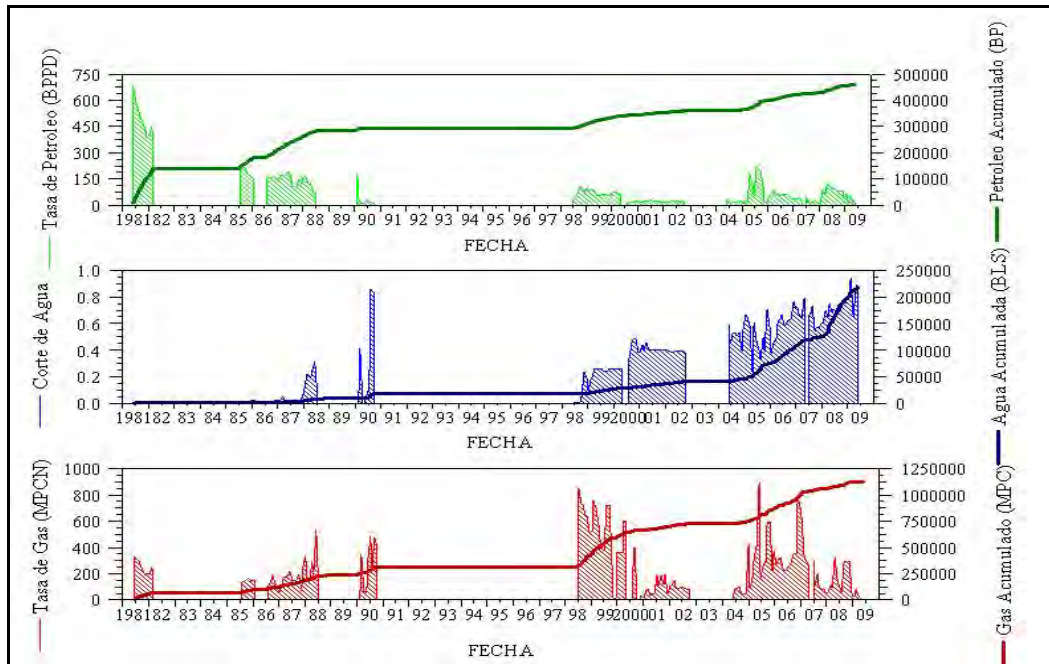
**Figura B.10 Histórico de Producción Arena O1 33A2, Pozo 33AC-38**



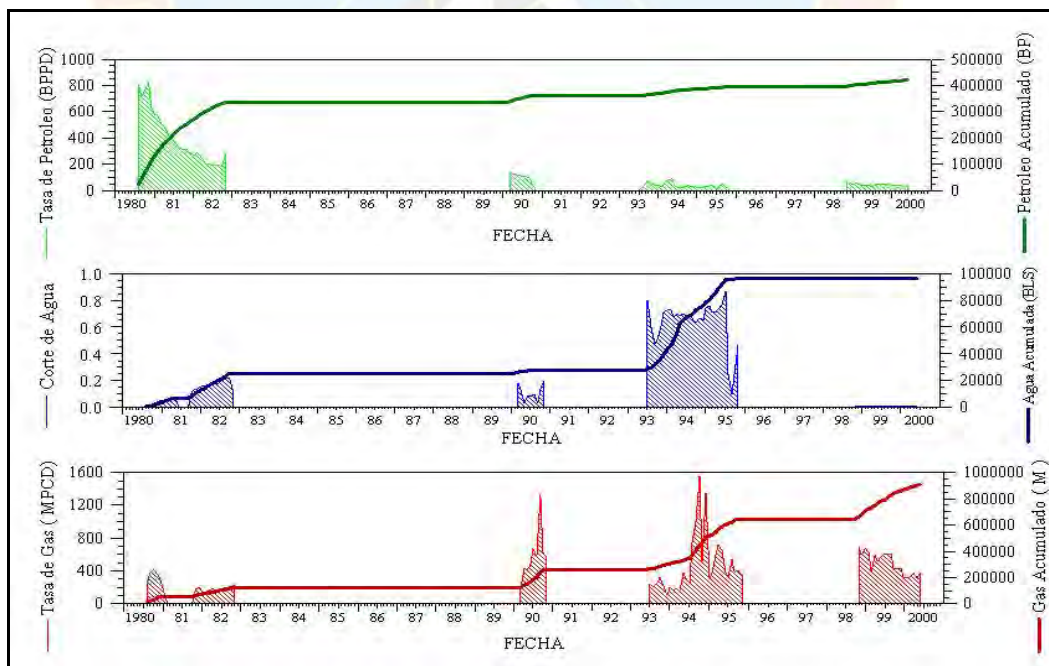
**Figura B.11 Histórico de Producción Arena O1 33A2, Pozo 33AC-43**



**Figura B.12 Histórico de Producción Arena O1 33A38, Pozo 33AC-69**

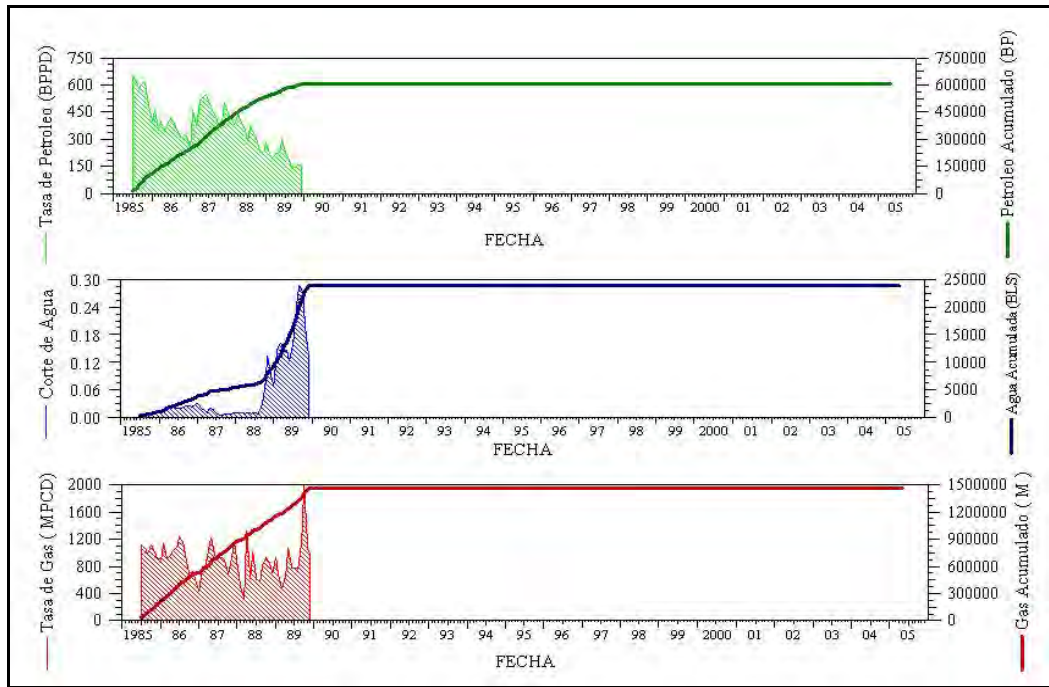


**Figura B.13 Histórico de Producción Arena O1 33A2, Pozo 33AC-86**

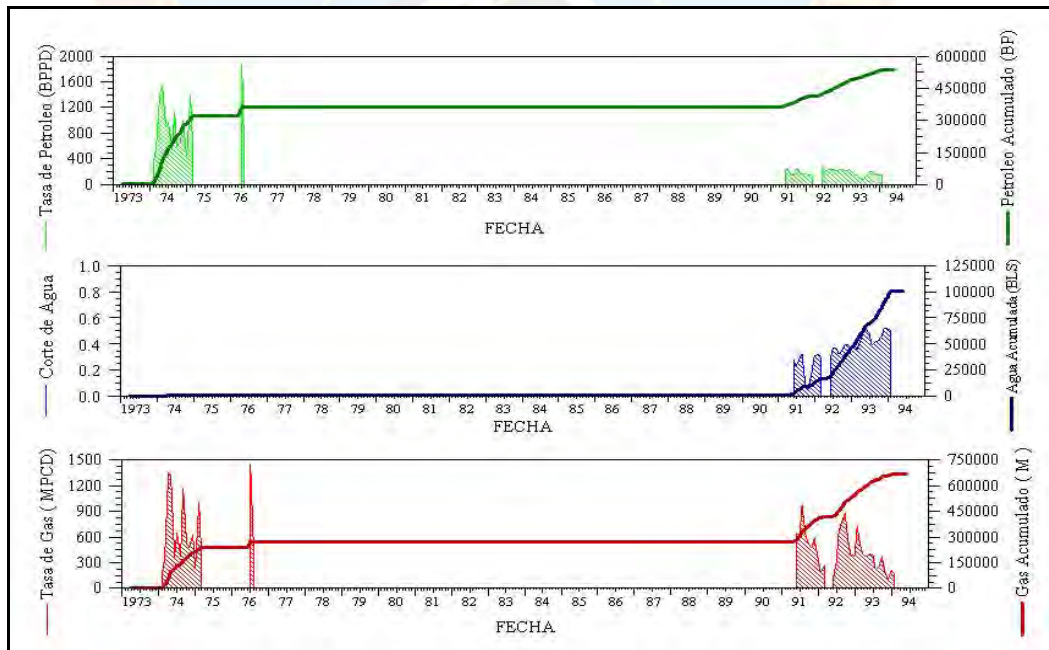


**Figura B.14 Histórico de Producción Arena O2 33A2, Pozo 33AC-60**

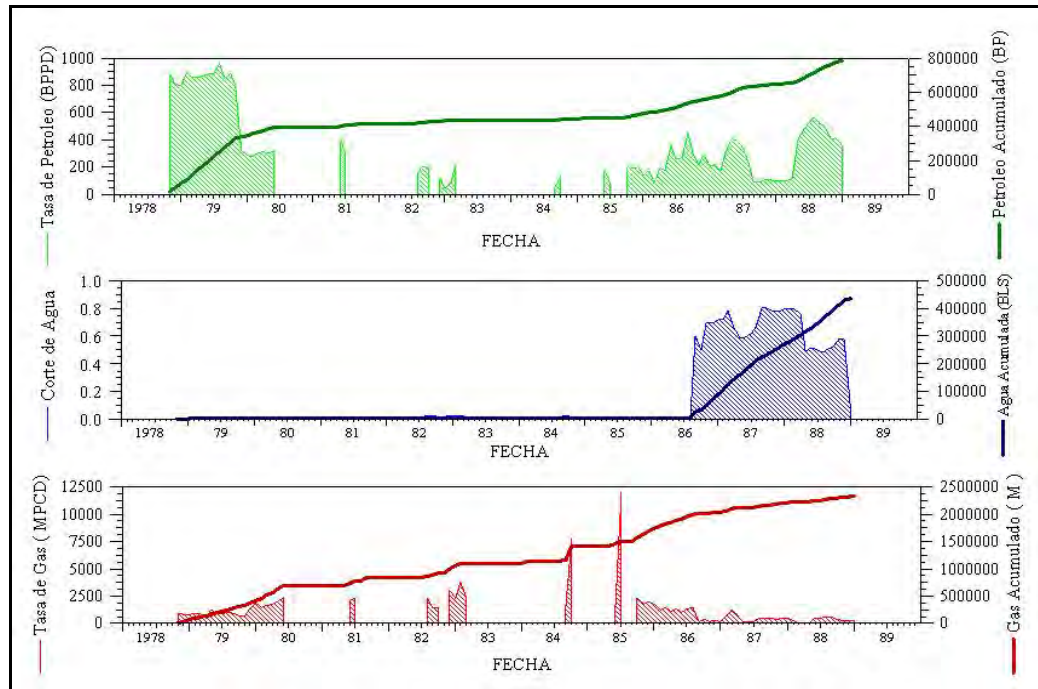




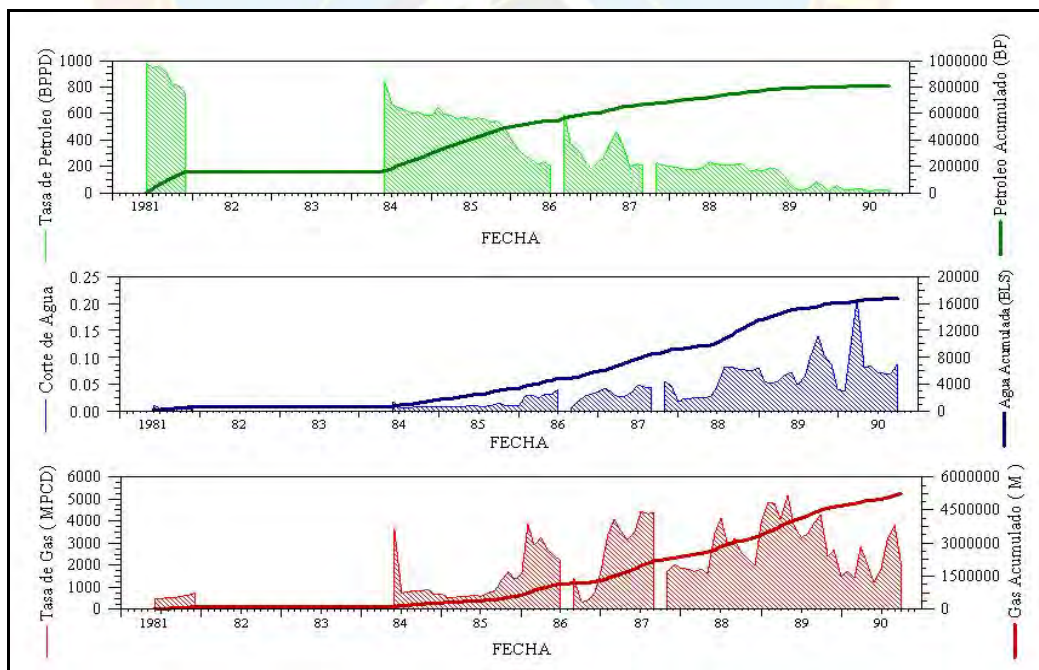
**Figura B.15 Histórico de Producción Arena O2 33A2, Pozo 33AC-93**



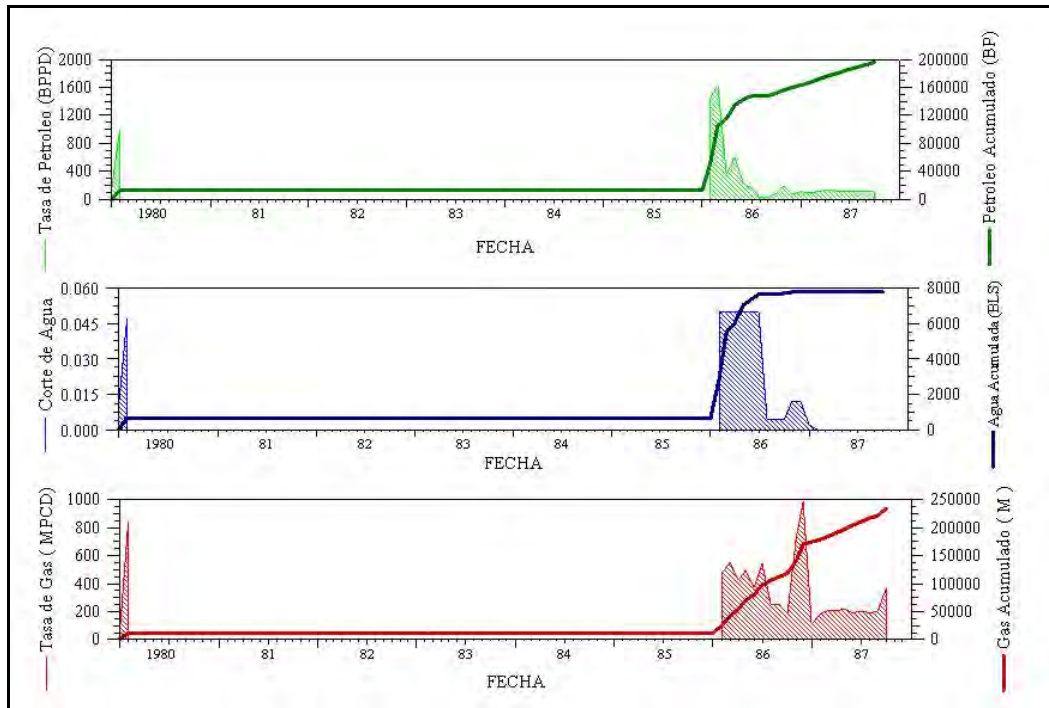
**Figura B.16 Histórico de Producción Arena P21 33A2, Pozo 33AC-2A**



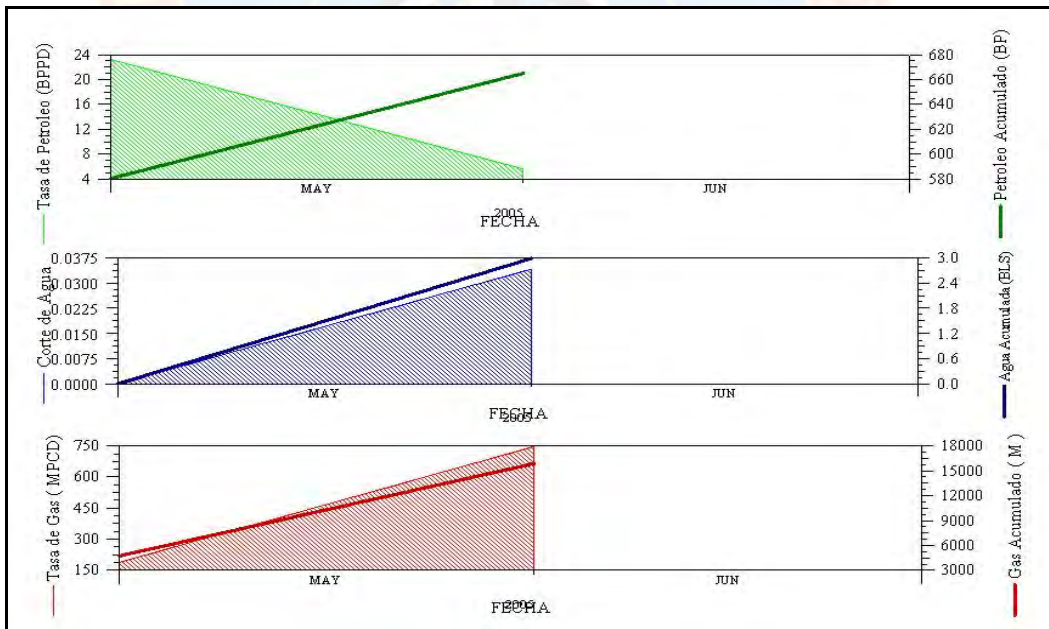
**Figura B.17 Histórico de Producción Arena P2S 33A28, Pozo 33AC-28**



**Figura B.18 Histórico de Producción Arena P2S 33A28, Pozo 33AC-91**

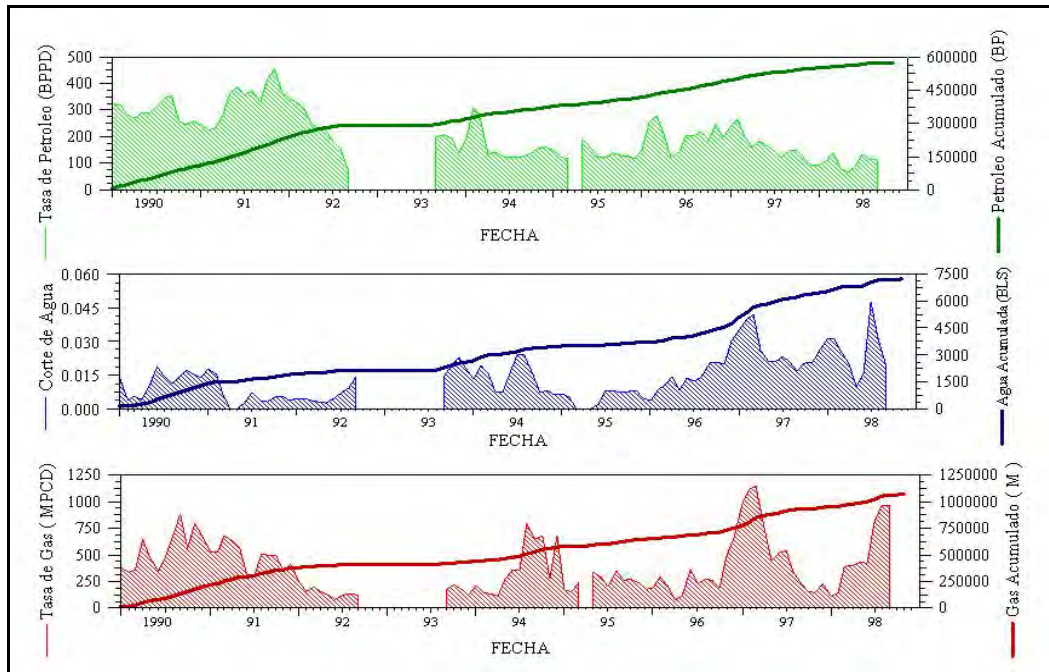


**Figura B.19 Histórico de Producción Arena R2I 33A38, Pozo 33AC-38**

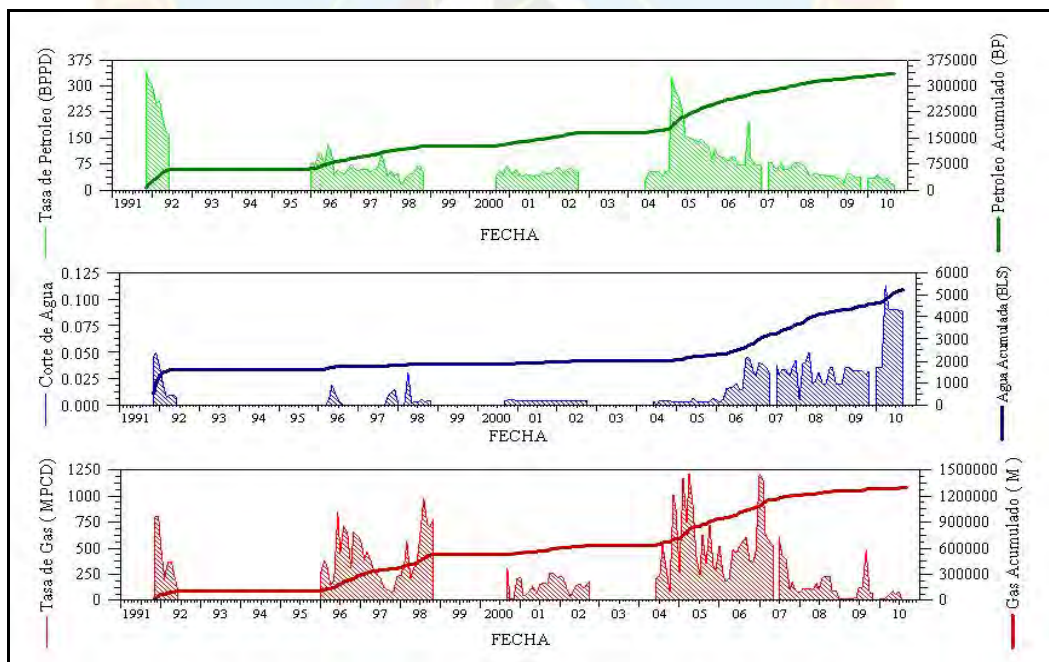


**Figura B.20 Histórico de Producción Arena R2I 33A104, Pozo 33AC-110A**

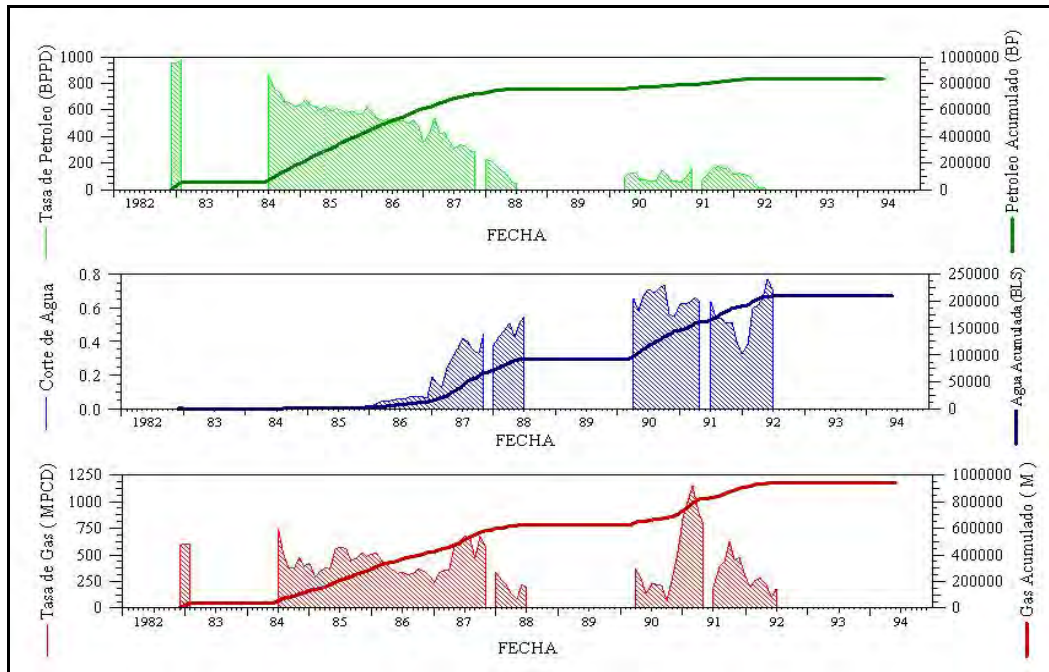




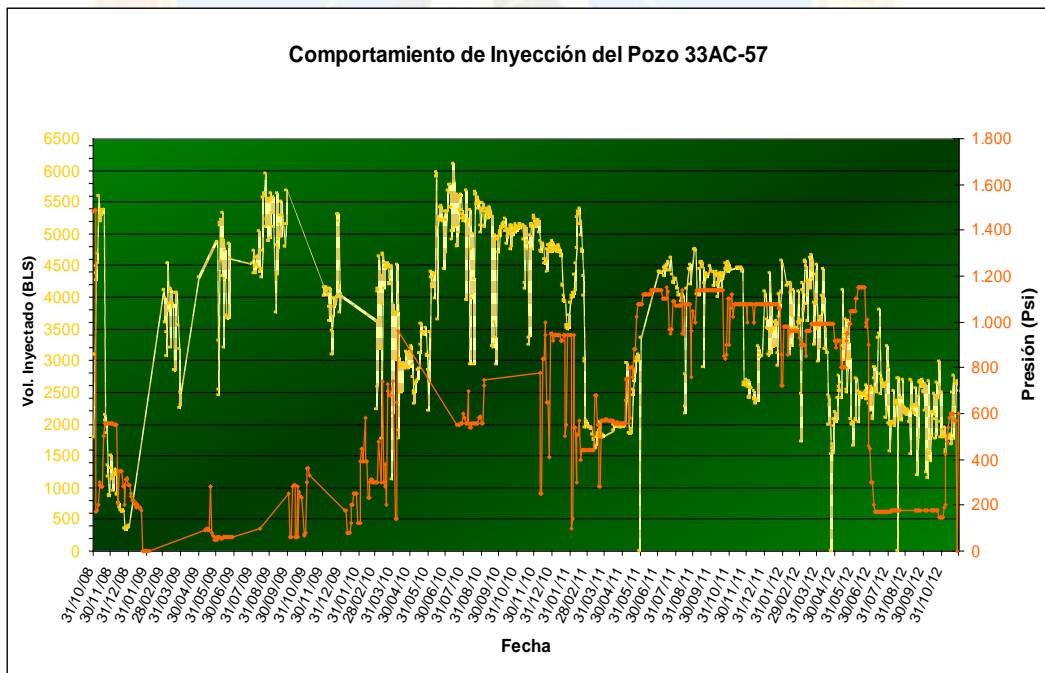
**Figura B.21 Histórico de Producción Arena R4I 33A77, Pozo 33AC-77**



**Figura B.22 Histórico de Producción Arena R0 33A4, Pozo 33AC-60**



**Figura B.23 Histórico de Producción Arena S2 33A46, Pozo 33AC-92**



**Figura B.24 Histórico de inyección Arena P2S, Pozo 33AC-57**



Figura B.25 Histórico de inyección Arena I2U, Pozo 33AC-65

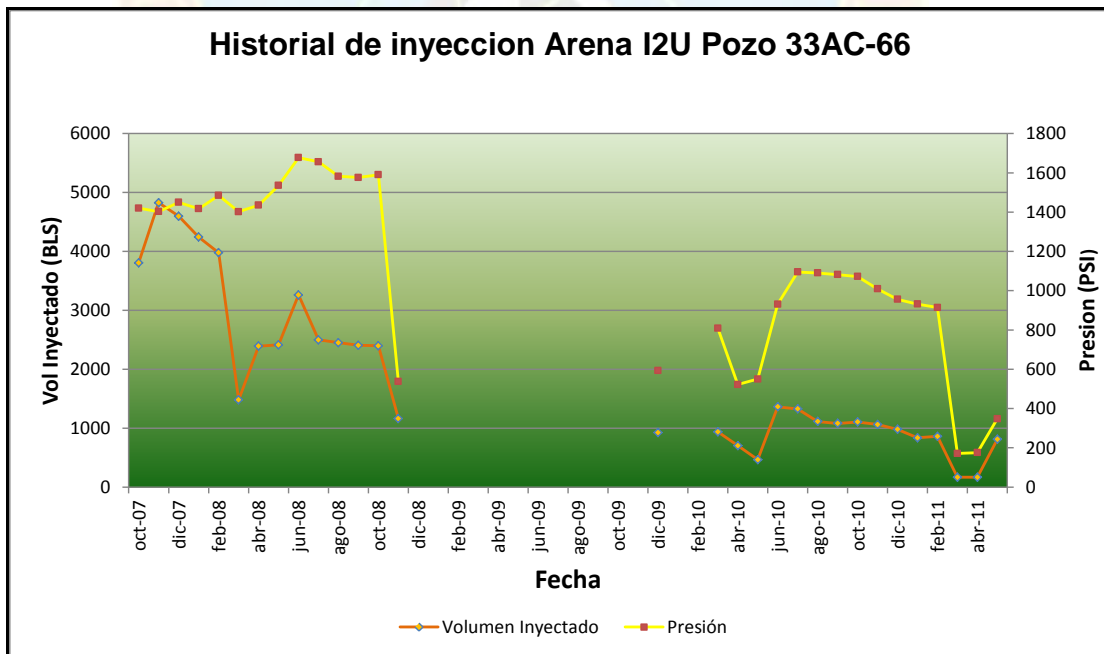


Figura B.26 Histórico de inyección Arena I2U, Pozo 33AC-66





**APÉNDICE C**  
**RESULTADOS DE LOS TRATAMIENTOS DE ESTIMULACIÓN**  
**REALIZADOS EN LOS POZOS DEL CAMPO CASMA ANACO**  
**DISTRIBUIDOS POR ARENA**

**Tabla C.1 Resultados de los Tratamientos de estimulación realizados en la  
Arena N1**

YACIMIENTO	POZO	Φ	FECHA ESTIMULACION	CONDICIÓN ANTERIOR			DESPUÉS			INCREMENTO (%)
				Qo (BPPD)	% AyS	RGP	Qo (BPPD)	% AyS	RGP	
N1 33A2	33AC-2A	9%	13-may-86	370	4,5	222	622	4	964	68,11
			23-jun-89	328	18	2241	438	12,7	1341	33,54
			25-may-90	155	43	8309	193	27,6	3785	24,52
			24-abr-91	162	15	7074	181	40	6125	11,73
	33AC-1X	15%	27-ago-72	SIN FLUIR			SIN RESULTADOS			0,00
	33AC-60	18%	27-may-86	SIN FLUIR			431	1	1017	100,00
			26-nov-86	446	7	610	520	25	342	16,59
	33AC-86		20-may-86	147	2,5	-	SIN RESULTADOS			0,00
	33AC-20	19%	21-mar-90	240	18	708	SIN RESULTADOS			0,00
			07-sep-98	16	40	39529	240	40	4333	1400,00
	33AC-33		12-may-89	33	13,6	104516	139	4	44700	321,21
	33AC-4	20%	24-may-86	SIN FLUIR			SIN RESULTADOS			0,00
			27-oct-87	SIN FLUIR			SIN RESULTADOS			0,00
N1 33A52	33AC-52	20%	19-ago-88	243	1	8300	259	1	8609	6,58
			17-nov-88	42	9	55786	83	8	31171	97,62
			16-abr-89	88	8	36057	INACTIVO DESDE 04/1989			0,00

**Tabla C.2 Resultados de los Tratamientos de Estimulación realizados en la  
Arena O1**

YACIMIENTO	POZO	Φ	FECHA ESTIMULACION	CONDICIÓN ANTERIOR			DESPUÉS			INCREMENTO (%)
				Qo (BPPD)	% AyS	RGP	Qo (BPPD)	% AyS	RGP	
O1 33A38	33AC-43	13%	30-Jul-86	257	1	400	317	0	829	23,35
			20-Ago-86	317	0	829	452	0	638	42,59
			10-Feb-87	210	1	462	250	0	530	19,05
			27-May-88	178	0	-	331	0	1604	85,96
			13-Sep-88	308	0	437	280	0	374	-9,09
			08-Dic-88	151	0	321	177	0	505,6	17,22
			14-Jul-89	184	0	319	85	0	324	-53,80
O1 33A2	33AC-2A	15%	30-Dic-98	15	1	55200	11	0	74634	-26,67
			22-Feb-99	11	0	74634	16	-	26125	0,00
	33AC-20		21-Jun-05	70	20	651	74	10	436	5,71
			03-Nov-05	62	12,4	471	35	23,5	215	-43,55
O1 33A38	33AC-69	16%	23-May-86	SIN FLUIR			SIN RESULTADOS			0,00
			23-Oct-87	363	16,2	1067,9	410	14,6	495,9	12,95
	33AC-38	18%	18-Sep-86	286	6	11270	369	6	3518	29,02
			10-Feb-87	350	3	-	350	3	-	0,00
O1 33A2	33AC-86	18%	23-Jul-86	168	1	101,9	168	1	143	0,00
			13-Ene-88	151	8,6	332,9	172	22	162,8	13,91
			07-Sep-98	56	0,1	729	85	0,1	727	51,79
			20-Mar-01	25	4	78	25	45,9	29	0,00
O1 33CA-112X	33CA-112		06-Ago-02	SIN FLUIR			SIN RESULTADOS			0,00

**Tabla C.3 Resultados de los Tratamientos de Estimulación realizados en la  
Arena O2**

YACIMIENTO	POZO	Φ	FECHA ESTIMULACION	CONDICIÓN ANTERIOR			DESPUÉS			INCREMENTO (%)
				Qo (BPPD)	% AyS	RGP	Qo (BPPD)	% AyS	RGP	
<b>O2 33A1</b>	33AC-4	14%	21-Nov-91	84	4	24738	SIN RESULTADOS			0,00
	33AC-60		24-May-90	96	8	2313	120	8,2	470	25,00
			27-Jul-90	111	7,5	669,3	21	19,2	564	-81,08
	33AC-93	15%	22-May-86	348	2,2	1028,9	395	1,8	1082,6	13,51
			04-Jul-89	225	16,3	776,3	150	29	1172,1	-33,33
	33AC-20	20%	23-Mar-90	SIN FLUIR			SIN RESULTADOS			0,00
			11-Jul-91	SIN FLUIR			SIN RESULTADOS			0,00

**Tabla C.4 Resultados de los Tratamientos de Estimulación realizados en la  
Arena P2S**

YACIMIENTO	POZO	Φ	FECHA ESTIMULACION	CONDICIÓN ANTERIOR			DESPUÉS			INCREMENTO (%)
				Qo (BPPD)	% AyS	RGP	Qo (BPPD)	% AyS	RGP	
P2S 33A28	33AC-43	13%	24-May-90		17,5	1674,5	257	15,9	1412,2	17,35
	33AC-28		29-Ago-86	270	2	1407,5	449	60	169,8	66,30
P2S 33A77	33AC-92	15%	26-Jun-89	SIN FLUIR			251	39,3	523,7	100,00
P2S 33A28	33AC-41	18%	11-Abr-90	SIN FLUIR			SIN RESULTADOS			0,00
			20-Ene-88	SIN FLUIR			170	51	208	100,00
	33AC91		10-Sep-86	372	2,8	2376	372	2,8	893	0,00
			01-Jun-88	196	2,8	17500	240	4,6	17201	22,45
			04-Jul-89	81	4,9	39876	30	6,3	113775	-62,96
	33AC-46		19%	23-Oct-91	SIN FLUIR			135	81,8	337,2
33AC-57	12-Mar-05	14		2	6500	SIN RESULTADOS			0,00	
P2S 33A52	33AC-52	20%	24-May-80	307	0,6	800	427	0,2	1974	39,09
			30-Jul-86	171	0,2	304	221	0,2	304,7	29,24
			23-Sep-86	221	0,2	304,7	214	0,2	309,4	-3,17
			13-Feb-87	86	1,2	233,8	92	1,6	283,2	6,98
			27-Oct-87	99	0	156	154	1	1178,8	55,56
			23-May-89	279	35,5	1149	SIN RESULTADOS			0,00
			11-Abr-90	254	8	1120,5	351	3,7	1122	38,19

**Tabla C.5 Resultados de los Tratamientos de Estimulación realizados en la  
Arena P2I**

YACIMIENTO	POZO	$\Phi$	FECHA ESTIMULACION	CONDICIÓN ANTERIOR			DESPUÉS			INCREMENTO (%)
				Qo (BPPD)	% AyS	RGP	Qo (BPPD)	% AyS	RGP	
P2I 33A2	33AC-2A	15%	03-Oct-91	145	32,5	622	209	5	530	44,14
	33AC-20		03-Dic-86	566	22	200	164	19,6	165,8	-71,02
			03-Ago-91	3,7	80,4	124,7	SIN RESULTADOS			0,00
P2I 33CO-105	33CA-105	18%	Mar-99	671	-	-	671	-	-	0,00
			08-Abr-99	SIN FLUIR			228 bpd por 15 días			0,00
			29-Abr-99	SIN FLUIR			SIN RESULTADOS			0,00
			24-Jul-99	SIN FLUIR			SIN RESULTADOS			0,00



**Tabla C.6 Resultados de los Tratamientos de Estimulación realizados en la  
Arena R2I**

YACIMIENTO	POZO	$\Phi$	FECHA ESTIMULACION	CONDICIÓN ANTERIOR			DESPUÉS			INCREMENTO (%)
				Qo (BPPD)	% AyS	RGP	Qo (BPPD)	% AyS	RGP	
R2I 33A104RE	33CA-110	15%	25-May-05	23	0	8055	6	3,4	132762	-73,91
R2I 33A-38	33AC-38	19%	12-Ago-86	51	0,2	1034	88,9	0,4	181,9	74,31

**Tabla C.7 Resultados de los Tratamientos de Estimulación realizados en la  
Arena R0**

YACIMIENTO	POZO	$\Phi$	FECHA ESTIMULACION	CONDICIÓN ANTERIOR			DESPUÉS			INCREMENTO (%)
				Qo (BPPD)	% AyS	RGP	Qo (BPPD)	% AyS	RGP	
R0 33A4	33AC-60	17%	10-Feb-92	223	1,8	212	260	1	368,4	16,59
			15-May-92	173	1	237	158	1	98,6	-8,67
			09-Nov-98	46	1	776	SIN RESULT			0,00
			21-May-05	236	0,2	913	156	1	412,6	-33,90

**Tabla C.8 Resultados de los Tratamientos de Estimulación realizados en la  
Arena L0**

YACIMIENTO	POZO	$\Phi$	FECHA ESTIMULACION	CONDICIÓN ANTERIOR			DESPUÉS			INCREMENTO (%)
				Qo (BPPD)	% AyS	RGP	Qo (BPPD)	% AyS	RGP	
L0 33CA-107	33CA-107	19%	05/12/2001	16	60	120	10	68,2	76	-37,50

**Tabla C.8 Resultados de los Tratamientos de Estimulación realizados en la  
Arena S2**

YACIMIENTO	POZO	$\Phi$	FECHA ESTIMULACION	Q <sub>0</sub> (BPPD)	% AyS	RGP	Q <sub>0</sub> (BPPD)	% AyS	RGP	INCREMENTO (%)
S2 33A46	33AC-92	18%	Dic-86	465	15	847	355	18,6	661	-23,66

**Tabla C.9 Resultados de los Tratamientos de Estimulación realizados en la  
Arena R2S**

YACIMIENTO	POZO	$\Phi$	FECHA ESTIMULACION	Q <sub>0</sub> (BPPD)	% AyS	RGP	Q <sub>0</sub> (BPPD)	% AyS	RGP	INCREMENTO (%)
R2S 33A-28	33AC-52	21%	09/11/1998	71	41,9	16493	SIN RESULT			0,00
			14/07/2005	33	62,8	1134	15	66,7	383,1	-54,55

**Tabla C.10 Resultados de los Tratamientos de Estimulación realizados en la  
Arena I2U**

YACIMIENTO	POZO	$\Phi$	FECHA ESTIMULACION	Q <sub>w</sub> (tasa de inyección)	Q <sub>w</sub> (tasa de inyección)	INCREMENTO (%)
I2U	33AC-66		Jun-07	2800	1245	-55,55
	33AC-44		Ago-11	SIN ADMISION	SIN RESULTADOS	0,00

**Tabla C.11 Resultados de los Tratamientos de Estimulación realizados en la  
Arena R4L**

YACIMIENTO	POZO	$\Phi$	FECHA ESTIMULACION	Q <sub>0</sub> (BPPD)	% AyS	RGP	Q <sub>0</sub> (BPPD)	% AyS	RGP	INCREMENTO (%)
R4L 33A-77	33AC-77	21%	12/01/1990	347	1,4	377	318	0,3	33,1	-8,36



**APÉNDICE D**  
**PARÁMETROS OPERACIONALES BAJO LOS CUALES SE EFECTUARON**  
**LOS TRATAMIENTOS DE ESTIMULACIÓN**

**Tabla D.1 Parámetros operacionales bajo los cuales se efectuaron los tratamientos de estimulación en el pozo 33AC-2A**

Fecha de Estimulación	Radio de Penetración (Pies)	Presión de Inyección (LPC)	Antes de estimulación	Después de estimulación	Tiempo de remojo (horas)
			Qo (BPPD)	Qo (BPPD)	
13-May-86	10	3050	370	622	24
23-Jun-89	5	1100	328	438	24
25-May-90	7	900	155	193	48
24-Abr-91	8	900	162	181	24
03-Oct-91	12	1000	145	209	24
30-Dic-98	8	1100	15	11	24

**Tabla D.2 Parámetros operacionales bajo los cuales se efectuaron los tratamientos de estimulación en el pozo 33AC-20**

Fecha de Estimulación	Radio de Penetración (Pies)	Presión de Inyección (LPC)	Antes de estimulación	Después de estimulación	Tiempo de remojo (horas)
			Qo (BPPD)	Qo (BPPD)	
07-Sep-98	4,5	sininf.	16	240	24
21-Jun-05	7	3500	70	74	48

**Tabla D.3 Parámetros operacionales bajo los cuales se efectuaron los tratamientos de estimulación en el pozo 33AC-38**

Fecha de Estimulación	Radio de Penetración (Pies)	Presión de Inyección (LPC)	Antes de estimulación	Después de estimulación	Tiempo de remojo (horas)
			Qo (BPPD)	Qo (BPPD)	
12-Ago-86	4	5400	51	89	24
18-Sep-86	10	4200	286	369	24

**Tabla D.4 Parámetros operacionales bajo los cuales se efectuaron los tratamientos de estimulación en el pozo 33AC-43**

Fecha de Estimulación	Radio de Penetración (Pies)	Presión de Inyección (LPC)	Antes de estimulación	Después de estimulación	Tiempo de remojo (horas)
			Qo (BPPD)	Qo (BPPD)	
30-jul-86	8	3800	257	317	24
26-ago-86	8	5000	317	452	24
10-feb-87	9	4200	210	250	24
27-may-88	8	4100	178	331	24
8-dic-88	8	3800	151	177	24
24-may-90	6	3100	219	257	48

**Tabla D.5 Parámetros operacionales bajo los cuales se efectuaron los tratamientos de estimulación en el pozo 33AC-52**

Fecha de Estimulación	Radio de Penetración (Pies)	Presión de Inyección (LPC)	Antes de estimulación	Después de estimulación	Tiempo de remojo (horas)
			Qo (BPPD)	Qo (BPPD)	
30-Jul-86	10	4100	171	221	24
13-Feb-87	7	2600	86	92	48
27-Oct-87	9	3000	99	154	24
19-Ago-88	6,5	1000	243	259	24
17-Nov-88	6	1600	42	83	24
11-Abr-90	6	1000	254	351	24

**Tabla D.6 Parámetros operacionales bajo los cuales se efectuaron los tratamientos de estimulación en el pozo 33AC-60**


Fecha de Estimulación	Radio de Penetración (Pies)	Presión de Inyección (LPC)	Antes de estimulación	Después de estimulación	Tiempo de remojo (horas)
			Qo (BPPD)	Qo (BPPD)	
27-may-86	10	0	0	431	24
26-Nov-86	10	4000	446	520	24
24-May-90	5	3400	96	120	48
10-Feb-92	8	2700	223	260	24

**Tabla D.7 Parámetros operacionales bajo los cuales se efectuaron los tratamientos de estimulación en el pozo 33AC-86**

Fecha de Estimulación	Radio de Penetración (Pies)	Presión de Inyección (LPC)	Antes de estimulación	Después de estimulación	Tiempo de remojo (horas)
			Q <sub>o</sub> (BPPD)	Q <sub>o</sub> (BPPD)	
13-Ene-88	10	3000	151	172	48
07-Sep-98	10	3000	56	85	24







**APÉNDICE E**  
**DATOS UTILIZADOS PARA REALIZACIÓN DE ANÁLISIS NODAL**

**Tabla E.1 Datos Actuales de los Yacimientos**

POZO	ARENA-YACIMIENTO	Presión de Yacimiento (Lpc)	Temperatura de Yacimiento (°F)	Espesor Arena (pies)	Permeabilidad (mD)
33AC-2A	N1 33A2	2073,6	245	16	62
33AC-20	N1 33A2	2073,6	257	30	200
33AC-77	P2I 33A77	2012	250	10	180,30
33AC-93	N1 33A2	2073,6	240	30	113
33CA-110	P2S 33CO110	3063,7	254	5	53

**Tabla E.2 Datos de Tubería vertical**

POZO	PROFUNDIDAD TVD (Pies)	PROFUNDIDAD MD (Pies)	PRESIÓN DE SALIDA (lpc)
33AC-2A	11698	11698	95
33AC-20	11614	11614	110
33AC-77	11502	11502	205
33AC-93	11690	11690	80
33CA-110	11530	11727	120

**Tabla E.3 Datos de los fluidos**

POZO	RGP (PCN/BLS)	° API	% A y S
33AC-2A	2046	25,9	9
33AC-20	3522	23,3	66
33AC-77	3602	23,3	94
33AC-93	4587	26,9	40
33CA-110	3119	25,7	70

**Tabla E.4 Datos de Equipo de Fondo (Gas Lift)**

POZO	Inyección de Gas (MPCN/D)	Profundidad Ultima válvula (pies)
33AC-2A	915	10423
33AC-20	904	10814
33AC-77	550	9530
33AC-93	651	10714
33CA-110	808	10526

**Tabla E.5 Datos de los Yacimientos utilizados en análisis nodal para determinación de la reducción de daño a la formación**

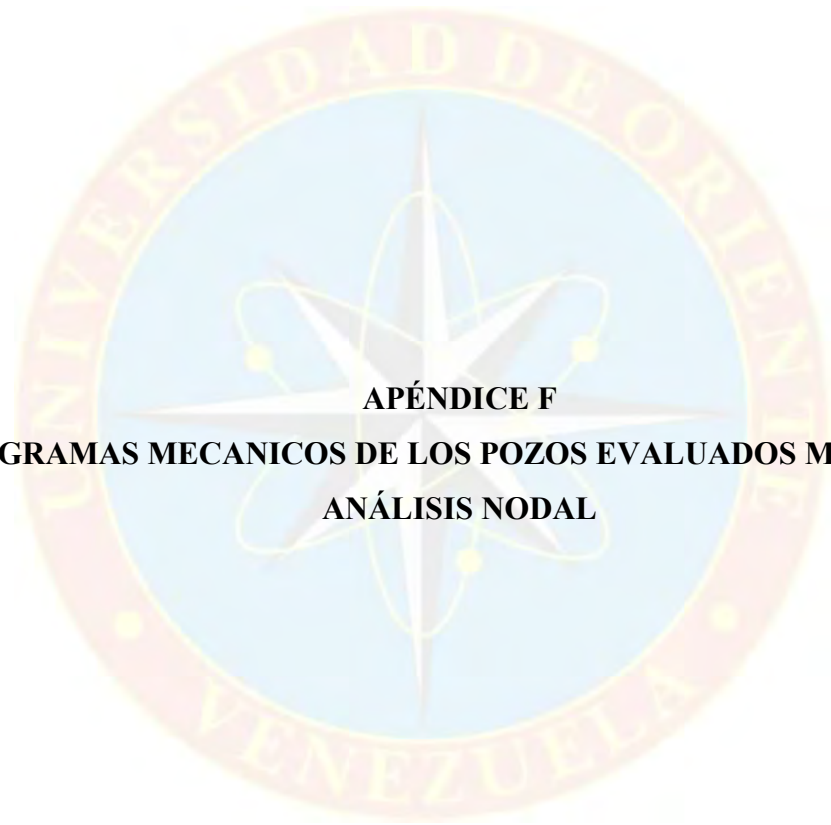
POZO	ARENA-YACIMIENTO	Presión de Yacimiento (Lpc)	Temperatura de Yacimiento (°F)	Espesor Arena (pies)	Permeabilidad (mD)	Fecha
33AC-2A	N1 33A2	3900	245	16	62	Mayo 1986
		3250				Junio 1989
		3250				Mayo 1990
		3200				Abril 1991
33AC-20		2300	257	30	3,85	Septiembre 1998

**Tabla E.6 Datos de Tubería vertical**

POZO	PROFUNDIDAD TVD (Pies)	PROFUNDIDAD MD (Pies)	REDUCTOR 1/64"	PRESIÓN DE SALIDA (lpc)	Fecha
33AC-2A	11698	11698	24	280	Mayo 1986
			24	700	Junio 1989
			24	600	Mayo 1990
			24	450	Abril 1991
33AC-20	11614	11614	0	145	Septiembre 1998

**Tabla E.7 Datos de los fluidos**

POZO	RGP (PCN/BLS)	° API	% A y S	Fecha
33AC-2A	212	24,7	4	Mayo 1986
	2241	22,1	18	Junio 1989
	5687	21,6	20	Mayo 1990
	4911	23,5	24	Abril 1991
33AC-20	4825	25,0	3	Septiembre 1998



**APÉNDICE F**  
**DIAGRAMAS MECANICOS DE LOS POZOS EVALUADOS MEDIANTE**  
**ANÁLISIS NODAL**



## DIAGRAMA MECÁNICO ACTUAL POZO 33AC-2A (VERTICAL)

FECHA: 13-06-2011

E.M.R: 412'  
E.T: 401'

COORDENADAS UTM:  
E:450.057,86  
N: 1.022.683,89

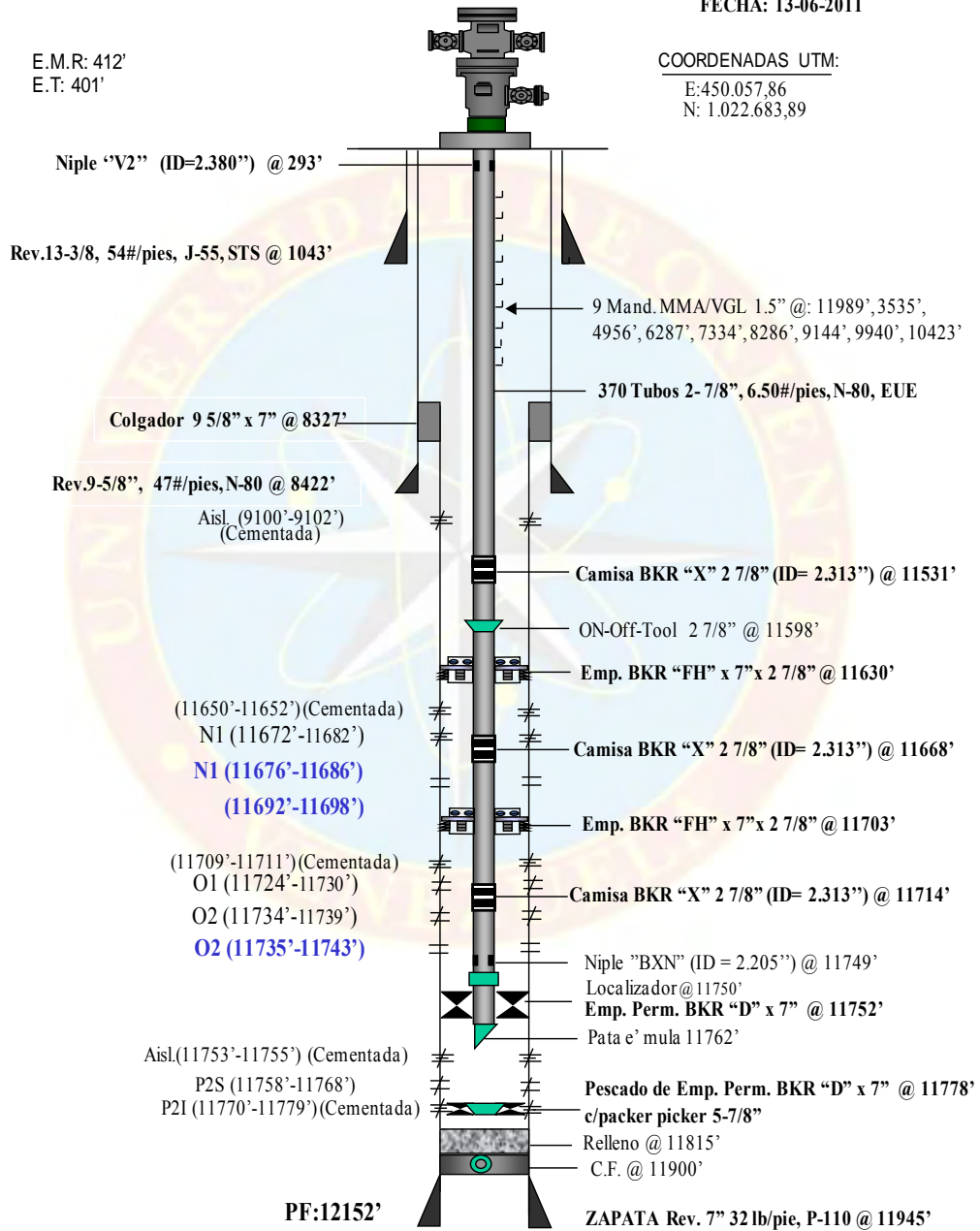


Figura F.1 Diagrama Mecánico del pozo 33AC-2A

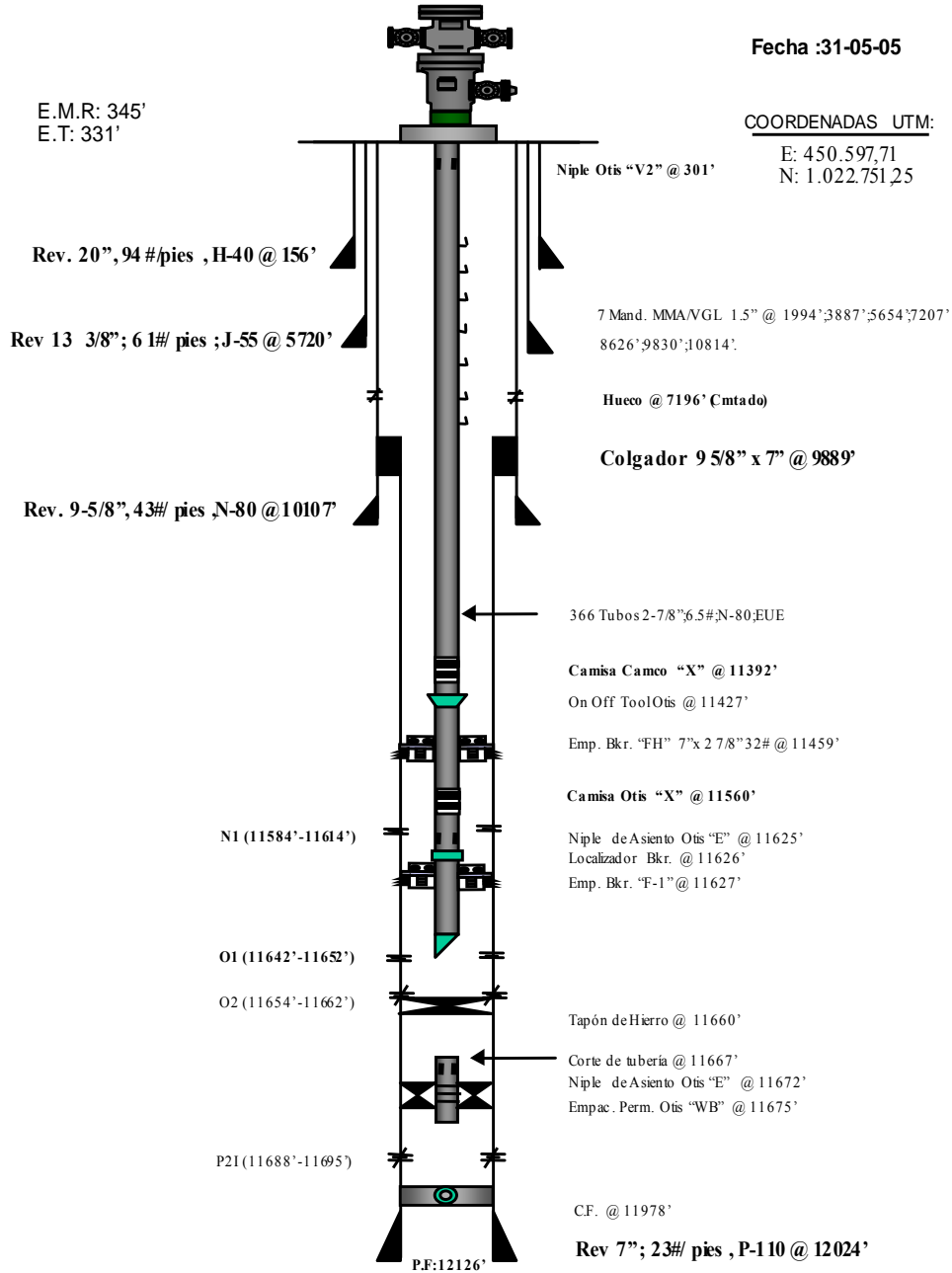


E.M.R: 345'  
E.T: 331'

Fecha :31-05-05

COORDENADAS UTM:

E: 450.597,71  
N: 1.022.751,25



HS

**Figura F.2 Diagrama Mecánico del Pozo 33AC-20**

**DIAGRAMA MECANICO ACTUAL POZO: 33AC- 77 (VERTICAL)**

Fecha: 21-07-07

E.M.R: 366'  
E.T: 348'

COORDENADAS UTM:  
E: 453.027,70  
N: 1.021.544,35

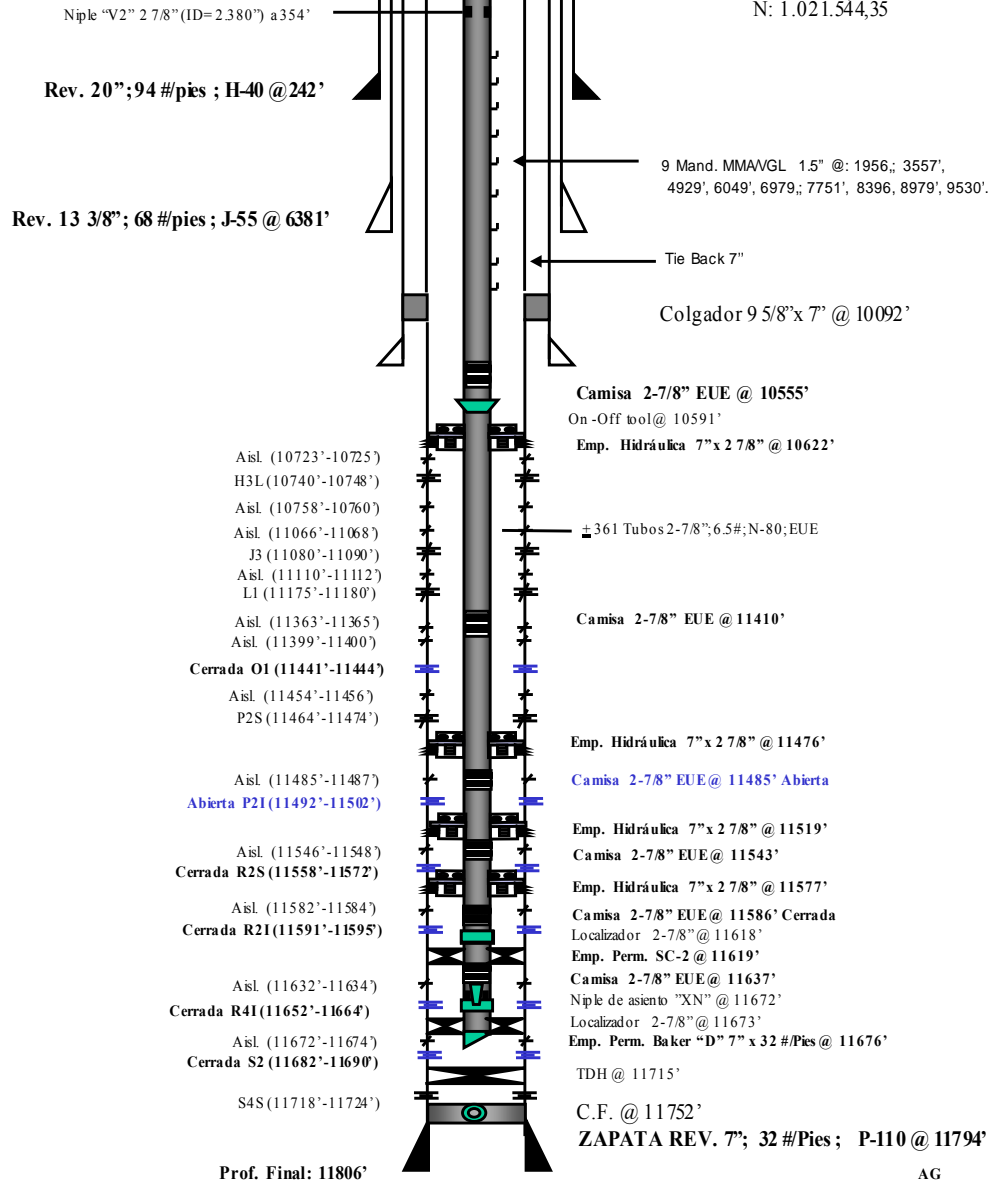


Figura F.3 Diagrama Mecánico del Pozo 33AC-77

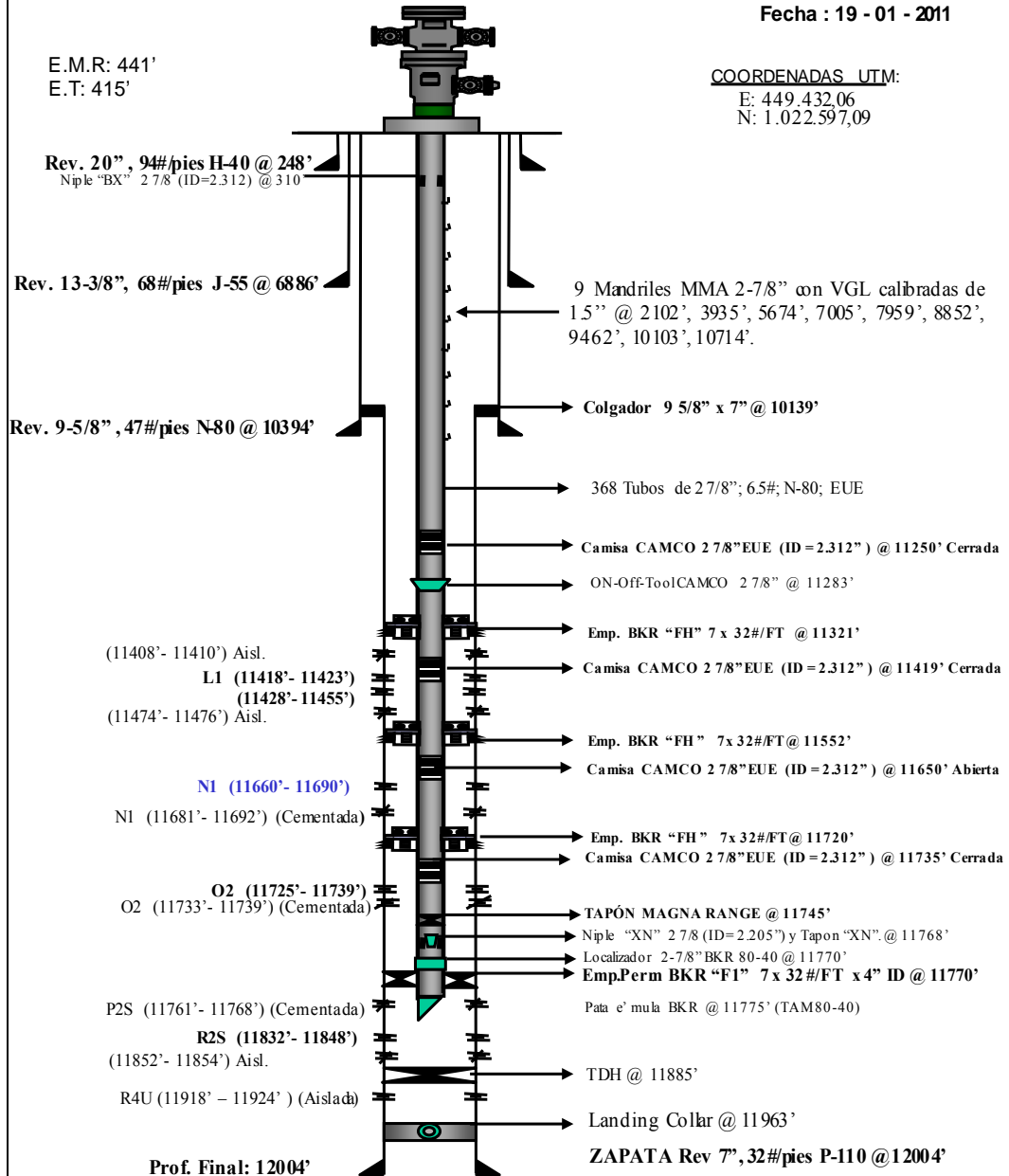


## DIAGRAMA MECANICO ACTUAL POZO: 33CA-93 (VERTICAL)

Fecha : 19 - 01 - 2011

E.M.R: 441'  
E.T: 415'

COORDENADAS UTM:  
E: 449.432,06  
N: 1.022.597,09



NM

Figura F.4 Diagrama Mecánico del Pozo 33AC-93

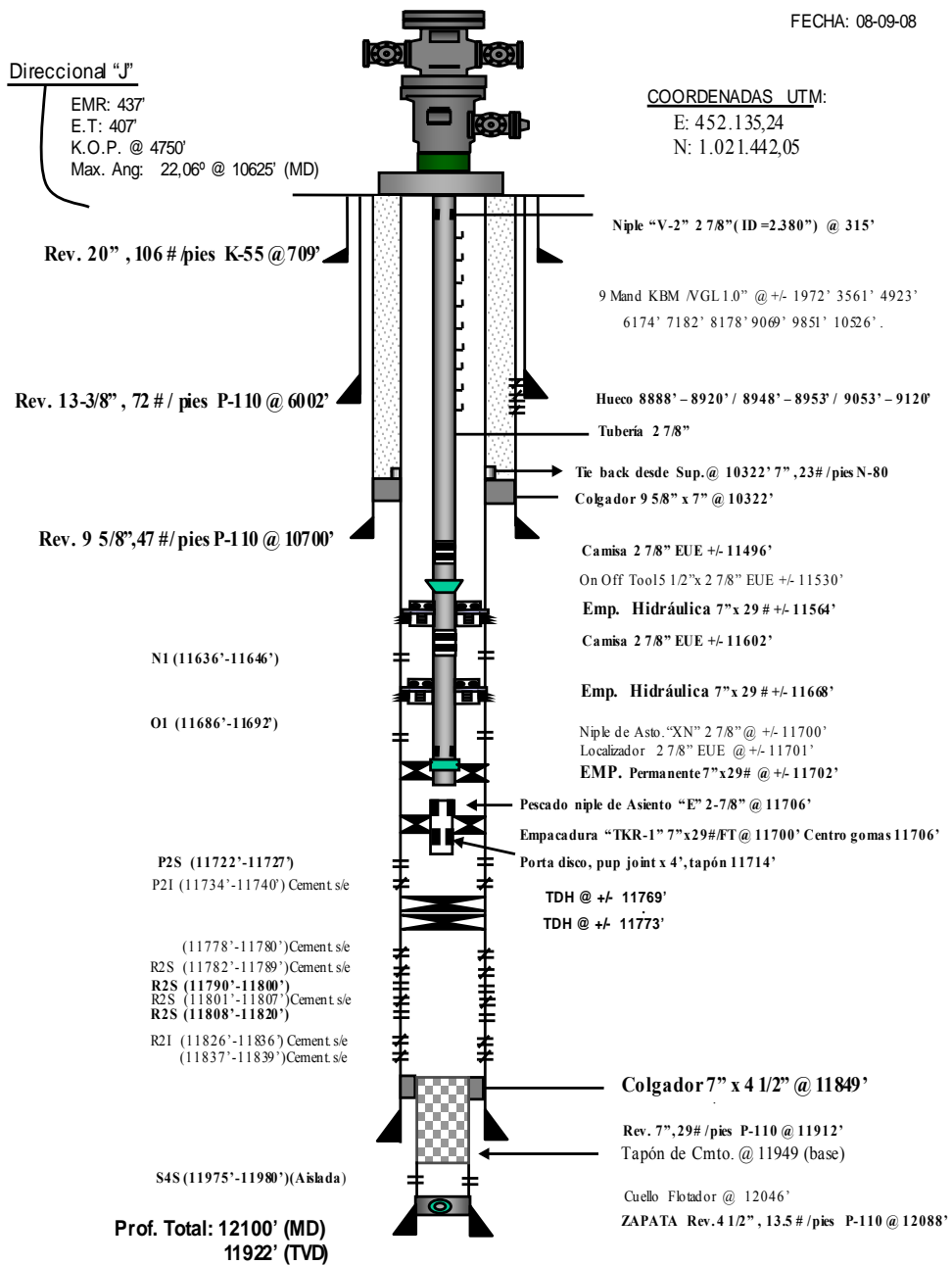
**DIAGRAMA MECANICO ACTUAL POZO: 33CA-110A  
 (DIRECCIONAL)**

FECHA: 08-09-08

Direccional "J"

EMR: 437'  
 E.T: 407'  
 K.O.P. @ 4750'  
 Max. Ang: 22,06° @ 10625' (MD)

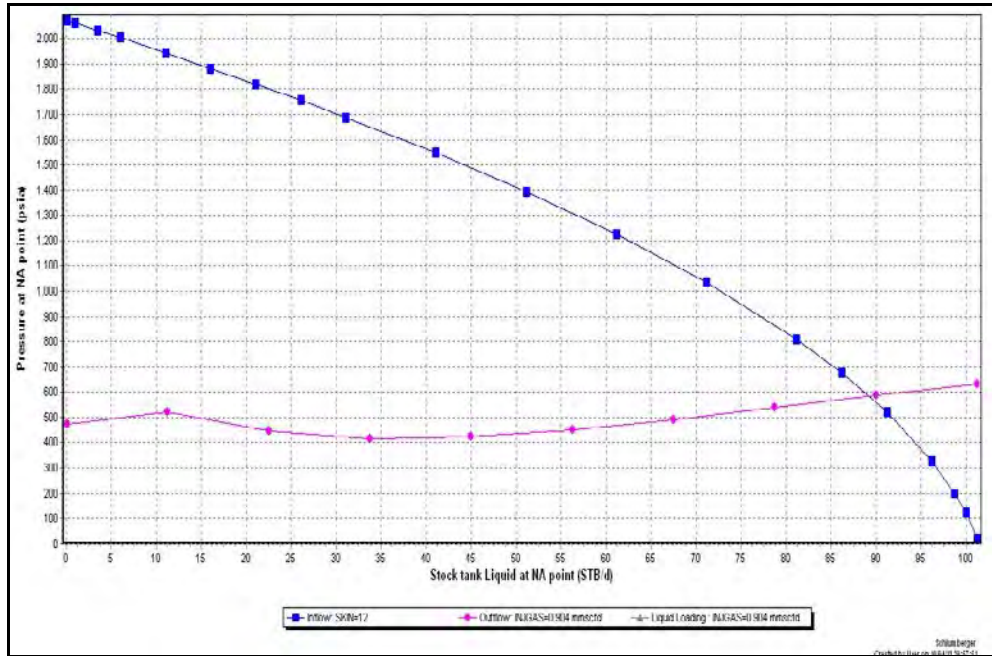
COORDENADAS UTM:  
 E: 452.135,24  
 N: 1.021.442,05



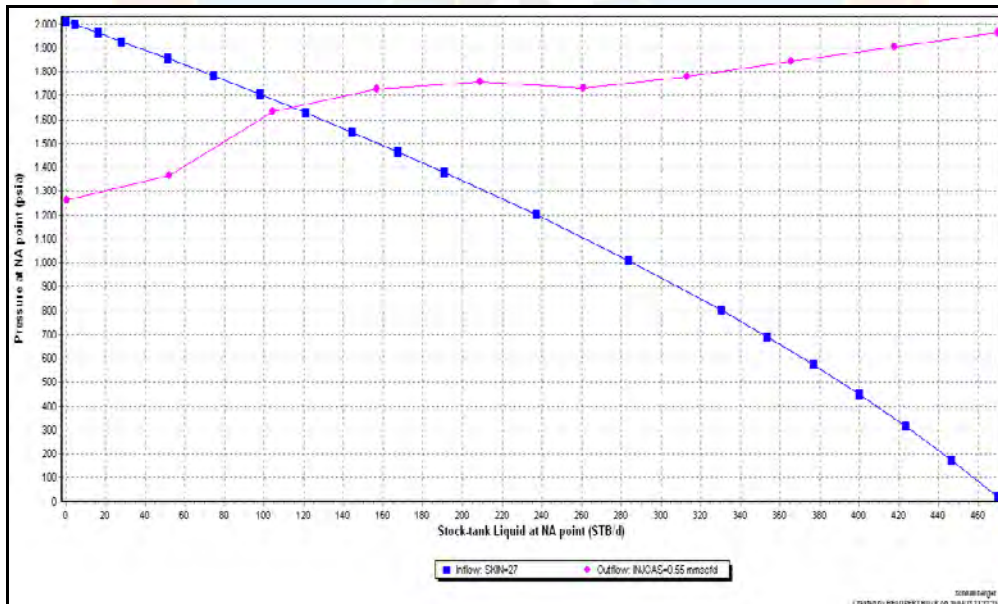
**Figura F.5 Diagrama Mecánico del Pozo 33CA-110A**



**APÉNDICE G**  
**SENSIBILIDADES DE DAÑO A LA FORMACIÓN DE LOS POZOS**  
**EVALUADOS MEDIANTE ANÁLISIS NODAL**

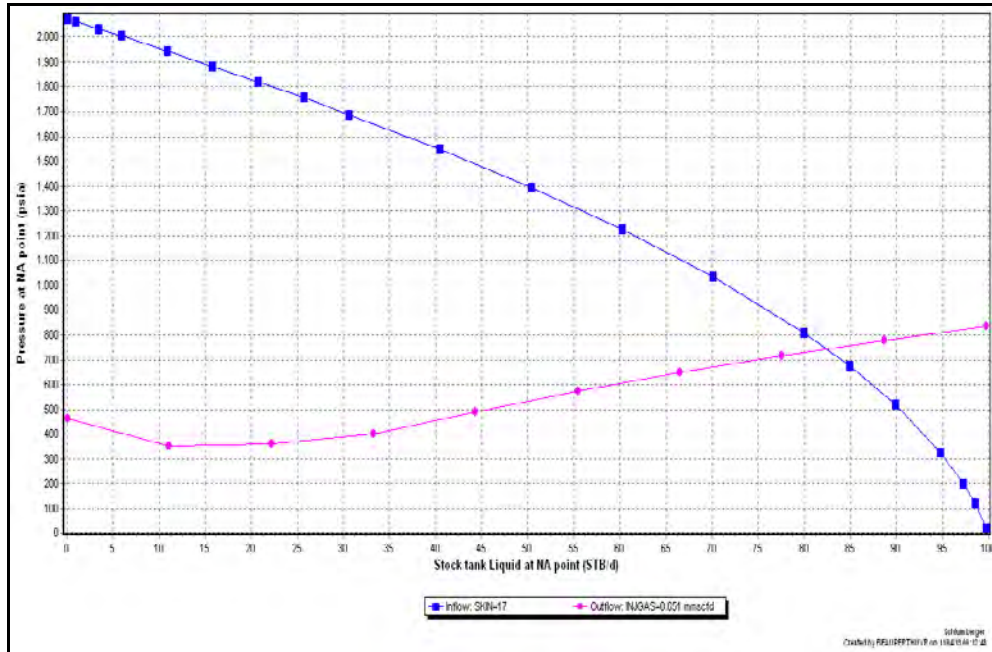


**Gráfico G.1 Daño estimado pozo 33AC-20 Arena N1 33A2**



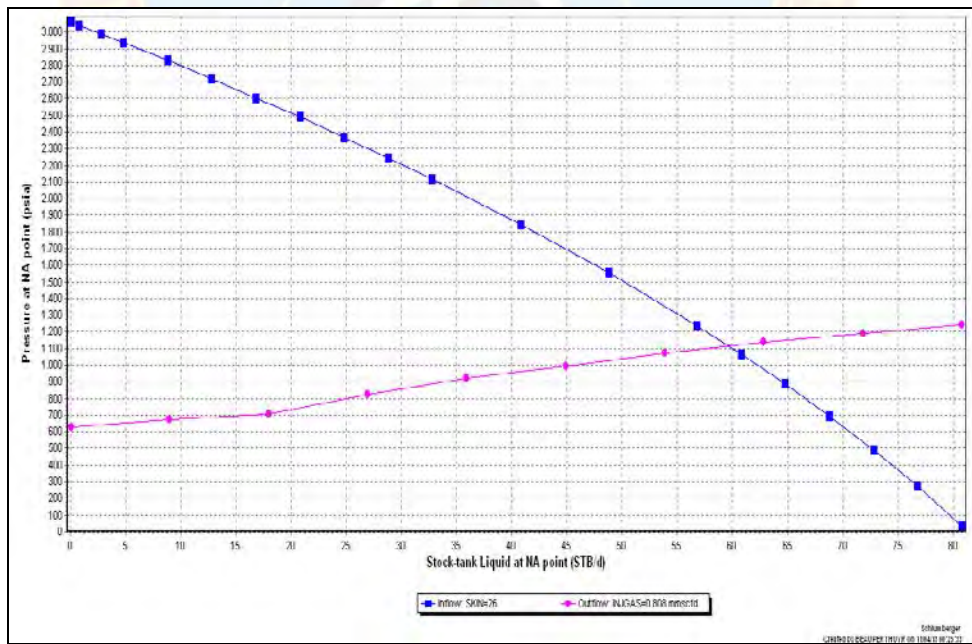
**Gráfico G.2 Daño estimado pozo 33AC-77 Arena P2I 33A77**



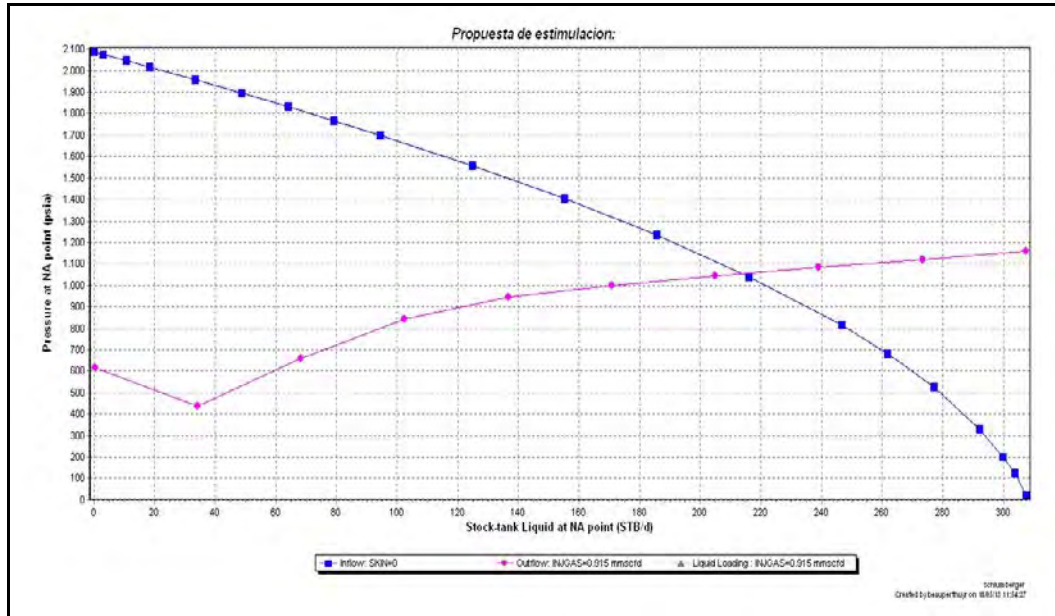


**Gráfico G.3 Daño estimado pozo 33AC-93 Arena N1 33A2**

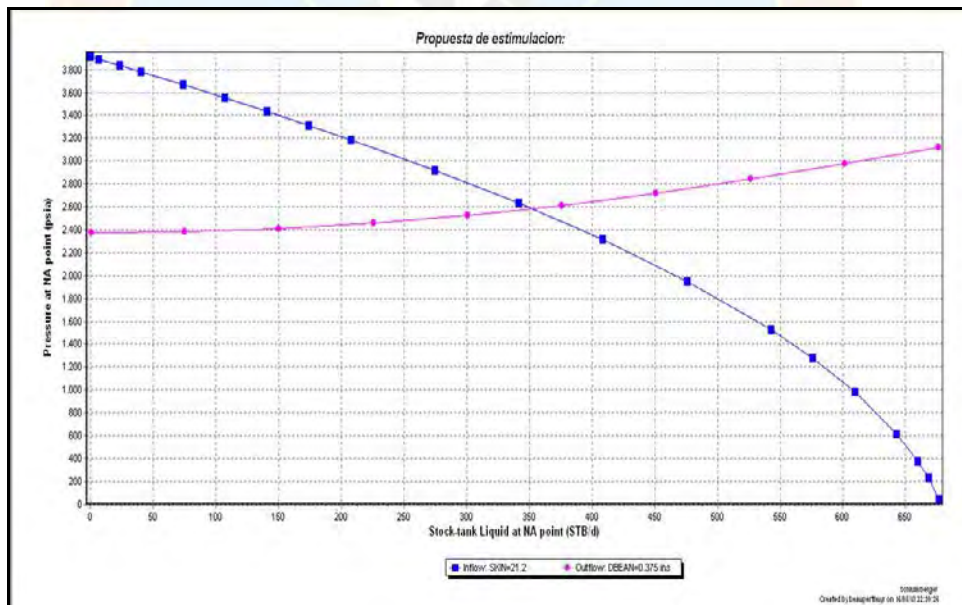
**Fuente: Autor**



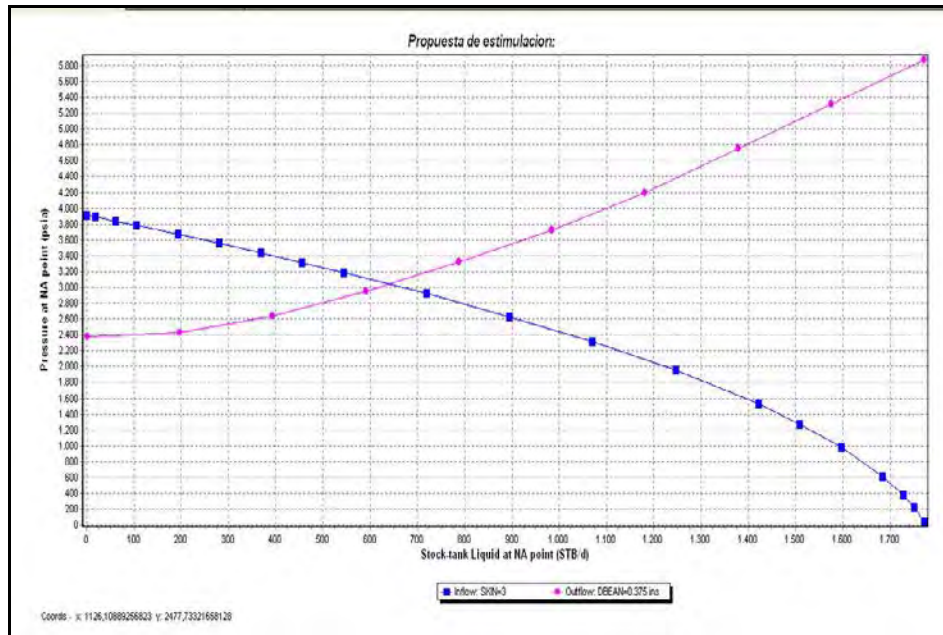
**Gráfico G.4 Daño estimado pozo 33CA-110 en la arena P2S 33CO-110**



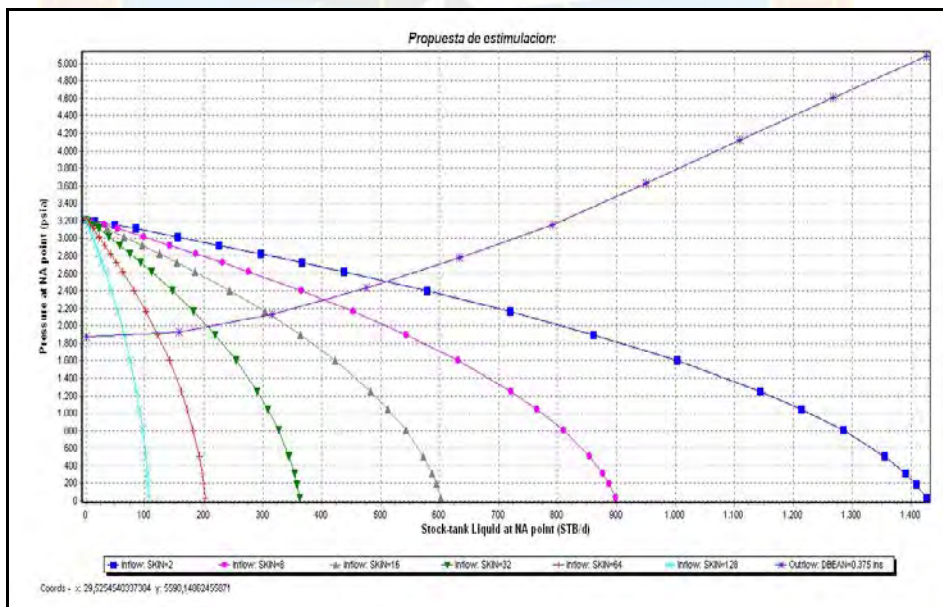
**Gráfico G.5 Sensibilidades de daño a la Formación Pozo 33AC-2A para S=0 a condiciones actuales**



**Gráfico G.6 Daño a la Formación pozo 33AC-2A antes de estimulación en Mayo de 1986**

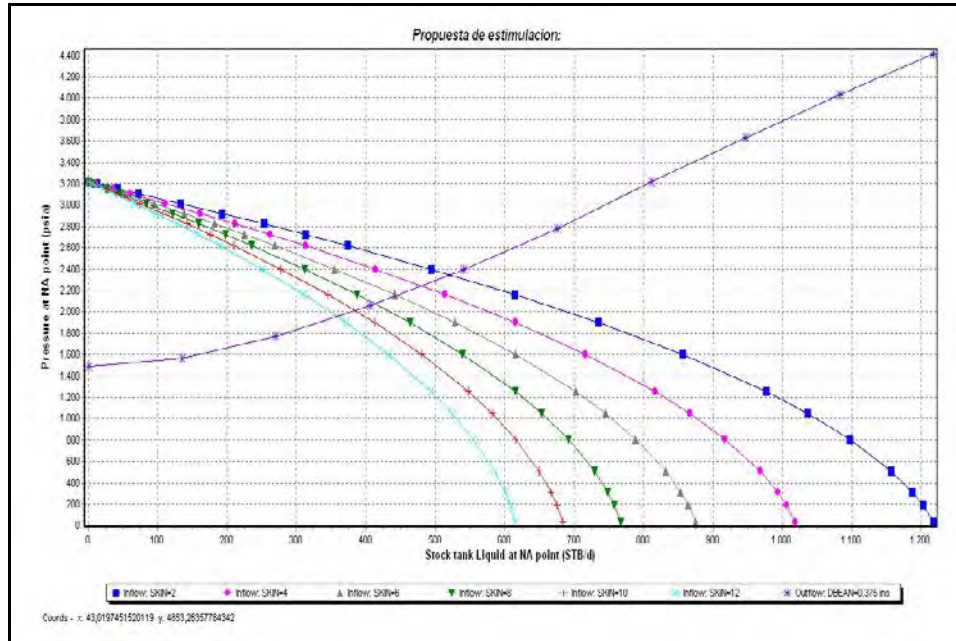


**Gráfico G.7 Daño a la Formación pozo 33AC-2A después de estimulación en Mayo de 1986**

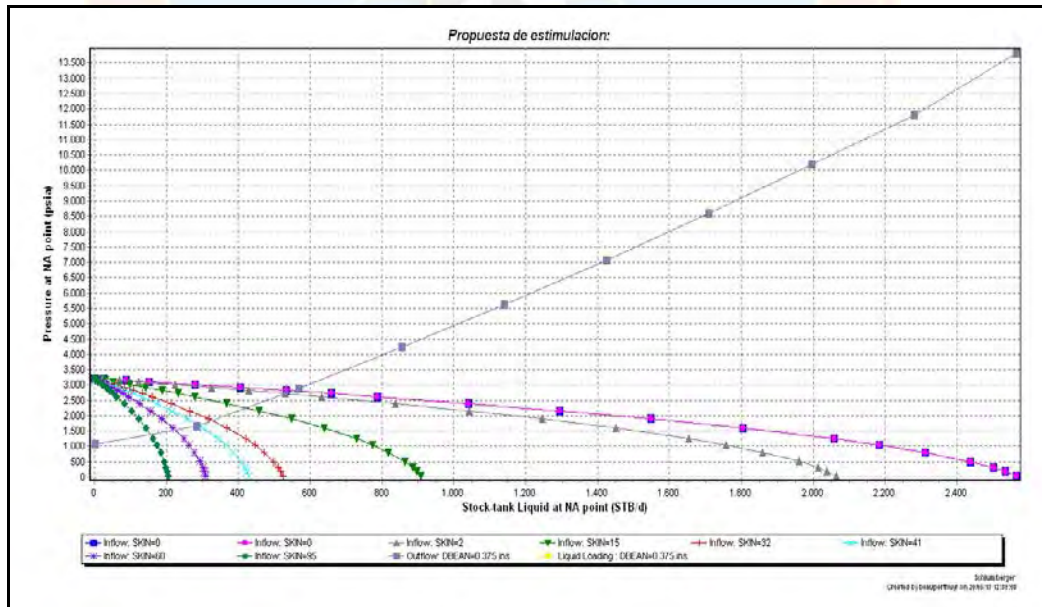


**Gráfico G.8 Sensibilidades de Daño a la Formación Pozo 33AC-2A antes de estimulación en Junio de 1989**

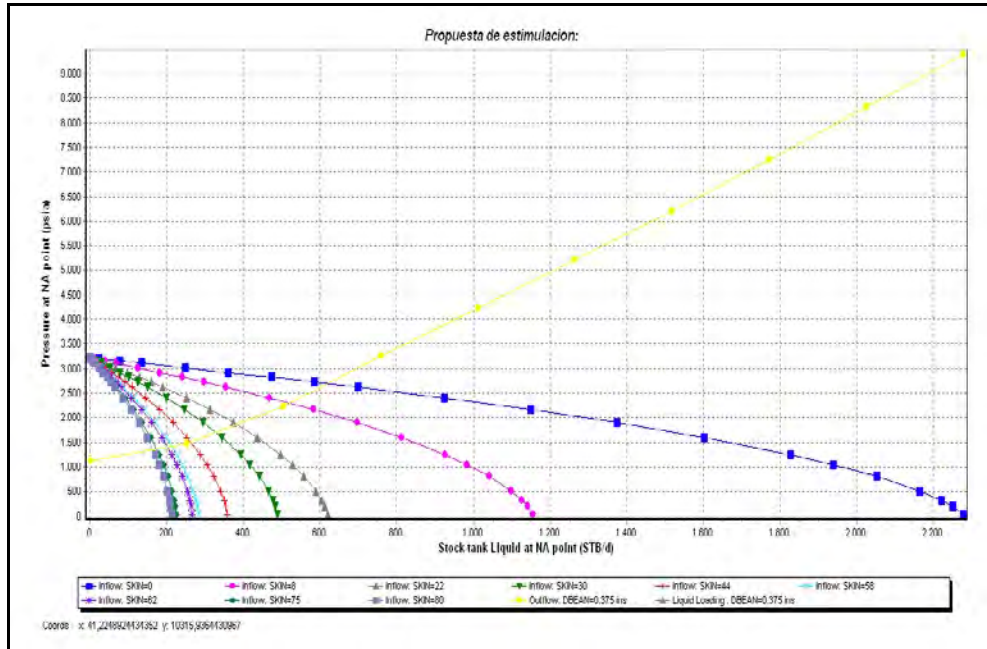




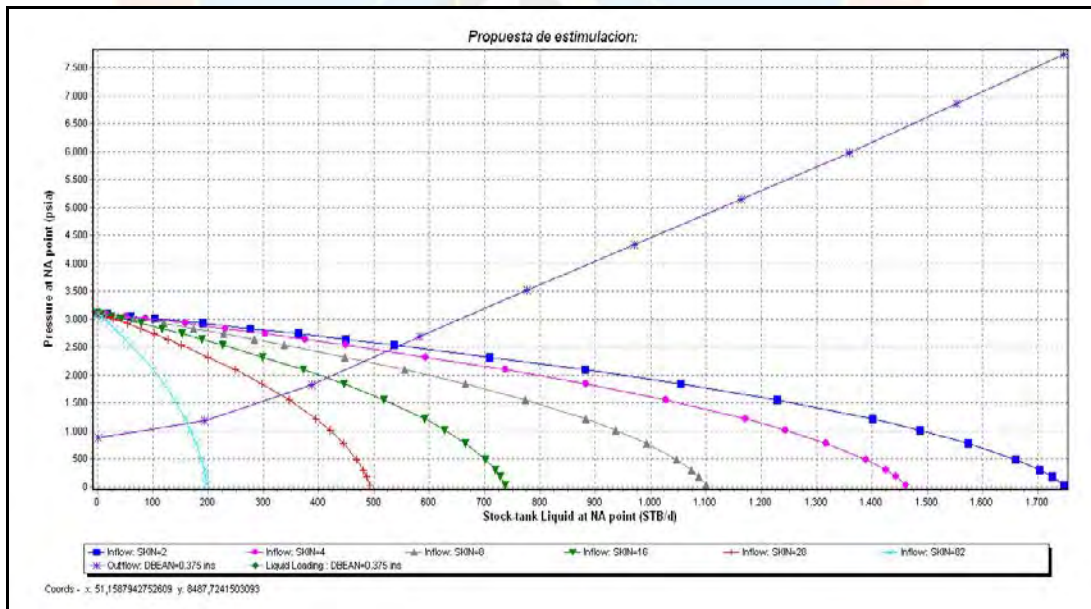
**Gráfico G.9 Sensibilidades de Daño a la Formación Pozo 33AC-2A después de estimulación en Junio de 1989**



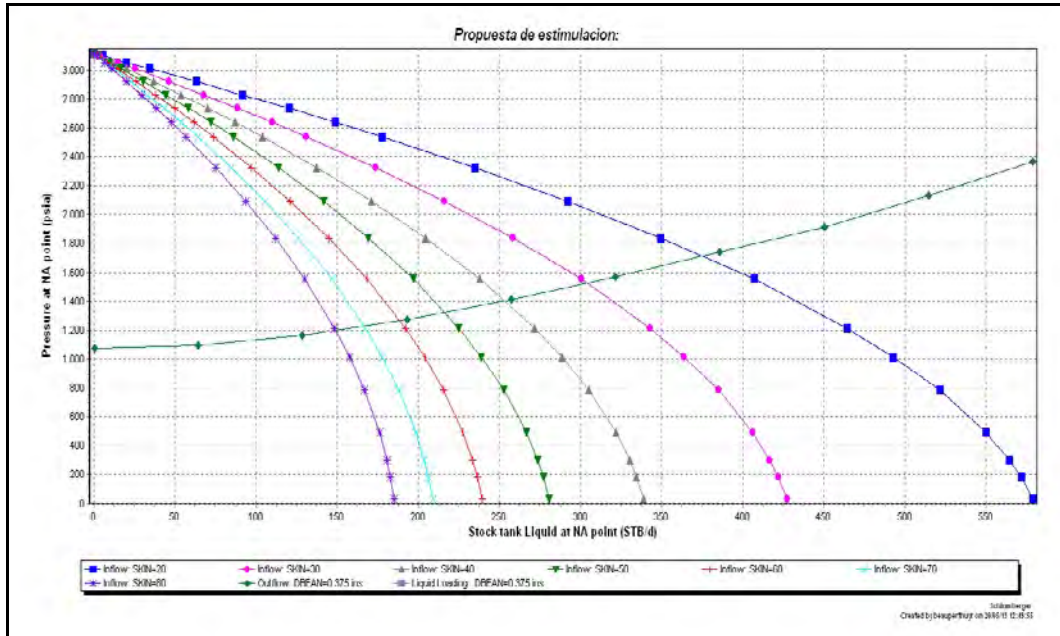
**Gráfico G.10 Sensibilidades de Daño a la Formación Pozo 33AC-2A antes de estimulación en Mayo de 1990**



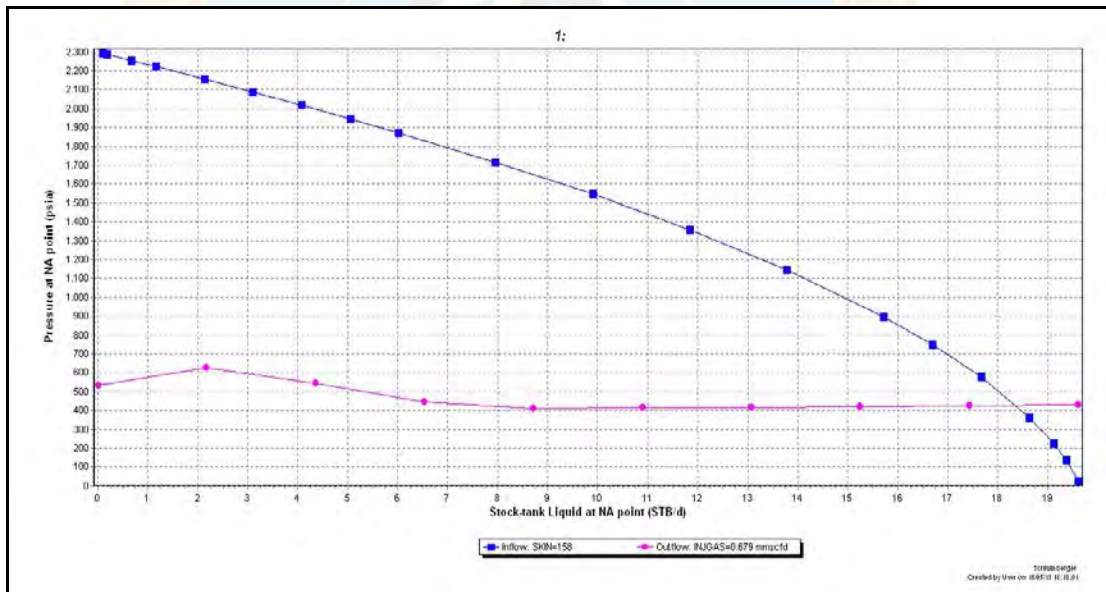
**Gráfico G.11 Sensibilidades de Daño a la Formación Pozo 33AC-2A después de estimulación en Mayo de 1990**



**Gráfico G.12 Sensibilidades de Daño a la Formación Pozo 33AC-2A antes de estimulación en Abril de 1991**

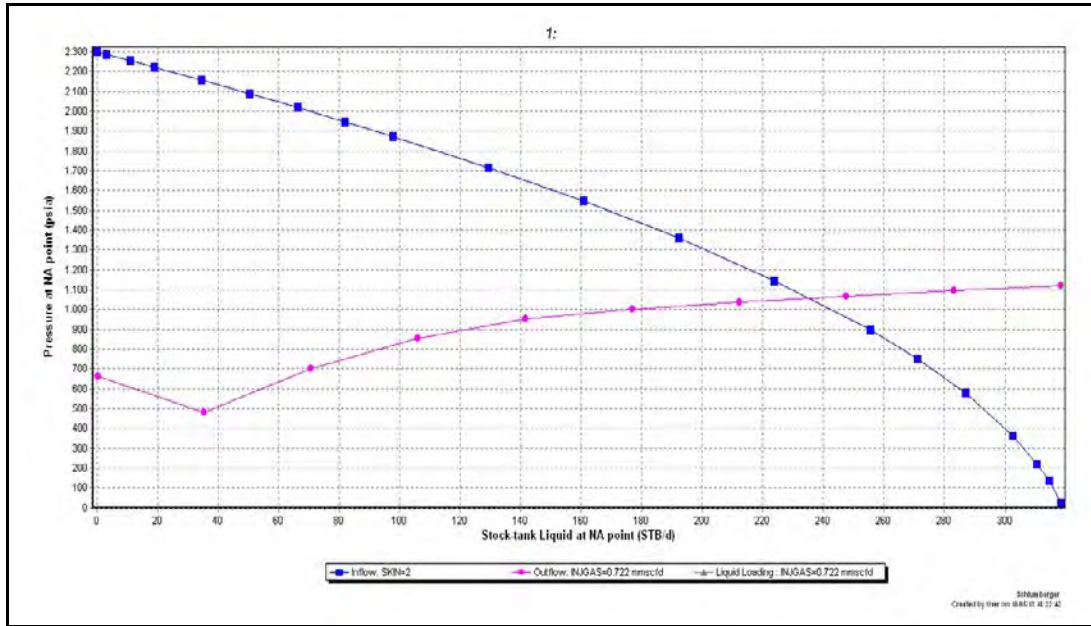


**Gráfico G.13 Sensibilidades de Daño a la Formación Pozo 33AC-2A después de estimulación en Abril de 1991**

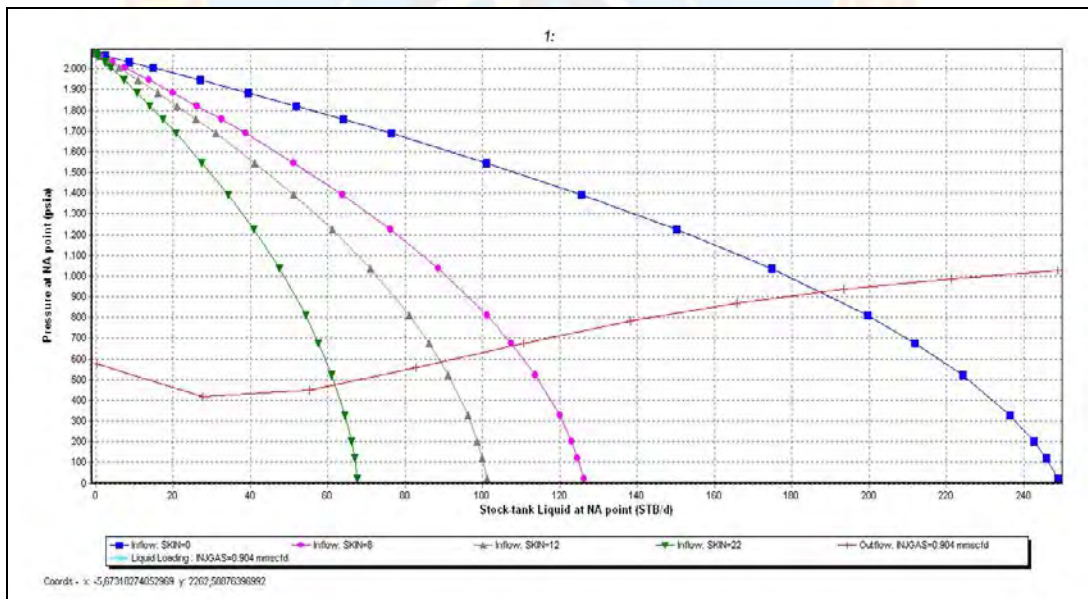


**Gráfico G.14 Daño a la Formación pozo 33AC-20 antes de estimulación en Septiembre de 1998**

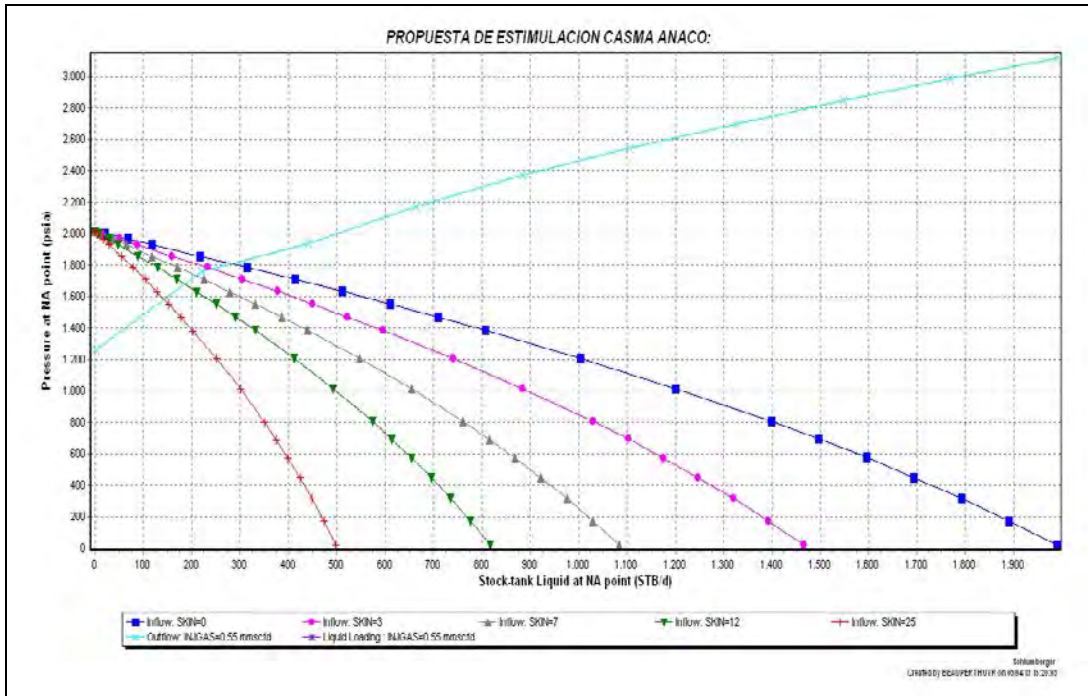




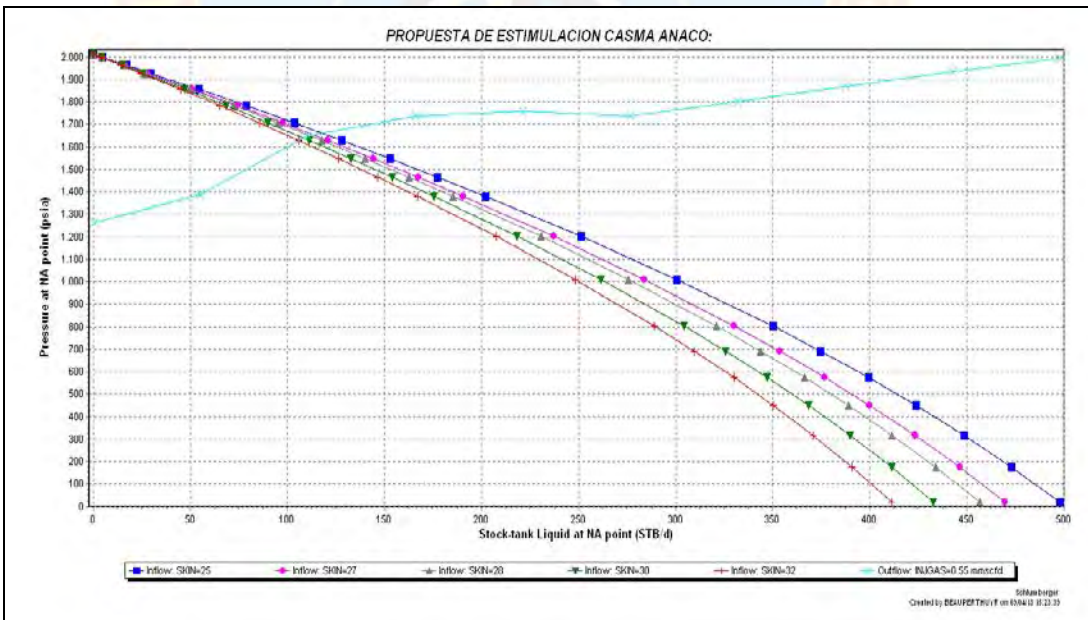
**Gráfico G.15 Daño a la Formación pozo 33AC-20 después de estimulación en Septiembre de 1998**



**Gráfico G.16 Sensibilidades de Daño a la Formación Pozo 33AC-20 a CONDICIONES actuales**



**Gráfico G.17 Sensibilidades de Daño a la Formación Pozo 33AC-77**



**Gráfico G.18 Sensibilidades de Daño a la Formación Pozo 33AC-77**



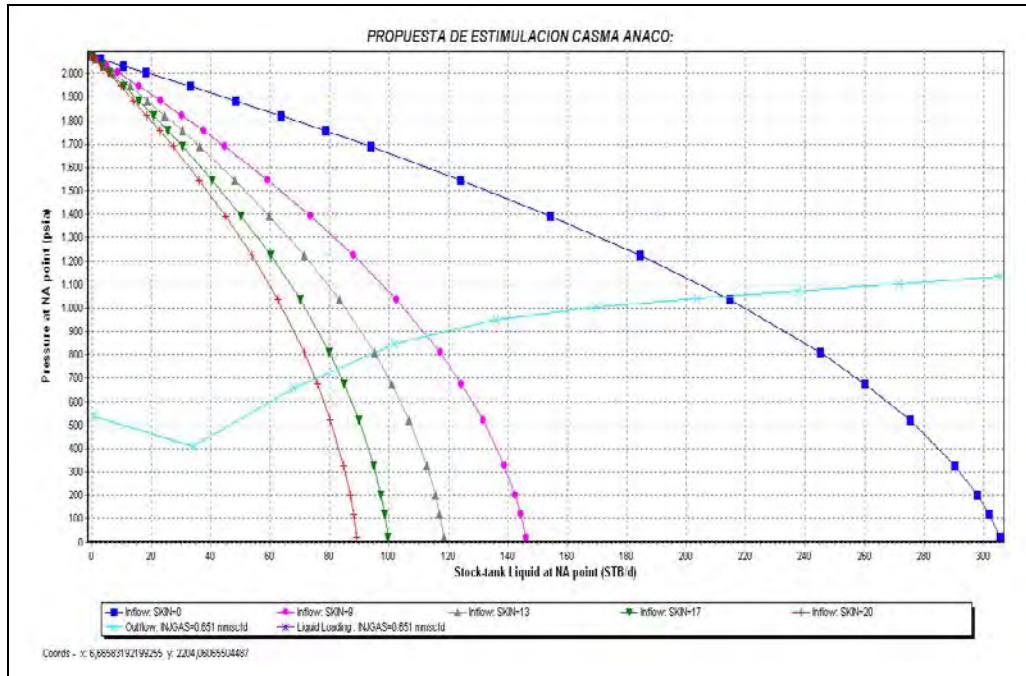


Gráfico G.19 Sensibilidades de Daño a la Formación Pozo 33AC-93

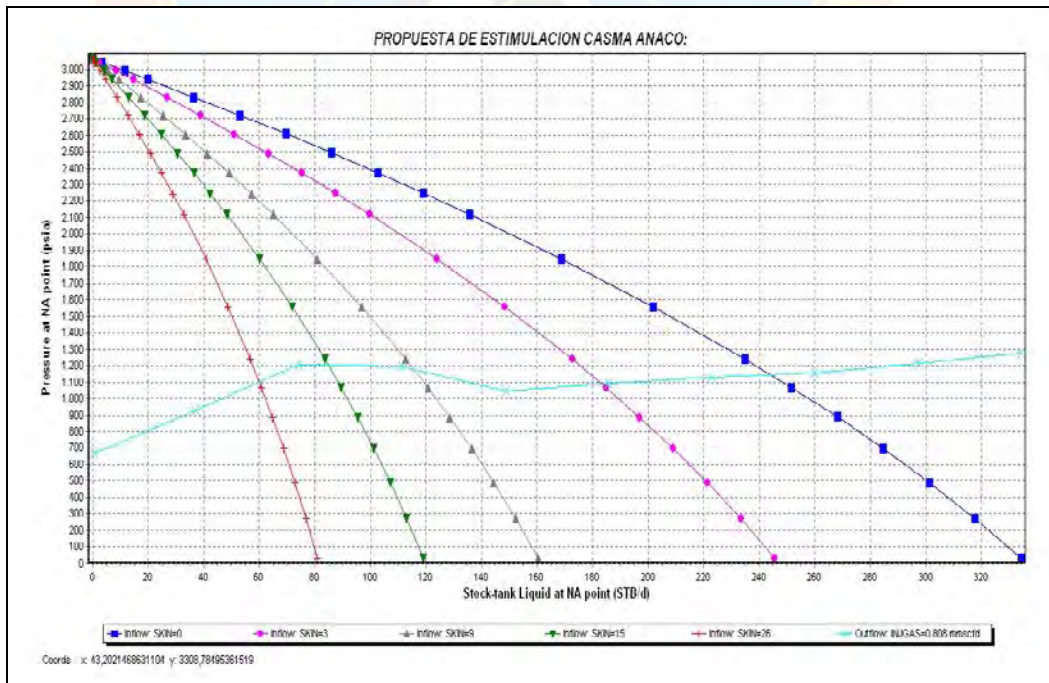


Gráfico G.20 Sensibilidades de Daño a la Formación Pozo 33CA-110A



**APÉNDICE H**  
**ANÁLISIS DE CRUDOS Y AGUA DE FORMACIÓN**

## RESULTADO DE ENSAYO

### 1.- TABLA DE RESULTADOS.

FECHA DE EJECUCIÓN	CÓDIGO DEL ENSAYO	MÉTODO REF.	DESCRIP. DEL ENSAYO	RESULTADOS		UNIDAD	DESVIACIÓN ESTANDAR	(μ) K=2	TÉC. RESPONSABLE
				VALOR ESPECIFICO	VALOR REAL				
08-09-10	PML-02-ML02	COVENIN 2706	AGUA Y SEDIMENTO EN CRUDOS	-	46	%	N/A	N/D	EVER SILVA
08-09-10	S/CI	No Normalizado	DETERMINACIÓN DE % AGUA LIBRE	-	0.5	%	N/A	N/D	EVER SILVA
08-09-10	S/CI	No Normalizado	DETERMINACIÓN DE % AGUA TOTAL	-	46	%	N/A	N/D	EVER SILVA
08-09-10	PML-02-ML06	COVENIN 577	DETERMINACIÓN DE VISCOSIDAD @ 30°C	-	35.6	Cps	N/A	± 6.6	EVER SILVA
21-09-10	PML-02ML09	COVENIN 588	SEDIMENTOS POR EXTRACCIÓN	-	0.01	%	N/A	N/D	EVER SILVA
08-09-10	PML-02-ML12	No Normalizado	DETERMINACIÓN DE % EMULSIÓN	-	53.5	%	N/A	N/D	EVER SILVA
08-09-10	PML-02-ML11	No Normalizado	DETERMINACIÓN DE PARAFINAS	-	1.89	%	N/A	N/D	EVER SILVA
08-09-10	PML-02-ML13	No Normalizado	DETERMINACIÓN DE ASFALTENOS	-	2.86	%	N/A	N/D	EVER SILVA
13-09-10	PML-02-ML07	COVENIN 883	GRAVEDAD API	-	27.1	-	N/A	N/D	EVER SILVA
13-09-10	PML-02-ML14	No Normalizado	ANÁLISIS SARA I.E.C	-	1.07	-	N/A	N/D	EVER SILVA
08-09-10	PML-02-ML15	No Normalizado	DETERMINACIÓN DE MANCHA DE OLIENSIS	-	PRECIPITACIÓN SEVERA	-	N/A	N/D	EVER SILVA

μ = INCERTIDUMBRE DE LA MEDICIÓN, N/A: NO APLICA, N/D: NO DETERMINADO. ±S/CI: SIN CODIGO INTERNO

**Figura H.1 Análisis de Crudo Pozo 33AC-2A septiembre 2010**





**Simsa de Venezuela C.A.**

**SERV. TECNICO DE LABORATORIO  
GERENCIA DE LABORATORIO  
COORD. DE ENSAYOS FISICO QUIMICO**

## ANEXO Nº 2

Reporte Asociado: 0357-10  
Código de la Muestra: M-0331-10  
Muestra identificada por el cliente como: 33AC-2A

### RESULTADO DE MANCHA DE OLIENSIS

Ante todo reciba un cordial saludo de parte de SIMSA DE VENEZUELA, C.A., en esta oportunidad queremos hacerle entrega de los resultados obtenidos en el análisis realizado a una muestra de crudo del pozo **33AC-2A** al cual se le realizó el análisis de la "MANCHA DE OLIENSIS", prueba donde se mide cualitativamente la inestabilidad de los asfaltenos presentes en el crudo.

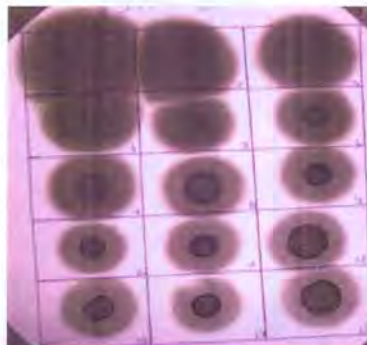
La prueba tiene unos rangos de inestabilidad, son los siguientes:

Nº DE CUADRANTE	TIPO DE INESTABILIDAD
1-5	SEVERA
6-10	MODERADA
11-15	LIGERA

#### RESULTADOS:

En el pozo **33AC-2A** la mancha de Oliensis aparece en el cuadrante Nº 4, lo que evidencia precipitación SEVERA de los asfaltenos. Sujetos a cualquier caída de presión que los pueda segregar y flocular estos precipitados restringen el flujo de fluido y por ende la declinación de la producción.

#### MANCHA DE OLIENSIS PARA EL POZO 33AC-2A



Sin mas que hacer referencia y recordándole que estamos en la mas entera disposición, Atentamente,



**Simsa de Venezuela C.A.**  
Servicio Técnico de Laboratorio  
RIF: J-30965976-6

  
Miglediths Salazar

*Coord. De Ensayos Físico Químicos.*

  
Rafael Faria

*Gerente de Laboratorio*

**Figura H.2 Mancha de Oliensis Pozo 33AC-2A Septiembre 2010**





**Simsa de Venezuela C.A.**

**SERV. TECNICO DE LABORATORIO  
GERENCIA DE LABORATORIO  
COORD. DE ENSAYOS FISICO QUIMICOS**

**ANEXO Nº 2**

Reporte Asociado: 0264-10  
Código de la Muestra: M- 0243-10  
Muestra identificada por el cliente como: 33 AC-113

**RESULTADO DE MANCHA DE OLIENSIS**

Ante todo reciba un cordial saludo de parte de SIMSA DE VENEZUELA, C.A., en esta oportunidad queremos hacerle entrega de los resultados obtenidos en el análisis realizado a una muestra de crudo del pozo **33CA-113** al cual se le realizo el análisis de la "MANCHA DE OLIENSIS", prueba donde se mide cualitativamente la inestabilidad de los asfaltenos presentes en el crudo.

La prueba tiene unos rangos de inestabilidad, son los siguientes:

Nº DE CUADRANTE	TIPO DE INESTABILIDAD
1-5	SEVERA
6-10	MODERADA
11-15	LIGERA

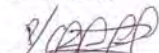
**RESULTADOS:**

En el pozo **33 CA-113** la mancha de Oliensis aparece en el cuadrante Nº 9, lo que evidencia precipitación MODERADA de los asfaltenos. Sujetos a cualquier caída de presión que los pueda segregar y flocular estos precipitados restringen el flujo de fluido y por ende la declinación de la producción.

**MANCHA DE OLIENSIS PARA EL POZO 33 CA-113**



Sin mas que hacer referencia y recordándole que estamos en la mas entera disposición,  
Atentamente,


  
Migleiths Salazar

Coord. De Ensayos Fisico Quimicos



**Simsa de Venezuela C.A.**

Servicio Tecnico de Laboratorio  
RIF: J-30905970-6

  
Rafael Faria

Gerente de Laboratorio

Dpto. de As E

**Figura H.3 Mancha de Oliensis Pozo 33CA-113 Julio 2010**



Simsa de Venezuela C.A.

SERV. TECNICO DE LABORATORIO  
GERENCIA DE LABORATORIO  
COORD. DE ENSAYOS FISICO QUIMICOS

## ANEXO N° 2

Reporte Asociado: 0262-10

Código de la Muestra: M- 0241-10

Muestra identificada por el cliente como: 33 AC-104RE

### RESULTADO DE MANCHA DE OLIENSIS

Ante todo reciba un cordial saludo de parte de SIMSA DE VENEZUELA, C.A., en esta oportunidad queremos hacerle entrega de los resultados obtenidos en el análisis realizado a una muestra de crudo del pozo **33AC-104RE** al cual se le realizó el análisis de la "MANCHA DE OLIENSIS", prueba donde se mide cualitativamente la inestabilidad de los asfáltenos presentes en el crudo.

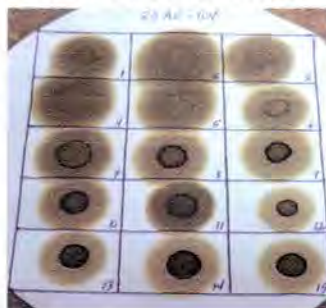
La prueba tiene unos rangos de inestabilidad, son los siguientes:

N° DE CUADRANTE	TIPO DE INESTABILIDAD
1-5	SEVERA
6-10	MODERADA
11-15	LIGERA

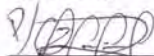
### RESULTADOS:

En el pozo **33 AC-104RE** la mancha de Oliensis aparece en el cuadrante N° 1, lo que evidencia precipitación SEVERA de los asfáltenos. Sujetos a cualquier caída de presión que los pueda segregar y flocular estos precipitados restringen el flujo de fluido y por ende la declinación de la producción.

### MANCHA DE OLIENSIS PARA EL POZO 33 AC-104RE



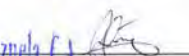
Sin mas que hacer referencia y recordándole que estamos en la mas entera disposición,  
Atentamente,

  
Miglediths Salazar

Coord. De Ensayos Fisico Quimicos



Simsa de Venezuela C.A.

  
Rafael Faria


Gerente de Laboratorio

Din. 6 de 7

Figura H.4 Mancha de Oliensis Pozo 33CA-104RE Agosto 2010


 <b>Simsa de Venezuela C.A.</b>				<b>Análisis de Agua</b>			
<b>DATOS DE LA MUESTRA</b>							
Muestra de:		33AC-2A		Compañía:		PETROCURAGUA	
Fecha:		00-Ene-00		Fecha Análisis:		13-Oct-10	
Captada Por:		PETROCURAGUA		Analizado Por:		EVER SILVA	
<b>DATOS FÍSICO-QUÍMICOS</b>							
pH		7,83		Temperatura del Análisis (° C)		25,0	
Gravedad Específica		1,000		Temperatura del Sistema (° C)		35,0	
Total Sólidos Disueltos (mg/l)		8.957		Conductividad (u-mho/cm)		12.440,0	
<b>CATIONES</b>				<b>ANIONES</b>			
Parametro	Como	meq/l	mg/l	Parametro	Como	meq/l	mg/l
Dureza Total	CaCO <sub>3</sub>	2,64	132,00	Carbonato	CO <sub>3</sub> <sup>=</sup>	0,00	0,00
Calcio	Ca <sup>++</sup>	1,84	36,80	Bicarbonato	HCO <sub>3</sub> <sup>-</sup>	54,32	3.314,30
Magnesio	Mg <sup>++</sup>	0,79	9,60	Sulfato	SO <sub>4</sub> <sup>=</sup>	0,10	5,00
Sodio	Na <sup>+</sup>	314,03	7.219,45	Cloruro	Cl <sup>-</sup>	264,02	9.360,20
<b>ELEMENTOS TRAZAS</b>				<b>OTROS</b>			
Parametro	Como	meq/l	mg/l	Parametro	Como	meq/l	mg/l
Hierro	Fe <sup>++</sup>	1,191	33,25	Sílica	SiO <sub>2</sub>	N/D	N/D
Bario	Ba <sup>++</sup>	0,582	40,00	TSS		N/D	
Estroncio	Sr <sup>++</sup>	N/D	N/D	S.B.R.		N/D	
						<b>Cantidad de CaCO<sub>3</sub> que se</b>	
<b>INDICE STIFF &amp; DAVIS PARA EL CaCO<sub>3</sub></b>						<b>Forma</b>	<b>Precipita</b>
S.I. @ (Deg C)	20	0,46	IMPROBABLE		60,3	60,3	
S.I. @ (Deg C)	40	0,89	IMPROBABLE		80,2	80,2	
S.I. @ (Deg C)	60	1,41	INCRUSTANTE		88,4	88,4	
S.I. @ (Deg C)	80	2,02	INCRUSTANTE		91,1	91,1	
<b>INDICE STIFF&amp;DAVIS PA</b>		<b>CaSO<sub>4</sub></b>		<b>BaSO<sub>4</sub></b>		<b>SrSO<sub>4</sub></b>	
		meq l	Precipitado	meq l	Precipitado	meq l	Precipitado
Solubilidad @ 40 C		53,422	IMPROBABLE	0,056	PROBABLE	4,893	IMPROBABLE
Solubilidad @ 60 C		53,855	IMPROBABLE	0,079	PROBABLE	4,513	IMPROBABLE
Solubilidad @ 80 C		53,506	IMPROBABLE	0,099	PROBABLE	4,137	IMPROBABLE

**Figura H.5 Análisis agua de formación Pozo 33AC-2A**


 <b>Simsa de Venezuela C.A.</b>				<b>Análisis de Agua</b>			
<b>DATOS DE LA MUESTRA</b>							
Muestra de:	33AC-52			Compañía:	Petrocuragua, S.A.		
Fecha:				Fecha Análisis:	12-Ene-12		
Captada Por:	Petrocuragua, S.A.			Analizado Por:	Tom Fernandez		
<b>DATOS FÍSICO-QUÍMICOS</b>							
pH	7,99			Temperatura del Análisis (° C)	25,0		
Gravedad Específica	1,000			Temperatura del Sistema (° C)	35,0		
Total Sólidos Disueltos (mg/l)	13.685			Conductividad (µ-mho/cm)	19.007,0		
<b>CATIONES</b>				<b>ANIONES</b>			
Parametro	Como	meq/l	mg/l	Parametro	Como	meq/l	mg/l
Dureza Total	CaCO3	1,68	83,99	Carbonato	CO3=	0,00	N/D
Calcio	Ca++	0,60	12,01	Bicarbonato	HCO3-	46,66	2.846,87
Magnesio	Mg++	1,07	12,95	Sulfato	SO4=	2,01	96,67
Sodio	Na+	246,95	5.677,42	Cloruro	Cl-	201,15	7.131,31
<b>ELEMENTOS TRAZA</b>				<b>OTROS</b>			
Parametro	Como	meq/l	mg/l	Parametro	Como	meq/l	mg/l
Hierro	Fe++	0,110	3,08	Silica	SiO2	N/D	N/D
Bario	Ba++	1,080	74,17	TSS		N/D	
Estroncio	Sr++	N/D	N/D	S.B.R.		N/D	
						<b>Cantidad de CaCO3 por litro</b>	
<b>ÍNDICE DE TURBIDIDAD PARA EL CaCO3</b>						Forma	Precipita
S.L. @ (Deg C)	20	0,20	PROBABLE			11,3	11,3
S.L. @ (Deg C)	40	0,62	LIGERAMENTE INCRUSTANTE			22,9	22,9
S.L. @ (Deg C)	60	1,12	INCRUSTANTE			27,8	27,8
S.L. @ (Deg C)	80	1,70	INCRUSTANTE			29,4	29,4
<b>ÍNDICE DE TURBIDIDAD PARA</b>		<b>CaSO4</b>		<b>NaOH</b>		<b>SO4M</b>	
	meq/l	Precipitado	meq/l	Precipitado	meq/l	Precipitado	
Solubilidad @ 40 C	48,495	IMPROBABLE	0,025	PROBABLE	3,562	IMPROBABLE	
Solubilidad @ 60 C	49,209	IMPROBABLE	0,035	PROBABLE	3,178	IMPROBABLE	
Solubilidad @ 80 C	48,839	IMPROBABLE	0,046	PROBABLE	2,800	IMPROBABLE	

**Figura H.6 Análisis agua de formación Pozo 33AC-52**




 <b>Simsa de Venezuela C.A.</b>				<b>Análisis de Agua</b>			
<b>DATOS DE LA MUESTRA</b>							
Muestra de:	33AC-86			Compañía:	Petrocuragua, S.A.		
Fecha:	-			Fecha Análisis:	12-Ene-12		
Captada Por:	Petrocuragua, S.A.			Analizado Por:	Tom Fernandez		
<b>DATOS FISICO-QUIMICOS</b>							
pH	7,76			Temperatura del Análisis (° C)	25,0		
Gravedad Especifica	1,000			Temperatura del Sistema (° C)	35,0		
Total Sólidos Disueltos (mg/l)	14.275			Conductividad (u-mho/cm)	19.827,0		
<b>CATIONES</b>				<b>ANIONES</b>			
Parametro	Como	meq/l	mg/l	Parametro	Como	meq/l	mg/l
Dureza Total	CaCO3	2,94	146,99	Carbonato	CO3=	0,00	N/D
Calcio	Ca++	1,00	20,02	Bicarbonato	HCO3-	40,20	2.452,69
Magnesio	Mg++	1,91	23,27	Sulfato	SO4=	5,27	253,33
Sodio	Na+	271,49	6.241,60	Cloruro	Cl-	229,88	8.150,06
<b>ELEMENTOS TRAZAS</b>				<b>OTROS</b>			
Parametro	Como	meq/l	mg/l	Parametro	Como	meq/l	mg/l
Hierro	Fe++	0,064	1,78	Silica	SiO2	N/D	N/D
Bario	Ba++	0,874	60,00	TSS		N/D	
Estroncio	Sr++	N/D	N/D	S.B.R.		N/D	
						<b>Cantidad de CaCO3 que se</b>	
<b>INDICE STIFF &amp; DAVIS PARA EL CaCO3</b>						<b>Forma</b>	<b>Precipita</b>
S.I. @ (Deg C)	20	0,07	PROBABLE			7,9	7,9
S.I. @ (Deg C)	40	0,49	LIGERAMENTE INCRUSTANTE			34,1	34,1
S.I. @ (Deg C)	60	1,00	INCRUSTANTE			45,1	45,1
S.I. @ (Deg C)	80	1,60	INCRUSTANTE			48,8	48,8
<b>INDICE STIFF&amp;DAVIS PA</b>		<b>CaSO4</b>		<b>BaSO4</b>		<b>SrSO4</b>	
		meq/l	Precipitado	meq/l	Precipitado	meq/l	Precipitado
Solubilidad @ 40 C		49,318	IMPROBABLE	0,006	PROBABLE	2,742	IMPROBABLE
Solubilidad @ 60 C		49,904	IMPROBABLE	0,009	PROBABLE	2,406	IMPROBABLE
Solubilidad @ 80 C		49,542	IMPROBABLE	0,011	PROBABLE	2,083	IMPROBABLE

**Figura H.7 Análisis agua de formación Pozo 33AC-86**

 <b>Simsa de Venezuela C.A.</b>				<b>Análisis de Agua</b>			
<b>DATOS DE LA MUESTRA</b>							
Muestra de:		33AC-110		Compañía:		Petrocuragua, S.A.	
Fecha:				Fecha Análisis:		12-Ene-12	
Captada Por:		Petrocuragua, S.A.		Analizado Por:		Tom Fernandez	
<b>DATOS FISICO-QUIMICOS</b>							
pH		8,04		Temperatura del Análisis (° C)		25,0	
Gravedad Específica		1,000		Temperatura del Sistema (° C)		35,0	
Total Sólidos Disueltos (mg/l)		14.247		Conductividad (u-mho/cm)		19.787,0	
<b>CATIONES</b>				<b>ANIONES</b>			
Parametro	Como	meq/l	mg/l	Parametro	Como	meq/l	mg/l
Dureza Total	CaCO <sub>3</sub>	1,68	83,99	Carbonato	CO <sub>3</sub> =	0,00	N/D
Calcio	Ca <sup>++</sup>	0,60	12,01	Bicarbonato	HCO <sub>3</sub> -	47,02	2.868,77
Magnesio	Mg <sup>++</sup>	1,07	12,95	Sulfato	SO <sub>4</sub> =	1,39	66,67
Sodio	Na <sup>+</sup>	218,53	5.023,94	Cloruro	Cl-	172,41	6.112,55
<b>ELEMENTOS TRAZAS</b>				<b>OTROS</b>			
Parametro	Como	meq/l	mg/l	Parametro	Como	meq/l	mg/l
Hierro	Fe <sup>++</sup>	0,057	1,58	Silica	SiO <sub>2</sub>	N/D	N/D
Bario	Ba <sup>++</sup>	0,558	38,33	TSS		N/D	
Estroncio	Sr <sup>++</sup>	N/D	N/D	S.B.R.		N/D	
						<b>Cantidad de CaCO<sub>3</sub> que se</b>	
<b>INDICE STIFF &amp; DAVIS PARA EL CaCO<sub>3</sub></b>						<b>Forma</b>	<b>Precipita</b>
S.I. @ (Deg C)	20	0,32	PROBABLE			15,7	15,7
S.I. @ (Deg C)	40	0,74	LIGERAMENTE INCRUSTANTE			24,6	24,6
S.I. @ (Deg C)	60	1,22	INCRUSTANTE			28,2	28,2
S.I. @ (Deg C)	80	1,79	INCRUSTANTE			29,5	29,5
<b>INDICE STIFF &amp; DAVIS PA</b>		<b>CaSO<sub>4</sub></b>		<b>BaSO<sub>4</sub></b>		<b>SrSO<sub>4</sub></b>	
		meq/l	Precipitado	meq/l	Precipitado	meq/l	Precipitado
Solubilidad @ 40 C		46,394	IMPROBABLE	0,025	PROBABLE	3,581	IMPROBABLE
Solubilidad @ 60 C		47,261	IMPROBABLE	0,034	PROBABLE	3,182	IMPROBABLE
Solubilidad @ 80 C		46,885	IMPROBABLE	0,046	PROBABLE	2,790	IMPROBABLE

**Figura H.8 Análisis agua de formación Pozo 33CA-110A**



 <b>Simsa de Venezuela C.A.</b>				<b>Analisis de Agua</b>			
<b>DATOS DE LA MUESTRA</b>							
Muestra de:	33AC-77			Compañía:	Petrocuragua, S.A.		
Fecha:	-			Fecha Análisis:	12-Ene-12		
Captada Por:	Petrocuragua, S.A.			Analizado Por:	Tom Fernandez		
<b>DATOS FISICO-QUIMICOS</b>							
pH	7,97			Temperatura del Análisis (° C)	25,0		
Gravedad Especifica	1,000			Temperatura del Sistema (° C)	35,0		
Total Sólidos Disueltos (mg/l)	17.160			Conductividad (u-mho/cm)	23.833,0		
<b>CATIONES</b>				<b>ANIONES</b>			
Parametro	Como	meq/l	mg/l	Parametro	Como	meq/l	mg/l
Dureza Total	CaCO3	2,94	146,99	Carbonato	CO3=	0,00	N/D
Calcio	Ca++	1,00	20,02	Bicarbonato	HCO3-	25,84	1.576,73
Magnesio	Mg++	1,91	23,27	Sulfato	SO4=	2,22	106,67
Sodio	Na+	247,14	5.681,74	Cloruro	Cl-	222,70	7.895,37
<b>ELEMENTOS TRAZAS</b>				<b>OTROS</b>			
Parametro	Como	meq/l	mg/l	Parametro	Como	meq/l	mg/l
Hierro	Fe++	0,018	0,50	Silica	SIO2	N/D	N/D
Bario	Ba++	0,680	46,67	TSS		N/D	
Estroncio	Sr++	N/D	N/D	S.B.R.		N/D	
						<b>Cantidad de CaCO3 que se</b>	
<b>INDICE STIFF &amp; DAVIS PARA EL CaCO3</b>						<b>Forma</b>	<b>Precipita</b>
S.I. @ (Deg C)	20	0,14	PROBABLE			14,1	14,1
S.I. @ (Deg C)	40	0,56	LIGERAMENTE INCRUSTANTE			36,4	36,4
S.I. @ (Deg C)	60	1,06	INCRUSTANTE			45,7	45,7
S.I. @ (Deg C)	80	1,64	INCRUSTANTE			48,9	48,9
<b>INDICE STIFF &amp; DAVIS PA</b>		<b>CaSO4</b>		<b>BaSO4</b>		<b>SrSO4</b>	
		meq/l	Precipitado	meq/l	Precipitado	meq/l	Precipitado
Solubilidad @ 40 C		48,748	IMPROBABLE	0,016	PROBABLE	3,504	IMPROBABLE
Solubilidad @ 60 C		49,452	IMPROBABLE	0,022	PROBABLE	3,122	IMPROBABLE
Solubilidad @ 80 C		49,083	IMPROBABLE	0,029	PROBABLE	2,747	IMPROBABLE

**Figura H.9 Análisis agua de formación Pozo 33CA-110<sup>a</sup>**

## HOJAS METADATOS

### Hoja de Metadatos para Tesis y Trabajos de Ascenso - 1/6

<b>Título</b>	<b>PROPUESTA DE APLICACIÓN DE TRATAMIENTOS DE ESTIMULACIÓN EN LOS POZOS PRODUCTORES E INYECTORES DEL CAMPO CASMA ANACO</b>
<b>Subtítulo</b>	

El Título es requerido. El subtítulo o título alternativo es opcional.

#### Autor (es)

<b>Apellidos y Nombres</b>	<b>Código CVLAC / e-mail</b>	
<b>Beauperthuy R., Rances G.</b>	<b>CVLAC</b>	<b>C.I: V- 20.421.337</b>
	<b>e-mail</b>	<b>M1D1BBEB@alum.udo.edu.ve</b>
	<b>e-mail</b>	<b>rbeauperthuy@gmail.com</b>

Se requiere por lo menos los apellidos y nombres de un autor. El formato para escribir los apellidos y nombres es: "Apellido1 InicialApellido2., Nombre1 InicialNombre2". Si el autor está registrado en el sistema CVLAC, se anota el código respectivo (para ciudadanos venezolanos dicho código coincide con el número de la Cedula de Identidad). El campo e-mail es completamente opcional y depende de la voluntad de los autores.

#### Palabras o frases claves:

<b>Propuesta</b>
<b>Estimulación</b>
<b>Daño a la formación</b>
<b>Análisis Nodal</b>
<b>Efectividad</b>
<b>Pipesim</b>
<b>Nuevas tecnologías</b>
<b>Monagas</b>

El representante de la subcomisión de tesis solicitará a los miembros del jurado la lista de las palabras claves. Deben indicarse por lo menos cuatro (4) palabras clave.

## Hoja de Metadatos para Tesis y Trabajos de Ascenso - 2/6

### Líneas y sublíneas de investigación:

Área	Sub-área
Tecnología y Ciencias Aplicadas	Ingeniería de Petróleo

Debe indicarse por lo menos una línea o área de investigación y por cada área por lo menos un subárea. El representante de la subcomisión solicitará esta información a los miembros del jurado.

### Resumen (Abstract):

Con el propósito de recuperar la capacidad de producción e inyección de los pozos del campo Casma Anaco, a través del presente trabajo se propone la aplicación de nuevos tratamientos de estimulación los cuales se recomendaron a partir de una evaluación previa donde se determinaron los mecanismos de daño más recurrentes que afectan a los pozos. Inicialmente se realizó una revisión y análisis de todos los eventos ocurridos en los pozos con la finalidad de determinar el origen de los distintos mecanismos de daño, luego a partir de los historiales de estimulación, producción e inyección se determinó la efectividad de las estimulaciones realizadas analizando los aditivos utilizados, la durabilidad de los tratamientos y los incrementos obtenidos tanto en producción como en capacidad de inyección. Seguidamente se realizó un análisis nodal a través de la herramienta PIPESIM a una selección de pozos activos, estimulados del campo con el objetivo de evaluar su condición actual y compararla con las condiciones obtenidas en estimulaciones previas. Una vez determinado los daños que afectan a los pozos y obtenida la condición actual de los pozos se procedió a recomendar el tratamiento de estimulación que permita reducir la problemática presentada. A partir de las evaluaciones realizadas se infirió que los mecanismos de daño más recurrentes corresponden a precipitación de asfaltenos y cambio de mojabilidad.; y se propuso la aplicación de siete trabajos de estimulación para realizarse en los pozos productores 33AC-2A, 33AC-20, 33AC-77, 33AC-93, 33AC-110A, y en los pozos inyectoros 33AC-41 y 33AC-91.

## Hoja de Metadatos para Tesis y Trabajos de Ascenso - 3/6

### Contribuidores:

Apellidos y Nombres	Código CVLAC / e-mail							
	ROL	CA		AS		TU		JU
Ing. Alicia Da Silva M.	CVLAC	C.I: V-8.348.931						
	e-mail	Alicia_dasilva@cantv.net						
	ROL	CA		AS		TU		JU
Ing. Milagro Sucre.	CVLAC	C.I: V-4.183.842						
	e-mail	milagrosucre@gmail.com						
	ROL	CA		AS		TU		JU
Ing. Lennys Fernández.	CVLAC	C.I: V-12.185.481						
	e-mail	alofernandez@udo.edu.ve						
	ROL	CA		AS		TU		JU

Se requiere por lo menos los apellidos y nombres del tutor y los otros dos (2) jurados. El formato para escribir los apellidos y nombres es: "Apellido1 InicialApellido2., Nombre1 InicialNombre2". Si el autor está registrado en el sistema CVLAC, se anota el código respectivo (para ciudadanos venezolanos dicho código coincide con el número de la Cedula de Identidad). El campo e-mail es completamente opcional y depende de la voluntad de los autores. La codificación del Rol es: CA = Coautor, AS = Asesor, TU = Tutor, JU = Jurado.

### Fecha de discusión y aprobación:

Año	Mes	Día
2014	02	14

Fecha en formato ISO (AAAA-MM-DD). Ej: 2005-03-18. El dato fecha es requerido.

**Lenguaje:** spa    Requerido. Lenguaje del texto discutido y aprobado, codificado usando ISO 639-2. El código para español o castellano es spa. El código para ingles en. Si el lenguaje se especifica, se asume que es el inglés (en).



## Hoja de Metadatos para Tesis y Trabajos de Ascenso - 4/6

### Archivo(s):

<b>Nombre de archivo</b>
<b>Beauperthuy.R.docx</b>

Caracteres permitidos en los nombres de los archivos: A B C D E F G H I J K L M N O P Q R S T U

V W X Y Z a b c d e f g h i j k l m n o p q r s t u v w x y z 0 1 2 3 4 5 6 7 8 9 \_ - .

### Alcance:

Espacial: \_\_\_\_\_ (opcional)

Temporal: \_\_\_\_\_ (opcional)

### Título o Grado asociado con el trabajo:

Ingeniero de Petróleo

---

Dato requerido. Ejemplo: Licenciado en Matemáticas, Magister Scientiarium en Biología Pesquera, Profesor Asociado, Administrativo III, etc.

**Nivel Asociado con el trabajo:** Ingeniería

---

Dato requerido. Ejs: Licenciatura, Magister, Doctorado, Post-doctorado, etc.

### Área de Estudio:

Tecnología y Ciencias Aplicadas

---

Usualmente es el nombre del programa o departamento.

### Institución(es) que garantiza(n) el Título o grado:

Universidad de Oriente Núcleo Monagas

---

Si como producto de convenciones, otras instituciones además de la Universidad de Oriente, avalan el título o grado obtenido, el nombre de estas instituciones debe incluirse aquí.



## Hoja de Metadatos para Tesis y Trabajos de Ascenso - 5/6



UNIVERSIDAD DE ORIENTE  
CONSEJO UNIVERSITARIO  
RECTORADO

CUN°0975

Cumaná, 04 AGO 2009

Ciudadano  
**Prof. JESÚS MARTÍNEZ YÉPEZ**  
Vicerrector Académico  
Universidad de Oriente  
Su Despacho

Estimado Profesor Martínez:

Cumplo en notificarle que el Consejo Universitario, en Reunión Ordinaria celebrada en Centro de Convenciones de Cantaura, los días 28 y 29 de julio de 2009, conoció el punto de agenda **"SOLICITUD DE AUTORIZACIÓN PARA PUBLICAR TODA LA PRODUCCIÓN INTELECTUAL DE LA UNIVERSIDAD DE ORIENTE EN EL REPOSITORIO INSTITUCIONAL DE LA UDO, SEGÚN VRAC N° 696/2009"**.

Leído el oficio SIBI-139/2009 de fecha 09-07-2009, suscrita por el Dr. **Abul K. Bashirullah**, Director de Bibliotecas, este Cuerpo Colegiado decidió, por unanimidad, autorizar la publicación de toda la producción intelectual de la Universidad de Oriente en el Repositorio en cuestión.

Comunicación que hago a usted a los fines consiguientes.

UNIVERSIDAD DE ORIENTE
SISTEMA DE BIBLIOTECA
RECIBIDO POR <i>[Firma]</i>
FECHA 5/8/09 HORA 5:30

Cordialmente,

*[Firma]*  
**JUAN A. BOLANOS CUNPELE**  
Secretario

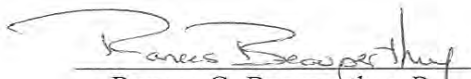
C.C: Rectora, Vicerrectora Administrativa, Decanos de los Núcleos, Coordinador General de Administración, Director de Personal, Dirección de Finanzas, Dirección de Presupuesto, Contraloría Interna, Consultoría Jurídica, Director de Bibliotecas, Dirección de Publicaciones, Dirección de Computación, Coordinación de Teleinformática, Coordinación General de Postgrado.

JABC/YGC/maruja

## Hoja de Metadatos para Tesis y Trabajos de Ascenso - 6/6

### Derechos:

**Artículo 41 del REGLAMENTO DE TRABAJO DE PREGRADO (vigente a partir del II Semestre 2009, según comunicado CU-034-2009):** “Los Trabajos de Grado son de exclusiva propiedad de la Universidad, y sólo podrán ser utilizados a otros fines, con el consentimiento del Consejo de Núcleo Respectivo, quien deberá participarlo previamente al Consejo Universitario, para su autorización”.

  
Rances G. Beauperthuy R.  
**AUTOR**

  
Ing. Alicia M. Da Silva M.  
**ASESOR**