



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

**MEJORAMIENTO DE PRODUCTIVIDAD EN POZOS DEL
YACIMIENTO MUC-3, CAMPOS MULATA Y SANTA BÁRBARA**

REALIZADO POR:

LUIS FELIPE DUERTO GONZALEZ

**Trabajo Especial de Grado Presentado Como Requisito Parcial para Optar al
Título de:**

INGENIERO DE PETRÓLEO

MATURÍN, NOVIEMBRE 2012



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

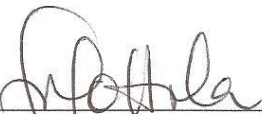
**MEJORAMIENTO DE PRODUCTIVIDAD EN POZOS DEL
YACIMIENTO MUC-3, CAMPOS MULATA Y SANTA BÁRBARA**

REALIZADO POR:

LUIS FELIPE DUERTO GONZALEZ

C.I: 13.623.063

REVISADO POR:


Msc. Fabiola Mottola
Asesor Académico


Msc. Mauro Martínez
Asesor Industrial

MATURÍN, NOVIEMBRE 2012




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

**MEJORAMIENTO DE PRODUCTIVIDAD EN POZOS DEL
YACIMIENTO MUC-3, CAMPOS MULATA Y SANTA BÁRBARA**

REALIZADO POR:
LUIS FELIPE DUERTO GONZALEZ
C.I: 13.623.063


Msc. Isaac Contreras
Jurado Principal

APROBADO POR:


Msc. Fabiola Mottola
Asesor Académico


Ing. Martha Espinoza
Jurado Principal

MATURÍN, NOVIEMBRE 2012

RESOLUCIÓN

DE ACUERDO AL ARTÍCULO 41 DEL REGLAMENTO DE TRABAJOS DE GRADO:

“LOS TRABAJOS DE GRADO SON DE EXCLUSIVA PROPIEDAD DE LA UNIVERSIDAD DE ORIENTE Y SÓLO PODRÁN SER UTILIZADOS A OTROS FINES CON EL CONSENTIMIENTO DEL CONSEJO DE NÚCLEO RESPECTIVO, QUIEN LO PARTICIPARÁ AL CONSEJO UNIVERSITARIO PARA SU AURORIZACION”.

DEDICATORIA

Teniendo presente a DIOS en primer lugar, dedico este trabajo de grado a mi madre Alicia González por su larga lucha a través de toda su vida para darme el regalo más preciado que un ser pueda dar: amor, bienestar y educación. Madre ninguno de tus días de trabajo han sido en vano y mucho menos olvidados por mí, ruego a JEHOVÁ me dé la oportunidad de darte un poco de lo tanto que me has dado, se con certeza que este honor quieres compartirlo con tus más grandes colaboradoras, Sebastiana Mujica y Lisbeth por tan gran labor en contribuir en mi bienestar y educación.

DIOS nos permita seguir compartiendo muchos años más de vida, paz y felicidad en nuestra unida familia, las respeto, las admiro y las quiero con todo mi ser.

Luis F. Duerto G.

AGRADECIMIENTOS

A JEHOVÁ (DIOS) por darme una vida llena de salud y bendiciones y al mismo tiempo dotarme de fortaleza, paciencia, entendimiento y sabiduría.

A las tres mujeres más importantes de mi vida: mi madre Alicia González, mi abuela Sebastiana Mujica y mi tía Lisbeth Mujica, gracias desde el fondo de mi alma les doy por todo su apoyo, paciencia, confianza, comprensión, cariño, y sus valiosos consejos y palabras de aliento, gracias a ustedes aprendí mi más grande lección (nunca darse por vencido). De igual manera a mis hermanos: Daniel y Dennys por contribuir con los medios para el desarrollo de mis estudios y en general por su colaboración a lo largo de toda nuestra vida.

Mi agradecimiento especial a Mauro Martínez por toda una vida de amistad, apoyo incondicional y desinteresado, gracias por contribuir enormemente en mi carrera universitaria y ser en muchos momentos el riel de guía en mis estudios, más que un gran amigo has sido un buen hermano, mi agradecimiento eterno.

A mis compañeros de clases entre estos a Jesús Longar y su grupo, a mis panas de toda la vida Hernán, Héctor y todos aquellos que me acompañaron en este camino.

A la Universidad de Oriente, núcleo Monagas y a todo su equipo de profesores en especial a Fabiola Mottola por ser mi tutora académica.

A la empresa PDVSA y al personal de la Gerencia de Yacimientos de Punta De Mata, por su valiosa colaboración en especial a los Ing. Luis Albornett, Felipe Paredes, Cristian Coraspe y Jhon Almendra, entre otros, gracias por su ayuda y apoyo desinteresado.

ÍNDICE

	Pág.
RESOLUCIÓN	iv
DEDICATORIA	v
AGRADECIMIENTOS	vi
ÍNDICE	vii
LISTA DE FIGURAS	ix
LISTA DE GRÁFICOS	x
LISTA DE TABLAS	xi
RESUMEN	xiii
INTRODUCCIÓN	1
CAPÍTULO I	2
EL PROBLEMA	2
1.1 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA.....	2
1.2 OBJETIVOS DE LA INVESTIGACIÓN.....	3
1.2.1 Objetivo general	3
1.2.2 Objetivos específicos.....	3
1.3 JUSTIFICACIÓN DE LA INVESTIGACIÓN.....	4
CAPÍTULO II	5
MARCO TEÓRICO	5
2.1 ANTECEDENTES DE LA INVESTIGACIÓN	5
2.2 DESCRIPCIÓN DEL ÁREA EN ESTUDIO.....	6
2.2.1 Ubicación del Campo Mulata	6
2.2.2 Geología estructural.....	7
2.3 BASES TEÓRICAS	10
2.3.1 Declinación de producción de los yacimientos	10
2.3.2 Curvas de declinación de producción.....	10
2.3.3 Tipos de declinación.....	10
2.3.4 Índice de Productividad.....	13
2.3.5 Capacidad de producción del sistema.....	14
2.3.6 Capacidad de producción del pozo en flujo natural	16
2.3.7 Sistema de Análisis Nodal.....	18
2.3.8 Asfaltenos	18
2.3.9 Precipitación de asfaltenos	20
2.4 DEFINICIÓN DE TÉRMINOS BÁSICOS	23
CAPÍTULO III	26
MARCO METODOLÓGICO	26
3.1 TIPO DE INVESTIGACIÓN.....	26
3.2 DISEÑO DE LA INVESTIGACIÓN	26
3.3 POBLACIÓN Y MUESTRA	27
3.4 PROCEDIMIENTO METODOLÓGICO	28

3.5 TÉCNICAS E INSTRUMENTOS DE RECOLECCIÓN DE DATOS	33
3.5.1 Técnicas	33
3.5.2 Instrumentos	33
3.6 RECURSOS	35
3.6.1 Recursos humanos	35
3.6.2 Recursos materiales y tecnológicos	35
3.6.3 Recursos económicos	35
CAPÍTULO IV	36
ANÁLISIS Y DISCUSIÓN DE LOS RESULTADOS.....	36
4.1 SELECCIÓN DE POZOS PRODUCTORES DE CRUDO CON CONDICIONES MECÁNICAS APTAS PARA TRABAJOS DE RA/RC SIN TALADRO.....	36
4.1.1 Ubicación de los intervalos productores de cada pozo en relación con las diferentes zonas de producción	37
4.1.2 Condiciones mecánicas de los pozos ubicados en la zona de crudo	39
4.2 ANÁLISIS DEL HISTÓRICO DE PRODUCCIÓN DE LOS POZOS SELECCIONADOS ASÍ COMO LAS CONDICIONES DE FONDO ACTUALES MEDIANTE EL COMPORTAMIENTO DE AFLUENCIA	40
4.2.1 Comportamiento de producción de los pozos en estudio del Yacimiento MUC-3, Campos Mulata y Santa Bárbara	41
4.2.2 Condiciones de fondo actuales mediante el comportamiento de afluencia a través de análisis nodal.....	45
4.3 ESTABLECIMIENTO DE LAS PROPUESTAS DE RECAÑONEO Y ADICIÓN DE INTERVALOS BASADOS EN EL PERFIL PETROFÍSICO A TRAVÉS DE ANÁLISIS NODAL	55
4.3.1 Evaluación petrofísica de los pozos en estudio del Yacimiento MUC-3, Campos Mulata y Santa Bárbara.....	55
4.3.2 Evaluación de las propuestas establecidas de adición y recañoneo mediante análisis nodal	59
4.4 JERARQUIZACIÓN DE LAS PROPUESTAS EN LOS POZOS SELECCIONADOS BASADOS EN RENTABILIDAD ECONÓMICA Y RIESGO OPERACIONAL.....	63
CAPÍTULO V.....	71
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	71
5.1 CONCLUSIONES	71
5.2 RECOMENDACIONES	72
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS	74
APÉNDICES.....	76
HOJAS METADATOS.....	177

LISTA DE FIGURAS

	Pág.
Figura 2.1 Ubicación del Campo Mulata	7
Figura 2.2 Formaciones que componen los yacimientos de Campo Mulata.....	8
Figura 2.3 Columna de fluido del Yacimiento MUC-3	9
Figura 2.4 Curva de oferta y demanda.....	17
Figura 2.5 Rangos característicos de la curva de demanda.....	17
Figura 2.6 Representación esquemática de una molécula de asfaltenos.....	19
Figura 2.7 Nucleación de asfaltenos en presencia de partículas sólidas	22
Figura 4.1 Matriz de factibilidad de aplicación de las propuestas de RA/RC	67

LISTA DE GRÁFICOS

	Pág.
Gráfico 4.1 Pozos completados en las diferentes zonas de producción	38
Gráfico 4.2 Declinación de producción anual, Yacimiento MUC-3.....	42
Gráfico 4.3 Relación de declinación de producción del Yacimiento MUC-3	43
Gráfico 4.4 Índice Coloidal de los pozos del Yacimiento MUC-3	44
Gráfico 4.5 Pozos agrupados de acuerdo a los Δp estimados, condiciones actuales ..	52
Gráfico 4.6 Pozos agrupados de acuerdo a la presión de fondo fluyente (Pwf)	53
Gráfico 4.7 Clasificación de los pozos en estudio con relación al IP	54
Gráfica 4.8 Distribución de las propuestas en cuanto a la factibilidad	69

LISTA DE TABLAS

	Pág.
Tabla 3.1 Total de pozos del Yacimiento MUC-3 para la fecha de estudio	27
Tabla 4.1 Pozos activos seleccionados del Yacimiento MUC-3.....	37
Tabla 4.2 Sumario de pruebas de producción del Yacimiento MUC-3	47
Tabla 4.3 Error porcentual en el ajuste del comportamiento de afluencia.....	49
Tabla 4.4 Condiciones actuales de los pozos en estudio.....	51
Tabla 4.5 Premisas para la selección de intervalos prospectos.....	56
Tabla 4.6 Resultados del análisis petrofísico, pozos sin adición y/o recañoneo.....	58
Tabla 4.7 Propuestas de adición y/o recañoneo	60
Tabla 4.8 Análisis nodales, condiciones actuales Vs escenarios propuestos	62
Tabla 4.9 Niveles de riesgos operacionales	64
Tabla 4.10 Costo en Bsf de los trabajos de RA/RC propuestos.....	65
Tabla 4.11 Niveles de riesgo económicos con relación a los costos.....	66
Tabla 4.12 Riesgo económico de cada pozo seleccionado	66
Tabla 4.13 Gananciales de producción estimados en relación con las propuestas	69

LISTA DE ABREVIATURAS

ANP: arena neta petrolífera.
API: instituto americano del petróleo.
AyS: arena y sedimentos.
 ΔP : diferencial de presión.
BNPD: barriles normales por día.
CAT: categoría.
COES: condensado original en sitio.
EyP: exploración y producción.
GOES: gas original en sitio.
ID: diámetro interno.
IP: índice de productividad, también se puede escribir (J).
LPC: libras por purgada cuadrada.
mD: mili Darsy.
NE: noreste.
Np: petróleo producido.
pbnm: pies bajo el nivel del mar.
Pcab: presión de cabezal.
PVT: pruebas de presión, volumen y temperatura.
Pwf: presión de fondo fluuyente.
Pyac: presión de yacimiento
Qo: tasa de crudo.
RED: reductor.
RGP: relación gas petróleo.
S: daño de la formación.
UP: unidad de producción.



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

RESUMEN

MEJORAMIENTO DE PRODUCTIVIDAD EN POZOS DEL YACIMIENTO MUC-3, CAMPOS MULATA Y SANTA BÁRBARA

AUTOR:

Luis Felipe Duerto Gonzalez
C.I 13.623.063
Junio 2012

ASESORES:

Msc. Fabiola Mottola
Msc. Mauro Martínez

La verificación de la columna estratigráfica de los Campos Mulata y Santa Bárbara del Distrito Punta de Mata correspondiente a las Formaciones Naricual, Vidoño, San Juan y San Antonio del Yacimiento MUC-3, permitió la unificación de yacimientos con propiedades petrofísicas similares y conexión hidráulica entre ellas en cuatro grandes unidades de flujo como lo son: NAR MUC-3, NAR MUC-3C, CRE MUC-3 y CRE MUC-3C, lo que originó nuevas oportunidades de explotación bajo estrategias de cañoneo selectivo a fin de mejorar los perfiles de flujo en los pozos productores y por ende la generación de potencial adicional en el yacimiento; por lo cual se realizó la siguiente investigación determinando en primer lugar los pozos completados en la zona de crudo, así como, las condiciones mecánicas de los mismos, determinando si son aptos para la realización de trabajos de RA/RC con el fin de proponerlos para la adición y recañoneo de intervalos con propiedades petrofísicas prospectivas. Se realizó un modelaje de las condiciones actuales de producción para luego evaluar las propuestas, a través de análisis nodal y determinar de esta manera el ganancial de producción en cada caso propuesto. Seguidamente se realizó una jerarquización de las propuestas basadas en riesgo operacional y rentabilidad económica. Los resultados obtenidos permitieron identificar un total de doce pozos con oportunidades de generación de potencial, los cuales permiten obtener un ganancial de 61 13 BNPD y 19.318 MMPCND.

INTRODUCCIÓN

El Distrito Norte de la División Oriente PDVSA, corresponde a una de las zonas de mayor interés en cuanto a actividades de perforación y explotación de hidrocarburos se refiere, el mismo aporta más del 30% de la producción nacional de los cuales el Yacimiento MUC-3, Campos Mulata y Santa Bárbara, contribuyen con una producción promedio diaria de 70 MBND. Sin embargo, para incrementar la recuperación del yacimiento se han aplicado métodos de recobro mejorado, como lo es, la inyección de gas para el mantenimiento de presión, adicional a esto, son aplicadas técnicas de fracturamiento hidráulico, recañoneo de arenas y adicción de intervalos prospectivos, entre otros que permitan incrementos de producción.

PDVSA dedicada siempre a la optimización de sus actividades, actualmente está llevando a cabo la actualización del modelo de simulación del Yacimiento MUC-3, además de esto se realizó una revisión de las reservas de petróleo y gas de las Formaciones Naricual, Vidoño, San Juan y San Antonio producto de la reinterpretación geológica de los yacimientos del Campos Mulata, sustentado en los últimos estudios integrados se realizó la fusión de yacimientos con propiedades petrofísicas similares, así como, condiciones de presión y temperatura análogas y conexión hidráulica entre ellos, quedando dividió en cuatro grandes unidades de flujo como son: NAR MUC-3, NAR MUC-3C, CRE MUC-3 y CRE MUC-3C.

El presente trabajo tiene como objetivo identificar oportunidades de mejoramiento del perfil de producción de crudo del Yacimiento MUC-3, mediante actividades de recañoneo y adicción de intervalos prospectivos, tomando en cuenta las condiciones mecánicas de los pozos y evaluando la rentabilidad económica para la planificación y aplicación de nuevos proyectos que garanticen el recobro eficiente de las reservas.

CAPÍTULO I

EL PROBLEMA

1.1 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

El Yacimiento MUC-3, Campos Mulata y Santa Bárbara fue descubierto con la completación del pozo MUC-3 en Mayo de 1989, dicho yacimiento se caracteriza estructuralmente por ser un gran anticlinal alargado en dirección Este-Oeste con dos fallas principales que dividen el área en tres grandes bloques. Contiene 1365 MMBN de Petróleo Original en Sitio (POES), un (COES) de 255 MMBN y un (GOES) de 2120 MMMPCN.

Una reinterpretación geológica realizada en el período 2003-2009 y aunada a los últimos estudios integrados de yacimiento de la Unidad de Producción (UP) Carito del Yacimiento MUC-3, Campos Mulata y Santa Bárbara en las Formaciones Naricual, Vidoño, San Juan y San Antonio, permitió realizar la fusión de unidades de flujo que anteriormente se creían diferentes, sin embargo, al poseer propiedades roca-fluido similares y conexión hidráulica entre ellas fueron unificadas en unidades de flujo de mayor espesor. Éste es el caso de las unidades de flujo; NAR 1, NAR 2, NAR 3, NAR 4, NAR 5, del Yacimiento MUC-3 fusionadas en NAR MUC-3 y KP, KB, KC, KD, KE, KFGHI y KJ, del mismo yacimiento fusionadas en CRE MUC-3. Esta unificación y revisión de reservas permitió incorporar al área Oeste 34,2 MMBN de crudo como consecuencia de los cambios ocurridos tanto en área/volumen como en las propiedades petrofísicas del yacimiento.

De acuerdo a lo anteriormente descrito, todos estos factores resultan en un aumento de las oportunidades de explotación del Yacimiento MUC-3 sujeto a dos Unidades hidráulicas, NAR MUC-3 y CRE MUC-3.

Conscientes de la necesidad del incremento de producción a escala nacional y con el propósito de mitigar problemas de declinación de producción por efectos de floculación y precipitación de asfaltenos, arenamientos, diferenciales de presión (ΔP) elevados, declinación de presión de fondo fluyente (P_{wf}) entre otros; la Gerencia de Yacimiento se vió en la necesidad de hacer una evaluación que permitiera ubicar oportunidades de recañoneo y adición de nuevos intervalos productores para la generación de potencial que incrementen el factor de recobro, conforme a las condiciones mecánicas de los pozos productores del Yacimiento MUC-3. Al mismo tiempo, hacer un estudio de la rentabilidad económica y de los riesgos operacionales asociados a la aplicación de los proyectos seleccionados.

1.2 OBJETIVOS DE LA INVESTIGACIÓN

1.2.1 Objetivo general

Evaluar mejoras en la productividad de pozos productores de crudo, mediante recañoneo y adición de intervalos, en el Yacimiento MUC-3, Campos Mulata y Santa Bárbara en relación con el periodo 2009-2011

1.2.2 Objetivos específicos

- ▲ Determinar pozos productores de crudo con condiciones mecánicas aptas para trabajos de RA/RC sin taladro.
- ▲ Analizar el histórico de producción de cada pozo seleccionado, así como, las condiciones de fondo actuales mediante el comportamiento de afluencia.
- ▲ Establecer propuestas de recañoneo y adición de intervalos basados en el perfil petrofísico, a través de análisis nodal.

- ▲ Jerarquizar las propuestas de los pozos seleccionados basados en la rentabilidad económica y riesgo operacional.

1.3 JUSTIFICACIÓN DE LA INVESTIGACIÓN

Como medida al cumplimiento de la extracción de crudo y basándose en los compromisos de exportación y del consumo interno regido por el marco legal, el Distrito Punta de Mata inició un proyecto de evaluación para el incremento de la producción que compense la creciente demanda y la caída de producción por, precipitación de asfaltenos, daño a las formaciones y otros factores que afectan la tasa de producción de los yacimientos.

En vista de esta situación, la Gerencia de Control de Yacimientos, enfoca el estudio en el Yacimiento MUC-3, Campos Mulata y Santa Bárbara con el propósito de estudiar los perfiles de flujo de las arenas NAR MUC-3 y CRE MUC-3 y determinar intervalos que puedan ser recañoneados o adicionados a la producción de pozos de crudo con condiciones mecánicamente aptas, a fin de mejorar los perfiles de flujo y garantizar un incremento en los niveles de producción con el recobro eficiente de las reservas.

CAPÍTULO II

MARCO TEÓRICO

2.1 ANTECEDENTES DE LA INVESTIGACIÓN

Arcila M. (2008). En el trabajo de grado titulado “Mejoramiento de la productividad mediante fracturamiento hidráulico en los pozos del yacimiento MUC-3, Formaciones San Juan y San Antonio, Campos Mulata y Santa Bárbara”, realizó una evaluación con el fin de determinar los pozos candidatos con condiciones mecánicas aptas para ser sometidos a técnicas de fracturamiento hidráulico, debido a que los pozos estudiados del Yacimiento MUC-3 presentan declinación de producción en las formaciones San Juan y San Antonio, entre un 7,03 y 8,82% por precipitación de asfaltenos y daño en las formaciones que reducen la permeabilidad. El resultado de tal evaluación fue la selección de las sartas: MUC-79M, SBC76L, MUC-43L y MUC-25L, con las que se incremento la eficiencia de flujo, siendo el candidato potencial a fracturamiento hidráulico la sarta MUC-79M (arena KP). Las cuatro sartas seleccionadas según el estudio comprendían proyectos económicamente rentables en cuanto a beneficios y riesgos operacionales.

Caruso J. (2011). En el trabajo de grado titulado “Propuesta de oportunidades de trabajos de RA/RC en las unidades de flujo NAR MUC-1 y CRE MUC-1, en el Yacimiento MUC-1 del Campo Carito-Mulata”, Realizó una evaluación con relación al costo-beneficio asociado al a ejecución de las propuestas técnicas de trabajos de RA/RC con la adición de intervalos prospectivos de las unidades de flujo NAR MUC-1 y CRE MUC-1 del Yacimiento MUC-1 del Campo Carito-Mulata. El resultado de la investigación originó la selección del 14,2% (20 pozos) completados en la zona de crudo correspondiente a las formaciones NAR MUC-1 y CRE MUC-1 de un total del 100% (71 pozos) existentes en el Yacimiento MUC-1 (área central). De los 20 pozos

seleccionados, 45% corresponden a baja factibilidad por riesgo y 55% son propuestas que resultaron aplicables en los que tan solo 20% (11 pozos) corresponden a una alta factibilidad económica incrementando la producción de crudo en el campo en 5900,04 BNPD y 10,25 MMPCND de gas.

2.2 DESCRIPCIÓN DEL ÁREA EN ESTUDIO

2.2.1 Ubicación del Campo Mulata

En la región nororiental de Venezuela está situado el estado Monagas en la cuenta oriental del país, dentro de sus límites se encuentra el área operacional del Distrito norte, División Punta de Mata, al norte de Monagas y a 40 Km al oeste de la ciudad de Maturín, está conformado por los Campos Travi, Pirital, Santa Bárbara y Carito. (PDVSA E y P División Oriente).

La Unidad de Producción (UP) Carito, Campo Mulata posee un área operacional de 150 Km² donde los yacimientos están agrupados en áreas definidas como: Área Norte (Yacimiento MUC-2), Área Sur (Yacimiento SBC-10), Área Central (Yacimiento MUC-1) y Área oeste (Yacimiento MUC-3), el cual corresponde a la zona estudiada en el presente trabajo de investigación.

El sector Oeste, Campos Mulata, limita con el norte por una falla inversa que lo separa del Yacimiento SBC-22E, al sur con una falla inversa atravesada por los pozos MUC-5, MUC-3, y MUC-2 que lo separa de los Yacimientos SBC-10 y MUC-1; Al oeste encontramos una zona compleja de fallamientos que lo separa del Yacimiento SBC-1, al este por una falla inversa que lo separa del Yacimiento MUC-2, la cual es evidenciada por los pozos MUC-29 y MUC-33 del campo Mulata, sector Oeste. (Figura 2.1)

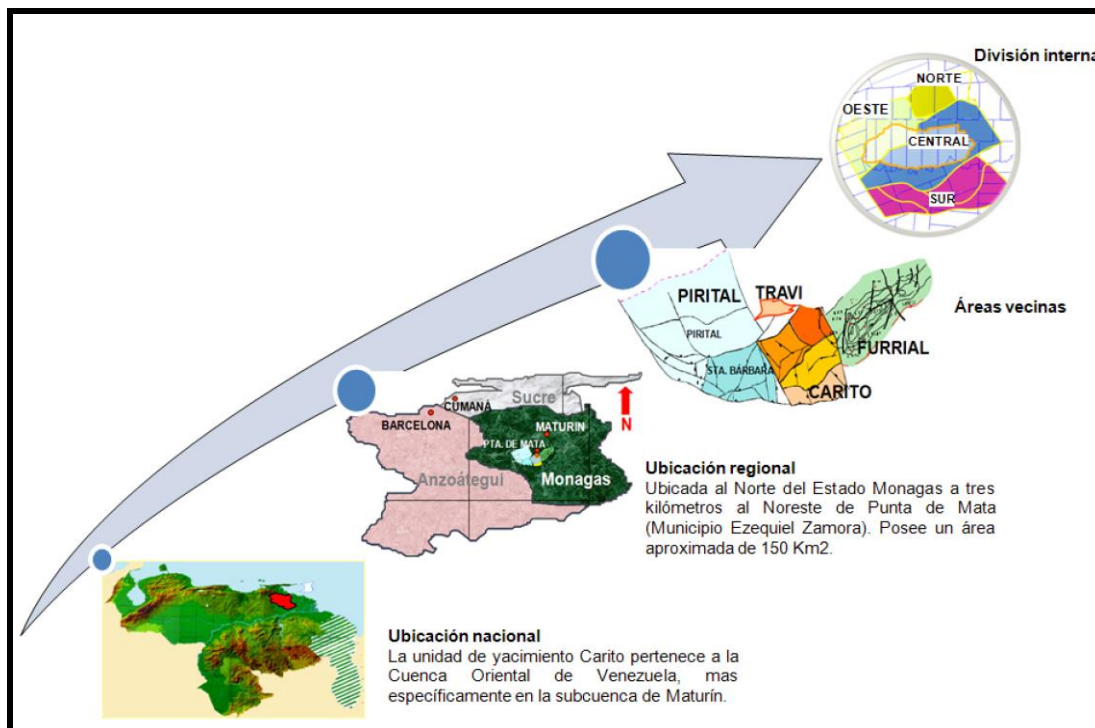


Figura 2.1 Ubicación del Campo Mulata
(Fuente: PDVSA E y P División Oriente, 2010)

2.2.2 Geología estructural

Referente al marco estructural está definido por ser un anticlinal alargado en dirección Este-Oeste de origen tectónico transcompresional relacionado con la colisión de la placa del Caribe con la suramericana en dirección NO-SE a partir del Oligoceno tardío. La columna estratigráfica del Campo Mulata se caracteriza por poseer una secuencia sedimentaria que abarca desde el Cretáceo Tardío hasta el Pleistoceno.

Las zonas reservorios de mayor interés en cuanto al estudio abarca las Formaciones: Naricual, Vidoño, San Juan y San Antonio. El espesor promedio total de las Formaciones Naricual y Vidoño (Terciario) es de unos 1000 pies siendo el

espesor de Arena Neta Petrolífera (ANP) variable entre 100-600 pies, para las Formaciones San Juan y San Antonio (Cretáceo) el rango de espesor total varía entre 1300-1700 pies siendo el promedio de Arena Neta Petrolífera (ANP) variable entre 800 y 1000 pies, (Figura 2.2).

Las Formaciones Naricual y Vidoño estaban conformadas por un conjunto de arenas productoras desde NAR-1 hasta NAR-5 y que luego de su unificación en una unidad de flujo de mayor espesor recibe el nombre de NAR MUC-3 en el caso de las Formaciones San Juan y San Antonio comprendidas por las arenas KP, KB, KC, KD, KE, KFGHI Y KJ, actualmente recibe el nombre de CRE MUC-3.

PERIODO	EPOCA	FORMACIONES	ÁREA OESTE	
			YAC. ELIMINADOS	YAC. SOBREVIVIDOS
TERCIARIO	OLIGOCENO	FM. NARICUAL	NAR-1	NAR MUC 3
			NAR-2	
			NAR-3	
			NAR-4	
	PALEOCENO	FM. VIDOÑO	NAR-5	
CRETACICO	MAASTRICTIENSE	FM. SAN JUAN	KP	CRE MUC 3
	CAMPANIENSE MAASTRICTIENSE	FM. SAN ANTONIO	KB	
			KC	
			KD	
			KE	
			KFGHI	
			KJ	

Figura 2.2 Formaciones que componen los yacimientos de Campo Mulata

(Fuente: PDVSA E y P División Oriente, 2010)

En cuanto a los fluidos almacenados, el yacimiento presenta distribución composicional variable con profundidad, su distribución dentro de la estructura de tope a base es: gas condensado, crudo volátil, petróleo negro. (Figura 2.3). Basados en un estudio integral geología-yacimiento realizado en Diciembre de 1995 del Carito Oeste, se recomendó la inyección de gas para mantener la zona de fluido crítico por encima de 7500 lpca (Referida al Dátum: 14040 pies) a fin de disminuir los efectos de declinación energética, previamente se estimó la presión original del yacimiento en 12260 lpca, con una producción de crudo con gravedades API entre 26° y 39°, la zona de transición de gas a petróleo es de 200 pies aproximadamente y contiene un fluido crítico donde la densidad y la viscosidad del gas y el petróleo son similares.

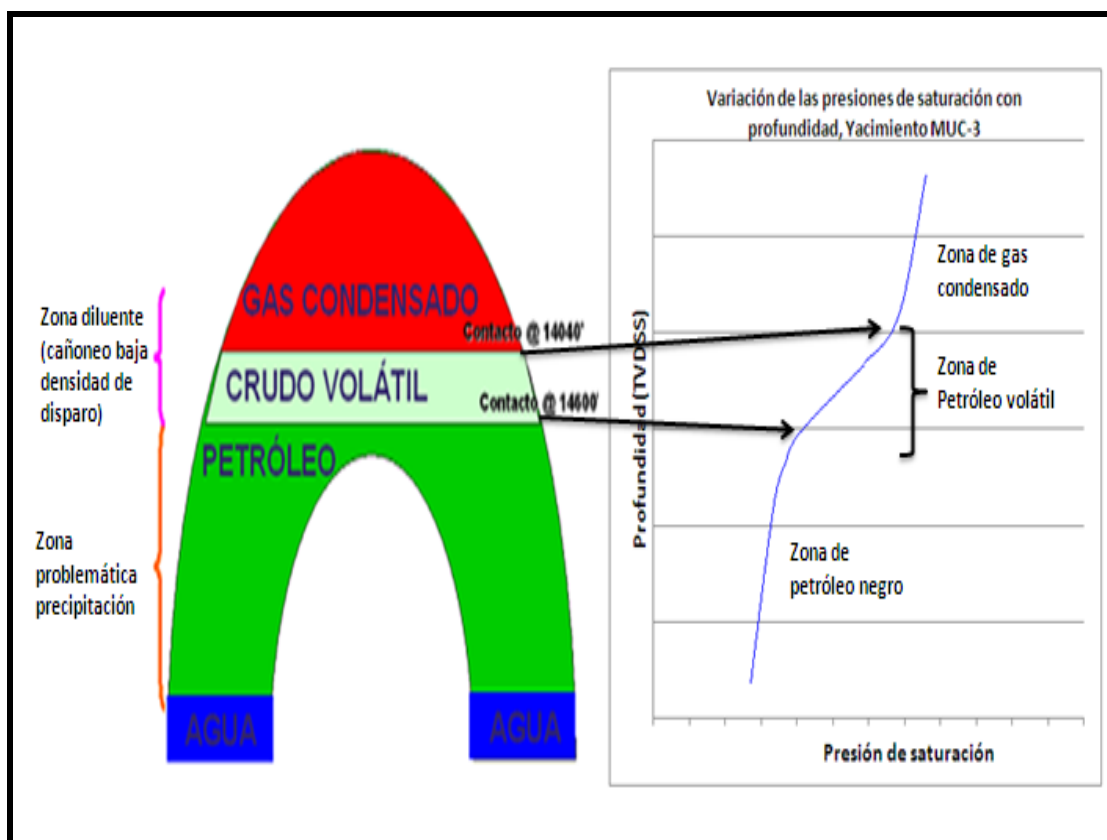


Figura 2.3 Columna de fluido del Yacimiento MUC-3

(Fuente: PDVSA E y P División Oriente, 2010)

2.3 BASES TEÓRICAS

2.3.1 Declinación de producción de los yacimientos

Los pozos que drenan un yacimiento inician su vida productiva con una tasa de producción que corresponde principalmente a la energía original de dicho yacimiento, y continúan produciendo las reservas del mismo durante períodos considerables, conllevando a una reducción de sus niveles energéticos, por lo tanto, se origina un descenso en la capacidad de producción del yacimiento como consecuencia de una disminución de su presión interna debido al vaciamiento de éste, hecho que se conoce como declinación de producción. Esta declinación sigue un comportamiento que obedece a las curvas de declinación de producción establecidas por Arps, como exponencial, hiperbólica y armónica. (Rodríguez, 2007)

2.3.2 Curvas de declinación de producción

Se conoce como curvas de declinación de producción a la representación gráfica de la historia de producción, que se obtiene al graficar la tasa de producción (q_0) como variable dependiente usando el eje de las ordenadas, y como variables independientes el tiempo (t) y la producción acumulada (N_p), graficadas utilizando el eje de las abscisas, en cuyos casos se obtienen dos tipos de curvas de declinación de producción: Las curvas tasa - tiempo y tasa - producción acumulada. (Rodríguez, 2007)

2.3.3 Tipos de declinación

Rodríguez (2007), expresa que la declinación de producción se puede clasificar de acuerdo a: la naturaleza de la declinación y al comportamiento de la tasa de producción.

De acuerdo con la naturaleza de la declinación:

- ▲ **Declinación Energética:** es la declinación de la tasa de producción debido al agotamiento de energía del yacimiento (caída de presión) y/o a la disminución de la permeabilidad relativa al petróleo y saturación de esta fase alrededor del pozo.

- ▲ **Declinación Mecánica:** es la declinación de producción relacionada con la disminución de la efectividad de los métodos de producción por causas inherentes a la formación, tales como: arenamiento, daño a la formación, producción de asfaltenos, producción de finos, incremento de la producción de gas, cuando la presión de fondo cae por debajo de la presión de burbujeo; y otros problemas en el pozo como deterioro de la tubería de producción, empaaduras, entre otros. Recientemente algunos expertos prefieren denominar este tipo de declinación como capacidad de pérdida de producción, porque consideran que éste involucra factores que no son exclusivamente de índole mecánico.

- ▲ **Declinación Total:** es la declinación de producción provocada por el efecto combinado de los factores energéticos y mecánicos (logística operacional).

De acuerdo con el comportamiento de la tasa de producción:

- ▲ **Declinación Exponencial:** la declinación exponencial ocurre cuando la variación de la tasa de producción con el tiempo, expresada como fracción de la tasa de producción, es una constante:

$$D = \frac{dq/dt}{q} \quad (2.1)$$

Donde:

D: Constante de declinación exponencial, días⁻¹, meses⁻¹

q: Tasa de producción, BNPD, BNPM

t: Tiempo, días, meses

Este tipo de declinación ocurre generalmente cuando el yacimiento produce sólo por la expansión del petróleo, lo cual significa que la presión del yacimiento excede el punto de burbujeo, bajo estas condiciones el factor de compresibilidad, la permeabilidad y la viscosidad se consideran constantes. Por debajo del punto de burbujeo, si el yacimiento produce bajo condiciones de desplazamiento por gas en solución, todos los factores antes mencionados, cambian a variables y no puede obtenerse una simple ecuación de declinación.

▲ **Declinación Hiperbólica:** la declinación hiperbólica ocurre cuando la variación del inverso de la constante de declinación (D) con el tiempo, es constante.

$$b = \frac{da}{dt} = \frac{d}{dt} \left[-\frac{q}{dq/dt} \right] = ctte \quad (2.2)$$

Donde:

b: Exponente de declinación, adim.

a: Inverso de la declinación (D), días, meses.

q: Tasa de producción, BNPD, BNPM.

t: Tiempo, días, meses.

Este tipo de declinación ocurre generalmente después que el drenaje por gravedad se ha convertido en el mecanismo de desplazamiento predominante y usualmente tiene lugar durante los niveles tardíos de agotamientos, (la declinación puede cambiar a exponencial nuevamente en las etapas tardías).

- ▲ **Declinación Armónica:** es un caso particular de la declinación hiperbólica cuando el exponente de declinación, b , es igual uno, y al igual que para la declinación hiperbólica, la tasa de declinación no es constante, ésta decrece de manera proporcional a la tasa de producción.

Como ejemplo de este tipo de declinación, puede mencionarse la producción de petróleo de alta viscosidad por desplazamiento hidráulico. Debido a que la relación de movilidades es desfavorable, la irrupción del agua ocurre tempranamente, si la tasa total de fluidos se mantiene constante luego que la cantidad de agua se ha incrementado en el fluido total, se tiene como consecuencia que la producción de petróleo declina. Esta declinación sobre un período apreciable puede ser descrita por una declinación armónica.

2.3.4 Índice de Productividad

Según Haalliburton (2009), el índice de productividad se define como la relación entre la tasa de producción y la diferencia de presión entre el yacimiento y el fondo del pozo. En algunos pozos, generalmente los que producen bajo empuje hidráulico, el índice de productividad permanece constante para una amplia variación en la tasa de flujo. Viene dado por la ecuación:

$$IP = \frac{Q}{\Delta P} = \frac{BBPD}{Lpc} \quad (2.3)$$

En otros pozos, a altas tasas de flujo o de yacimientos como empuje de gas en solución, la proporcionalidad no se mantiene y el índice de productividad disminuye. La causa de esta declinación puede ser debida a uno o varios factores:

- ▲ Efecto de turbulencia por el aumento de la tasa de flujo.
- ▲ Disminución en la permeabilidad relativa del petróleo debido a la presencia de gas libre resultante de la caída de presión en el pozo.
- ▲ Aumento de la viscosidad del petróleo con la caída de presión por debajo del punto de burbujeo.
- ▲ Reducción en la permeabilidad debido a la compresibilidad de la formación.

En la práctica los valores de IP son muy variados, dependiendo de las características de producción de cada pozo, y se han fijado los siguientes valores como indicativos de la productividad de un pozo:

Baja productividad: $J < 0,5$
 Productividad media: $0,5 < J < 1,5$
 Alta productividad: $1,0 < J < 2,0$
 Excelente productividad: $2,0 > J$

Aunque son raros los casos, se pueden conseguir valores tan bajos como 0,1 ó menores y tan altos como 50 ó más.

2.3.5 Capacidad de producción del sistema

La capacidad de producción del sistema está representada, a través de la tasa de producción del pozo, y esta es consecuencia de un perfecto balance entre la capacidad de aporte de energía del yacimiento y la demanda de energía de la instalación. (Maggiolo, 2005).

- ▲ **Curvas de oferta y demanda de energía en el fondo del pozo:** tradicionalmente el balance de energía se realizaba en el fondo del pozo, sin embargo, la disponibilidad actual de simuladores del proceso de producción permite establecer dicho balance en otros puntos (nodos) de la trayectoria del proceso: cabezal del pozo, separador, etc. Para realizar el balance de energía en el nodo se asumen convenientemente varias tasas de flujo y para cada una de ellas, se determina la presión con la cual el yacimiento entrega dicho caudal de flujo al nodo, y a la presión requerida en la salida del nodo para transportar y entregar dicho caudal en el separador con una presión remanente igual a P_{sep} .

Por ejemplo, sí el nodo esta en el fondo del pozo:

Presión de llegada al nodo: $P_{wf} \text{ (oferta)} = P_{ws} - \Delta P_y - \Delta P_c$

Presión de salida del nodo: $P_{wf} \text{ (demanda)} = P_{sep} + \Delta P_I + \Delta P_p$

En cambio, sí el nodo esta en el cabezal del pozo:

Presión de llegada al nodo: $P_{wh} \text{ (oferta)} = P_{ws} - \Delta p_y - \Delta p_c - \Delta P_p$

Presión de salida del nodo: $P_{wh} \text{ (demanda)} = P_{sep} + \Delta P_I$

La representación gráfica de la presión de llegada de los fluidos al nodo en función del caudal o tasa de producción se denomina Curva de Oferta de energía o de fluidos del yacimiento (Inflow Curve), y la representación gráfica de la presión requerida a la salida del nodo en función del caudal de producción se denomina Curva de Demanda de energía o de fluidos de la instalación (Outflow Curve).

- ▲ **Balance de energía y capacidad de producción:** el balance de energía entre la oferta y la demanda puede obtenerse numérica y gráficamente, y el caudal al cual se obtiene dicho balance representa la capacidad de producción del sistema.

Para realizarlo numéricamente consiste en asumir varias tasas de producción y calcular la presión de oferta y demanda en el respectivo nodo hasta que ambas presiones se igualen, el ensayo y error es necesarios ya que no se puede resolver analíticamente por la complejidad de las formulas involucradas en el cálculo de las ΔP 's en función del caudal de producción. Para obtener gráficamente la solución, se dibujan ambas curvas en un papel cartesiano y se obtiene el caudal donde se interceptan.

- ▲ **Optimización del sistema:** Una de las principales aplicaciones de los simuladores del proceso de producción es optimizar el sistema lo cual consiste en eliminar o minimizar las restricciones al flujo tanto en la oferta como en la demanda, para ello es necesario la realización de múltiples balances con diferentes valores de las variables más importantes que intervienen en el proceso, para luego, cuantificar el impacto que dicha variable tiene sobre la capacidad de producción del sistema. La técnica puede usarse para optimizar la completación de pozo que aun no ha sido perforados, o en pozos que actualmente producen quizás en forma ineficiente.

2.3.6 Capacidad de producción del pozo en flujo natural

Maggiolo (2005), señala que la capacidad de producción del pozo en flujo natural lo establece la tasa de producción para la cual la capacidad de aporte de fluidos del yacimiento se iguala a la capacidad de extracción de fluidos del pozo conjuntamente con su línea de flujo en la superficie. Para obtener gráficamente la tasa de producción antes mencionada se debe dibujar en la misma gráfica las curvas de oferta y demanda de energía en el fondo del pozo, tal como se muestra a continuación:

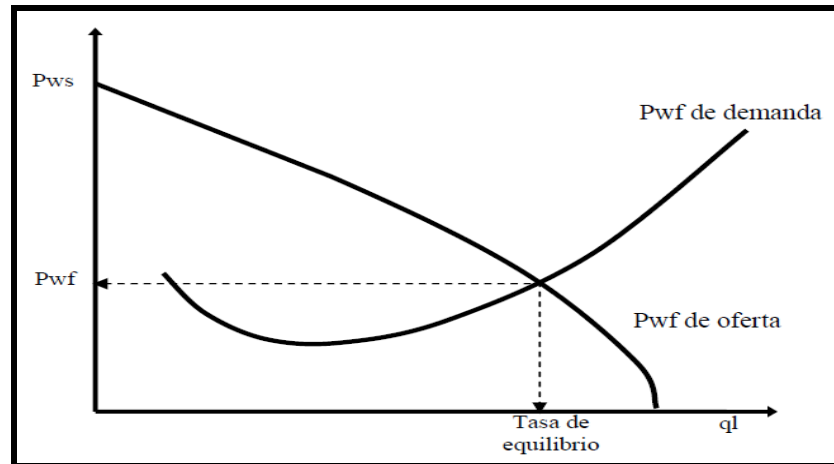


Figura 2.4 Curva de oferta y demanda

(Fuente: Maggiolo, 2005)

Para un tamaño fijo de tubería vertical existe un rango óptimo de tasas de flujo que puede transportar eficientemente, para tasas menores a las del rango óptimo se originará un deslizamiento de la fase líquida (baja velocidad) lo que cargará al pozo de líquido aumentando la demanda de energía en el fondo del pozo, y para tasas de flujo mayores a las del rango óptimo aumentará las pérdidas de energía por fricción (alta velocidad) aumentando sustancialmente los requerimientos de energía en el fondo del pozo. La siguiente figura muestra los rangos antes mencionados:

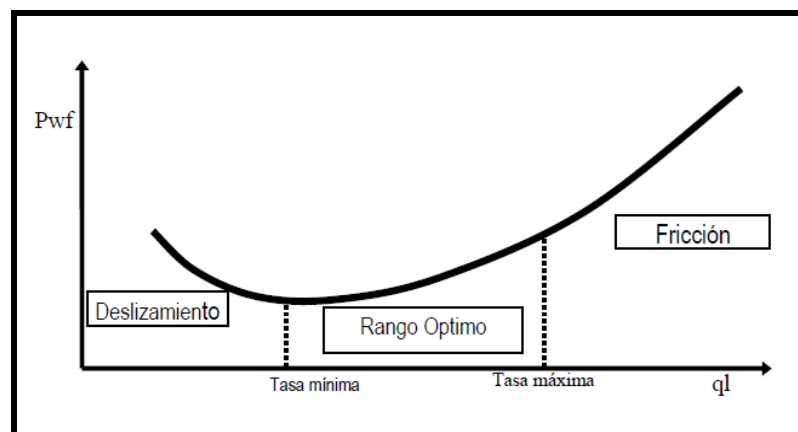


Figura 2.5 Rangos característicos de la curva de demanda

(Fuente: Maggiolo, 2005)

2.3.7 Sistema de Análisis Nodal

Según Halliburton (2009), el análisis nodal está definido como un sistema que permite el acceso para la optimización de pozos de gas y petróleo, es usado para la evaluación completa del sistema de producción. Los objetivos del Análisis Nodal son: optimizar el sistema de producción y chequear cada componente del sistema de pozo para determinar si hay restricciones innecesarias en las tasas de producción.

Este sistema de producción consiste de tres (3) componentes: el yacimiento, la tubería de producción y el equipo de superficie. Los fluidos comienzan a fluir desde el yacimiento hacia el pozo a través del intervalo completado, entonces el flujo asciende por la tubería de producción, y finalmente fluye hacia los separadores a través de las líneas de producción de superficie. Un pequeño incremento en la caída de presión ocurre como resultado del flujo de fluidos a través de cada segmento.

Utilizando análisis nodal se determinan las curvas de comportamiento de fluencia para varias condiciones, las cuales incluyen la condición actual del pozo (ej. dañado) y la condición luego de efectuar un tratamiento de estimulación. Las condiciones de producción tales como diámetros de reductores y presión de separación son incorporados para construir diferentes curvas de transporte. Al graficar las curvas de comportamiento de fluencia y las curvas de transporte se puede visualizar rápidamente cuáles serán los límites de producción del pozo en sus condiciones actuales y cómo se podría mejorar su producción de manera más óptima.

2.3.8 Asfaltenos

Los asfaltenos típicamente son definidos como la fracción de crudo insoluble en solventes alifáticos de bajo peso molecular, como n-pentano y n-heptano, pero solubles en tolueno. Ferworn definió el término asfalteno como aquellos sólidos

depositados de un crudo, debido a la adición de un exceso de n-pentano. Otra definición considera que los asfaltenos son moléculas planas, poli aromáticas y poli cíclicas que contienen heteroátomos y metales, que existen en un estado de agregación en suspensión y están rodeados y estabilizados por resinas (agentes peptizantes); no son puros, ni son moléculas idénticas, se sabe que tienen una carga eléctrica, y se piensa que están poli dispersos. (Alayon, 2004)

Las definiciones anteriores de asfaltenos son buenas para fines prácticos, pero no dan mayor información desde el punto de vista de su comportamiento físico-químico en relación con la precipitación de estos.

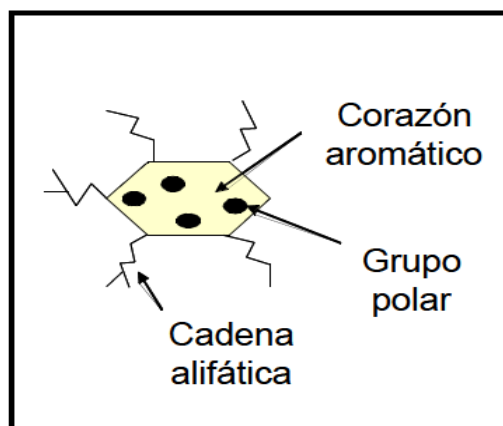


Figura 2.6 Representación esquemática de una molécula de asfaltenos

(Fuente: Alayon, 2004)

- Resinas:** Al hacer referencia de los asfaltenos se hace necesario considerar a las resinas, ya que el comportamiento de los asfaltenos depende mucho de la presencia de estas. Las resinas comprenden aquella fracción que se solubiliza cuando el petróleo o bitumen se disuelve en un n-alcano, pero se absorbe en un material activo superficialmente (como tierra de Fuller). Las resinas son oscuras, semisólidas, muy adhesivas, de peso molecular alto, y su composición depende del precipitante empleado. Marck consideró que las resinas son un

producto intermedio originado en la transformación del crudo en asfaltenos, proceso que ocurre tanto por oxidación aérea como por tratamiento directo con oxígeno y azufre.

- ▲ **Composición química de los asfaltenos:** los asfaltenos son compuestos polidispersos en grupos funcionales, peso molecular y estructura. El contenido de compuestos aromáticos en los asfaltenos está entre 40-60 %, con una relación atómica H/C de 1-1.2. Un alto porcentaje de los anillos aromáticos están conectados en la estructura intermolecular, y por esta razón las moléculas de asfaltenos presentan formas aplanadas. La espectrofotometría de infrarrojo, resonancia magnética nuclear y la difracción de rayos X, se han utilizado para determinar los detalles químicos de los heteroátomos, determinación de grupos funcionales, y tipos de carbono e hidrogeno en los asfaltenos.

2.3.9 Precipitación de asfaltenos

Alayon (2004), se refiere a la precipitación de asfaltenos como el fenómeno mediante el cual un crudo, bajo ciertas condiciones de presión, temperatura, composición y régimen de flujo, se separa en una o dos fases fluidas de grandes proporciones (gas y/o líquido) y en una fase insoluble, de menor tamaño, constituida principalmente por los asfaltenos. Para un crudo en particular, la cantidad de material precipitado generalmente es mayor a medida que disminuye el número de carbonos del agente precipitante.

- ▲ **Problemas asociados a la precipitación de asfaltenos:** el fenómeno de precipitación de asfaltenos se manifiesta en mayor o menor grado en prácticamente todas las facetas asociadas a la producción, transporte y procesamiento de petróleo y, en algunos casos, puede constituirse en un verdadero problema, ya que puede ocasionar daños a la formación y

taponamiento en sitio, de pozos y equipos, y accesorios de superficie, bloqueo de líneas de transporte, y taponamiento de columnas de separación y desactivación de catalizadores.

^ **Factores que promueven la precipitación de asfaltenos:** los principales parámetros que controlan la dispersabilidad de los asfaltenos son la presión, temperatura y la composición del crudo. Por lo que cualquier acción de naturaleza química, eléctrica o mecánica, en el proceso de producción, que altere dichos parámetros, tiende a comprometer la dispersabilidad, ocasionando la floculación y precipitación de los asfaltenos en el crudo. De esta manera, este fenómeno puede originarse debido a los siguientes factores:

- a) **Factores Termodinámicos:** la dispersabilidad molecular está particularmente influenciada por cambios graduales en las variables operacionales más importantes dentro del proceso de producción: la presión y la temperatura, los cuales son generalmente causados por la interacción del crudo con obstrucciones, tales como: válvulas de subsuelo, conexiones entre tuberías, y reductores, etc., que controlan la velocidad del flujo y, en consecuencia, la ocurrencia o no del fenómeno de precipitación.
- b) **Efecto de la temperatura:** cuando la temperatura del crudo disminuye el poder de solubilización de los componentes del petróleo, sin considerar a los asfaltenos, también disminuye. Entonces algunas micelas resinaasfalteno se desestabilizan y se agregan entre ellas formando grandes cúmulos.
- c) **Efectos de presiones:** bajo condiciones isotérmicas, la disminución de la presión del crudo se asocia con la disminución de la densidad del fluido y, correspondientemente con la disminución de la solubilidad. La separación promedio entre moléculas de la fase líquida y las micelas de resina/asfalteno es

mayor en densidades bajas, resultando interacciones menos atractivas. Por tal motivo al disminuir la presión y por consiguiente la densidad, algunas micelas de resina/asfalteno se agregan formando grandes cúmulos que pueden llegar a precipitar.

- d) Otros factores:** hay evidencias de que cualquier sólido suspendido en el crudo (finos de arcillas o minerales, limaduras de metales, sedimentos y grava) a menudo favorecen los procesos de precipitación de los asfaltenos. Esas pequeñas partículas, suspendidas en el crudo, pueden servir de núcleos o “sitios de nucleación” que promueven la adhesión de los coloides de asfaltenos, formándose así grandes cadenas de moléculas o partículas que tienden a precipitar más rápidamente de la solución de crudo. Este efecto ocurre, sobre todo, a nivel de las perforaciones y es más marcado a nivel de las tuberías donde las rugosidades internas también representan “sitios de nucleación” para estos compuestos.

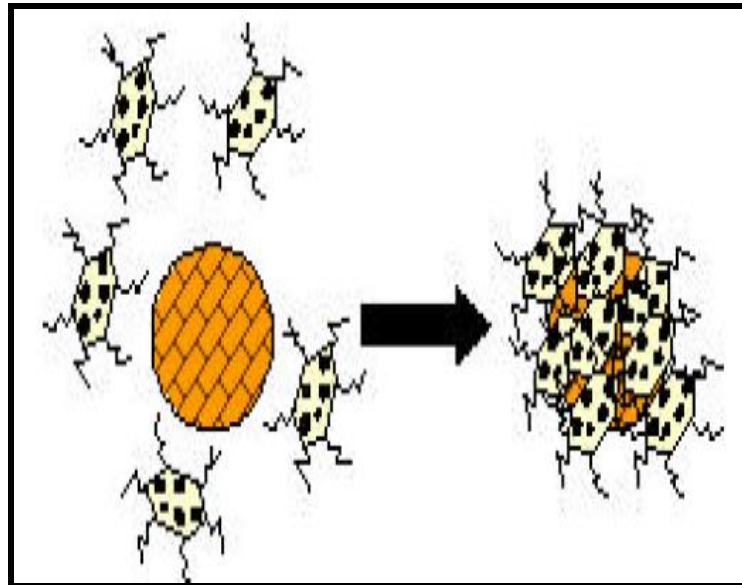


Figura 2.7 Nucleación de asfaltenos en presencia de partículas sólidas

(Fuente: Alayon, 2004)

2.4 DEFINICIÓN DE TÉRMINOS BÁSICOS

Análisis Nodal: está definido como un sistema que permite el acceso para la optimización de pozos de gas y petróleo, es usado para la evaluación completa del sistema de producción. (Halliburton, 2009. p. 168)

Asfaltenos: familia de compuestos químicos orgánicos y de cadenas muy largas, representan los compuestos más pesados y por lo tanto, los de mayor punto de ebullición; insolubles en alcanos de bajo peso molecular, como n-heptano, n-hexano y n-pentano, y solubles en solventes de tipo aromático como benceno, tolueno y xileno. (Arcila, 2008. p. 30)

Arenamiento: producción de cantidades excesivas de arena de la formación junto con los fluidos producidos, debido a desmoronamiento de la estructura de la roca causado por el alto diferencial de presión entre la formación y el pozo. (Rodríguez, 2007. p. 143)

Conificación y canalización de la capa de gas: conificación de la capa de gas a través de los planos de estratificación y la canalización por los planos de estratificación ocurre, generalmente, en áreas donde hay producción excesiva cerca de la capa de gas. (Limpio, 2007. p. 35)

Completación: se entiende por completación o terminación al conjunto de trabajos que se realizan en un pozo después de la perforación o durante la reparación, para dejarlos en condiciones de producir eficientemente los fluidos de la formación o destinarlos a otros usos, como la inyección de agua o gas. (Halliburton, 2009. p. 97)

Daño de formación: término descriptivo aplicado cuando, la permeabilidad es reducida cerca de la cara de la arena. Esta reducción de la K puede ocurrir, durante la perforación, completación, y producción de un pozo. (Riviera, 2004. p. 261)

Dátum: plano de referencia o profundidad bajo el nivel del mar a la cual se refiere la presión de un yacimiento. Generalmente, el plano de referencia utilizado, es aquel plano horizontal que contiene el centro geométrico o centro de gravedad del yacimiento. (Limpio, 2007. p. 35)

Estimulación: técnica de rehabilitación aplicada a los pozos, usualmente es el resultado, de intentos deliberados para mejorar la producción del pozo. Las técnicas comunes incluyen, acidificación y fractura hidráulica. (Riviera, 2004. p. 262)

Floculación: es el proceso hidrodinámico en el que se efectúan las colisiones de partículas desestabilizadas favoreciendo la agregación (cohesión) entre ellas, formando aglomerados de partículas coloidales. (Alayon, 2004. p. 26)

Intervalo prospectivo: son lentes cuyas propiedades petrofísicas y características de presión permiten inferir una producción económicamente rentable. (Caruso, 2011. p. 18)

Rehabilitación de pozos RA/RC: operación programada que se realiza con fines de restablecer y/o mejorar la capacidad del intervalo de producción de un pozo, o de cambiar el horizonte productor por otro ubicado a mayor o menor profundidad. (Arcila, 2008. p. 30)

Reductor: dispositivo mecánico colocado aguas abajo del cabezal de un pozo, para controlar el caudal de producción de fluidos. (Limpio, 2007. p. 36)

TVD: Es la profundidad verticalizada de un punto del pozo con respecto al nivel del mar, más la altura del terreno y la altura de la mesa rotaria. (true vertical deep). (Caruso, 2011. p. 18)

TVDS: Es la profundidad verticalizada de un punto del pozo con respecto al nivel del mar (True vertical deep sua sea) expresada en pbnm (pies bajo el nivel del mar). (Caruso, 2011. p. 18)

CAPÍTULO III

MARCO METODOLÓGICO

3.1 TIPO DE INVESTIGACIÓN

El desarrollo de esta investigación se consideró de tipo descriptiva, debido a que mediante ésta se pudo evaluar, la factibilidad de trabajos de recañoneo y adición de intervalos productores en pozos mecánicamente aptos permitiendo un incremento de producción, y realizando un análisis de las propuestas en cuanto a riesgos económicos y operacionales del proyecto con relación a la ejecución de las propuestas. Con respecto a esto, Arias, F. (2006) expresa: “La investigación descriptiva consiste en la caracterización de un hecho, fenómeno, individuo o grupo, con el fin de establecer su estructura o comportamiento.” (p.24).

3.2 DISEÑO DE LA INVESTIGACIÓN

Referido al diseño de la investigación, Arias, F. (2006) señala:

La investigación de campo es aquella que consiste en la recolección de datos directamente de los sujetos investigados, o de la realidad donde ocurren los hechos (datos primarios), *sin manipular o controlar variable alguna*, es decir, el investigador obtiene la información pero no altera las condiciones existentes. De allí su carácter de *investigación no experimental*. (p. 31).

Tomando como referencia lo anterior descrito, la estrategia implementada para lograr dar respuestas al problema planteado, permite definir el diseño de la investigación bajo la estructura de Investigación de *Campo no experimental*. La información y recolección de datos como son: datos de producción, registros de cementación, estudios geológicos, presión del yacimiento, permeabilidad, daño, entre otros. Se realizó directamente de la realidad donde ocurren los hechos, sin manipular

variable alguna con el propósito de utilizar esta información para interpretar las condiciones generales de los sistemas pozo/yacimiento para cada sarta seleccionada y de tal manera hacer la jerarquización de las propuestas realizadas.

3.3 POBLACIÓN Y MUESTRA

La población para esta investigación estuvo conformada por los pozos del Yacimiento MUC-3, Campos Mulata y Santa Bárbara del norte de Monagas perteneciente al Distrito Punta de Mata, de los cuales fueron seleccionados como muestra 38 pozos con las siguientes condiciones: activos categoría 1 con condiciones mecánicas aptas para la realización de trabajos de RA/RC y completados en la zona de crudo, además de esto se verificó que tuviesen espacio suficiente entre la zapata guía (Guide Shoe) y lo que para el momento se considera el fondo del pozo, proporcionando de esta manera una sección libre de tubería de producción en la cual sean factibles trabajos de recañoneo o adición de nuevos intervalos productores de crudo. En la tabla 3.1 se observan la población de pozos pertenecientes al Yacimiento MUC-3 donde fueron seleccionados los pozos para el presente estudio.

Tabla 3.1 Total de pozos del Yacimiento MUC-3 para la fecha de estudio

CARITO OESTE			
MUC-125	MUC-67IG	MUC-69IG	MUC-05
MUC-43	MUC-68IG	MUC-83IG	MUC-103
MUC-61	MUC-03	MUC-91IG	MUC-110
MUC-80	MUC-130	MUC-10	MUC-116
MUC-81	MUC-134	MUC-109	MUC-121
MUC-85	MUC-136	MUC-111	MUC-128
MUC-90	MUC-22	MUC-132	MUC-137
SBC-09	MUC-23	MUC-14	MUC-27
SBC-101	MUC-28	MUC-18	MUC-29
SBC-12	MUC-31	MUC-24	MUC-46
SBC-137	MUC-34	MUC-25	MUC-70
SBC-76	MUC-49	MUC-78	MUC-98
SBC-84	MUC-77	MUC-79	MUC-94
MUC-84	MUC-82	MUC-87	MUC-142

Con respecto a lo anterior, Arias, F. (2006) expresa: “La población es el conjunto finito o infinito de elementos con características comunes para los cuales serán extensivas las conclusiones de la investigación” (p.81) y se refiere a la muestra como “Un subconjunto representativo y finito que se extrae de la población accesible”. (p.83).

3.4 PROCEDIMIENTO METODOLÓGICO

A continuación se muestra el procedimiento metodológico, con el cual se logró el cumplimiento de los objetivos planteados en esta investigación.

3.4.1 Selección de pozos productores de crudo con condiciones mecánicas aptas para trabajos de RA/RC sin taladro

Para la selección de los pozos en esta primera fase se tomaron en cuenta los siguientes criterios:

- ▲ Pozos productores categoría 1.
- ▲ Las sartas deben estar completadas en la zona de crudo.
- ▲ Cada pozo debe poseer condiciones mecánicas aptas para trabajos de RA/RC.

De acuerdo a lo indicado anteriormente, se realizó un análisis detallado de todos los diagramas de los pozos. El estudio de los mismos permitió conocer las condiciones mecánicas que hacen referencia a restricciones en la tubería de producción por herramientas dejada en trabajos anteriores o por taponamiento por conglomerados de arena y asfaltenos o cualquier otra obstrucción presente, de la misma manera se determinó la longitud de la tubería de producción que puede ser cañoneada para la adición de nuevos intervalos productores, también se evaluó las arenas y la profundidad en TVDSS, donde están completados cada pozo en estudio

determinando de esta manera en que zona se encuentran (crudo negro, crudo volátil, gas condensado).

3.4.2 Análisis del histórico de producción de cada pozo seleccionado, así como las condiciones de fondo actuales mediante el comportamiento de afluencia

Para el desarrollo de esta segunda etapa, se inició obteniendo el entrenamiento teórico/práctico necesario para la adecuada manipulación de los sistemas integrados corporativos, con la finalidad de revisar las carpetas de pozos y archivos de la unidad de producción donde, se encuentran los datos operacionales de los mismos, desde el inicio de su etapa productiva hasta la actualidad.

Una vez recopilada la información necesaria se analizó el comportamiento de producción real de los pozos en estudio mediante la generación de gráficos de producción de agua, crudo, gas y %AyS, lo cual se logró mediante el uso de una hoja programada de Excel (Aplicación Charles). El análisis estuvo sujeto a la información suministrada por el historial de trabajos SISUB que permitió determinar los eventos por pozos que causan declinación o aumentos de producción generados por cambios de reductores, limpieza y estimulación, cañoneo, fracturamiento hidráulico, taponamientos por asfaltenos y producción de arena, cierres por trabajos de pescas, entre otros.

Una vez analizado el comportamiento de producción por pozo en base a las curvas de producción de los mismos, se procedió a simular la capacidad de producción de los sistemas (pozo/yacimiento), utilizando como herramienta el simulador (Wellflo) a fin de determinar las condiciones actuales de fondo y superficie tomando en cuenta las variables más importantes que intervienen en el proceso (Py, Pwf, S, Pcab, Qo, entre otros). Los principales parámetros (pozo/yacimiento) fueron cotejados con los resultados de las últimas pruebas de producción medidas a estación

y que a su vez están consideradas como pruebas de producción representativas. Después, se calculó el error porcentual donde se utilizó el sumario de las últimas pruebas buenas de producción de los pozos seleccionados del Yacimiento MUC-3, Campos Mulata y Santa Bárbara, basándose en esta data se compararon los resultados arrojados por el simulador.

Los resultados fueron positivos cuando se logró simular el comportamiento de afluencia actual de los pozos en estudio, los cuales se compararon con ciertos parámetros de producción tomados de pruebas representativas de producción como: la tasa de líquido y presión de cabezal. Es necesario tener en cuenta que el comportamiento de afluencia simulado no debía exceder el 5 % de error porcentual con respecto a los valores obtenidos de las pruebas de producción para que estos puedan ser aceptados y de esta manera considerar que se ajustan a la realidad. El error porcentual fue calculado mediante la ecuación que se presenta a continuación.

$$\%E = \left(\frac{V_v - V_s}{V_s} \right) \times 100 \quad (3.1)$$

V_v = Valor Verdadero

V_s = Valor Simulado

Una vez calculado el error porcentual para cada pozo y comprobar que en ninguno de los casos excedió el 5% de error, se consideró representativo el comportamiento de afluencia tomando en cuenta parámetros de producción como: la tasa de crudo, presión de fondo fluyente, presión diferencial, daño e índice de productividad, para evaluar las condiciones actuales de producción.

3.4.3 Establecimiento de propuestas de recañoneo y adición de intervalos basados en el perfil petrofísico, a través de análisis nodal

En esta etapa del proyecto, se propuso la adición y recañoneo de intervalos prospectivos para cada pozo seleccionado, apoyado en las propiedades petrofísicas de cada intervalo, información suministrada por el personal de geología de la Gerencia de Yacimiento. De todas las propuestas posibles se tomaron en cuenta aquellos intervalos con mejores propiedades petrofísicas tomando en consideración parámetros como la permeabilidad, porosidad, espesor de arena neta petrolífera entre otros. Además, que los intervalos prospectivos estuviesen ubicados en la zona de crudo, alejados del contacto gas petróleo y de la producción de fluidos indeseados.

Para la selección de las arenas para recañonear, se tomaron en cuenta aquellas zonas que presentan menor producción de crudo y/o valores de daño altos en relación con los demás intervalos productores del pozo.

Una vez tomadas estas consideraciones, se realizó la representación del comportamiento de afluencia mediante simulaciones de los escenarios propuestos, utilizando el software llamado WELLFLO a fin de analizar detalladamente cada propuesta basados en el recañoneo y adición de nuevos intervalos. Posteriormente, con toda la información obtenida del simulador se compararon las condiciones actuales de los pozos con los escenarios propuestos, obteniendo los valores de ganancias de producción de crudo y gas.

3.4.4 Jerarquización de las propuestas en los pozos seleccionados basados en su rentabilidad económica y riesgos operacionales

En esta última etapa se realizaron tablas comparativas con el fin de jerarquizar las propuestas establecidas en la etapa anterior, sometiénolas a un análisis de riesgo

económico y operacional basado en la factibilidad de la aplicación de cada una de ellas. Los criterios tomados en cuenta en esta evaluación para determinar el riesgo operacional estuvo basados en las variables que involucran problemas en la realización de los trabajos, entre los cuales se tienen: Profundidad, diámetro interno mínimo, espesor de arena a cañonear (ANP), concentración de H₂S y desviación del pozo. El análisis se realizó a través de una escala de nivel de riesgo preestablecidas para cada una de las variables, donde 1 es el menor valor de riesgo operacional y 6 corresponde al valor máximo.

En este mismo orden de ideas se estimaron los costos para cada trabajo de RA/RC mediante información suministrada por empresas de servicio con la intención de determinar la rentabilidad económica puedan ofrecer al ser realizados. Luego, se estableció el nivel de riesgo económico para cada propuesta, en el cual se utilizó una tabla de riesgo económico, que involucra 6 niveles. Al igual que en el procedimiento anterior el nivel 1 corresponde a menor riesgo y el 6 al mayor riesgo económico, sólo que este caso las variables fueron; costo de los trabajos y ganancial de producción.

Es importante tener en cuenta que el desarrollo de cualquier propuesta en la industria petrolera, está basada principalmente en el enfoque económico, por lo tanto esta última fase del desarrollo de la investigación, consistió en obtener una visión práctica de todo el proyecto con la cual se puedan tomar decisiones óptimas. Es por este motivo que se aplicó un gráfico que enmarca riesgo económico Vs riesgo operacional, con un rango de evaluación de 6 niveles.

Una vez integrado bajo este sistema el riesgo operacional inherente a cada actividad y las estimaciones de riesgo económico, se obtuvo un gráfico con los resultados finales de la investigación, donde se identificaron las zonas de alta, media y baja factibilidad de acuerdo a su ubicación dentro de la matriz.

3.5 TÉCNICAS E INSTRUMENTOS DE RECOLECCIÓN DE DATOS

3.5.1 Técnicas

Arias, F. (2006) expresa: “Se entenderá por técnica, el procedimiento o forma particular de obtener datos o información”. (p.67). Basado en esta definición, las técnicas para la recolección de datos de esta investigación, estuvo fundamentada en la revisión bibliográfica, informas de progreso del yacimiento y data electrónica actual entre otros, tomando en cuenta que mensualmente se revela información reciente acerca del proyecto de recuperación secundaria llevado a cabo en los campos, Mulata y Santa Bárbara así como también de todos los trabajos de RA/RC realizados a los pozos.

3.5.2 Instrumentos

Estuvo constituidos por los diferentes equipos y sistemas integrados corporativos, utilizados para almacenamiento y el análisis de la información, entre estos: Diagramas mecánicos, OIL FIELD MANAGER (O.F.M), SIMDE, Wellflo, CENTINELA, Sistema Integral de Subsuelo (SISUB), entre otras.

Diagramas mecánicos: proporcionan información sobre las características mecánicas del pozo, tales como: diámetros de tubería de producción y revestidores, tipo de completación, intervalos perforados, empacaduras, profundidades de asentamiento, entre otros detalles de la completación del pozo.

Oil Field Manager (O.F.M.): es una herramienta de trabajo que permite el monitoreo permanente de los yacimientos, mediante la gerencia dinámica de los procesos de custodia y la integración de datos de campo. A través de una continua

actualización de la información, la herramienta permite analizar esquemas de explotación ajustados a las condiciones imperantes en el yacimiento.

SIMDE: Esta es una base de datos que almacena y maneja la información y los antecedentes de cada pozo.

Wellflo: Es un software que permite modelar el comportamiento de afluencia y análisis nodal de un pozo, considerando todo el sistema de producción (yacimiento/pozo productor/línea de flujo/separador de producción) de un campo, para así optimizar el comportamiento de producción, sensibilizando con diferentes escenarios reales o posibles de producción. Este modelaje puede ser realizado en pozos que fluyan en estado natural y/o mediante sistemas de levantamiento artificial (levantamiento artificial por gas o bombeo electrosumergible), en la figura podemos visualizar una ventana del programa.

CENTINELA: sistema de información operacional oficial para soportar los procesos de extracción, control y contabilidad de crudo, agua y gas de PDVSA, es un sistema operativo conformado por 11 aplicaciones, alguna de ellas son: gas, pozo, óleo, vapor, agua, seila, tabla entre otras. Para el desarrollo del proyecto se utilizó el modulo pozo, el cual soporta diversos parámetros del proceso del comportamiento de producción, esta aplicación facilita información contable, operacional y de las instalaciones de manera oportuna en línea.

Sistema Integral de Subsuelo (SISUB): permite obtener información acerca de los diferentes trabajos que se le han realizado a los pozos, esta información comprende reporte diario y/o consolidados, evaluación económica, gestión compañía de servicios, mantenimiento a pozos, detalles operacionales, entre otros.

3.6 RECURSOS

3.6.1 Recursos humanos

La ejecución del proyecto estuvo apoyada con la asistencia del personal calificado que labora en la Gerencia de Yacimientos del Distrito Punta de Mata y bajo la asesoría del personal docente de la Escuela de Ingeniería de Petróleo de la Universidad de Oriente, Núcleo de Monagas.

3.6.2 Recursos materiales y tecnológicos

Para el desarrollo de la investigación fue necesario la utilización de: materiales de oficina en general, material bibliográfico relacionado con el tema (libros, manuales y revistas técnicas), acceso directo a internet y acceso a los diferentes sistemas corporativos de PDVSA (OFM, wellflo, SISUB, entre otros)

3.6.3 Recursos económicos

Durante el tiempo requerido para llevar a cabo esta investigación, el financiamiento económico necesario para el desarrollo de la misma fue suministrado en su totalidad por la empresa de PDVSA.

CAPÍTULO IV

ANÁLISIS Y DISCUSIÓN DE LOS RESULTADOS

4.1 SELECCIÓN DE POZOS PRODUCTORES DE CRUDO CON CONDICIONES MECÁNICAS APTAS PARA TRABAJOS DE RA/RC SIN TALADRO

La revisión, estudio y análisis de información de la base de datos CENTINELA así como el informe de progreso de Noviembre del 2011 “Proyecto de recuperación secundaria mediante inyección de gas en el Yacimiento MUC-3, Campos Mulata y Santa Bárbara” permitió identificar los pozos productores del área de estudio.

Es importante destacar que de los 51 pozos completados en el Yacimiento MUC-3 para la fecha de estudio (Noviembre del 2011), únicamente se tomaron en cuenta los pozos activos de categoría 1, descartándose la sarta corta de aquellos pozos con completación dual, debido a que a las mismas no se le pueden realizar trabajos de RA/RC, debido a limitaciones mecánicas.

Como resultado se obtuvo un total de 7 sartas cortas descartadas pertenecientes a los pozos, MUC-24, MUC-34, MUC-43, MUC-70, MUC-85, SBC-9 y SBC-76 que no fueron tomadas en cuenta en el presente estudio.

En la tabla 4.1 se pueden observar los resultados basado en esta primera fase de selección, en la cual se obtuvo un total de 39 pozos activos categoría 1, entre estos 35 ubicados en el Campo Mulata y 4 en el Campo Santa Bárbara, teniendo entre estas 8 sartas largas y 31 sartas sencillas.

Tabla 4.1 Pozos activos seleccionados del Yacimiento MUC-3

CAMPO:MULATA									
POZO	SARTA	YAC	CAT	EDO	POZO	SARTA	YAC	CAT	EDO
MUC-14	X	NAR MUC-3	1	PT	MUC-87	M	NAR MUC-3	1	PT
MUC-18	X	CRE MUC-3	1	PT	MUC-94	M	NAR MUC-3	1	PT
MUC-22	L	CRE MUC-3	1	PT	MUC-103	X	NAR MUC-3	1	PT
MUC-24	L	CRE MUC-3	1	PT	MUC-109	X	CRE MUC-3	1	PT
MUC-25	X	CRE MUC-3	1	PT	MUC-110	X	CRE MUC-3	1	PT
MUC-27	X	NAR MUC-3	1	PT	MUC-111	X	NAR MUC-3	1	PT
MUC-31	X	NAR MUC-3	1	PT	MUC-116	X	NAR MUC-3	1	PT
MUC-34	L	CRE MUC-3	1	PT	MUC-121	X	CRE MUC-3	1	PT
MUC-43	L	CRE MUC-3	1	PT	MUC-128	X	NAR MUC-3	1	PT
MUC-46	M	NAR MUC-3	1	PT	MUC-130	X	NAR MUC-3	1	PT
MUC-49	X	CRE MUC-3	1	PT	MUC-132	X	CRE MUC-3	1	PT
MUC-70	L	CRE MUC-3	1	PT	MUC-134	X	CRE MUC-3	1	PT
MUC-77	X	NAR MUC-3	1	PT	MUC-136	X	CRE MUC-3	1	PT
MUC-78	M	NAR MUC-3	1	PT	MUC-137	X	CRE MUC-3	1	PT
MUC-79	X	NAR MUC-3	1	PT	MUC-142	X	CRE MUC-3	1	PT
MUC-80	X	NAR MUC-3	1	PT	CAMPO: SANTA BÁRBARA				
MUC-81	M	NAR MUC-3	1	PT	SBC-9	L	CRE MUC-3	1	PT
MUC-82	M	NAR MUC-3	1	PT	SBC-12	X	NAR MUC-3	1	PT
MUC-84	X	NAR MUC-3	1	PT	SBC-76	L	CRE MUC-3	1	PT
MUC-85	L	NAR MUC-3	1	PT	SBC-86	X	CRE MUC-3	1	PT

4.1.1 Ubicación de los intervalos productores de cada pozo en relación con las diferentes zonas de producción

Basados en estudios del comportamiento de producción de los pozos del Yacimiento MUC-3, estudios petrofísicos e información recopilada de estudios integrados llevados a cabo por la Gerencia de Yacimientos del Distrito Punta de Mata, se estimó en profundidad TVDSS el contacto gas-petróleo, el cual se ubica a una profundidad de 14040 (pbnm) y por debajo de esta se encuentra una zona de transición de 200 pies aproximadamente. A partir de esta profundidad, se encontró la zona de crudo volátil hasta 14600 (pbnm) con un espesor de 360 pies aproximadamente, para finalmente encontrar por debajo de esta profundidad la zona de crudo negro con un espesor de 1000 pies aproximadamente.

Teniendo toda esta información como referencia y realizando un estudio detallado de los diagramas mecánicos actualizados de cada pozo en relación con los intervalos cañoneados, se elaboró el gráfico A-1 y A-2 (apéndice A), utilizando las profundidades en TVDSS de los topes y bases cañoneados de cada pozo con el objetivo de visualizar las diferentes zonas productivas y hacer la selección de los pozos ubicados en la zona de crudo y alejados del contacto gas-petróleo.

El análisis del gráfico permitió diferenciar cuatro zonas, las cuales son: Gas condensado, crudo volátil, crudo negro y la zona límite no productiva. De los 39 pozos activos seleccionados anteriormente del Yacimiento MUC-3 sólo fue descartado el MUC-22 L, debido a que se encuentra ubicado en la zona de gas condensado.

El gráfico 4.1 muestra la distribución de los pozos en las diferentes zonas de producción, observándose que la mayoría de los pozos están ubicados en la zona de crudo, esto se debe a que éste es el objetivo principal de producción del Yacimiento MUC-3. En total se tiene el 82% de los pozos completados en la zona de crudo negro representado por (32 pozos), en la zona de crudo volátil un 16% (6 pozos) y en la zona de gas condensado tan sólo el 2% que corresponde a (1 pozo).

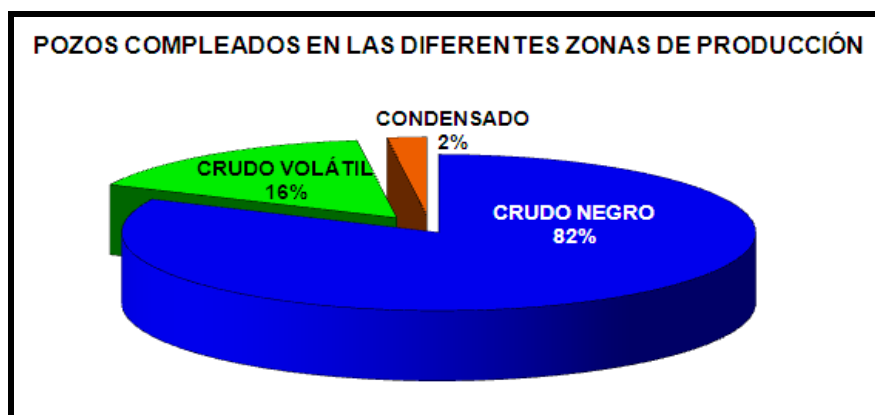


Gráfico 4.1 Pozos completados en las diferentes zonas de producción

4.1.2 Condiciones mecánicas de los pozos ubicados en la zona de crudo

La adición de intervalos prospectivos y el recañoneo de zonas productoras sólo es posible si las condiciones mecánicas de los pozos son aptas para tal fin, en tal sentido se realizó el análisis correspondiente de los diagramas de completación de cada pozo con el propósito de determinar entre otras cosas, el diámetro interno mínimo, el cual es corroborado por la información suministrada por los detalles de completación del pozo y el historial de trabajos SISUB que registra los chequeos mecánicos realizados y las posibles obstrucciones (pez) a nivel de la tubería de producción.

El diámetro interno mínimo de la tubería de producción, es uno de los aspectos que más se toman en cuenta en la evaluación de un pozo a ser propuestos a trabajos de RA/RC, así como también, las obstrucciones que puedan existir a lo largo de la misma, ya que de estas condiciones depende el tipo de herramientas que puedan bajarse para la corrida de registros, cañoneo, estimulación, fracturamiento hidráulico o trabajos de limpiezas que deban hacerse durante toda la vida productiva de un pozo.

Toda la información obtenida permitió realizar dos tablas que resumen los resultados basados en los criterios tomados en cuenta para llevar cabo el estudio de las condiciones mecánica. La tabla B-1 y B-2 (apéndice B), recoge todos estos datos.

La información obtenida nos permite concluir que todos los pozos en estudios poseen un ID mínimo lo suficientemente amplio para permitir la realización de trabajos de RA/RC, tal es el caso para los pozos SBC-9, MUC-27, MUC-24, MUC-70, MUC-85 y MUC-83, en el cual se determinó un ID mínimo de 2 pulgadas de acuerdo a la configuración mecánica de los pozos. Además de ello, las obstrucciones presentes en las tuberías de producción de algunos pozos vienen dadas por la precipitación de asfaltenos o producción de arena las cuales pueden ser removidas

con equipos de tubería continua (Coiled Tubing) aplicando limpiezas químicas-mecánicas.

Como conclusión a la evaluación mecánica realizada, no se descartan ninguno de los 38 pozos ubicados en la zona de crudo y los mismos se consideran mecánicamente aptos para ser propuestos a la adición de nuevos intervalos productores y/o al recañoneo de los ya existentes.

4.2 ANÁLISIS DEL HISTÓRICO DE PRODUCCIÓN DE LOS POZOS SELECCIONADOS ASÍ COMO LAS CONDICIONES DE FONDO ACTUALES MEDIANTE EL COMPORTAMIENTO DE AFLUENCIA

El análisis de producción de los pozos completados en la zona de crudo fue realizado mediante una hoja de cálculo programada de Excel que carga información actualizada del CENTINELA para la elaboración de los gráficos de producción en los cuales se visualiza el comportamiento de las tasas de crudo, gas y agua en función del tiempo, así como también, el %AyS, los cambios de reductor, presión de línea y presión de cabezal.

El comportamiento de afluencia es único para cada pozo y depende de las condiciones generales a las cuales está sometido, tomando en cuenta no sólo el yacimiento donde están completados los intervalos productores sino también las características mecánicas del pozo.

Es importante mencionar que para el estudio se tomaron en cuenta los últimos tres años de producción de los pozos seleccionados y que cada gráfico en su comportamiento refleja en las curvas de cada parámetro eventos ocurridos en la vida productiva del pozo como lo son: declinación de producción por precipitación de asfaltenos o arenamientos, trabajos de limpiezas y estimulación, cambios de

reductores entre otros. En relación con el grupo de pozos seleccionados hasta el momento el análisis de los gráficos de producción están apoyados en el apéndice C, donde se presentan las curvas de producción de las tasas de crudo y gas en función del tiempo.

4.2.1 Comportamiento de producción de los pozos en estudio del Yacimiento MUC-3, Campos Mulata y Santa Bárbara

La evaluación de las curvas de producción de los pozos en estudios permitió determinar el comportamiento de producción actual de los mismos, caracterizada tanto por la declinación mecánica del yacimiento como por declinación natural, para ello se tuvo en cuenta la declinación promedio anual del yacimiento.

En el gráfico 4.2 se muestra la declinación natural del Yacimiento MUC-3 calculada hasta el 2019, siendo esta de 7% anual, partiendo de una tasa promedio de producción de crudo diaria de 75556 BNPD. Es importante resaltar que las técnicas de declinación de producción permiten hacer pronósticos del comportamiento futuro de sistemas pozos/yacimientos utilizándose como una herramienta de respuestas rápidas fundamentadas en un ajuste matemático a un comportamiento real que se plasma gráficamente sin tomar en cuenta parámetros físicos del yacimiento.

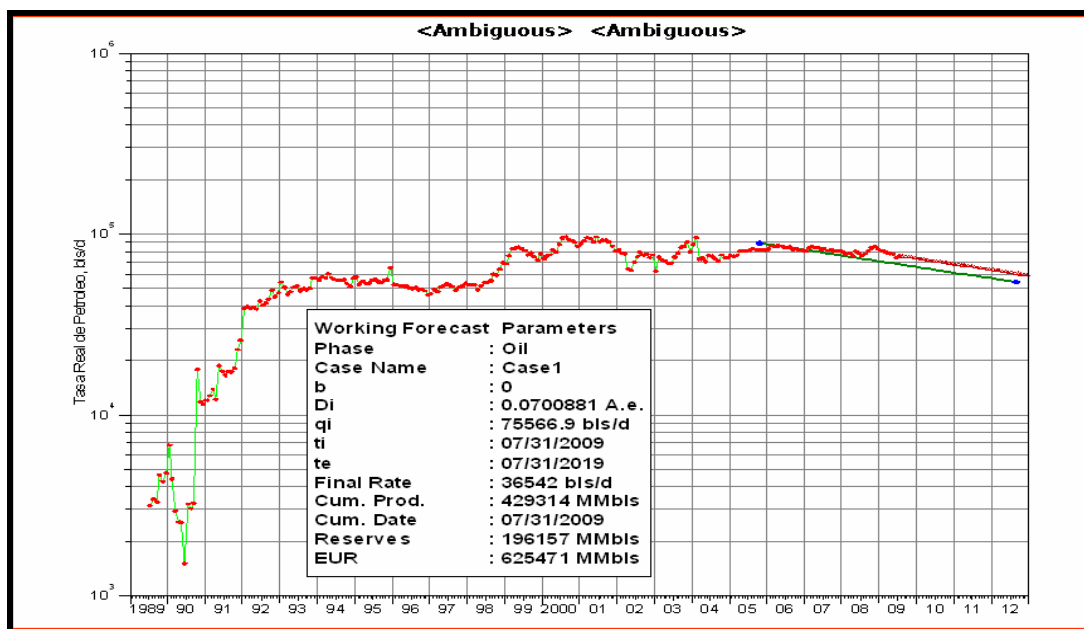


Gráfico 4.2 Declinación de producción anual, Yacimiento MUC-3

La declinación de producción por taponamiento es característico de la mayoría de los pozos del Yacimiento MUC-3 y especialmente de los que están completados en la zona de crudo negro, debido a que el mismo presenta alto porcentaje de asfaltenos con respecto al porcentaje de resinas las cuales son las encargadas de estabilizar los asfaltenos, contribuyendo de esta manera a la floculación y precipitación de los mismos, disminuyendo la capacidad productiva de los pozos lo que es común, a través del tiempo por reducción de la permeabilidad en la cara de la arena y por el aumento de la viscosidad del crudo a medida que se vaporizan sus fracciones livianas.

La análisis de las curvas de producción de crudo, gas y comportamiento de presión de cabezal y línea de los pozos en estudio del Yacimiento MUC-3 permitió determinar los pozos que se ajustan a declinación natural del yacimiento y los que en su comportamiento reflejan declinación mecánica por efectos tales como: arenamiento de los pozos, taponamiento de zonas productoras, depositación de ceras o asfaltenos, conificación de gas o agua, etc.

En el gráfico 4.3 se muestra la relación porcentual de declinación de los pozos en estudios, entre los cuales se tiene que un 29% de los pozos (11 pozos) se ajusta a declinación de producción por agotamiento energético del yacimiento, lo cual se determinó calculando porcentaje de disminución en la tasa de crudo anual, observándose al mismo tiempo la tendencia de las curvas la cual no se hace pronunciada en ninguno de estos casos.

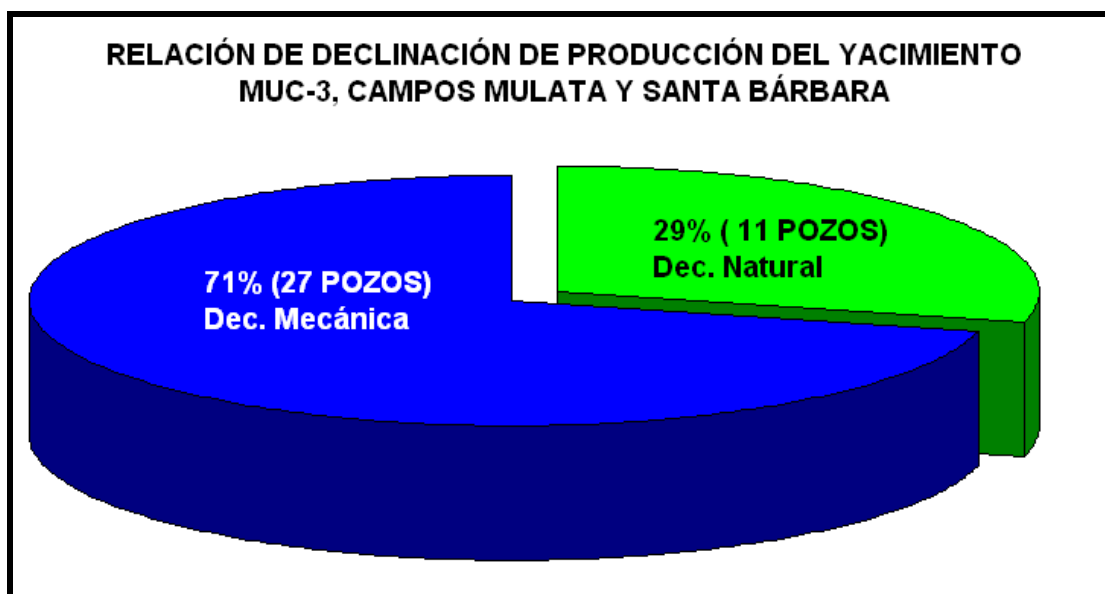


Gráfico 4.3 Relación de declinación de producción del Yacimiento MUC-3

En cuanto a al resto de los pozos en estudio y una vez analizadas sus respectivas curvas de producción se obtuvo que el 71% de estos, (27 pozos), presentan un comportamiento de producción que no se ajusta a la declinación natural del yacimiento, esto se atribuye a que el Campo Mulata presenta severos problemas de taponamiento originados por la deposición de asfáltenos con pérdidas de producción asociadas, en función a las estadísticas de taponamiento que se tienen para la unidad de producción Carito, el Yacimiento MUC-3 es el que presenta la

mayor problemática en cuanto a precipitación de asfaltenos, esto se debe a la inestabilidad que posee el fluido presente en el yacimiento.

En el gráfico 4.4 se muestra el índice coloidal del fluido producido por algunos pozos del Yacimiento MUC-3, es importante resaltar que el índice coloidal se obtiene en función a los análisis S.A.R.A realizado a cada uno de los fluidos.

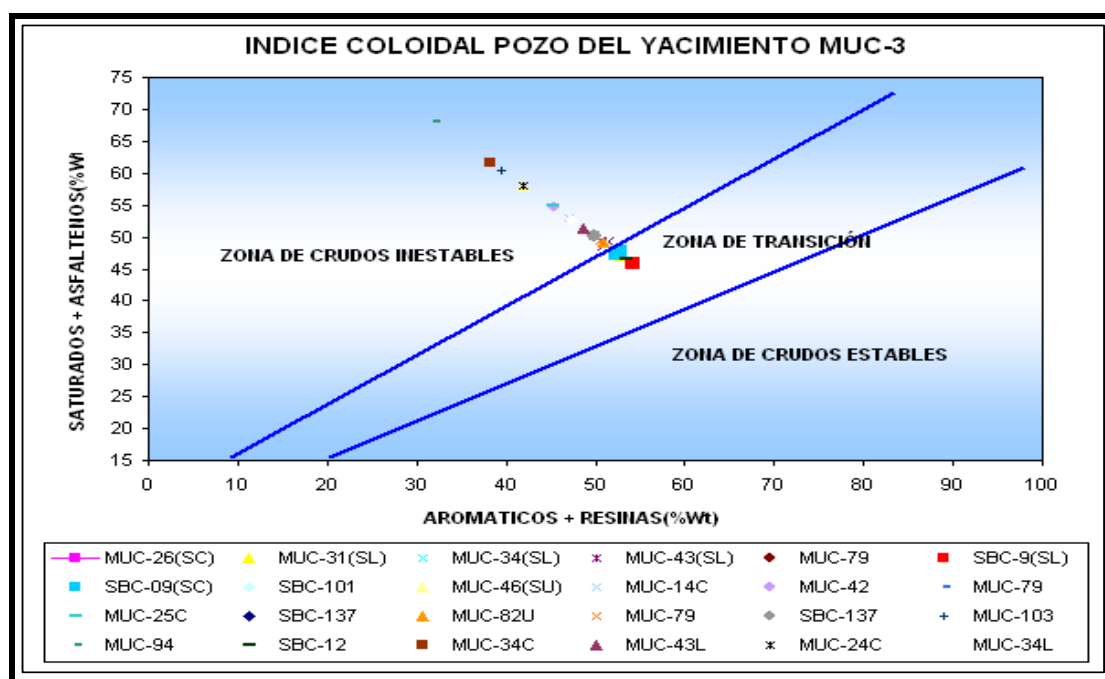


Gráfico 4.4 Índice Coloidal de los pozos del Yacimiento MUC-3

Con el gráfico anterior se puede concluir que en su mayoría los fluidos producidos por los pozos del Yacimiento MUC-3 son de naturaleza inestable en cuanto a la precipitación de asfaltenos. Es importante destacar que en muchos casos existe correspondencia con los pozos en los que se tiene evidencia de componentes ácidos como H_2S y CO_2 .

En términos generales, el Yacimiento MUC-3, área Carito Oeste presenta una frecuencia de taponamiento asociada a la deposición de asfaltenos alta, siendo las zonas más problemáticas en función a las estadísticas los topes de las unidades de producción NAR MUC-3 y CRE MUC-3, lo cual es corroborado por el número de intervenciones con unidad de tubería continua (Coiled Tubing) realizadas a los pozos que presentan declinación mecánica de producción.

4.2.2 Condiciones de fondo actuales mediante el comportamiento de afluencia a través de análisis nodal

La técnica de análisis nodal, tiene como objetivo representar el comportamiento de producción de los pozos a fin de identificar las condiciones actuales (fondo/superficie) y visualizar las posibles condiciones de mejoras para la optimización de la producción en pozos de petróleo, haciendo sensibilidades que nos permita estudiar escenarios propuestos versus condiciones reales, para lo cual es usado un simulador en este caso WELLFLO.

Para obtener los siguientes resultados fue necesario cargar al simulador (WELLFLO) con información actualizada de los detalles de completación de cada pozo en estudio, además de: presión de yacimiento, presión de cabezal, presión de línea, temperatura del yacimiento, intervalos cañoneados con sus respectivos datos petrofísicos, utilizando pruebas PVT y datos de producción. Para el cotejo del comportamiento de afluencia de los pozos se consideró el flujo multifásico vertical en la que existe deslizamiento entre fases tomando en cuenta los regímenes de flujo, entre las correlaciones que consideran estas condiciones se tienen: Duns & Ros, Beggs & Brill y Orkiszweski, en cuanto a las correlaciones que más se ajustaban al tipo de fluido (crudo negro) están las de Vasquez & Beggs y Glasco.

La tabla 4.2 muestra información de las últimas pruebas de producción buenas registradas para los pozos productores del Yacimiento MUC-3, Campos Mulata y Santa Bárbara, la misma fue tomada del informe de progreso de Noviembre del 20011 y con respecto a esta información fueron cargados los datos de producción en el simulador para la realización de los análisis nodales de los pozos en estudio simulando el comportamiento de afluencia actual en cada caso.

Tabla 4.2 Sumario de pruebas de producción del Yacimiento MUC-3

N°	POZO	SARTA	YAC	FECHA	Qt (BBPD)	Qe (BNPD)	Qg (MPCN)	RGP (PCN/BN)	%AYS	PCAB (lpc)	RED(pulg)	*API
1	MUC-14	X	NAR MUC-3	15/11/2011	1728	1725	2812	1630	0,17	1378	1/2	39,4
2	MUC-18	X	CRE MUC-3	13/05/2011	1556	1544	4280	2772	0,77	2200	7/16	36
3	MUC-24	L	CRE MUC-3	10/10/2011	782	776	3681	4744	0,77	1950	3/8	39,4
4	MUC-25	X	CRE MUC-3	21/08/2011	3816	3785	15269	4034	0,81	2900	5/8	35,8
5	MUC-27	X	NAR MUC-3	20/11/2011	2460	2411	15602	6471	1,99	2950	5/8	42
6	MUC-31	X	NAR MUC-3	21/04/2011	1689	1652	15911	9631	2,19	2800	5/8	35
7	MUC-34	L	CRE MUC-3	13/06/2011	2298	2243	7290	3250	2,39	2700	1/2	35,6
8	MUC-43	L	CRE MUC-3	11/06/2011	1962	1956	2930	1498	0,31	1950	7/16	31,7
9	MUC-46	M	NAR MUC-3	24/11/2011	1879	1578	1597	1012	16,02	1250	1/2	27,7
10	MUC-49	X	CRE MUC-3	10/08/2011	1347	1325	6401	4831	1,63	2550	7/16	36,8
11	MUC-70	L	CREMUC-3	30/07/2011	1794	1780	10761	6046	0,78	3250	1/2	39,2
12	MUC-77	X	NAR MUC-3	14/11/2011	1680	1656	2650	1600	1,43	1700	3/8	31,2
13	MUC-78	M	NAR MUC-3	25/10/2011	2208	2120	7565	3568	3,99	1900	5/8	34,2
14	MUC-79	X	NAR MUC-3	20/11/2011	1278	1263	3384	2679	1,17	1750	7/16	35,4
15	MUC-80	X	NAR MUC-3	27/10/2011	2452	2423	7198	2971	1,18	2200	1/2	36,6
16	MUC-81	M	NAR MUC-3	12/08/2011	1710	1638	24675	15064	4,21	3500	5/8	32,4
17	MUC-82	M	NAR MUC-3	23/10/2011	1476	1461	6532	4471	1,02	3150	7/16	38,1
18	MUC-84	X	NAR MUC-3	06/12/2011	855	828	7120	8599	3,16	2300	1/2	36,5
19	MUC-85	L	NAR MUC-3	24/08/2011	782	777	9454	12167	0,64	4100	3/8	38,3
20	MUC-87	M	NAR MUC-3	19/04/2011	2032	2012	17825	8859	0,98	2900	5/8	38,7
21	MUC-94	M	NAR MUC-3	28/11/2011	2184	2149	16097	7490	1,6	3500	5/8	38,2
22	MUC-103	X	NAR MUC-3	21/10/2011	779	777	1592	2049	0,26	1100	5/16	29,4
23	MUC-109	X	CRE MUC-3	07/08/2011	4008	3928	35572	9056	2	3700	7/8	39,8
24	MUC-110	X	CRE MUC-3	14/11/2011	2040	2011	4592	2283	1,42	1800	1/2	36,9
25	MUC-111	X	NAR MUC-3	24/11/2011	1792	1788	3395	1899	0,22	1800	3/8	29
26	MUC-116	X	NAR MUC-3	29/09/2011	1806	1802	2036	1130	0,22	1000	1/2	30,6
27	MUC-121	X	CRE MUC-3	16/04/2011	4437	4428	9930	2243	0,2	2050	3/4	31,5
28	MUC-128	X	NAR MUC-3	02/12/2011	1469	1463	597	408	0,41	770	7/16	27,6
29	MUC-130	X	NAR MUC-3	21/11/2011	722	718	876	1220	0,55	950	3/8	27,6
30	MUC-132	X	CRE MUC-3	18/11/2011	2862	2828	14893	5266	1,19	2200	3/4	38
31	MUC-134	X	CRE MUC-3	15/08/2011	1855	1828	3199	1750	1,46	2450	7/16	34,3
32	MUC-136	X	CRE MUC-3	10/11/2011	1350	1342	1751	1305	0,59	950	1/2	31
33	MUC-137	X	CRE MUC-3	24/11/2011	1904	1898	1479	779	0,32	1380	7/16	27,9
34	MUC-142	X	CRE MUC-3	11/11/2011	1460	1459	902	618	0,07	1150	7/16	30,1
35	SBC-9	L	CRE MUC-3	30/04/2011	1996	1972	14504	7355	1,2	2700	5/8	40
36	SBC-12	X	NAR MUC-3	11/11/2011	1062	1061	614	579	0,09	650	7/16	27,1
37	SBC-76	L	NAR MUC-3	08/09/2011	2034	2018	10730	5317	0,79	2350	1/2	33,6
38	SBC-84	X	CRE MUC-3	25/10/2011	5804	5781	5268	911	0,4	1500	3/4	28,8

Con el objetivo de representar el comportamiento de afluencia actual de los pozos, se realizaron los análisis nodales correspondientes, teniéndose en cada caso dos gráficos, uno con nodo solución en el cabezal y otro con nodo solución en el fondo. Los gráficos generados para cada pozo se encuentran en el apéndice D, utilizándose como caso base sobre el cual se hacen sensibilidades que permitan estimar los resultados en relación con las propuestas.

La tabla 4.3 muestra los resultados obtenidos en el cotejo de los análisis nodales con respecto a la producción real medida a estación de cada pozo así como el porcentaje de error calculado en función de la presión de cabezal y tasa de líquido de las últimas pruebas buenas de producción para cada pozo seleccionado, correspondientes a la fecha de estudio (Noviembre del 2011).

De acuerdo a los resultados observados en la tabla, el comportamiento de afluencia simulado de cada pozo reproduce de manera significativa el comportamiento de producción actual de los pozos estudiados, de acuerdo a los parámetros reales obtenidos en la prueba de producción, lo cual se corrobora con el de error porcentual el cual no excede el 5%.

Tabla 4.3 Error porcentual en el ajuste del comportamiento de afluencia.

N°	PRODUCCIÓN REAL					SIMULACIÓN		% ERROR	
	POZO	SARTA	FECHA	Qt (BBPD)	Pcab (lpc)	Qt (BBPD)	Pcab (lpc)	Qt (BBPD)	Pcab (lpc)
1	MUC-14	X	15/11/2011	1728	1378	1728,6	1400,9	0,034	1,662
2	MUC-18	X	13/05/2011	1556	2200	1555,2	2197,7	0,053	0,103
3	MUC-24	L	10/10/2011	782	1950	782,7	1949,9	0,091	0,004
4	MUC-25	X	21/08/2011	3816	2900	3816,2	2900,0	0,005	0,000
5	MUC-27	X	20/11/2011	2460	2950	2460,4	2948,6	0,015	0,049
6	MUC-31	X	21/04/2011	1689	2800	1689,7	2800,4	0,040	0,013
7	MUC-34	L	13/06/2011	2298	2700	2299,0	2699,1	0,042	0,033
8	MUC-43	L	11/06/2011	1962	1950	1962,4	1950,2	0,021	0,012
9	MUC-46	M	24/11/2011	1879	1250	1879,3	1249,9	0,014	0,012
10	MUC-49	X	10/08/2011	1347	2550	1347,3	2550,0	0,020	0,001
11	MUC-70	L	30/07/2011	1794	3250	1793,7	3249,3	0,017	0,021
12	MUC-77	X	14/11/2011	1680	1700	1680,7	1700,6	0,039	0,035
13	MUC-78	M	25/10/2011	2208	1900	2208,2	1900,0	0,011	0,001
14	MUC-79	X	20/11/2011	1278	1750	1279,9	1747,9	0,147	0,118
15	MUC-80	X	27/10/2011	2452	2200	2452,5	2207,3	0,022	0,331
16	MUC-81	M	12/08/2011	1710	3500	1710,6	3498,7	0,037	0,038
17	MUC-82	M	23/10/2011	1476	3150	1461,6	3148,3	0,976	0,055
18	MUC-84	X	06/12/2011	855	2300	855,9	2302,2	0,109	0,097
19	MUC-85	L	24/08/2011	782	4100	782,6	4103,0	0,080	0,073
20	MUC-87	M	19/04/2011	2032	2900	2031,9	2767,4	0,006	4,572
21	MUC-94	M	28/11/2011	2184	3500	2184,6	3499,6	0,028	0,012
22	MUC-103	X	21/10/2011	779	1100	779,8	1100,6	0,102	0,058
23	MUC-109	X	07/08/2011	4008	3700	4008,4	3700,2	0,010	0,006
24	MUC-110	X	14/11/2011	2040	1800	2040,6	1742,4	0,032	3,202
25	MUC-111	X	24/11/2011	1792	1800	1792,7	1800,6	0,041	0,033
26	MUC-116	X	29/09/2011	1806	1000	1807,1	1001,8	0,062	0,177
27	MUC-121	X	16/04/2011	4437	2050	4437,3	1968,2	0,007	3,992
28	MUC-128	X	02/12/2011	1469	770	1469,5	770,0	0,034	0,006
29	MUC-130	X	21/11/2011	722	950	721,6	948,8	0,053	0,124
30	MUC-132	X	18/11/2011	2862	2200	2862,2	2200,0	0,005	0,002
31	MUC-134	X	15/08/2011	1855	2450	1855,2	2449,6	0,010	0,017
32	MUC-136	X	10/11/2011	1350	950	1350,1	966,8	0,004	1,763
33	MUC-137	X	24/11/2011	1904	1380	1904,4	1326,3	0,021	3,889
34	MUC-142	X	11/11/2011	1460	1150	1461,6	1151,1	0,107	0,096
35	SBC-9	L	30/04/2011	1996	2700	1994,7	2699,2	0,066	0,030
36	SBC-12	X	11/11/2011	1062	650	1068,6	631,3	0,621	2,884
37	SBC-76	L	08/09/2011	2034	2350	2035,4	2350,8	0,069	0,033
38	SBC-84	X	25/10/2011	5804	1500	5811,0	1501,8	0,120	0,117

Tomando como referencia la presión de 1500 lpc, como máximo diferencial de presión (ΔP) por encima del cual existe riesgo de producción de arena en los pozos del Yacimiento MUC-3, corroborado por registros sínicos procesados y análisis estadísticos, así como también, la naturaleza asfáltica del crudo el cual posee un umbral de floculación en un rango de presiones entre 4000-6500 lpc, presión de fondo fluyente por debajo del cual comienza la floculación de asfaltenos en el fluido, siendo más alta en crudo negro que en crudo volátil.

Esta información, aunada a los análisis nodales, permitió evaluar el estado actual de cada pozo estimando parámetros como el diferencial de presión (ΔP), daño (S) e índice de productividad (IP) con el propósito de visualizar las posibilidades de mejoras que tienen estos pozos mediante la adición de intervalos prospectivos y recañoneo de arenas productoras.

La tabla 4.4 muestra los valores estimados por el simulador una vez representado el comportamiento de afluencia actual y a partir de los cuales se determinan las condiciones actuales de producción para cada pozo y las posibles mejoras que permitan la optimización de los sistemas pozos/yacimientos.

La información obtenida permitió determinar aquellos pozos con diferenciales de presión por encima de 1500 lpc, presiones de fondo fluyentes por bajo las cuales existen riesgos de floculación de asfaltenos (4000-6500 lpc) y clasificar, en cuanto al índice de productividad, los pozos del yacimiento MUC-3.

Tabla 4.4 Condiciones actuales de los pozos en estudio

RESULTADOS DE LOS ANÁLISIS NODALES DE LOS POZOS EN ESTUDIO EN CONDICIONES ACTUALES										
Nº	POZO	SARTA	Qo (BNPD)	Py (lpc)	Pcab (lpc)	Pwf (lpc)	ΔP (lpc)	RED (pulg)	S	IP (BNPD/(lpc))
1	MUC-14	X	1725,6	5500	1400,9	4127,2	1372,8	1/2	44,3	1,2570
2	MUC-18	X	1543,2	6505	2197,7	4763,4	1741,6	7/16	18,1	0,8861
3	MUC-24	L	776,7	6400	1949,9	4481,1	1918,9	3/8	18,3	0,4047
4	MUC-25	X	3785,3	6500	2900,0	6161,4	338,6	5/8	10,0	11,1800
5	MUC-27	X	2411,4	6400	2948,6	4804,1	1595,9	5/8	56,9	1,5110
6	MUC-31	X	1652,7	6950	2800,4	5313,3	1636,7	5/8	39,4	1,0098
7	MUC-34	L	2244,0	6900	2699,1	5721,3	1178,7	1/2	33,1	1,9038
8	MUC-43	L	1956,3	6900	1950,2	5686,2	1213,8	7/16	10,0	1,6118
9	MUC-46	M	1578,2	6276	1249,9	4720,5	1555,5	1/2	6,9	1,0146
10	MUC-49	X	1328,7	6950	2550,0	4707,9	2242,1	7/16	11,7	0,5926
11	MUC-70	L	1779,7	6900	3249,3	6080,0	820,0	1/2	30,3	2,1703
12	MUC-77	X	1656,6	6900	1700,6	6067,8	832,2	3/8	2,4	1,9906
13	MUC-78	M	2120,1	6600	1900,0	4815,9	1784,1	5/8	107,9	1,1884
14	MUC-79	X	1273,5	6900	1747,9	3943,8	2956,2	7/16	31,5	0,4308
15	MUC-80	X	2451,8	6500	2207,3	5835,6	664,4	1/2	36,5	3,6903
16	MUC-81	M	1637,9	6400	3498,7	5766,7	633,3	5/8	22,8	2,5865
17	MUC-82	M	1461,6	6600	3148,3	5996,8	603,2	7/16	16,4	2,4233
18	MUC-84	X	828,9	6300	2302,2	4944,2	1355,8	1/2	84,9	0,6113
19	MUC-85	L	777,9	6350	4103,0	5992,5	357,5	3/8	50,0	2,1761
20	MUC-87	M	2011,9	6350	2767,4	5608,1	741,9	5/8	64,3	2,7118
21	MUC-94	M	2149,7	6500	3499,6	5544,1	955,9	5/8	30,0	2,2488
22	MUC-103	X	777,8	5900	1100,6	5407,4	492,6	5/16	6,5	1,5788
23	MUC-109	X	3928,2	6600	3700,2	5508,2	1091,8	7/8	42,0	3,5979
24	MUC-110	X	2011,7	6100	1742,4	5606,9	493,1	1/2	1,8	4,0794
25	MUC-111	X	1788,8	6250	1800,6	5945,0	305,0	3/8	4,6	5,8654
26	MUC-116	X	1803,2	6200	1001,8	3869,4	2330,6	1/2	26,6	0,7737
27	MUC-121	X	4428,4	7400	1968,2	5215,0	2185,0	3/4	41,3	2,0267
28	MUC-128	X	1463,5	6100	770,0	5369,2	730,8	7/16	16,2	2,0025
29	MUC-130	X	717,7	6546	948,8	4858,3	1687,7	3/8	14,4	0,4252
30	MUC-132	X	2862,2	6500	2200,0	4966,7	1533,3	3/4	18,9	1,8667
31	MUC-134	X	1828,1	7018	2449,6	5963,1	1054,9	7/16	11,0	1,7329
32	MUC-136	X	1342,0	6700	966,8	4538,8	2161,2	1/2	35,8	0,6209
33	MUC-137	X	1898,3	7130	1326,3	6702,9	427,1	7/16	-2,4	4,4447
34	MUC-142	X	1460,6	6800	1151,1	5413,0	1387,0	7/16	76,1	1,0530
35	SBC-9	L	1972,1	7250	2699,2	5489,5	1760,5	5/8	30,0	1,1202
36	SBC-12	X	1060,0	6500	631,3	5176,1	1323,9	7/16	41,1	0,8007
37	SBC-76	L	2019,6	6500	2350,8	5577,2	922,8	1/2	55,8	2,1886
38	SBC-84	X	5787,7	6360	1501,8	6204,4	155,6	3/4	15,3	37,1876

El gráfico 4.5 muestra la distribución porcentual de los pozos con respecto al diferencial de presión (ΔP), teniéndose que de un total de 38 pozos en estudio, el 63% (24 pozos) presentan $\Delta P < 1500$, por otro lado, el 37% (14 pozos) presentan $\Delta P > 1500$ lpc, lo que se debe principalmente a daño en la formación generando condiciones de riesgo para la migración de finos desde la formación y por consiguiente la producción de arena afectando de esta manera la producción de crudo y las facilidades de superficie impactando negativamente en los costos por mantenimiento de potencial.

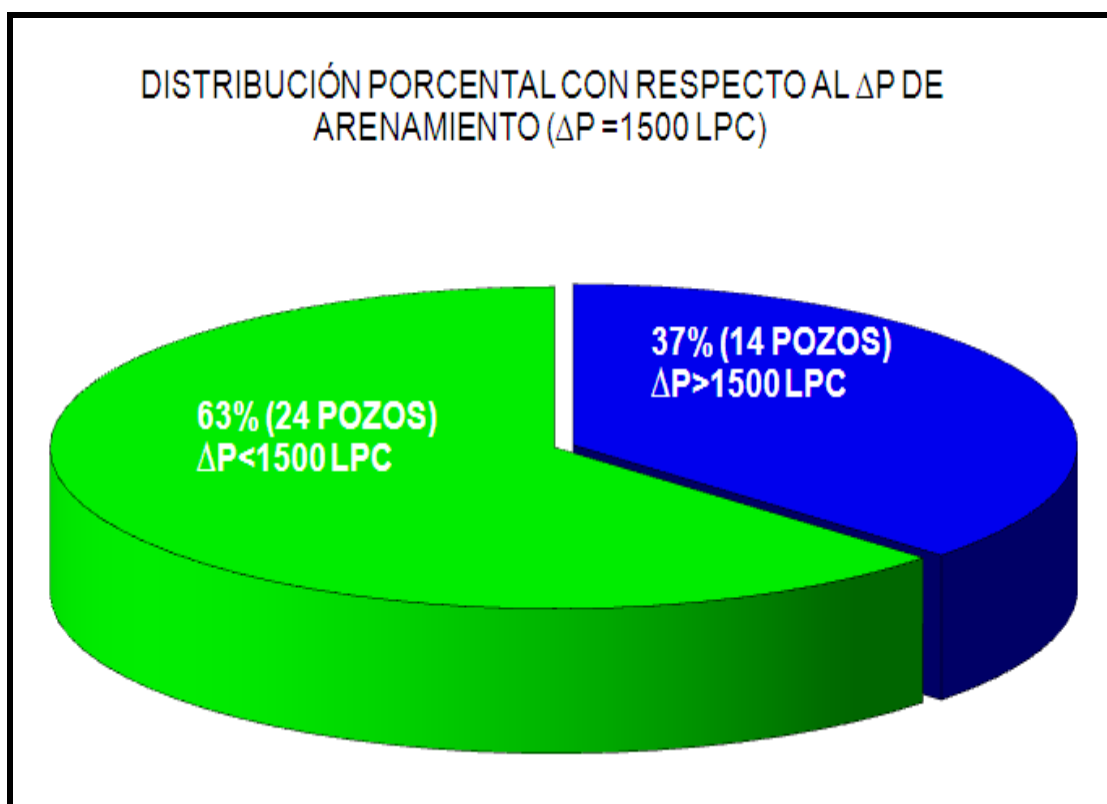


Gráfico 4.5 Pozos agrupados de acuerdo a los Δp estimados, condiciones actuales

En el gráfico 4.6 se exponen los resultados en cuanto al análisis de las presiones de fondo fluyentes de los pozos en estudio, en el mismo se observa que el 95% de los pozos (36 pozos) presentan $P_{wf} > 4000$ lpc y que tan sólo 5% de los pozos (2 pozos) presentan P_{wf} por debajo de 4000 lpc.

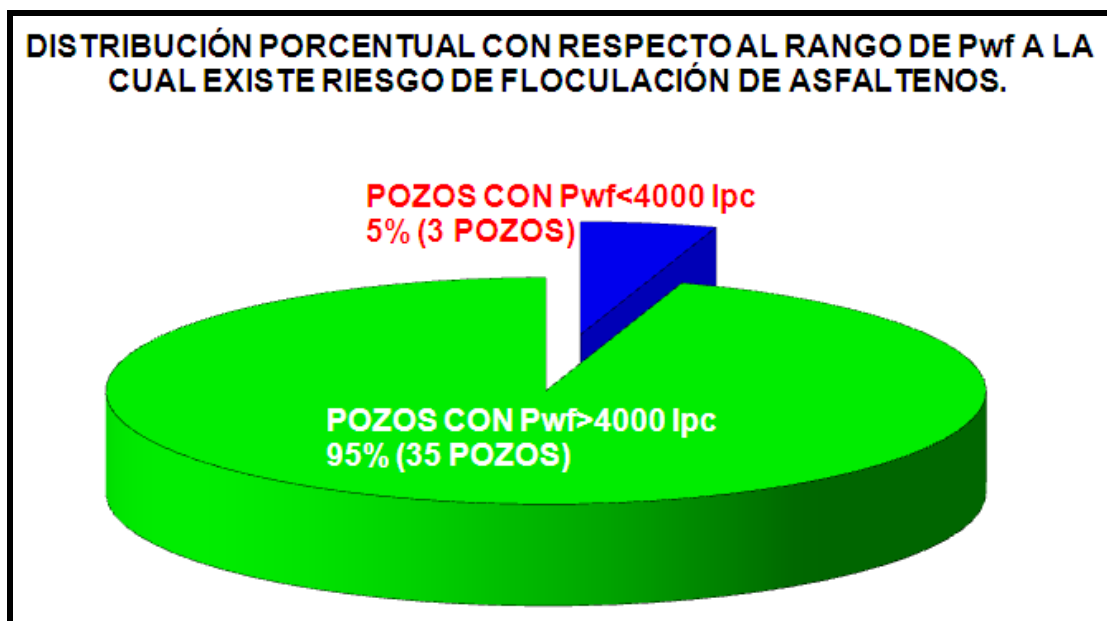


Gráfico 4.6 Pozos agrupados de acuerdo a la presión de fondo fluyente (P_{wf})

Es necesario mencionar que la floculación de asfaltenos no sólo depende de las presiones de fondo fluyente sino también de la composición de los fluidos producidos los cuales son determinados, a través de un análisis S.A.R.A permitiendo inferir en la inestabilidad de los mismos, considerando el alto porcentaje de asfaltenos presentes con respecto al porcentaje de resinas, las cuales son las encargadas de estabilizar los asfaltenos, adicionalmente el crudo contiene altos contenidos de saturados, lo cual aunado al contenido de asfaltenos y resinas, desestabilizan los asfaltenos y por ende origina su precipitación. Lo anteriormente expuesto indica que los crudos estables, es decir, con poca tendencia a precipitar asfaltenos son los que contienen mayor porcentaje de resinas con respecto a los asfaltenos y mayor porcentaje de aromáticos que de saturados. Es por este motivo que crudos con menor grado API requieren de presiones de $P_{wf} \geq 6500$ lpc para evitar la floculación de asfaltenos, mientras que otros de mayor gravedad API se mantienen estables con presiones de fondo fluyente por encima o muy cercanas de 4000 lpc.

A continuación los resultados que se presentan van en función a los valores obtenidos, a través del análisis nodal para estimar el índice de productividad y clasificar en baja, media, alta y excelente productividad los pozos en estudio.

En el gráfico 4.7 se observa que de acuerdo a los valores de índice de productividad (J) los pozos en estudio fueron clasificados en cuatro grupos entre los cuales tenemos los pozos de baja productividad (J) representados por el 8% de los pozos (3 pozos), los cuales son el MUC-24, MUC-79 y MUC-130. Por otra parte, 16% de los pozos (6 pozos) presentan productividad media, correspondiente a los pozos, MUC-18, MUC-49, MUC-84, MUC-16, MUC-136, SBC-12. Tanto los pozos con productividad baja como los pozos con productividad media son detalladamente analizados con el objetivo de proponer propuestas que mejoren el perfil de producción de los mismos.

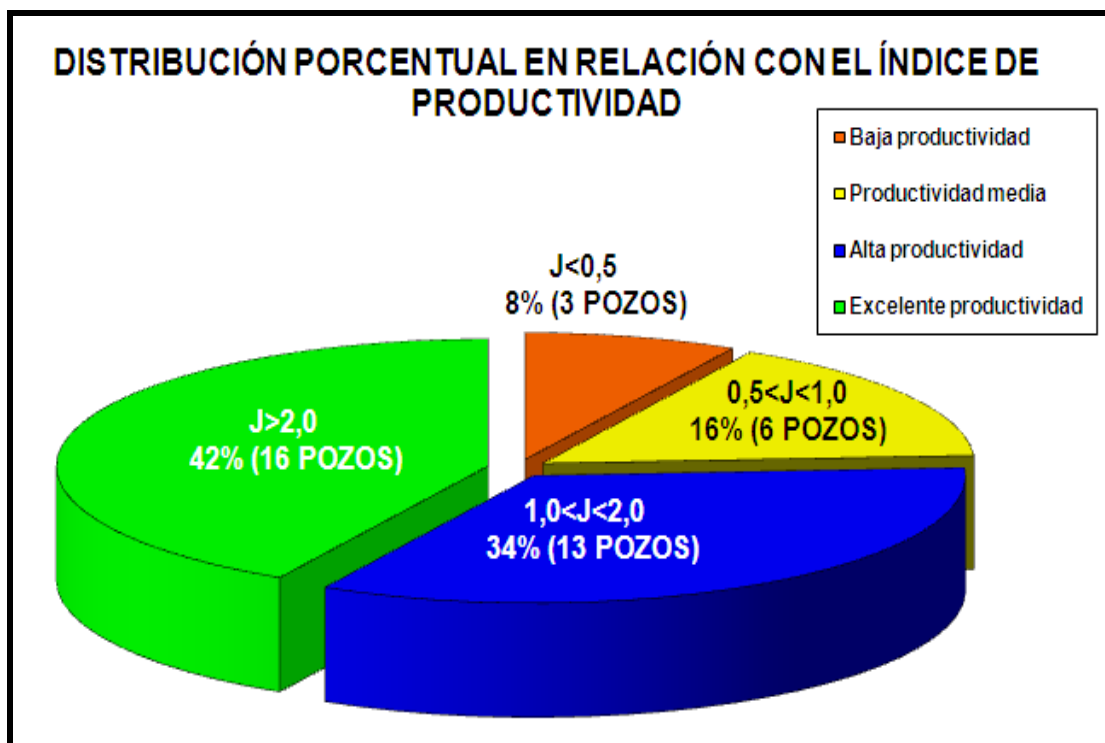


Gráfico 4.7 Clasificación de los pozos en estudio con relación al IP

En cuanto al 76% de los pozos restantes (29 pozos) presentan alta y excelente productividad, dividido en dos grupos: el primero con 34% (13 pozos) con productividad alta y el segundo con 42% (14 pozos) con índices de productividad excelente. Como ejemplo de los pozos con excelente productividad se hace referencia al pozo MUC-25 con un $Q_o=3785$ BNPD, y valores estimados de $P_{wf}=6161$ lpc, $\Delta p=338.6$ lpc y $J=11.1800$ BNPD/lpc, para un reductor de 5/8 de pulgadas, condiciones similares presentan los pozos SBC-76 y MUC-121 entre otros, estas son las condiciones de producción que se desean alcanzar en las unidades de flujo NAR MUC-3 y CRE MUC-3 con el propósito de disminuir la RGP y optimizar el recobro de las reservas remanentes mejorando el perfil de producción.

4.3 ESTABLECIMIENTO DE LAS PROPUESTAS DE RECAÑONEO Y ADICIÓN DE INTERVALOS BASADOS EN EL PERFIL PETROFÍSICO A TRAVÉS DE ANÁLISIS NODAL

4.3.1 Evaluación petrofísica de los pozos en estudio del Yacimiento MUC-3, Campos Mulata y Santa Bárbara

El estudio de los registros correspondientes de cada pozo seleccionado, tales como Gamma Ray y resistividad, densidad neutrón y resonancias magnéticas entre otros, permitió identificar intervalos prospectos en las zonas de interés con relación a las características de yacimiento suministrada por el Template de los horizontes atravesados y el sumario petrofísico, tomando en cuenta datos tales como: arena/yacimiento, espesor de arena neta petrolífera (pies), intervalos (pies), espesores cañoneados, presión de yacimiento (lpc), temperatura en fondo, porosidad, gravedad del gas, gravedad del petróleo ($^{\circ}$ API), saturación de agua (%), volumen de arcilla (%), y permeabilidad (mD). La selección de intervalos fue propuesta bajo las premisas establecidas en la tabla 4.5.

Tabla 4.5 Premisas para la selección de intervalos prospectos

PREMISAS PARA LA SELECCIÓN DE INTERVALOS PROSPECTIVOS	
Resistividad Corregida de la Formación (R_f)	≥ 10 Ohm-m
Gamma Ray (GR)	≤ 45 UAPI
Espesor de Arena Neta Petrolifera	> 8 pies
Saturación de Agua Inicial (S_{wi})	< 50 %
Porosidad (Φ)	> 10 %
Volumen de Arcilla (V_{sh})	< 50 %

En función a las premisas de la tabla anterior se seleccionaron los mejores desarrollos de arena, analizando información de las secciones estructurales vigentes de pozos vecinos se descartó la posibilidad de que exista comunicación entre los intervalos productores y los intervalos a completar. De la misma manera, las secciones estructurales con los pozos inyectores más cercanos permitieron visualizar el posible efecto del frente de inyección de gas, mostrándose que no exista comunicación franca entre los intervalos que reciben inyección y los propuestos a adicionar. Por otro lado, incorporando información de producción de los pozos vecinos se descartó el riesgo de producción de fluidos indeseados, observando que los intervalos propuestos no correspondan estratigráficamente a zonas productoras de agua o gas.

De lo mencionado anteriormente se tiene que de 38 pozos aptos mecánicamente para la realización de trabajos de RA/RC, 13 pozos son prospectivos a adición y/o recañoneo, basados en la interpretación de registros y datos petrofísicos obtenidos y conforme a la unificación de los yacimientos del Campo Mulata y Santa Bárbara.

El resto de los pozos se descartan como candidatos a trabajos de reacondicionamiento. Sin embargo, es importante resaltar que la mayoría de los pozos

del Yacimiento MUC-3 han presentado eventos por taponamientos por conglomerados de arena y asfaltenos durante toda su vida productiva y en algunos casos en periodos de tiempo muy cortos, lo que podría limitar considerablemente el potencial de producción los mismos a futuro, siendo necesario el estudio de nuevas prepuestas de estimulación para algunos de estos pozos que actualmente operan bajo condiciones de producción óptimas o que simplemente no presentan oportunidades de adición y/o recañoneo.

La tabla 4.6 muestra algunos ejemplos de los pozos que no presentaron oportunidades de adición y/o recañoneo, la información concerniente al resto de este grupo de pozos se puede observar en el apéndice D.

Tabla 4.6 Resultados del análisis petrofísico, pozos sin adición y/o recañoneo

EVALUACIÓN PETROFISICA, POZOS QUE NO PRESENTARON OPORTUNIDADES DE ADICIÓN Y/O RECAÑONEO.	
MUC-14	Este pozo fue abandonado sucesivamente en las arenas KP, NAR-5, NAR-3, la unidad NAR-2 no presenta intervalos prospectivos para adición y en la arena NAR-1 solo se tienen 7 pies por adicionar con $K=10$ mD segun análisis petrofísico y arcillosidad mayor a 10%, los intervalos productores fueron estimulados recientemente con la Técnica de bajo Balance Dinámico (extremo).
MUC-85 L	Esta sarta esta completada en NAR-5 con alta producción de gas y afectación directa del pozo inyector MUC-68IG (Se observó trazadores), según la última prueba de producción (24/Ago/2011) tiene $Q_g=9454$ MPCD, $RGP=12767$ PCNPD y un $Q_o=777$ BNPD, por lo tanto no presenta oportunidades de recañoneo o adición de intervalos.
MUC-111	El pozo se encuentra ubicado en una zona de baja presión con $\Delta P=305$, $S=4,556$ Y $P_{wf}=5945$ con una producción de crudo de $Q_o=1788$ BNPD, lo cual indica que el pozo esta fluyendo bajo condiciones óptimas. Además las antiguas unidades de flujo NAR-2 y NAR-3 del MUC-111 presentan comunicación lateral con las unidades de flujo NAR-1 y NAR-2 del pozo MUC-84 en el cual se reporto trazadores químicos e influencia de altos volúmenes de gas en la producción
MUC-77	No presenta intervalos prospectivos hacia el tope de la formación, en la cual fue aislada la antigua unidad de flujo NAR-1 por excesiva producción de gas, el análisis de muestreo de trazadores químicos corroboró que la producción total de gas del pozo presento asociado gas de inyección de los pozos MUC-67 y MUC-68 (los inyectores de mayor potencial del área), por lo que se presume canalización temprana de gas de inyección en el pozo, hacia la base del pozo se cañoneo la antigua arena NAR-5 sin resultados positivos por lo que se aislo con TDH. Actualmente la producción se considera estable y no se requiere de un recañoneo de los intervalos productores.
MUC-84	El pozo se encuentra completado en NAR MUC-3, antigua unidad de flujo NAR-1, su posición estructural así como la información de producción de los pozos vecinos, indican que el mismo esta reflejando gas por efecto de los pozos inyectores MUC-67IG y MUC-68IG (de los cuales se reporto trazadores químicos). En cuanto a la base de l pozo NAR-2 no presenta intervalos prospectivos y a nivel de NAR-3 fue abandonado con TDH a 16120 pies por flujo inestable y frecuentes taponamientos por asfaltenos.
SBC-9 L	Esta sarta esta completada en lo que anteriormente se conocia como la arena KP, la cual produce un crudo inestable determinado a través de un análisis SARA realizado a los fluidos de producción de la misma produciendo floculación y precipitación de asfaltenos que aunado a baja permeabilidad y a valores de daño alto generan continuamente taponamiento en la vecindad del pozo disminuyendo la producción de crudo. A través de un análisis nodal en la cual se evalua la propuesta de adición del intervalo (15787-15796), 9 pies de ANP y el recañoneo de los intervalos productores (15804-16046) 141 pies de ANP no se obtuvo resultados favorables por lo que esta sarta es descarta para este tipo de trabajos de RA/RC.
MUC-137	Al pozo MUC-137 se le realizarón recientemente trabajos de RA/RC (19/03/2012) que comprendian el abandono de los intervalos productores del yacimiento CRE MUC-3 por inestabilidad de los fluidos (alta producción de asfaltenos) con TDH para abrir esta sarta a producción en el yacimiento NAR MUC-3 para lo cual se planteo la propuesta del cañoneo de 375 pies de ANP, iniciandose la producción con 45 pies de la parte basal del pozo obteniendose un caudal de producción de $Q_o=1332$ BNPD Y $Q_g=1212$ MPCND.
SBC-12	No posee intervalos prospectivos para la adición y un recañoneo de los intervalos productores no ofrece por si solo resultados satisfactorios por lo que se recomienda la evaluación de una propuesta de fracturamiento hidráulico de la arena NAR MUC-3 con el cual se esperan resultados económicamente más rentales. Actualmente el pozo tiene una tasa de producción de $Q_o=1062$ BNPD y se estima que luego de los trabajos de RA/RC planteados el caudal de producción alcance un $Q_o=2366$ BNPD y $Q_g=8,4$ MMBND de acuerdo a los análisis nodales realizados.

4.3.2 Evaluación de las propuestas establecidas de adición y recañoneo mediante análisis nodal

La evaluación de registros y secciones estratigráficas permitió seleccionar los pozos que en la actualidad presentan condiciones petrofísicas necesarias para la realización de trabajos de RA/RC determinando a su vez todas aquellas propuestas técnicas de adición y recañoneo teniéndose un total de 13 propuestas.

Las propuestas de reacondicionamiento de los pozos seleccionados consistió en realizar adiciones de intervalos productores en las unidades de flujo NAR MUC-3 y CRE MUC-3 resultantes de la homologación de los yacimientos pertenecientes a la columna estratigráfica de los Campos Mulata y Santa Bárbara, con el objetivo de optimizar las condiciones actuales de producción de cada pozo, incrementar la producción de líquido y disminuir la RGP. Por otro lado, también se presentan las propuestas de recañoneo de intervalos productores con valores de daño altos y diferenciales de presión de fondo elevado, mejorando el perfil de producción de los mismos con relación a su alta movilidad y calidad de roca.

De acuerdo a lo anterior, se presenta a continuación en la tabla 4.7 una serie de propuestas de reacondicionamiento con los topes y bases de los intervalos prospectivos para adición y recañoneo de cada pozo, determinando a su vez el total de pies a cañonear en cada caso.

El perfil dinámico de cada escenario propuesto de recañoneo y adición de intervalos toma en consideración que cada trabajo planteado de reacondicionamiento debe generar como mínimo un ganancial de producción de 200 BNPD para tomarse en cuenta la aplicación de dichas propuestas.

Tabla 4.7 Propuestas de adición y/o recañoneo

POZO	INTERVALOS PROPUESTOS (ADICIÓN)	TOTAL (PIES)	INTERVALOS PROPUESTOS (RECAÑONEO)	TOTAL (PIES)	TOTAL A CAÑONEAR (PIES)
MUC-80	16646-16661	84	16480-16520	80	164
	16664-16680		16570-16590		
	16682-16700		16620-16640		
	16740-16775				
MUC-136			15385-15397	206	206
			15399-15429		
			15461-15550		
			15572-15582		
			15636-15701		
MUC-142	16120-16132	12	16135-16169	54	66
			16262-16282		
MUC-78			15588-15636	101	101
			15652-15685		
			15695-15715		
MUC-34L			15900-15972	174	174
			15984-16086		
MUC-82	16137-16146	9	16163-16145	45	54
			16192-16200		
			16300-16319		
SBC-76L	16732-16759	88	16490-16510	80	168
	16762-16769		16610-16630		
	16774-16828		16680-16720		
MUC-116			15405-15415	155	155
			15417-15436		
			15466-15483		
			15507-15517		
			15533-15539		
			15562-15607		
			16064-16082		
			16092-16112		
			16117-16123		
			16127-16133		
			16140-16150		
			16174-16181		
			16190-16197		
			16206-16210		
MUC-18			14786-14823	132	132
			14829-14872		
			14898-14950		
MUC-132			15522-15559	93	93
			15564-15589		
			15606-16625		
			15855-15867		
MUC-27			16920-15954	122	122
			15966-16022		
			16048-16080		
MUC-31	15865-15880	13	15756-15777	45	58
			15780-15804		
MUC-134	16308-16324	45			45
	16338-16344				
	16348-16370				

Una vez cargada la información concerniente a las propuestas, se procedió a simular el comportamiento de producción, mostrado durante una condición eventual posterior al recañoneo y/o adición de intervalos para ser comparado con el comportamiento de afluencia actual (caso base).

En la tabla 4.8 se muestran los resultados obtenidos al simular el perfil de producción de los escenarios propuestos de recañoneo y/o adición de intervalos, adicionalmente tenemos los resultados del perfil de producción actual con el objetivo de evaluar los resultados en parámetros como lo son: la tasa de crudo, tasa de gas, presión de fondo fluyente, presión de cabezal, presión diferencial, daño e índice de productividad. Es necesario mencionar que los resultados presentes a continuación están apoyados en los gráficos de análisis nodales del apéndice F, para el cual se tienen dos gráficos por propuesta uno con nodo solución en cabezal y otro con nodo solución en fondo.

Como se muestra en la tabla el perfil de producción de cada propuesta planteada mejora considerablemente, tal y como se puede observar en cada uno de los parámetros tomados en cuenta para evaluar las condiciones de producción de los pozos en estudio. Es importante señalar que los valores estimados por análisis nodal se lograron luego de hacer sensibilidades de daño reduciéndolo hasta nueve ($Skin=9$), simulando de esta manera el cañoneo de los intervalos seleccionados bajo metodología de cañoneo convencional de 6 tiros por pie con 60° de fase.

Tabla 4.8 Análisis nodales, condiciones actuales Vs escenarios propuestos

RESULTADOS DE LOS ANÁLISIS NODALES DE LOS POZOS EN ESTUDIO EN CONDICIONES ACTUALES Vs ESCENARIOS PROPUESTOS												
Nº	POZO	CONDICIÓN	Q_o (BNPD)	ΔQ_o (BNPD)	Q_g (MPCND)	P_{cab} (lpc)	P_y(lpc)	P_{wf} (lpc)	ΔP (lpc)	RED (pulg)	S	IP (BND/lpc)
1	MUC-18	ACTUAL	1543,2	218,7	5,164	2198	6505	4763,4	1741,6	7/16	18,1	0,8861
		PROPUESTA	1761,9		5,896	2828		5155,9	1349,1		9,0	1,3060
2	MUC-27	ACTUAL	2411,4	600,4	8,330	2949	6400	4804,1	1595,9	5/8	56,9	1,5110
		PROPUESTA	3011,8		10,403	1512		5945,8	454,2		9,0	6,6310
3	MUC-31	ACTUAL	1652,7	264,0	18,159	2800	6950	5313,3	1636,7	5/8	39,4	1,0098
		PROPUESTA	1916,7		20,417	1791		5838,0	1112,2		9,0	1,7233
4	MUC-34	ACTUAL	2244,0	405,9	7,376	2699	6900	5721,3	1178,7	1/2	33,1	1,9038
		PROPUESTA	2650,0		8,711	3031		6406,8	493,2		9,0	5,3730
5	MUC-78	ACTUAL	2120,1	1262,4	8,681	1900	6600	4815,9	1784,1	5/8	107,9	1,1884
		PROPUESTA	3382,5		13,850	3187		5835,3	764,7		9,0	4,4233
6	MUC-80	ACTUAL	2418,4	347,2	4,837	2207	6500	5835,6	664,4	1/2	36,5	3,6400
		PROPUESTA	2765,5		6,799	3379		6342,7	157,3		9,0	6,5764
7	MUC-82	ACTUAL	1461,6	207,1	8,899	3148	6600	5996,8	603,2	7/16	16,4	2,4233
		PROPUESTA	1668,7		9,552	2660		6084,0	516,0		9,0	3,2339
8	MUC-116	ACTUAL	1803,2	617,8	2,299	1002	6200	3869,4	2330,6	1/2	26,6	0,7737
		PROPUESTA	2420,9		3,087	2509		4656,9	1543,1		9,0	1,5689
9	MUC-132	ACTUAL	2827,9	407,2	17,202	2200	6500	4966,7	1533,3	3/4	18,9	1,8444
		PROPUESTA	3235,1		19,679	2517		5419,2	1080,8		9,0	2,9933
10	MUC-134	ACTUAL	1828,1	213,3	4,649	2450	7018	5963,1	1054,9	7/16	11,0	1,7329
		PROPUESTA	2041,4		4,751	3736		6248,0	770,0		9,0	2,6512
11	MUC-136	ACTUAL	1342,0	756,2	1,751	967	6700	4538,8	2161,2	1/2	35,8	0,6209
		PROPUESTA	2098,2		2,738	3164		5284,3	1415,7		9,0	1,4821
12	MUC-142	ACTUAL	1460,6	811,5	1,422	1151	6800	5413,0	1387,0	7/16	76,1	1,0530
		PROPUESTA	2272,1		2,211	4268		6273,4	526,6		9,0	4,3146
13	SBC-76	ACTUAL	2019,6	265,6	6,337	2351	6500	5577,2	922,8	1/2	55,8	2,1886
		PROPUESTA	2285,3		7,170	2603		6056,4	443,6		9,0	5,1516

Es importante mencionar que estudios estadísticos realizados en los campos Mulata y Santa Bárbara con información obtenida en capturas posteriores a trabajos de cañoneo, se tiene que el daño resultante en la cara de la arena con tecnología de cañoneo convencional es de 9 aproximadamente, mientras que para cañoneo de alta penetración y cañoneo de alta penetración bajo balance dinámico los valores de daño resultantes son de 7 y 0, respectivamente.

4.4 JERARQUIZACIÓN DE LAS PROPUESTAS EN LOS POZOS SELECCIONADOS BASADOS EN RENTABILIDAD ECONÓMICA Y RIESGO OPERACIONAL

La evaluación en cuanto a rentabilidad económica y riesgo operacional para la jerarquización de las propuestas tomó en cuenta: especificaciones técnicas de la completación de cada pozo (menor ID), profundidad de las formaciones prospectivas, concentraciones de H₂S, desviación del pozo, tiempo del proyecto, Q_o actual, ganancial y espesor de arena a cañonear.

Es importante mencionar que el tiempo de ejecución de un trabajo de reacondicionamiento, está asociado al espesor de arena a cañonear, condición mecánica de la tubería de producción, profundidad, configuración del cañón, Entre otros. El cual, con relación a datos estadísticos de los Campo Mulata y Santa Bárbara se tiene que se puede lograr el cañoneo de 60 pies por día. Ahora bien, los riesgos operacionales vienen dados por todos aquellos inconvenientes que puedan impactar negativamente en el tiempo de realización de trabajos de RA/RC, generando actividades adicionales, que incrementan el valor económico de las propuestas.

Entre las actividades adicionales generadas a partir de inconvenientes operacionales se tienen: la pesca de equipos y herramientas del pozo, con relación a ruptura de la guaya de los equipos de cañoneo o ruptura de secciones de tubería de la

unidad de (Coiled Tubing) utilizada en operaciones de limpieza químico-mecánicas, degeneración de los cañones a ser expuestos a temperaturas mayores a 350 °F por tiempos prologados (Tiempo>1 hora), situación que ocurre con la pega de los equipos en la tubería de producción, bien sea por el mal diseño en la configuración de los cañones con respecto al diseño de la completación o por algún tipo de restricción dado por el ID del pozo, ángulo de inclinación, o conglomerados de asfaltenos y arenas.

Tabla 4.9 Niveles de riesgos operacionales

Nº	POZO	SARTA	ID (plg)	RIESGO	(ANP) A CAÑONEAR	RIESGO	H2S (ppm)	RIESGO	DESVIACIÓN EN GRADOS	RIESGO	RIESGO ARITMÉTICO
1	MUC-18	X	3,87	3	132	4	10	2	7,25	1	3
2	MUC-27	X	2,88	5	122	4	5	1	26,25	3	3
3	MUC-31	X	3,76	4	58	2	10	2	4,25	1	2
4	MUC-34	L	2,75	5	174	5	20	2	4,25	1	3
5	MUC-78	M	4,43	2	101	4	12	2	18,81	2	3
6	MUC-80	X	4,62	2	164	5	55	5	16,85	2	4
7	MUC-82	M	4,54	2	54	1	30	4	10,53	2	2
8	MUC-116	X	3,81	3	155	4	20	3	24,65	3	3
9	MUC-132	X	3,81	3	93	3	20	3	20,87	2	3
10	MUC-134	X	3,92	3	45	1	55	5	20,78	2	3
11	MUC-136	X	3,81	3	206	6	15	2	20,68	2	3
12	MUC-142	X	3,81	3	66	2	120	6	10,62	2	3
13	SBC-76	L	2,31	6	168	5	100	6	13,90	2	5

El establecimiento de un sistema integrar de riesgo operacional (tabla 4.9), permitió determinar el factor de riesgo que conlleva la ejecución de las propuestas de trabajos de RA/RC planteados, el mismo se obtuvo mediante un promedio aritmético de las variables que afectan en la realización de trabajos de reacondicionamiento, tomando como base las siguientes consideraciones: menor ID de la tubería de producción, espesor de arena a cañonear, concentración de H₂S, y desviación en grados del pozo.

Tomando en cuenta los lineamientos y normas actuales de la corporación (PDVSA), para la ejecución de proyectos, los cuales se consideran rentables, se calcularon los costos de inversión de cada propuesta, obteniéndose un estimado en

costos al tipo de trabajo a realizar, teniendo presente la realización de limpiezas, y el espesor de arena a cañonear en cada caso. Para ello fue necesario solicitar el presupuesto de empresas de servicio, considerando los equipos y herramientas necesarias para llevar a cabo el proyecto, así como también todo el servicio logístico de movilización vestida y desvestida de las herramientas, configuración y tipo de cañones, uso de tubería continua (Coiled Tubing), guaya fina o guaya eléctrica, etc. De esta manera se obtuvo el costo total de los trabajos de RA/RC propuestos en cada pozo.

Tabla 4.10 Costo en Bsf de los trabajos de RA/RC propuestos

Nº	POZO	SARTA	PIES A CAÑONEAR	TRABAJOS PROPUESTOS (COSTOS EN MBsf)
1	MUC-18	X	132	712,800
2	MUC-27	X	122	658,800
3	MUC-31	X	58	313,200
4	MUC-34	L	174	939,600
5	MUC-78	M	101	545,400
6	MUC-80	X	164	885,600
7	MUC-82	M	54	91,600
8	MUC-116	X	155	837,000
9	MUC-132	X	93	502,200
10	MUC-134	X	45	243,000
11	MUC-136	X	206	1112,400
12	MUC-142	X	66	356,400
13	SBC-76	L	168	907,200

En la tabla 4.10 se tiene el costo total de cada trabajo de RA/RC propuesto para la actualidad partiendo del promedio de costos por pie cañoneado obtenidos de tres empresas de servicios, el cual es de 5400 Bsf por pie/cañoneado. En relación con costo de la ejecución de las propuestas se establecieron 6 niveles de riesgo económico que permitieron determinar la rentabilidad de cada propuesta.

Tabla 4.11 Niveles de riesgo económicos con relación a los costos

RIESGO ECONÓMICO	COSTOS EN (MBsf)	GANANCIAL BNPD
1	Menor a 150,000	Mayores a 600
2	150,000-300,000	400
3	300,000-450,000	300
4	450,000-700,000	200
5	700,000-900,000	100
6	Mayor a 900,000	Menores a 100

La tabla 4.11 se muestran 6 niveles de riesgo económicos en función al costo y ganancial de producción generado en cada caso. De igual manera se observa que mientras mayor inversión económica se realice a gananciales de producción por debajo de 300 BNPD, mayor es el nivel de riesgo económico que se le asigna al trabajo de reacondicionamiento. Esta jerarquización en los niveles de riesgo económico permite asignarle a cada propuesta un valor de riesgo aritmético, tomando en cuenta el riesgo asociado a la inversión económica y al ganancial de producción de cada proyecto que luego asociado al nivel de riesgo operacional permite visualizar la factibilidad de las propuestas realizadas. A continuación se observa la clasificación de riesgo económico en los pozos seleccionados para la realización de trabajos de RA/RC.

Tabla 4.12 Riesgo económico de cada pozo seleccionado

Nº	POZO	SARTA	GANANCIAL BNPD	RIESGO EN FUNCIÓN AL GANANCIAL	PROPUESTAS (COSTOS EN MBsf)	RIESGO EN FUNCIÓN A COSTOS	RIESGO ARITMÉTICO
1	MUC-18	X	219	4	712,800	5	4
2	MUC-27	X	601	1	658,800	4	3
3	MUC-31	X	264	3	313,200	3	3
4	MUC-34	L	406	2	939,600	6	4
5	MUC-78	M	1262	1	545,400	4	3
6	MUC-80	X	348	3	885,600	5	4
7	MUC-82	M	207	5	91,600	2	4
8	MUC-116	X	618	1	837,000	5	3
9	MUC-132	X	407	2	502,200	4	3
10	MUC-134	X	213	4	243,000	2	3
11	MUC-136	X	756	1	1112,400	6	4
12	MUC-142	X	812	1	356,400	3	2
13	SBC-76	L	266	3	907,200	6	5

Una vez obtenido el nivel de riesgo económico en relación con los costos y al ganancial de producción (tabla 4.12) se realizó la integración de los riesgos tanto operacionales como económicos en una matriz donde se visualiza de manera sencilla la factibilidad de los proyectos permitiendo de esta manera tomar decisiones rápidas y óptimas en cuando a la selección de las propuestas planteadas.

En la figura 4.1 se presentan los resultados obtenidos al evaluar las propuestas de RA/RC en relación con riesgo operacional y riesgo económico, en la misma se visualizan cuatro zonas diferenciadas por los colores amarillo, azul, naranja y verde, los cuales hacen referencia a la factibilidad para la ejecución de las propuestas.

RIESGO ECONÓMICO	6						
	5					SBC-76	
	4		MUC-82	MUC-34 MUC-136			
	3		MUC-31	MUC-78 MUC-134 MUC-132 MUC-116 MUC-27	MUC-18 MUC-80		
	2			MUC-142			
	1						
		1	2	3	4	5	6
RIESGO OPERACIONAL							

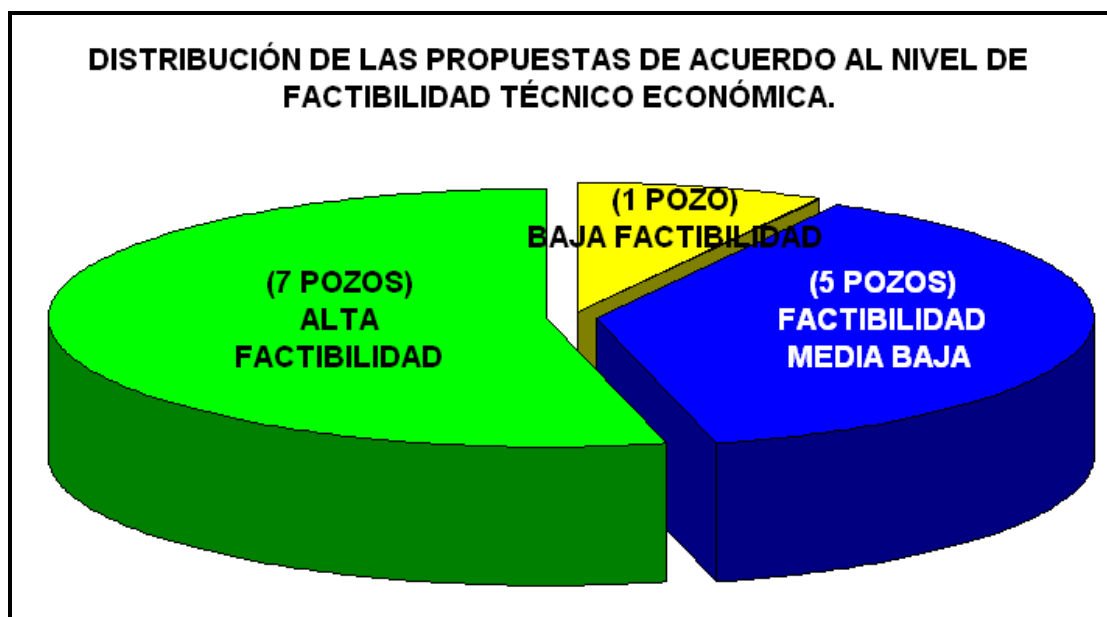
Figura 4.1 Matriz de factibilidad de aplicación de las propuestas de RA/RC

En la parte superior de la figura se tiene una zona amarilla que corresponde a la zona de baja factibilidad y que representa el mayor riesgo económico y operacional y en la cual se ubica la propuesta de RA/RC del pozo SBC-76. Inmediatamente

después, la zona azul en la cual se ubican las propuestas de factibilidad media baja y donde se plantean las propuestas para los pozos MUC-82, MUC-34, MUC-136, MUC-18 y MUC-80 con niveles de riesgo económicos y operacionales menor o iguales a cuatro.

También se observa una zona naranja en la cual se ubican las propuestas que se clasifican con factibilidad media alta y en la que no se tienen propuestas planteadas para el presente estudio. Por último se tiene una zona de color verde que representa la zona de alta factibilidad, donde se ubican siete de las trece propuestas planteadas y que representan más del 50% de los trabajos de RA/RC propuestos, correspondientes a los pozos MUC-78, MUC-134, MUC-132, MUC-116, MUC-27, MUC-31 y MUC-132. La zona está caracterizada por niveles de riesgo económicos y operacionales menores o iguales a tres, lo que hace más atractiva la ejecución de las propuestas ubicadas en esta zona, además las mismas ofrecen mayor ganancia de producción en cada caso, los cuales se estiman en incrementos de la tasa de crudo mayores a 300BNPD.

El gráfico 4.8 permite visualizar la distribución de las propuestas en cuanto a la factibilidad técnico económica, en el mismo, se observa que de las 13 propuestas planteadas, 1 es de baja factibilidad correspondiente al pozo SBC-76, 5 son factibilidad media baja y 7 corresponden a propuestas alta factibilidad, siendo más atractivas las 12 propuestas con factibilidades media baja y alta factibilidad.



Gráfica 4.8 Distribución de las propuestas en cuanto a la factibilidad

Descartando la propuesta de reacondicionamiento del pozo SBC-76 y tomando en cuenta las propuestas más prospectivas según rentabilidad económica y riesgo operacional, podría lograrse un aumento de producción de área Carito Oeste de 6113 BNPD con una producción de gas de 19,318 MMPCND. Discretizando el ganancial de producción por pozo de las 12 propuestas establecidas se tiene la siguiente tabla:

Tabla 4.13 Gananciales de producción estimados en relación con las propuestas

N°	POZO	SARTA	Q _o (BNPD)	Q _g (MMPCND)
1	MUC-142	X	812	0,789
2	MUC-31	X	264	2,258
3	MUC-78	M	1262	5,169
4	MUC-116	X	618	0,788
5	MUC-27	X	601	2,073
6	MUC-132	X	407	2,470
7	MUC-134	X	213	0,102
8	MUC-80	X	348	1,962
9	MUC-18	X	219	0,732
10	MUC-82	M	207	0,653
11	MUC-136	X	756	0,987
12	MUC-34	L	406	1,335
TOTAL			6113	19,318

En la tabla 4.13 se observa el ganancial de producción por pozo de crudo y gas que se obtendría en el Yacimiento MUC-3 una vez realizada la ejecución de las propuestas, entre las cuales se tienen como más prospectivas las de los pozos, MUC-78, MUC-142, MUC-136 y MUC-116 con la que se genera un aumento de producción 3448 BNPD de crudo y 7,733 MMPCND de gas, representando este caudal de producción más del 50% del ganancial de producción estimado con la ejecución de las 12 propuestas en conjunto. Sin embargo, la ejecución de todas las propuestas permitiría mejorar el perfil de flujo para el resto de los pozos y proporcionar condiciones de producción segura, mitigando la producción de arena, floculación y precipitación de asfaltenos, y soportar a su vez las exigencias volumétricas asociadas a los planes de producción actual.

CAPÍTULO V

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

5.1 CONCLUSIONES

- ▲ De 51 pozos completados en el Yacimiento MUC-3, Campos Mulata y Santa Bárbara, se tienen 39 pozos activos (categoría 1) para la fecha de estudio (Noviembre 2011).

- ▲ De acuerdo a la distribución de los fluidos del Yacimiento MUC-3, se tiene que 32 pozos se encuentran completados en la zona de crudo negro, 6 pozos en la zona de crudo volátil y 1 pozo en la zona de gas condensado (MUC-22L), siendo el mismo descartado en el estudio.

- ▲ En cuanto a las condiciones mecánicas, se tiene que todos los pozos seleccionados (38 pozos) se encuentran aptos para la ejecución de trabajos de reacondicionamiento.

- ▲ Se determinó que 13 pozos presentan posibilidades de adición y/o recañoneo, basados en sus propiedades petrofísicas.

- ▲ En función de la factibilidad técnico/económica se tienen las siguientes propuestas: 1 de baja factibilidad, 5 de factibilidad media baja y 7 corresponden a propuestas de alta factibilidad.

- ▲ La ejecución de los trabajos de media y alta factibilidad técnico-económica permitirá un incremento de producción en el campo estimado en 6113 BNPD y 19.318 MMPCND.

5.2 RECOMENDACIONES

- ▲ Considerar completación sencilla para los futuros pozos de Yacimiento MUC-3 con el fin de facilitar la corrida de registros y minimizar el riesgo de obstrucción con la bajada de herramientas al pozo.
- ▲ Garantizar la corrida de registros (Inducción, Gamma Ray y Densidad Neutron) en pozos nuevos y la información básica necesaria que permita tomar decisiones con menor incertidumbre durante el análisis petrofísico.
- ▲ Realizar captura de información, a través de pruebas de restauración (Build Up), con el fin de certificar valores de permeabilidad y daño en los pozos del campo, así como también registros de producción (PLT) que permitan identificar zonas productivas, cuantificar tasas de producción y diagnosticar problemas de completación para realizar un mejor modelaje del comportamiento de producción y disminuir el nivel de incertidumbre al momento de plantear las propuestas.
- ▲ Aplicar las propuestas de alta factibilidad, y una vez realizados los trabajos, hacer pruebas de producción que permitan verificar el aporte y compararlo con el aporte estimado permitiendo establecer un margen de error más real en cuanto al aporte obtenido con el simulador.
- ▲ Aplicar la metodología utilizada en el presente estudio en el resto de los campos pertenecientes de la División Punta de Mata, con el fin de determinar oportunidades de generación de potencial y optimizar los pozos productores de crudo.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- ALAYON, M. (2004). Asfaltenos ocurrencia y floculación. *Cuadernos FIRP S369-PP Módulo de enseñanza en fenómenos interfaciales en español* (pp. 3-12). Mérida: Universidad de los Andes.
- ARCILA, M. (2008). *Mejoramiento de la productividad mediante fracturamiento hidráulico en los pozos del yacimiento Muc-3, Formaciones San Juan y San Antonio, Campos Mulata y Santa Bárbara*. Tesis de grado no publicada. Universidad de Oriente, Maturín Monagas.
- ARIAS, F. (2006). *El proyecto de investigación: introducción a la metodología científica* (5ta ed.). Caracas, Episteme.
- CARUSO, J. (2011). *Propuesta de oportunidades de trabajos de RA/RC en las unidades de flujo NAR MUC-1 y CRE MUC-1, en el yacimiento MUC-1 del campo Carito-Mulata*. Tesis de grado no publicada. Universidad de Oriente, Maturín Monagas.
- HALLIBURTON, (2009). *Recopilación técnica Ingeniería de Yacimientos*. [Libros en líneas]. Consultado el 29 de noviembre del 2011 en: <http://chilonunellez.blogspot.com/search/label/yacimientos>
- MAGGIOLO, R. (2005). Análisis nodal y flujo multifásico. *ESP OIL Engineering Consultants*. (pp. 96-104). Maracaibo-Venezuela.
- PDVSA E Y P DIVISIÓN ORIENTE. (2010). *Ubicación Del Contacto Actual Gas-Petroleo En Los Yacimientos Muc-1 Y Muc-3 Del Campo El Carito-Mulata Mediante El*

Empleo De Herramientas Geoquímicas Y Simulación De Yacimientos.
Venezuela: Autor.

PDVSA E Y P DIVISIÓN ORIENTE. (2011). *Informe de progreso, octubre 2011, proyecto de recuperación secundaria mediante inyección de gas en el yacimiento MUC-3, Campos Mulata y Santa Bárbara.* Venezuela: Autor.

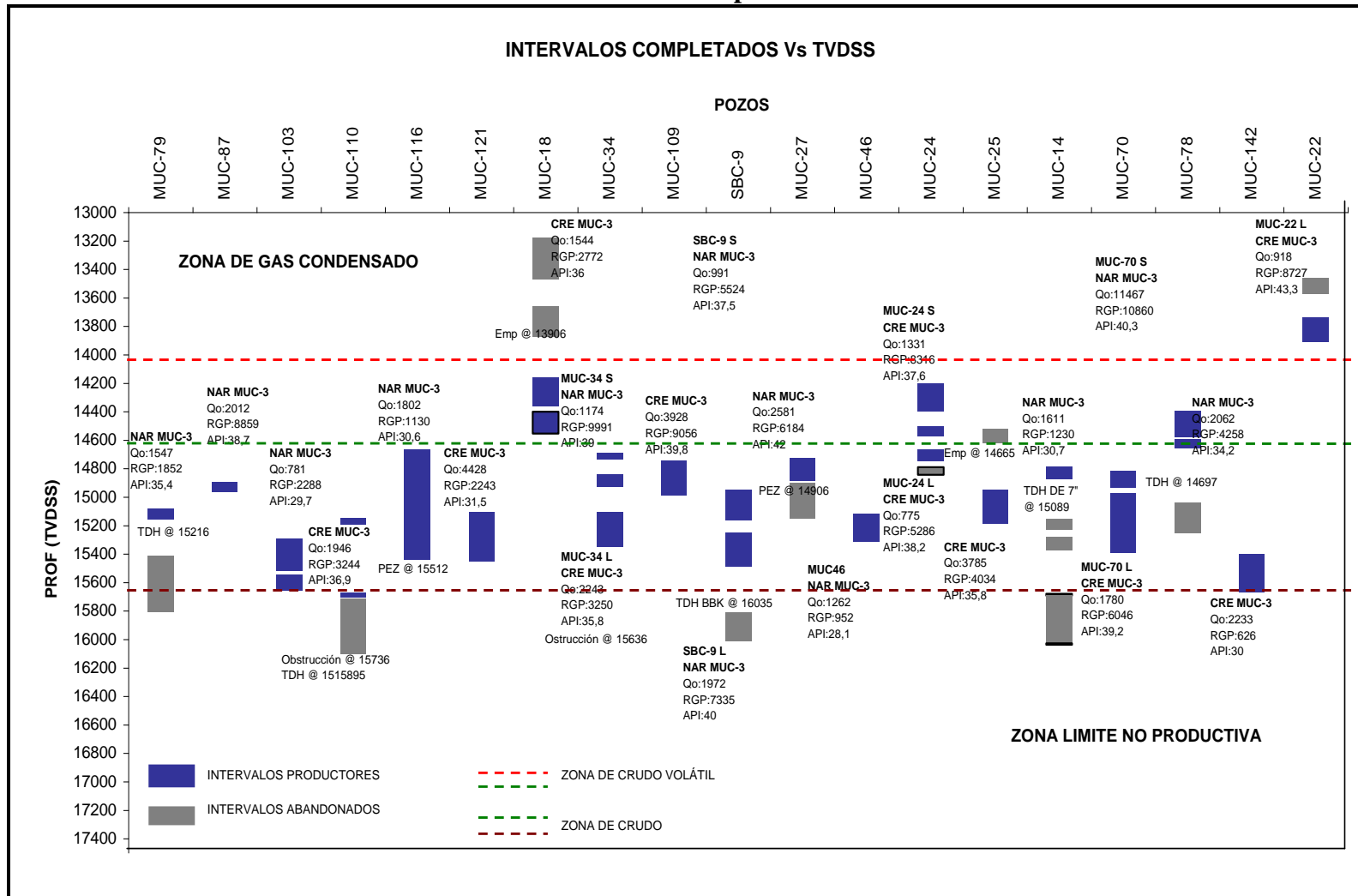
RODRÍGUEZ, J. (2007). *Ingeniería básica de yacimientos.* Anzoátegui: Universidad de Oriente. (pp. 122-132)

APÉNDICES

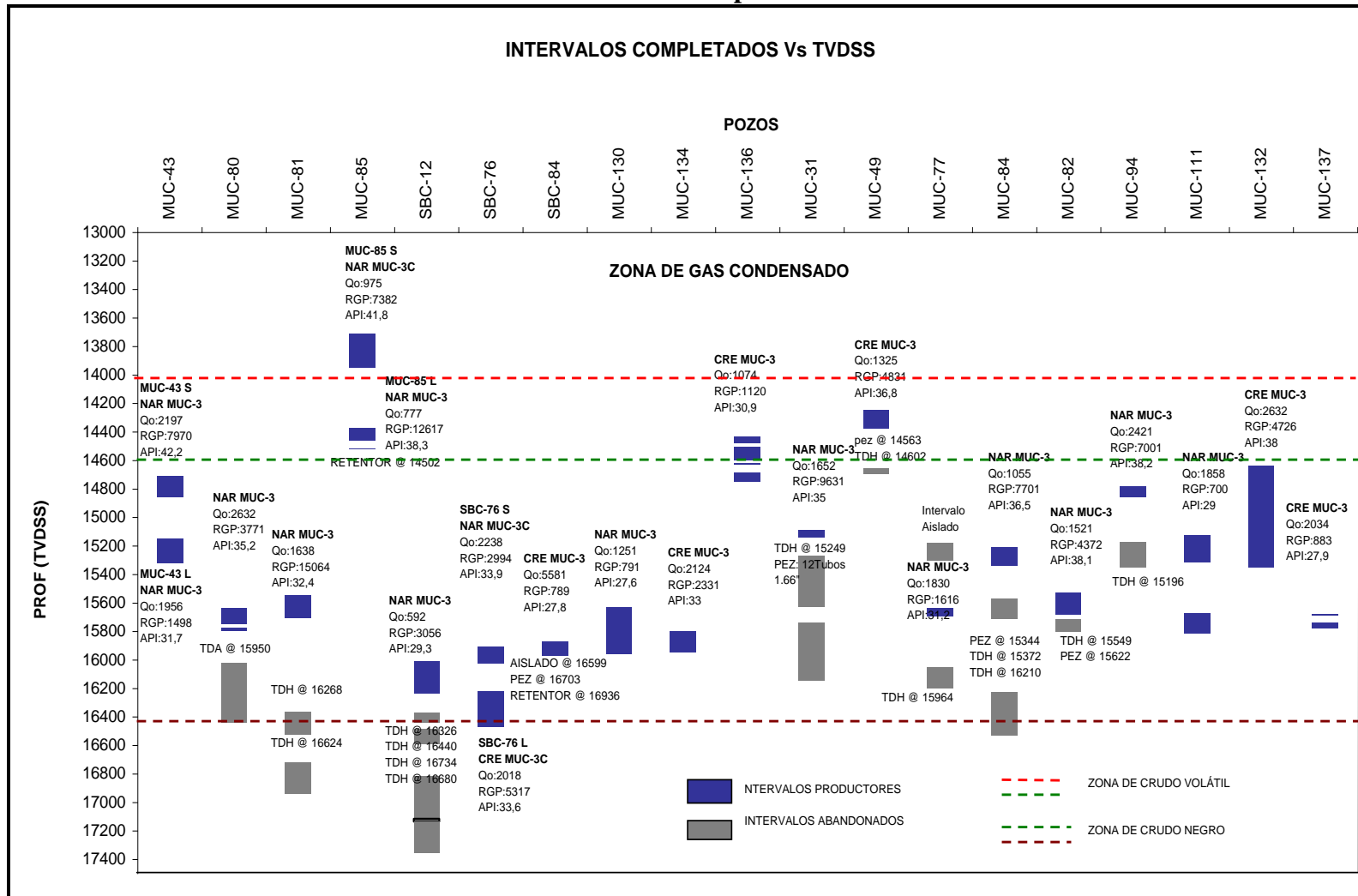
APÉNDICE A

Modelo de distribución de fluidos con respecto a los intervalos
completados del Yacimiento MUC-3, Campos Mulata y Santa Bárbara

Gráfica A-1. Intervalos completados Vs TVDSS



Gráfica A-2. Intervalos completados Vs TVDSS



APÉNDICE B

Resultados de la evaluación mecánica realizada a los pozos en estudio
del Yacimiento MUC-3, Campos Mulata y Santa Bárbara

Tabla B-1 Revisión Mecánica realizada a los pozos completados en la zona de crudo.

<i>POZO</i>	<i>ID Mínimo</i>	<i>CALIBRACION</i>	<i>PROF DE CAÑONEO INICIO</i>	<i>PROF DE CAÑONEO FIN</i>	<i>RESTRICCIÓN</i>	<i>TOPE DE PEZ</i>	<i>Intervalo para cañoneo</i>	<i>Intervalos cañoneados</i>
MUC-79	4.52"	3 1/4"	ZAP 9 3/8" @14775'	C.F @ 17173'	TDH @ 16077'	16013'	(14755'-16010')	(15942'- 16017')
MUC-87	4.52"	2 1/4"	ZAP 9 3/8" @15028'	C.F @ 16399'	APOYO @ 15947'	-	(15028'-15947')	(15850'-15920')
MUC-103	4.52"	3"	ZAP 9 3/8" @15272'	C.F @ 16870'	TDC @ 16280'	-	(15272'-16280')	(16043'-16270')
MUC-110	3.71"	3 1/4"	ZAP 9 3/8" 15218'	C.F @ 17065'	TDH @ 16530'	-	(15218'-16500')	(15927'-16498')
MUC-116	3.81"	3"	ZAP 7 3/8" @15388'	LINER 5 1/4" 16313'	-	16500'	(15388'-16287')	(15405'-16210')
MUC-121	-	3"	PM @ 14277'	C.F @ 16398'	POZO SUCIO	(15936'-16280')	(14277'-16398')	(15936'-16280')
MUC-18	3.87"	3"	EMP 7" @ 14530'	C.F @ 15430'	TDA @ 15185'	-	(14530'-15185')	(14786'-15185')
MUC-34	2.75"	2 4/8"	EMP 7" @ 15600'	C.F @ 16503'	ASFALTENO	16272'	(15600'-16272')	(15739'-16086')
MUC-109	4.61"	3 1/4"	ZAP 9 3/8" @14089'	C.F @ 15904'	-	-	(14089'-15904')	(15518'-15767')
SBC-9	2.37"	2"	PM @ 15756'	C.F @ 16592'	TDH @ 16356'	16068'	(15756'-16068')	(15863'-16063')
MUC-27	2.88"	2"	ZAP 9 3/8" @14998'	C.F @ 16464'	POZO SUCIO	(15920'-16022')	(14998'-16101')	(15920'-16094')
MUC-46	3.78"	3"	ZAP 7 3/8" @15353'	C.F @ 16091'	-	-	(15353'-16039')	(15863'-16063')
MUC-24	2.37"	2"	PM @ 15116'	C.F @ 15656'	-	15397'	(15116'-15397')	(15310'-15448')
MUC-25	3.68"	3"	EMP 7" @ 15380'	C.F @ 16039'	TDH @ 15961'	-	(15380'-15961')	(15667'-15907')
MUC-14	-	3 4/8"	COLG @ 14775'	C.F @ 17500'	TDH @ 16100'	16102'	(15000'-16102')	(15782'-15860')
MUC-70	2.37"	2"	PM @ 16141'	C.F @ 16702'	APOYO @ 14195'	-	(16141'-16702')	(16160'-16620')
MUC-78	4.43"	3 1/4"	-	-	TDH @ 15748'	-	(15440'-15715')	(15450'-15715')
MUC-142	3.81"	-	ZAP 9 3/8" @ 15310'	C.F @ 16952'	TDH @ 15900'	-	(15310'-15900')	(15394'-15889')
MUC-22	-	2 1/8"	PM @ 14279'	C.F @ 14448'	-	-	(14280'-14448')	(14340'-14510')

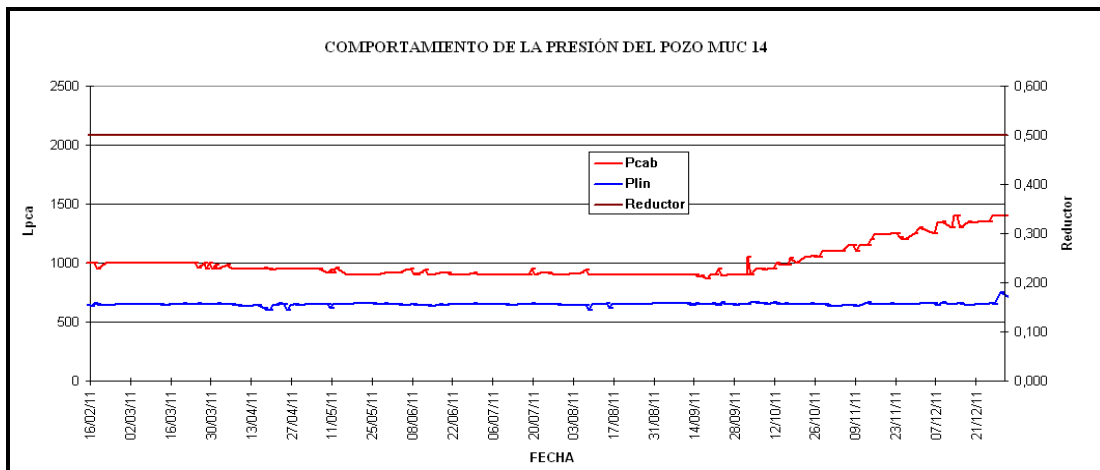
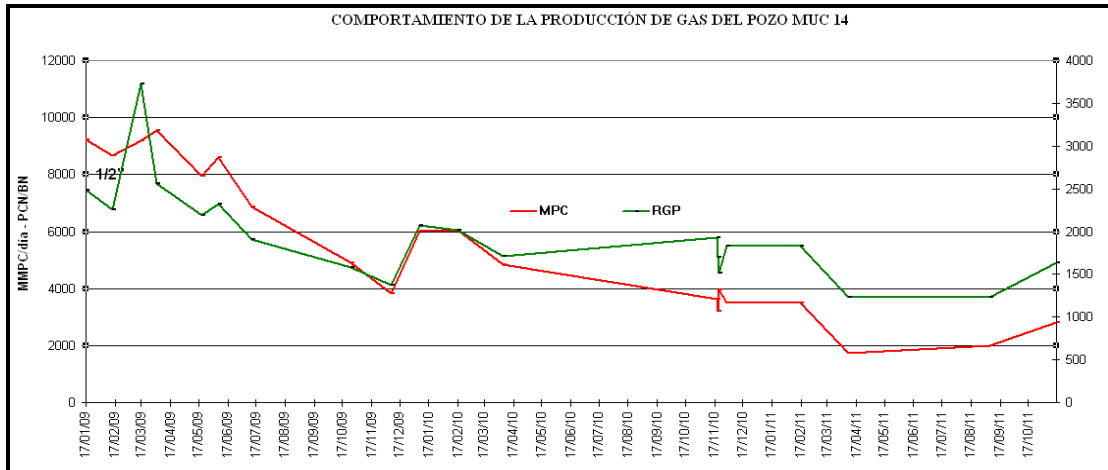
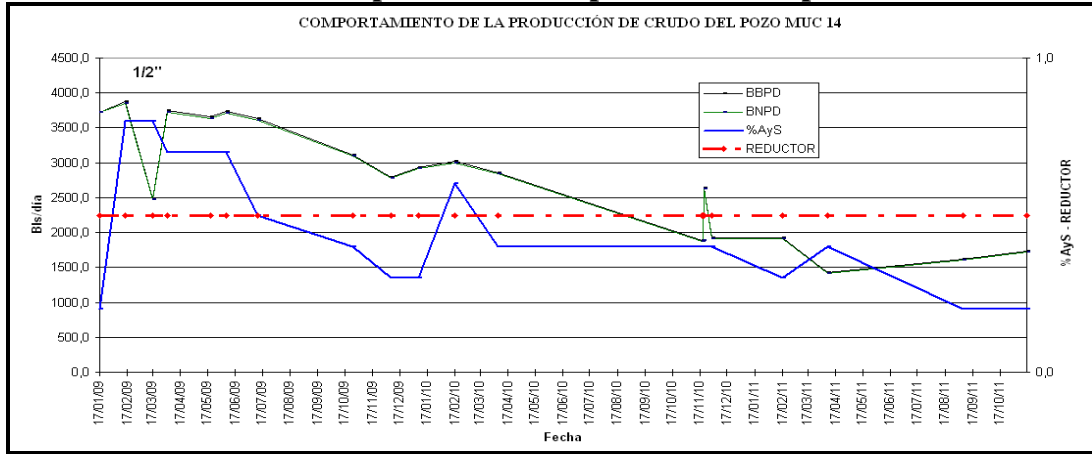
Tabla B-2 Revisión Mecánica realizada a los pozos completados en la zona de crudo.

<i>POZO</i>	<i>ID Mínimo</i>	<i>CALIBRACION</i>	<i>PROF DE CAÑONEO INICIO</i>	<i>PROF DE CAONEO FIN</i>	<i>RESTRICCIÓN</i>	<i>TOPE DE PEZ</i>	<i>Intervalo para cañoneo</i>	<i>Intervalos cañoneados</i>
MUC-43	2.37"	2"	PM @15543'	C.F @ 16216'	-	-	(15543'-16216')	(15760'- 15934')
MUC-80	4.62"	3 1/2"	ZAP 9 5/8" @15540'	C.F @ 17409'	TDA @ 16800'	-	(15540'-16476')	(16480'-116640')
MUC-81	4.62"	3 1/4"	ZAP 9 5/8" @16246'	T.D.C @ 17706'	TDH @ 17000'	-	(16246'-17000')	(16270'-16432')
MUC-85	2.37"	2"	EMP 7" @ 14590'	C.F @ 15436'	TDH @ 15100'	-	(14590'-15100')	(14970'-15060')
SBC-12	2.75"	2 1/8"	ZAP 9 5/8" @16670'	C.F @ 17990'	TDH @ 17000'	-	(16670'-17000')	(16682'-16906')
SBC-76	2.31"	1 1/2"	ZAP 9 5/8" @15050'	C.F @ 17860'	PS @ 16671'	17610'	(16050'-16651')	(16470'-16720')
SBC-84	3.13"	2 7/8"	ZAP 9 5/8" @16612'	C.F @ 18028'	TDH @ 17701'	17466	(16612'-17466')	(17420'-17520')
MUC-130	3.79"	2.90"	ZAP 9 5/8" @16193'	C.F @ 16967'	ASFALTENO	16789'	(16193'-16789')	(16452'-16788')
MUC-134	3.92"	3"	ZAP 9 5/8" @15098'	C.F @ 16882'	-	-	(15098'-16802')	(16423'-16573')
MUC-136	3.81"	3 1/4"	ZAP 9 5/8" @14663'	C.F @ 15710'	APOYO @ 15710'	-	(14663'-15710')	(15165'-15700')
MUC-31	3.76"	3 1/4"	ZAP 9 5/8" @15266'	C.F @ 16976'	TDH @ 15917'	APOYO 15832'	(15266'-15832')	(15756'-15804')
MUC-49	2.75"	2 1/2"	ZAP 7" @14300'	C.F @ 15410'	TDH @ 15290'	15249'	(14300'-15249')	(14920'-15052')
MUC-77	4.52"	3 1/2"	ZAP 9 5/8" @16079'	C.F @ 17835'	TDH @ 17067'	APOYO 12344'	(16395'-117067')	(16735'-116793')
MUC-84	4.52"	3 3/4"	ZAP 9 5/8" @15899'	C.F @ 17612'	TDH @ 16120'	16092'	(15899'-16092')	(15952'-16087')
MUC-82	4.54	3"	PM @14783'	C.F @ 16496'	TDC @ 16340'	-	(14783'-16340')	(116136'-16319')
MUC-94	4.54"	3"	ZAP 9 5/8" @15218'	-	TDH @ 16125'	-	(15218'-16125')	(15705'-15780')
MUC-111	3.76"	3 1/4"	ZAP 9 5/8" @15392'	C.F @ 16820'	TDC @ 16515'	APOYO 16187'	(15392'-16187')	(16036'-16225')
MUC-132	3.81"	3 1/4"	ZAP 7 5/8" @ 14063'	C.F @ 16508'	APOYO @15947'	-	(14063'-15947')	(15361'-16232')
MUC-137	3.81	2.90	ZAP 9 5/8" @15198'	C.F @ 16608'	APOYO @15998'	-	(15198'-15998')	(16450'-16535')

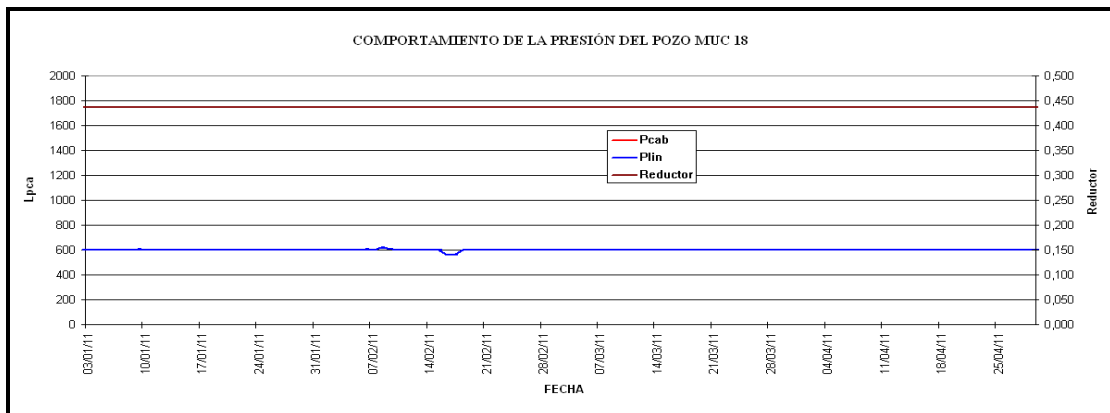
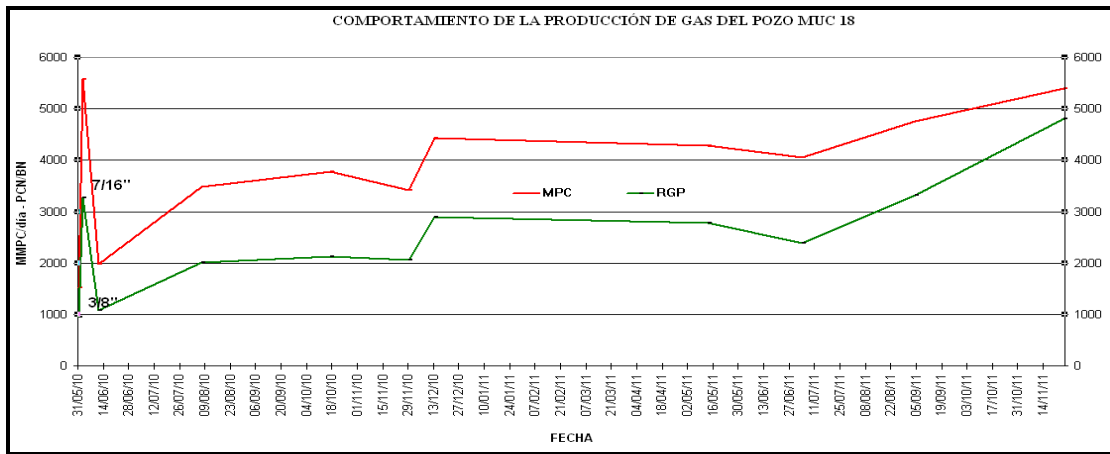
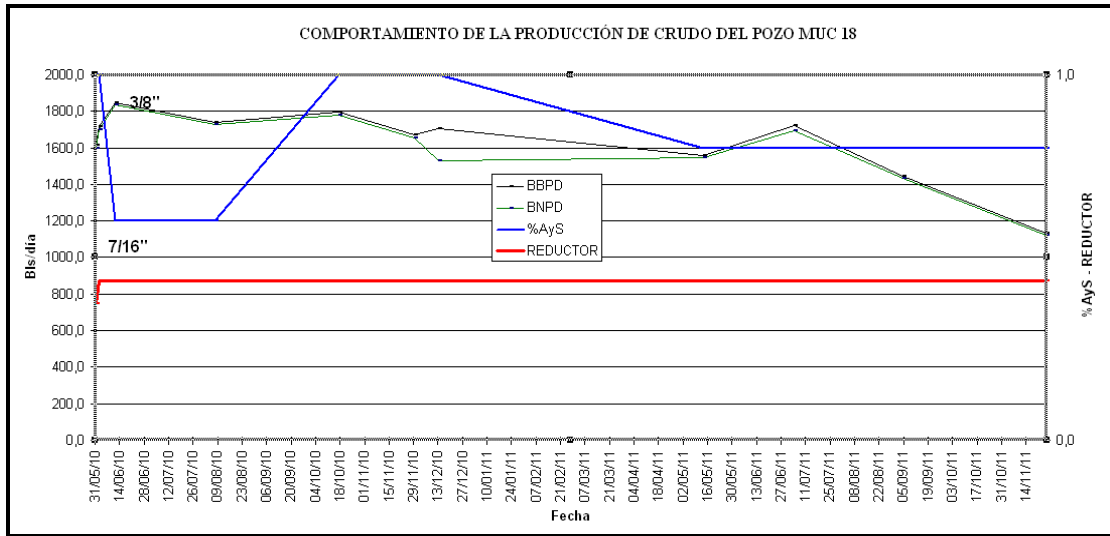
APÉNDICE C

Gráficas del comportamiento de producción de los pozos en estudio del
Yacimiento MUC-3, Campos Mulata y Santa Bárbara

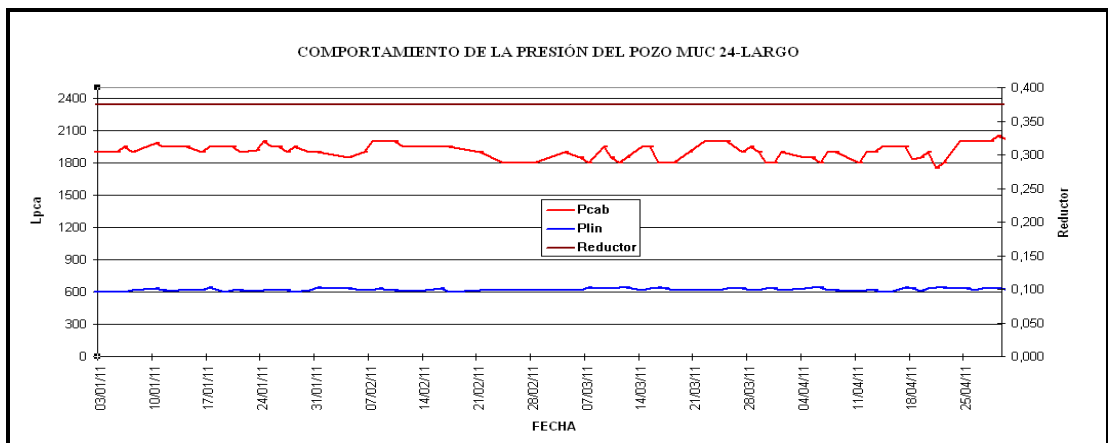
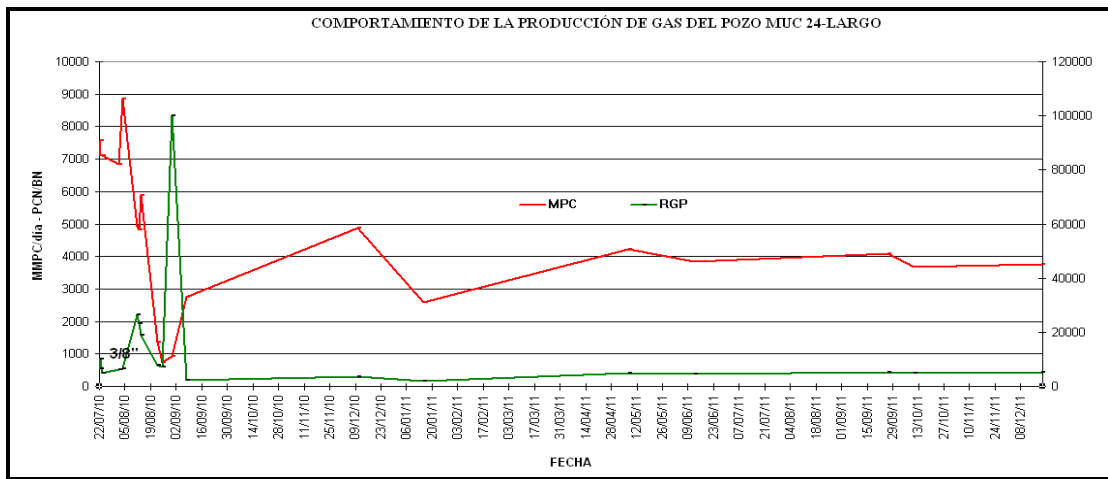
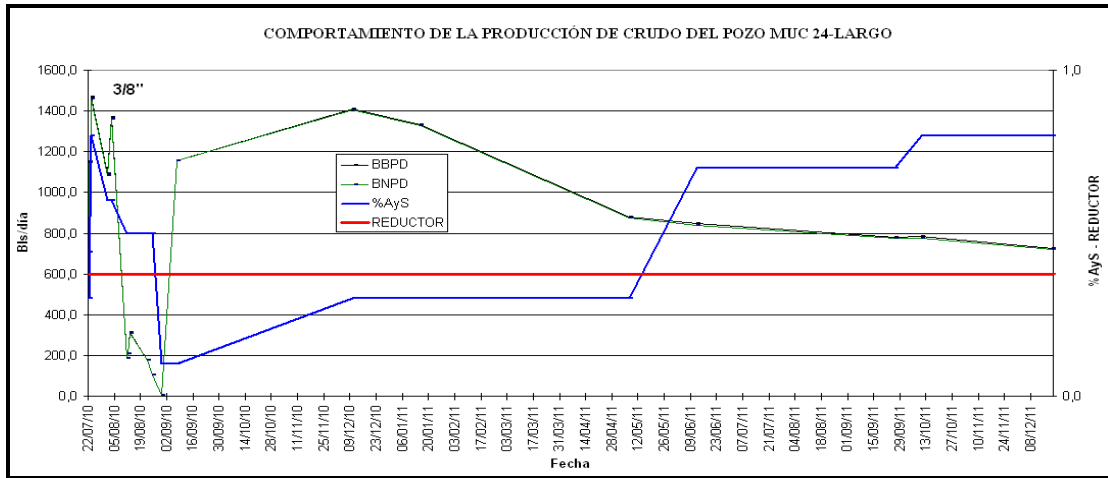
Gráficas C-1 Comportamiento de producción del pozo MUC-14



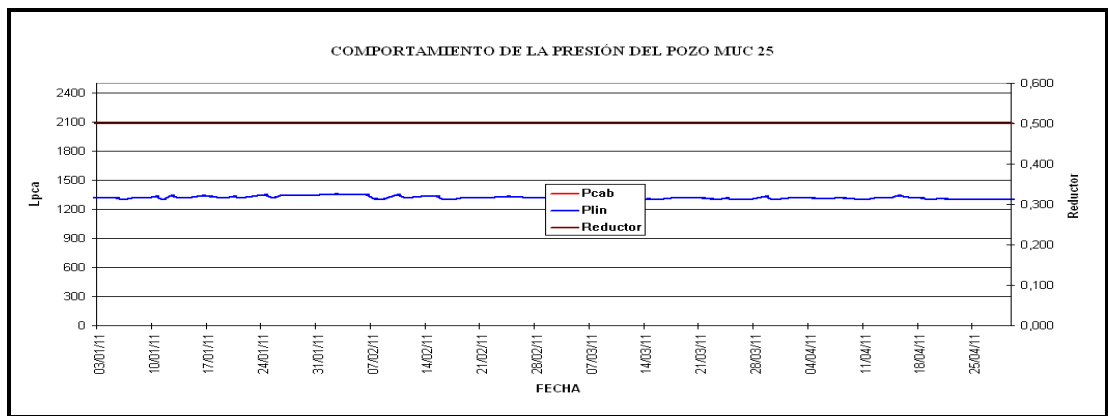
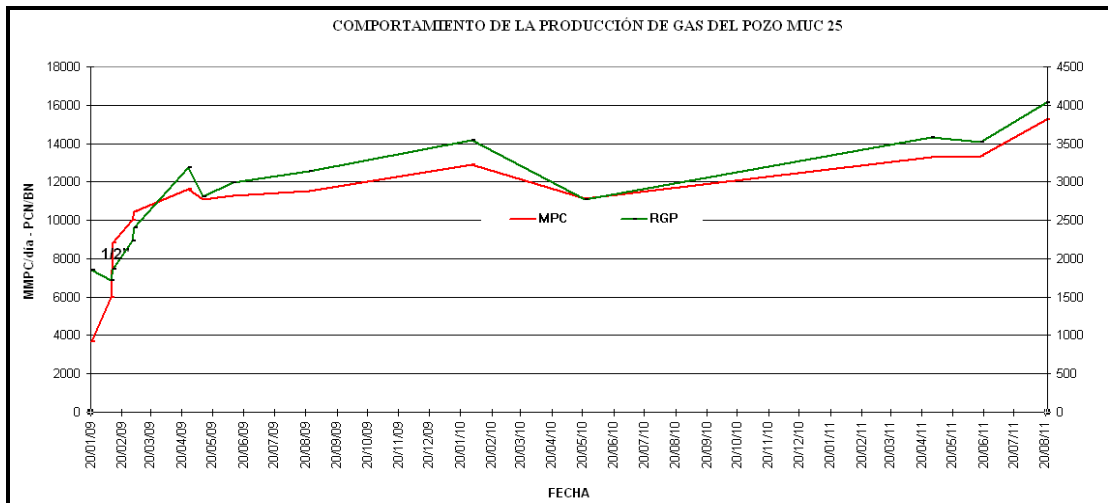
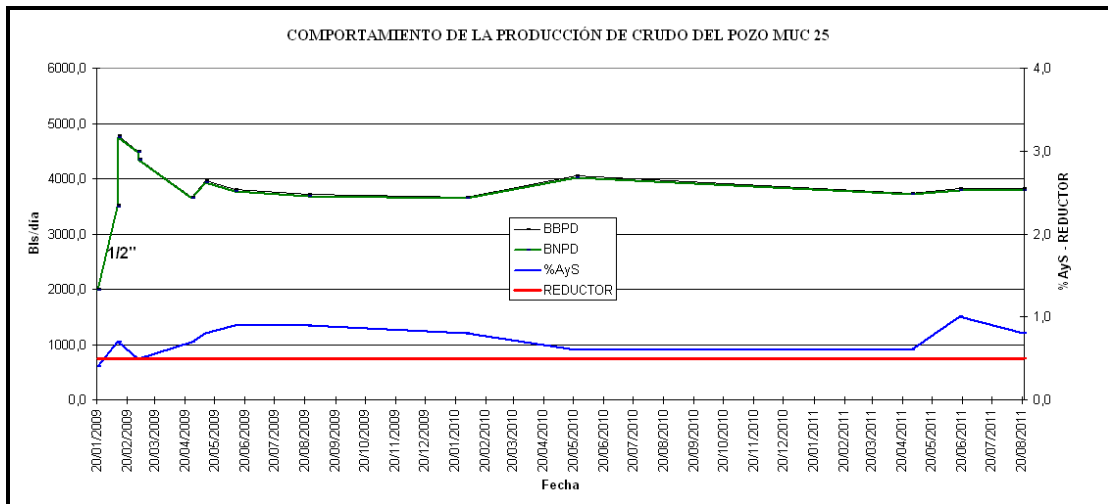
Gráficas C-2 Comportamiento de producción del pozo MUC-18



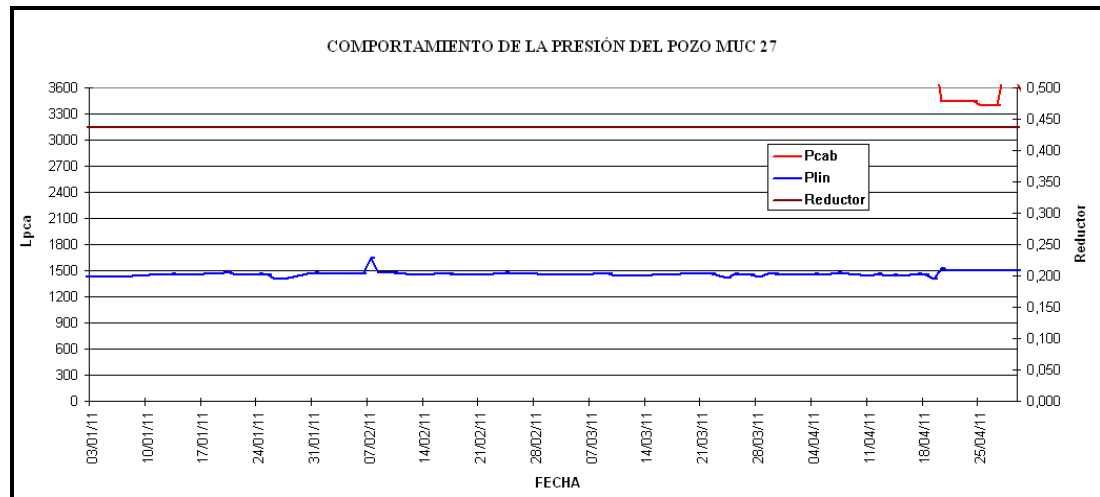
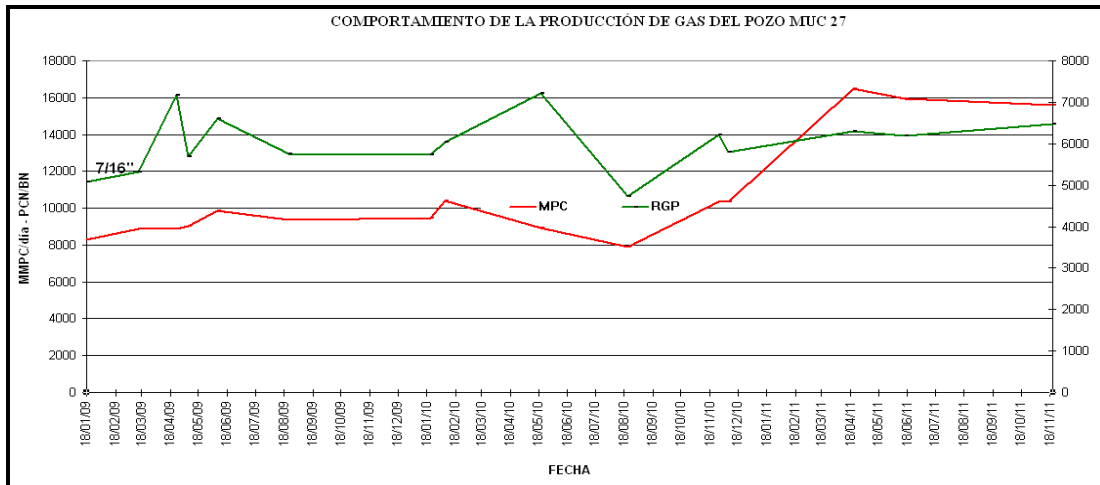
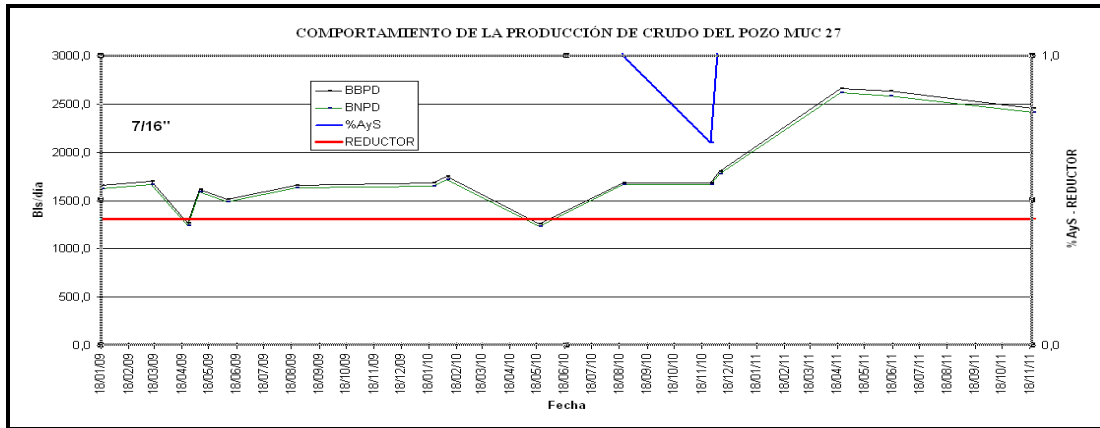
Gráficas C-3 Comportamiento de producción del pozo MUC-24



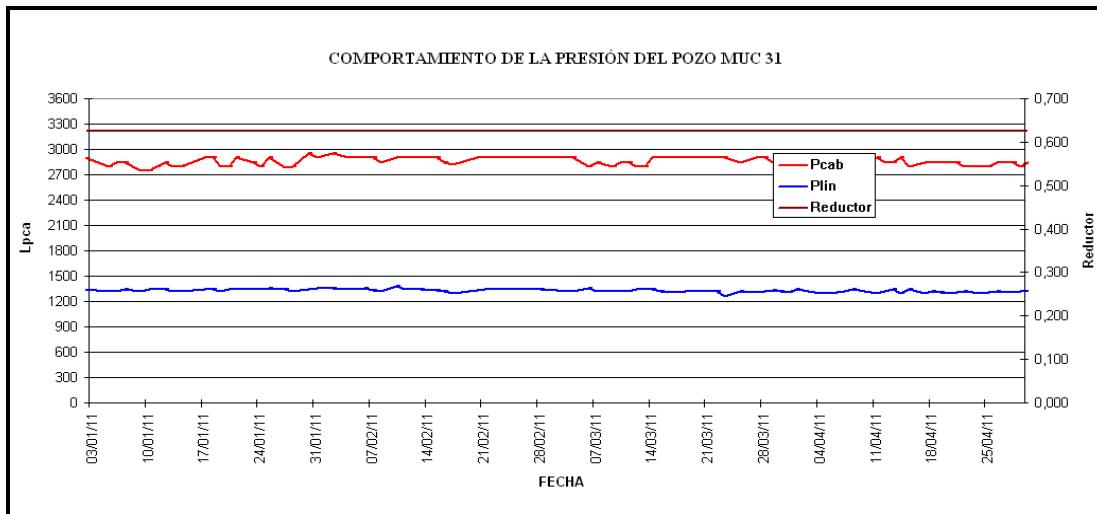
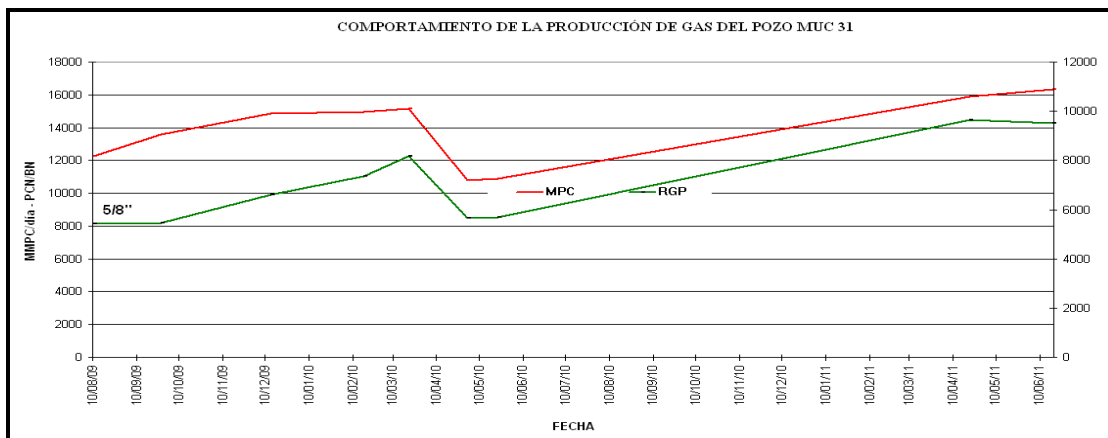
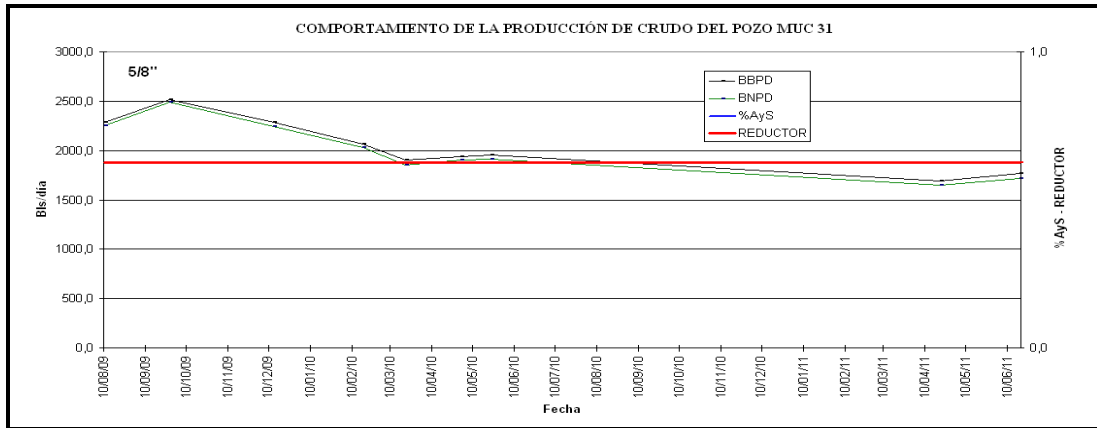
Gráficas C-4 Comportamiento de producción del pozo MUC-25



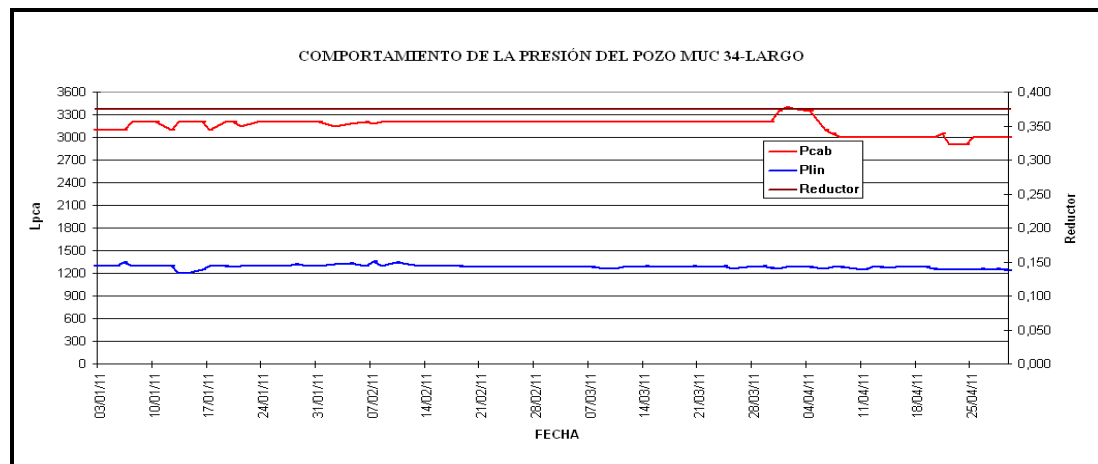
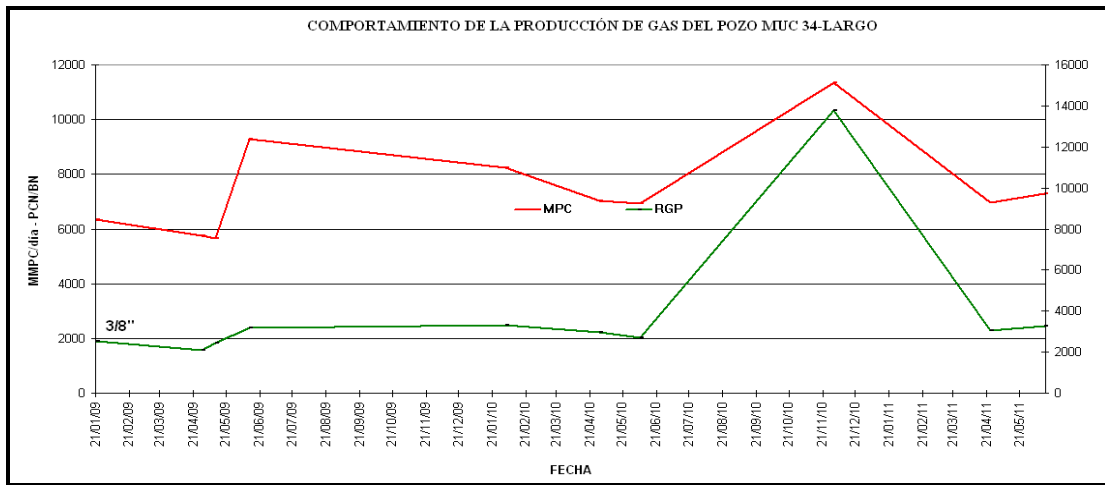
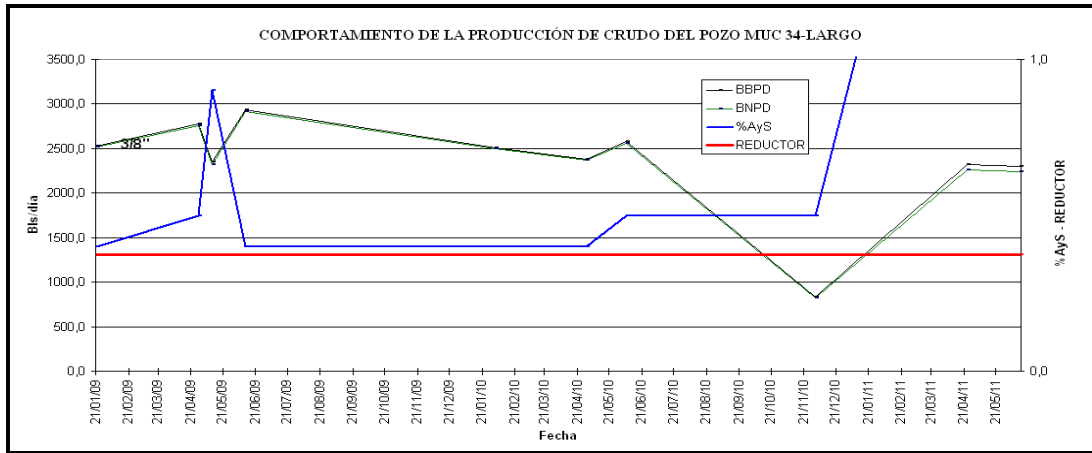
Gráficas C-5 Comportamiento de producción del pozo MUC-27



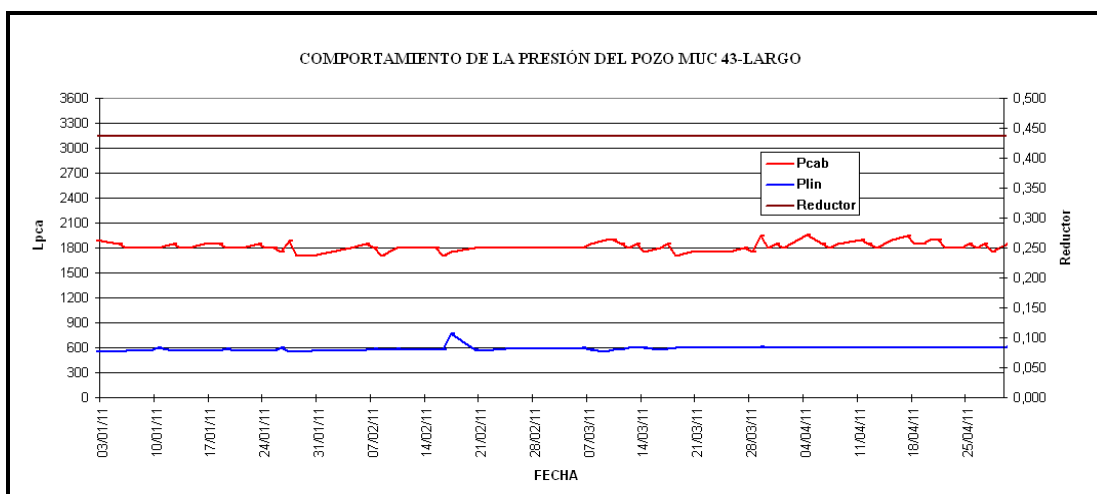
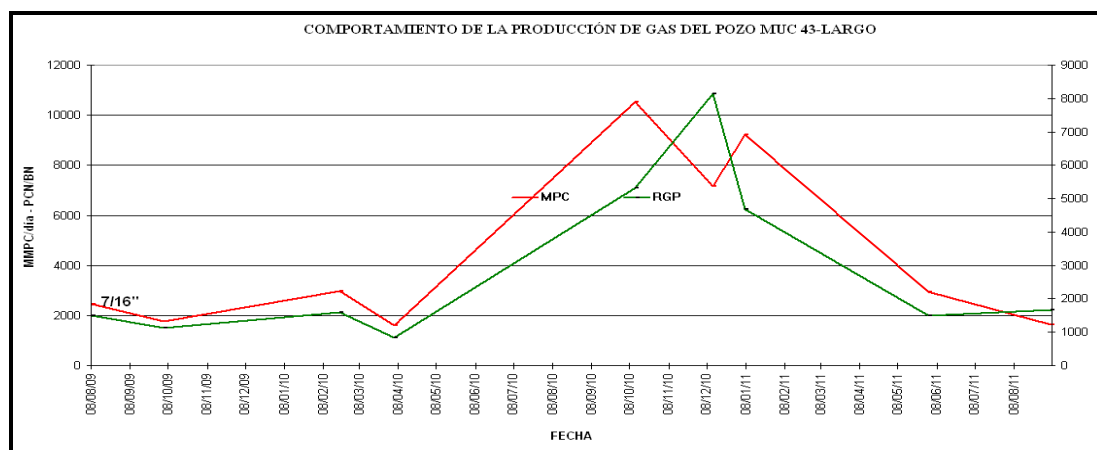
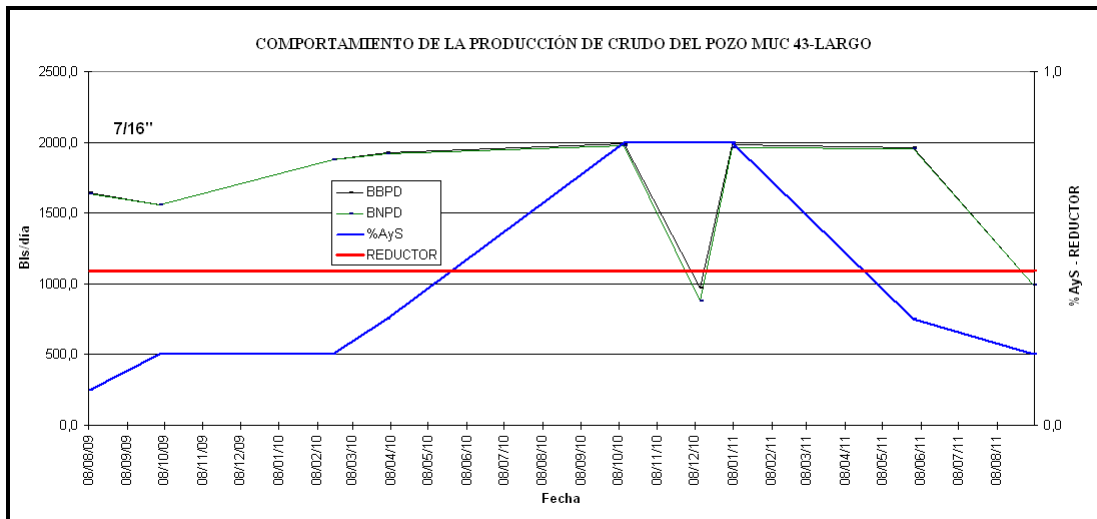
Gráficas C-6 Comportamiento de producción del pozo MUC-31



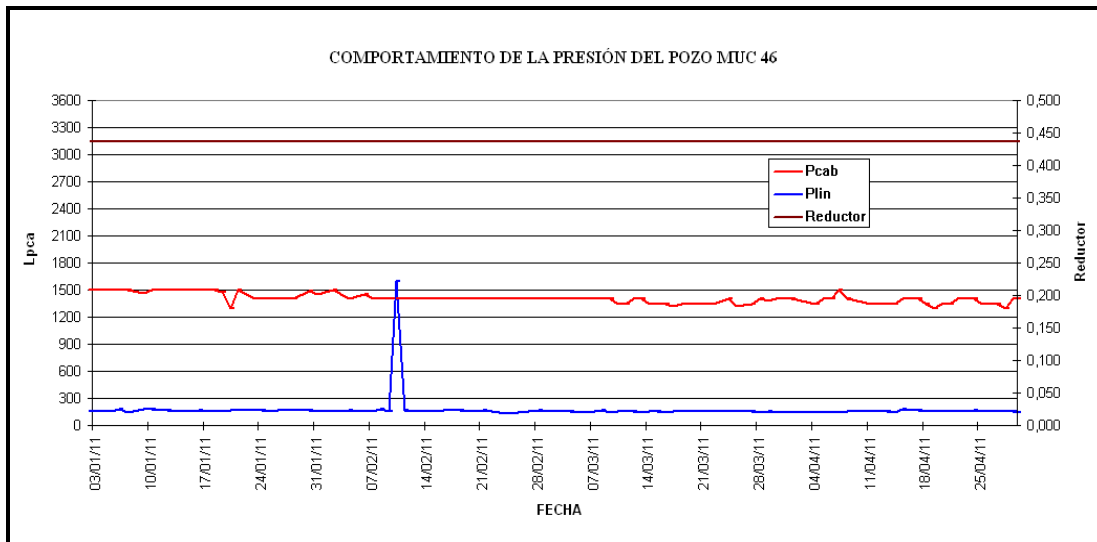
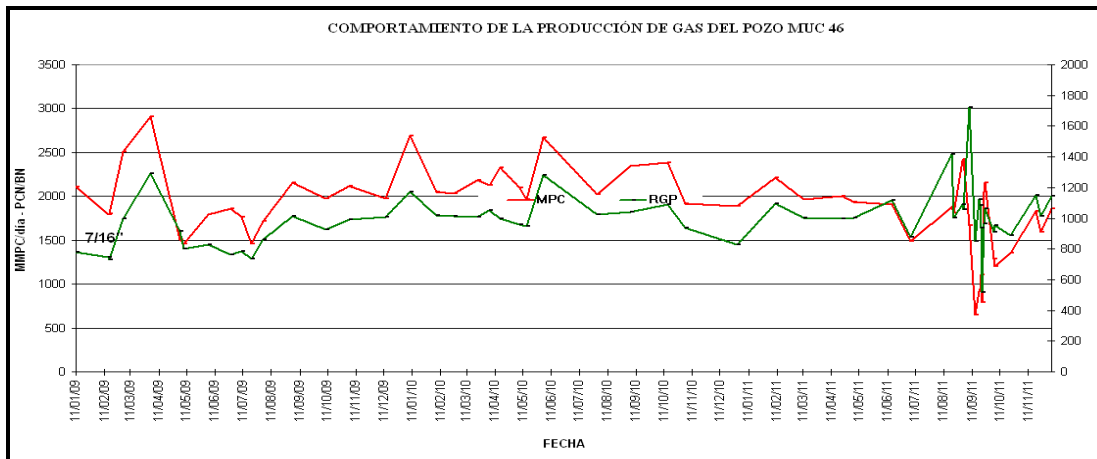
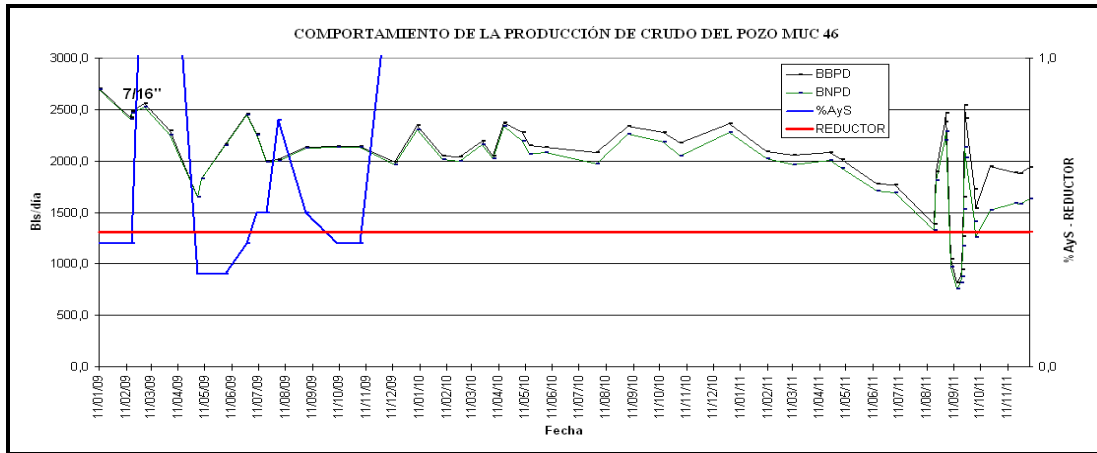
Gráficas C-7 Comportamiento de producción del pozo MUC-34



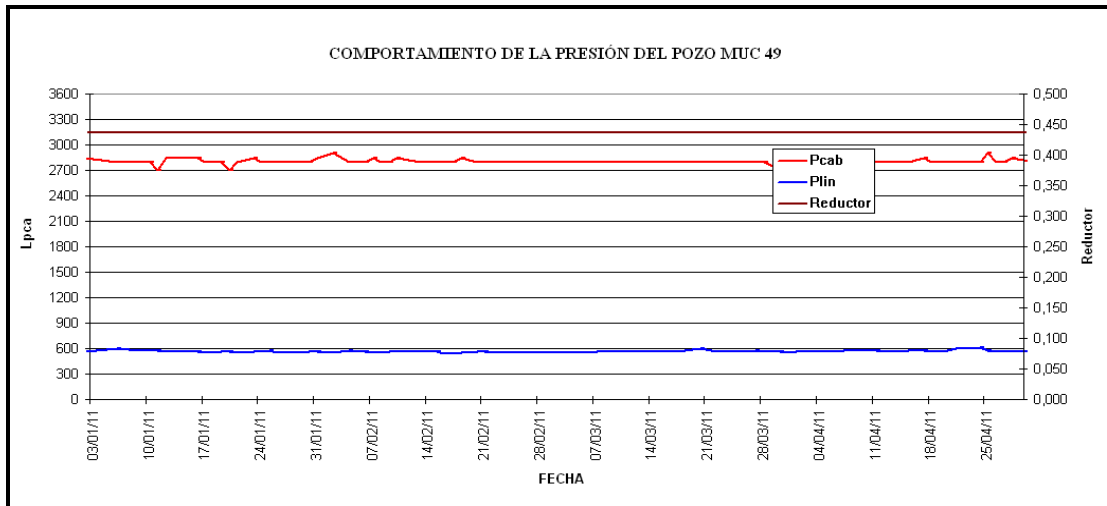
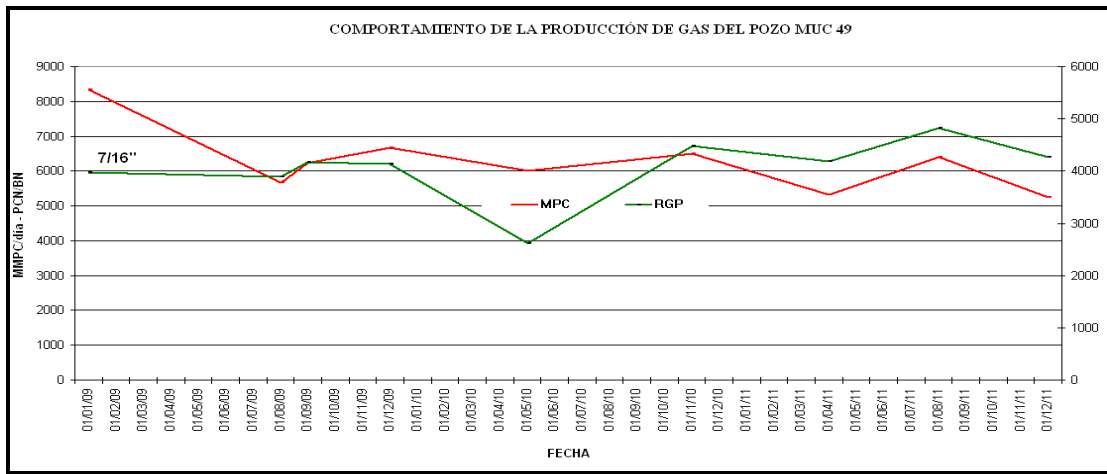
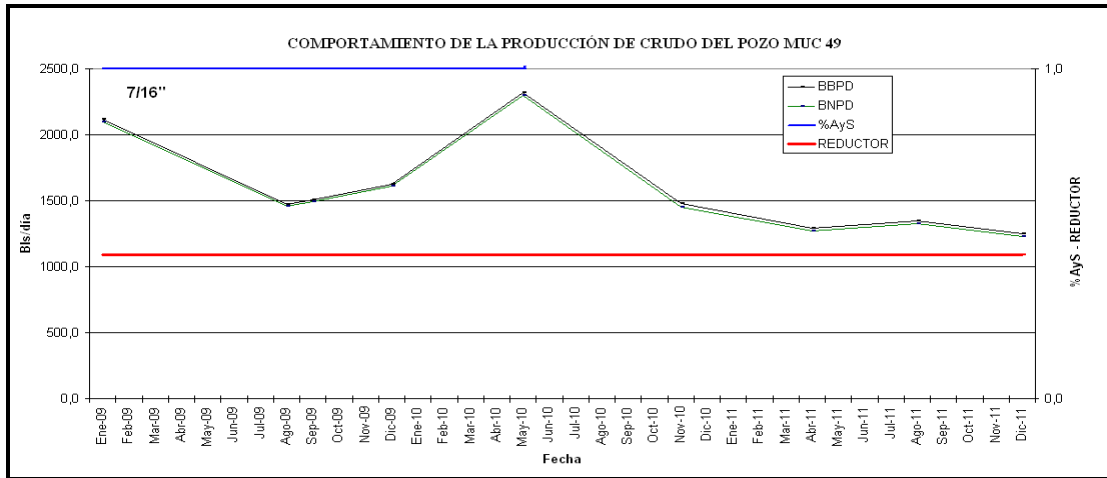
Gráficas C-8 Comportamiento de producción del pozo MUC-43



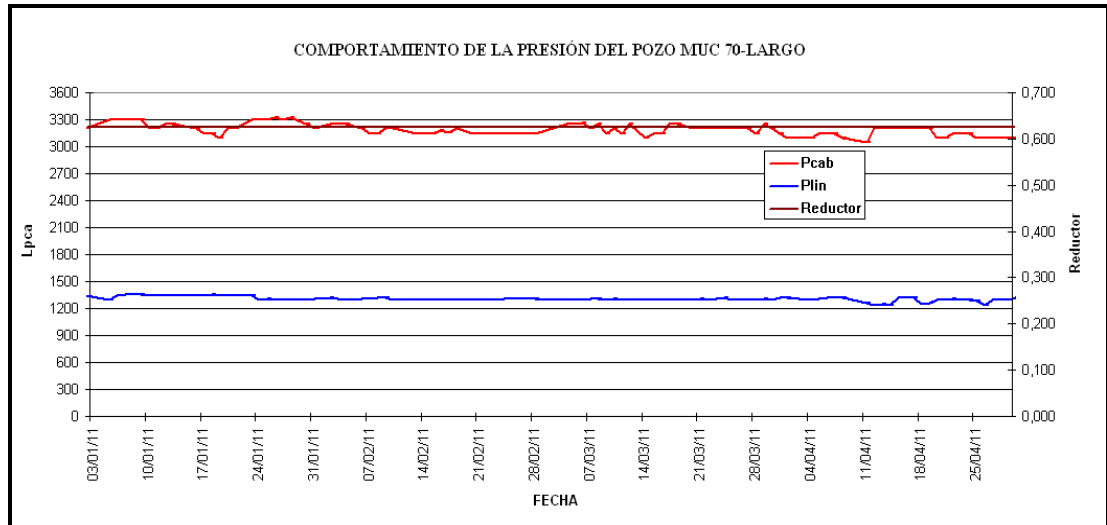
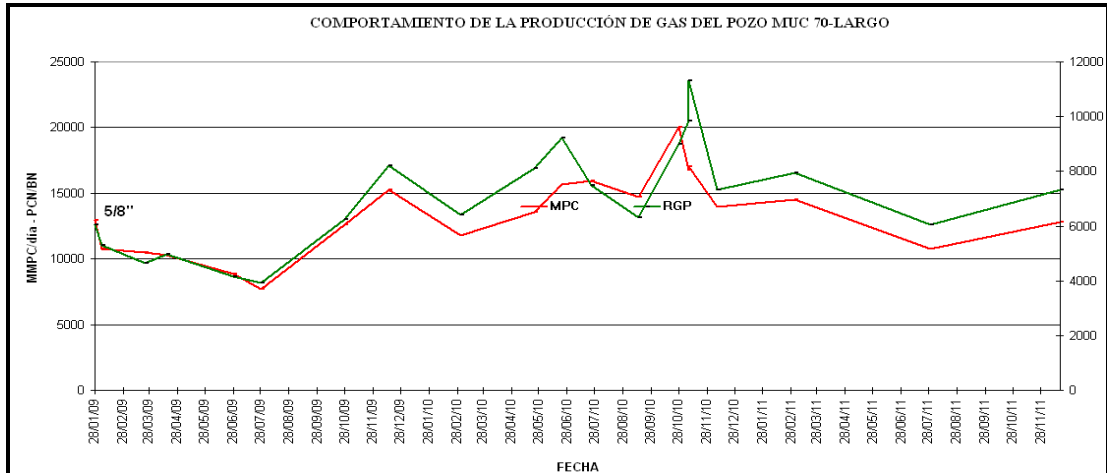
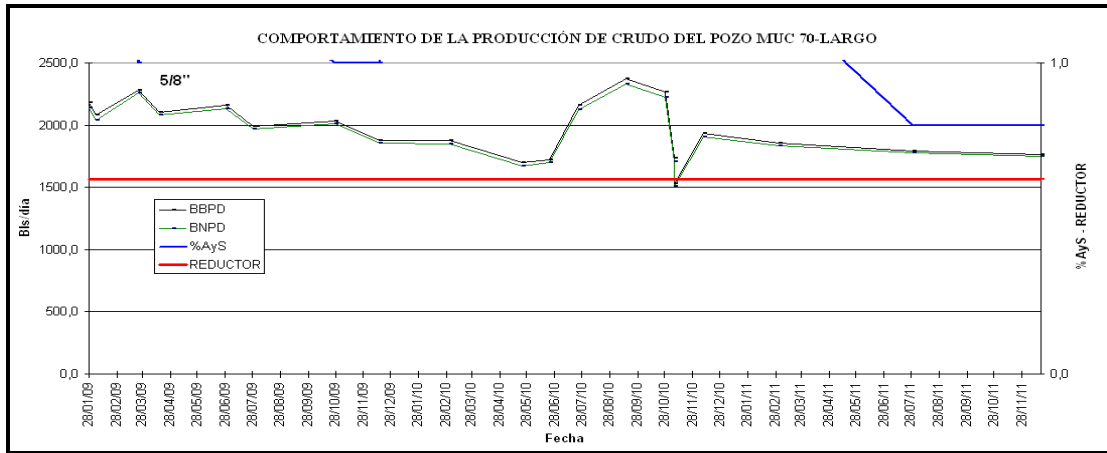
Gráficas C-9 Comportamiento de producción del pozo MUC-46



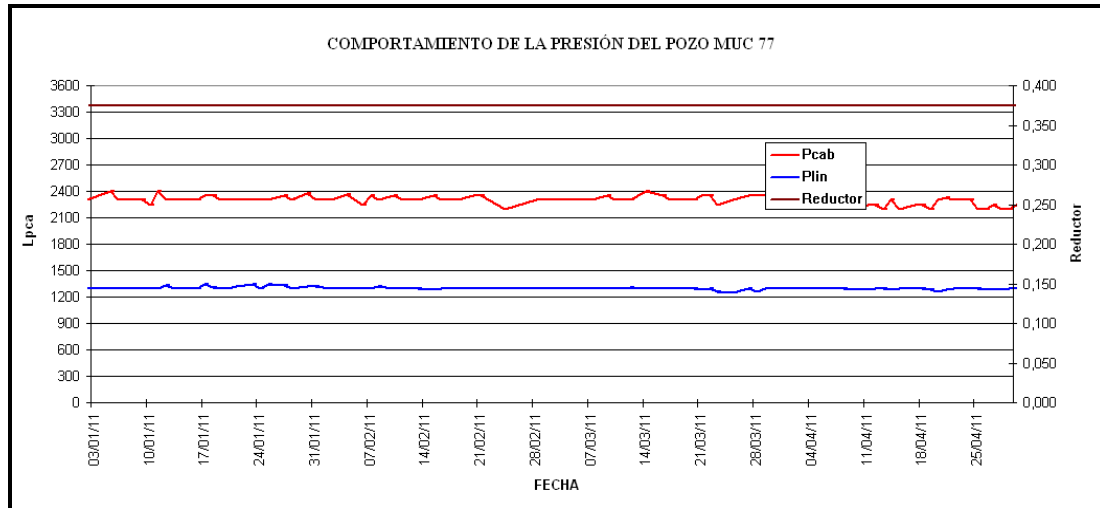
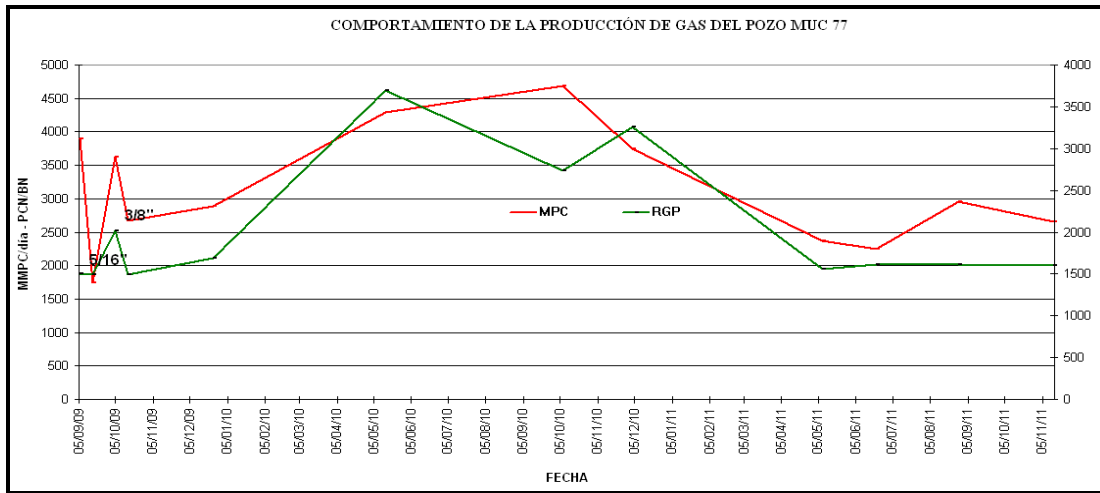
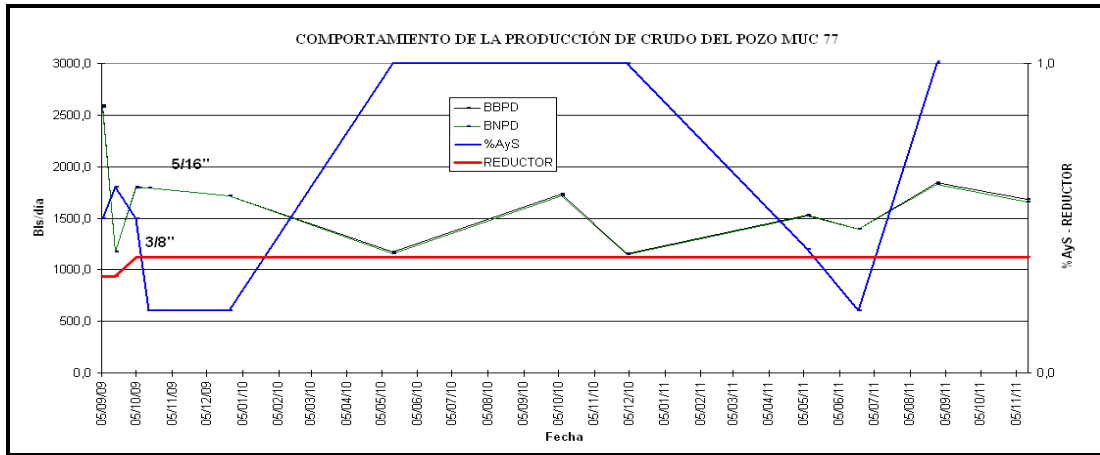
Gráficas C-10 Comportamiento de producción del pozo MUC-49



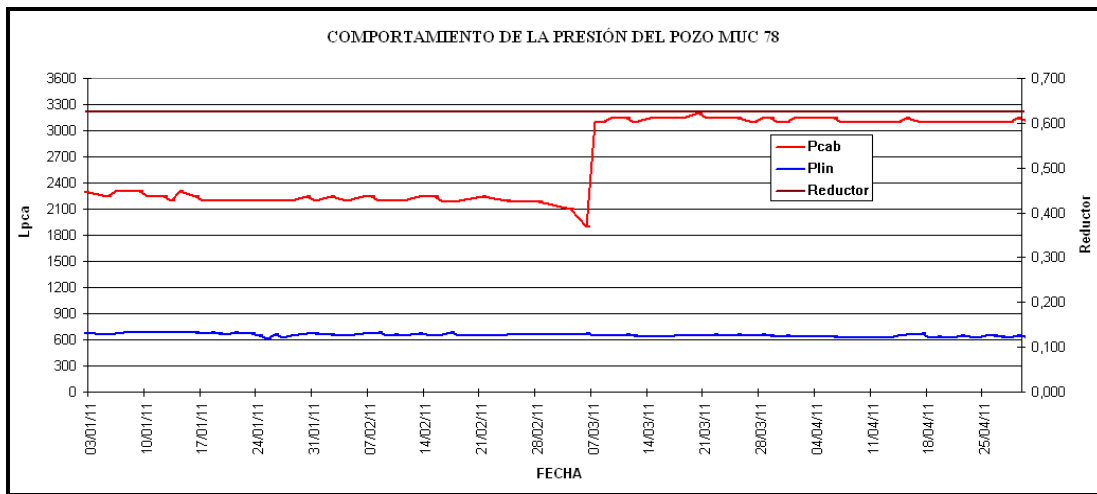
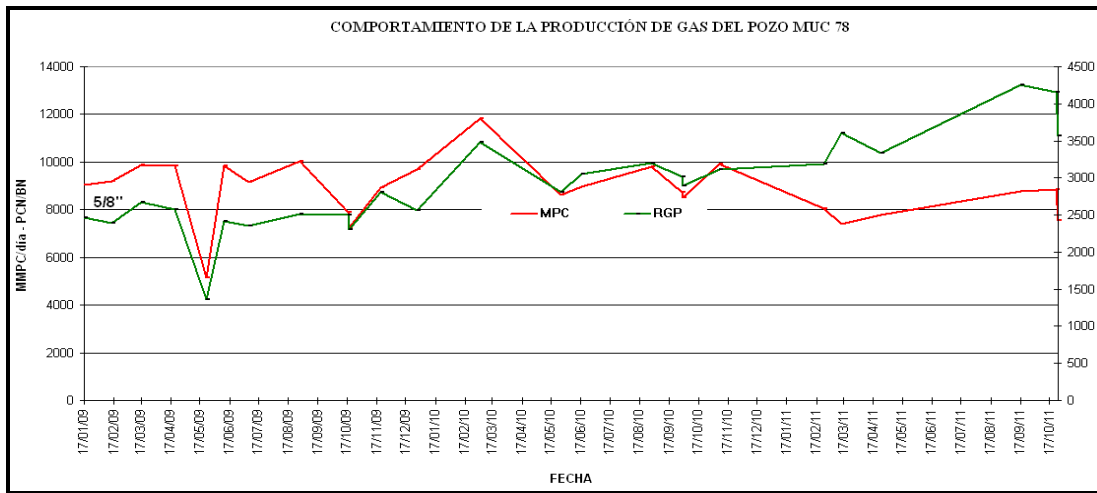
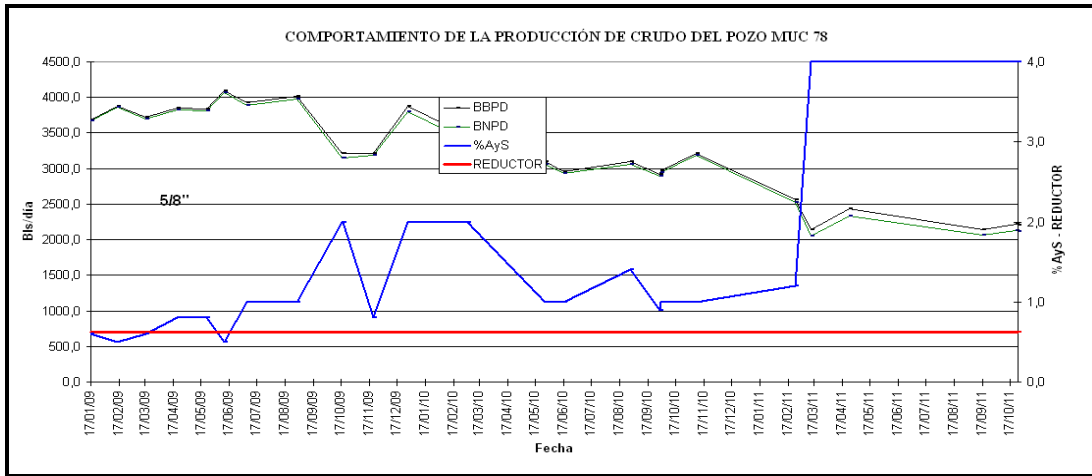
Gráficas C-11 Comportamiento de producción del pozo MUC-70



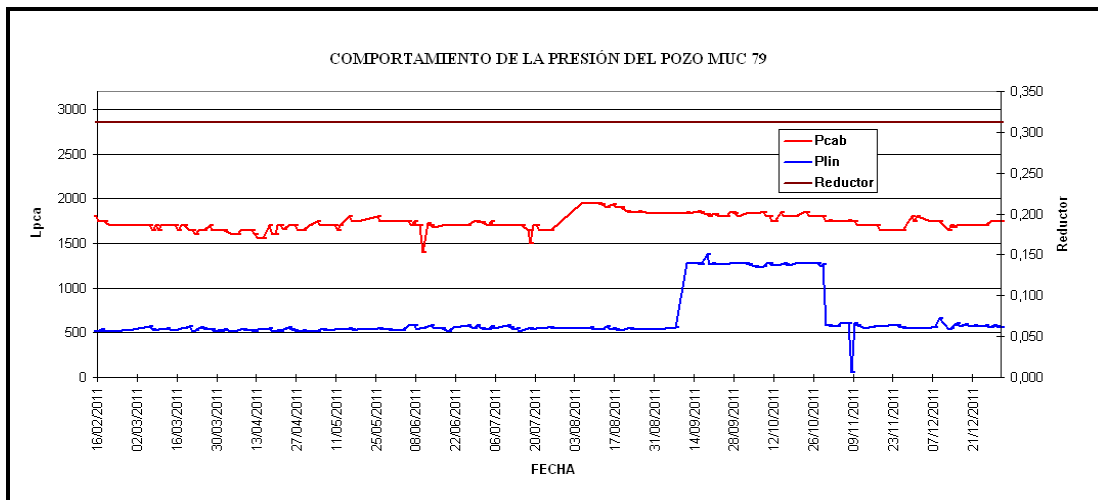
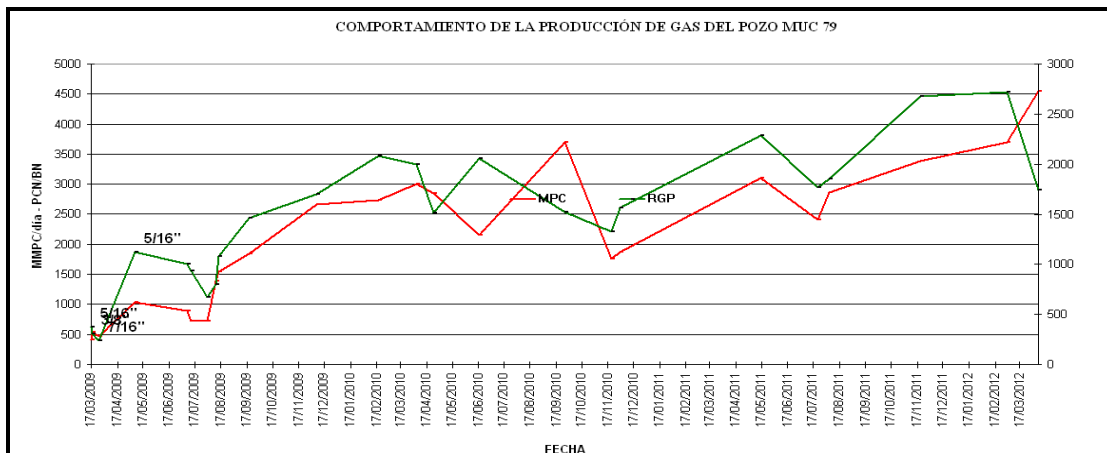
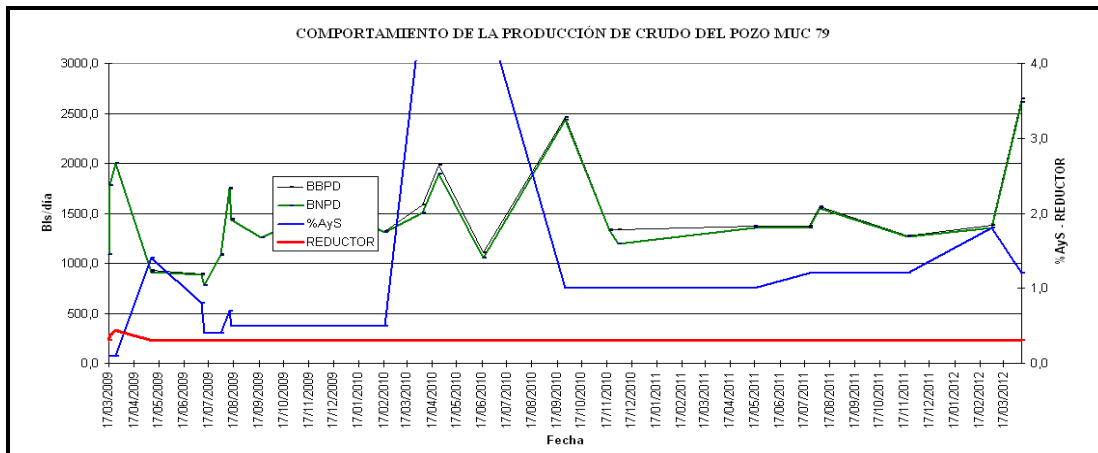
Gráficas C-12 Comportamiento de producción del pozo MUC-77



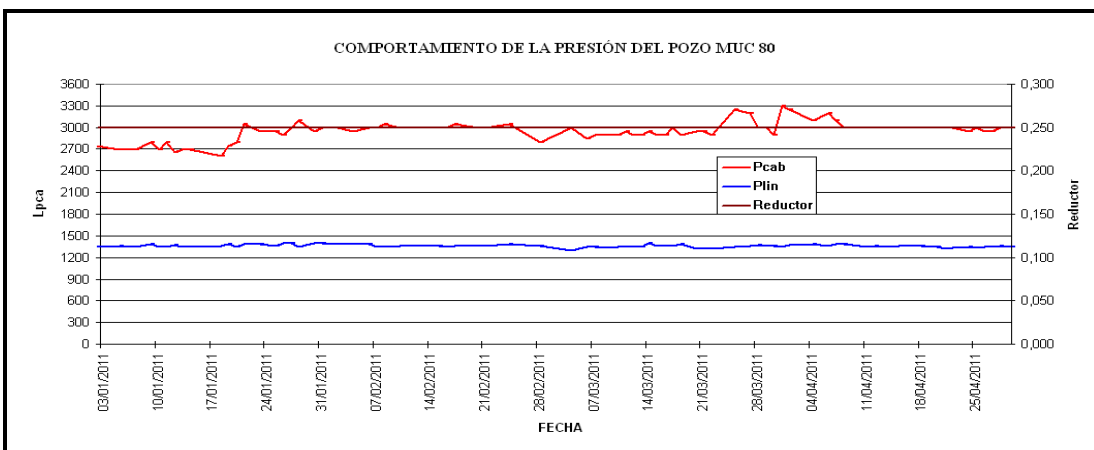
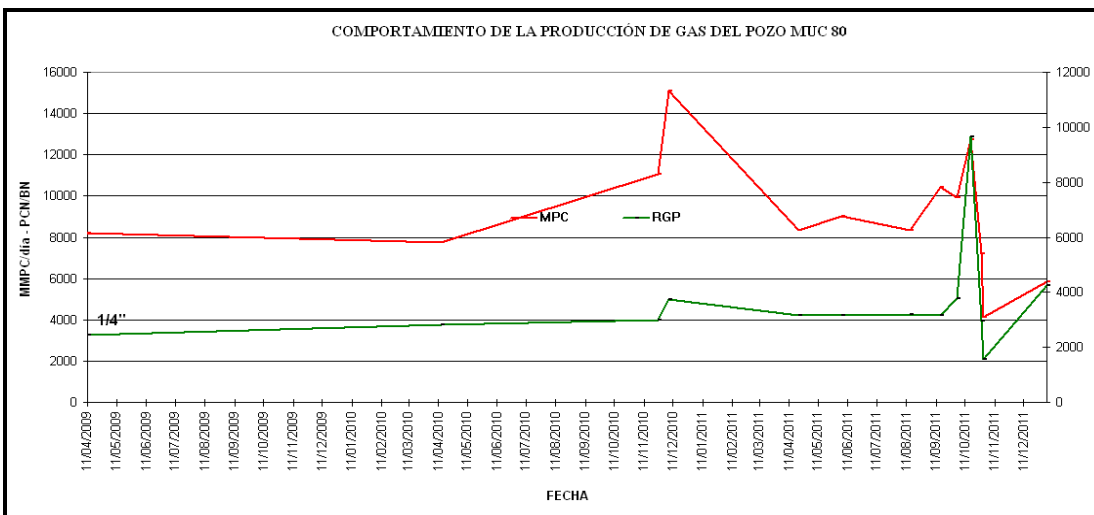
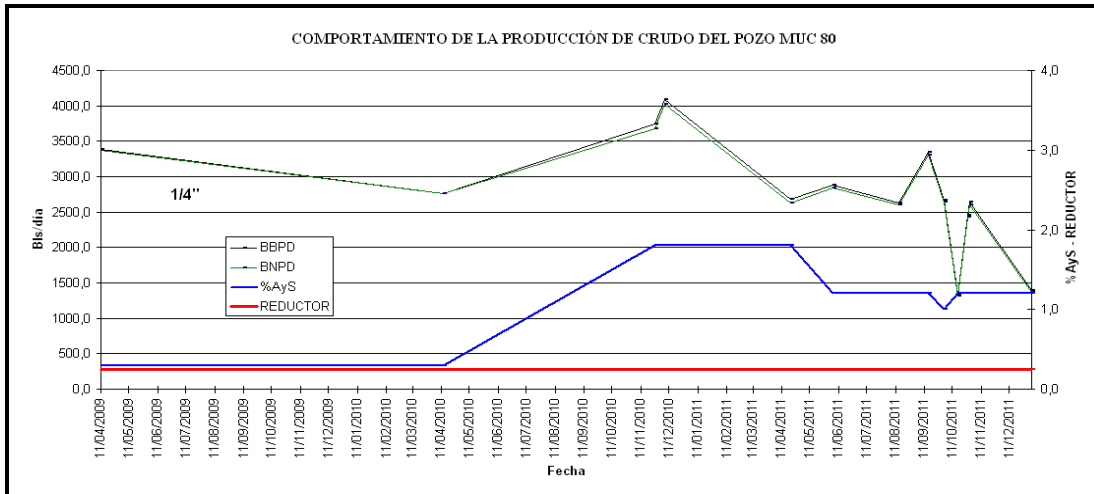
Gráficas C-13 Comportamiento de producción del pozo MUC-78



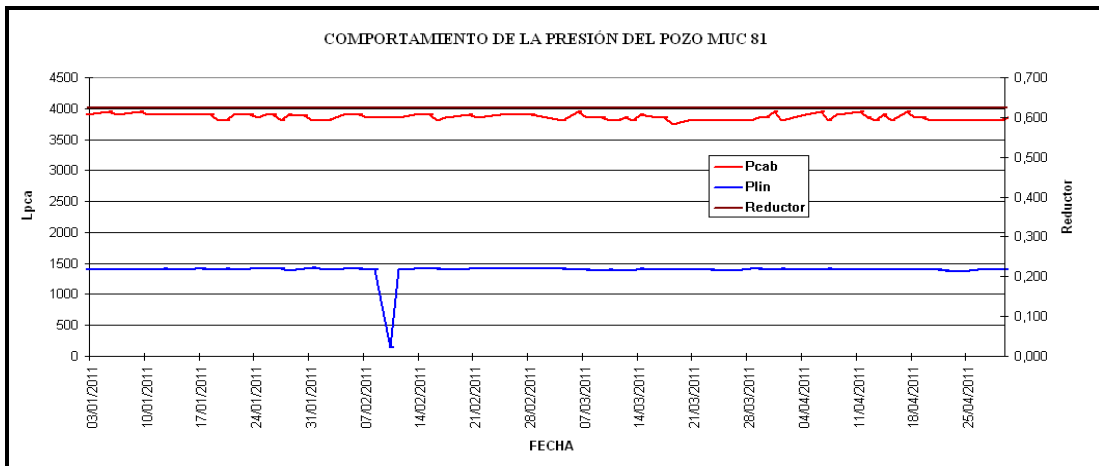
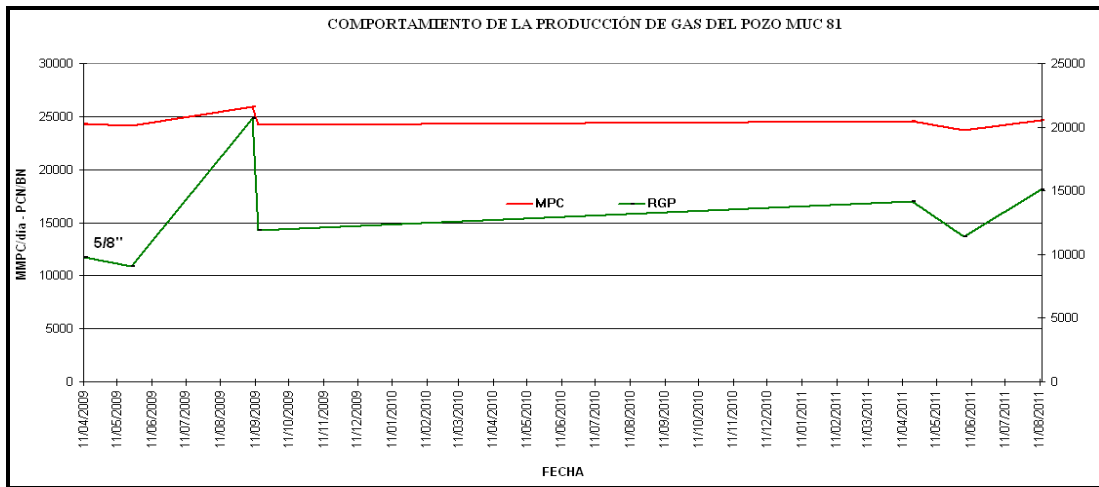
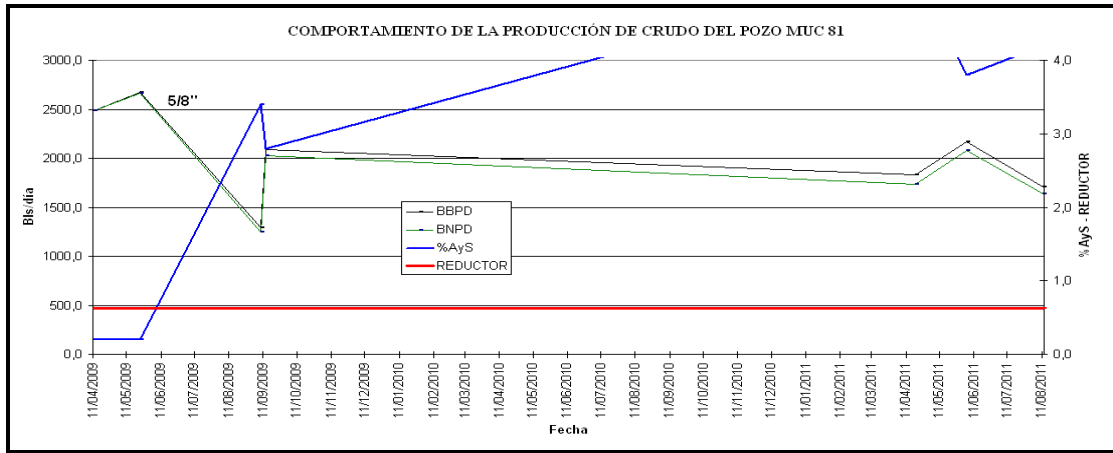
Gráficas C-14 Comportamiento de producción del pozo MUC-79



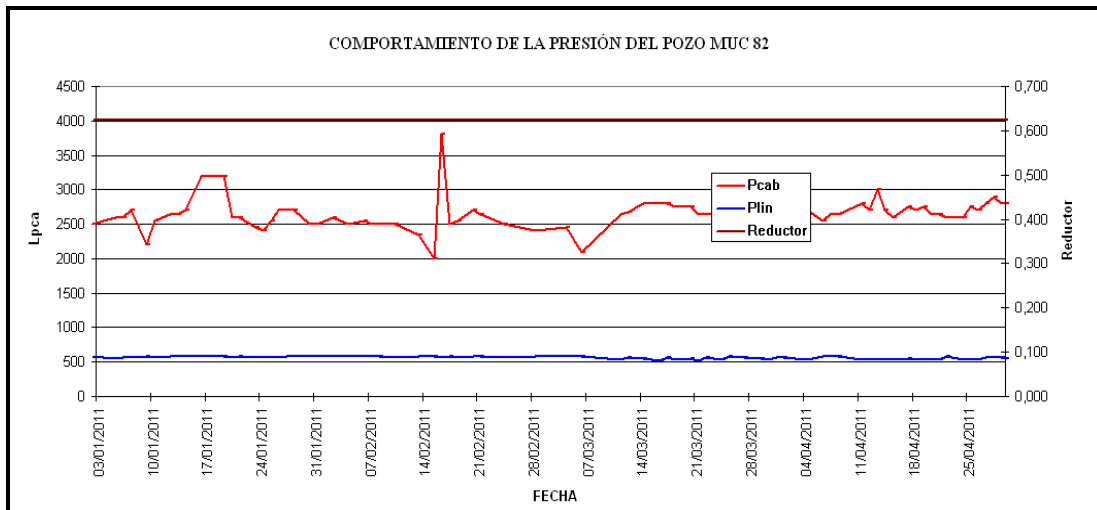
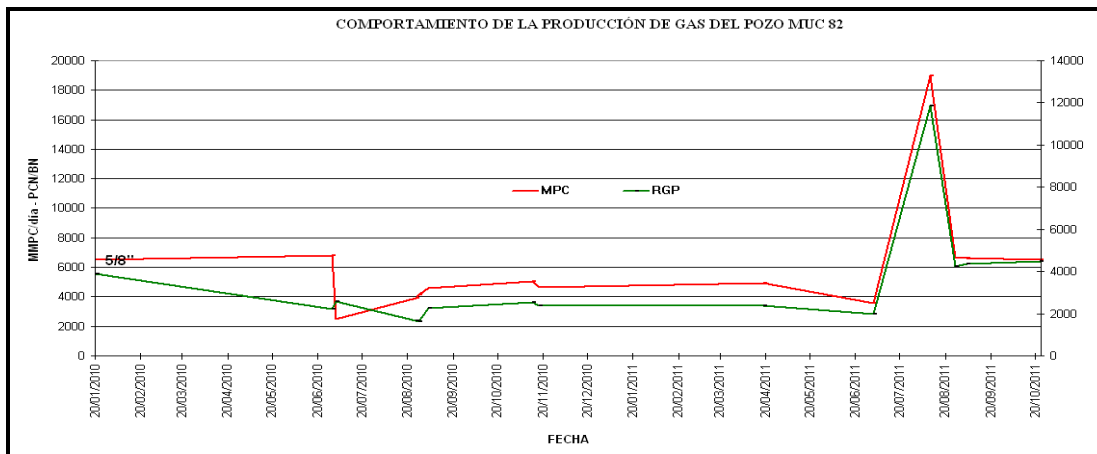
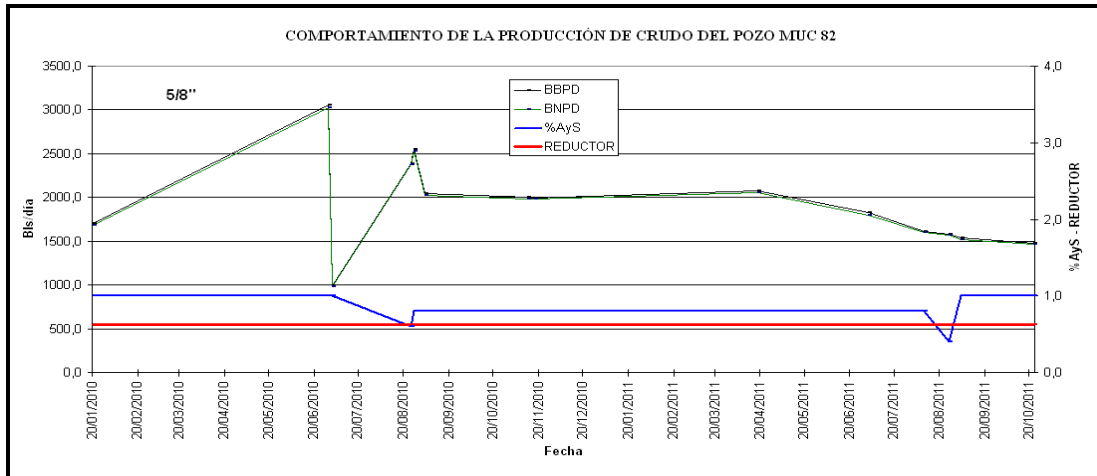
Gráficas C-15 Comportamiento de producción del pozo MUC-80



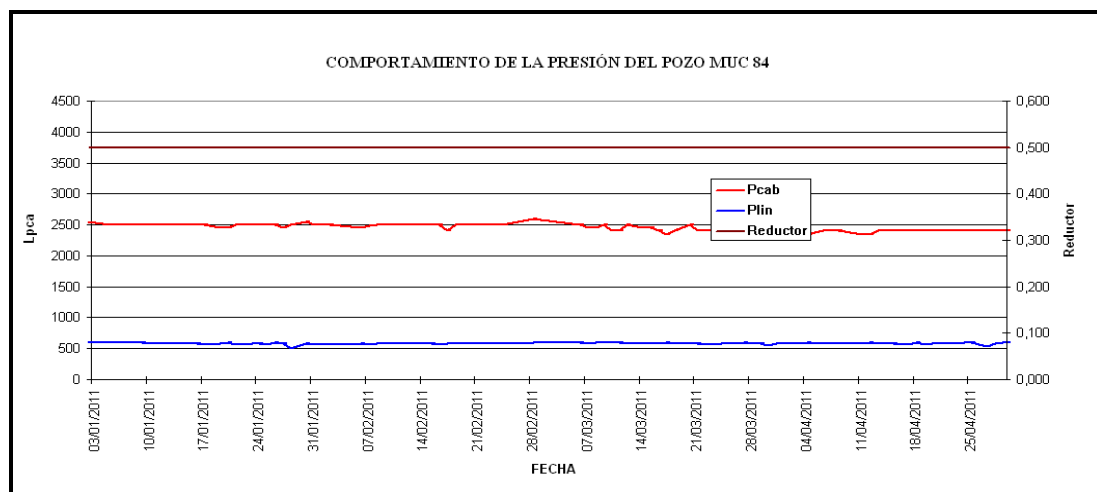
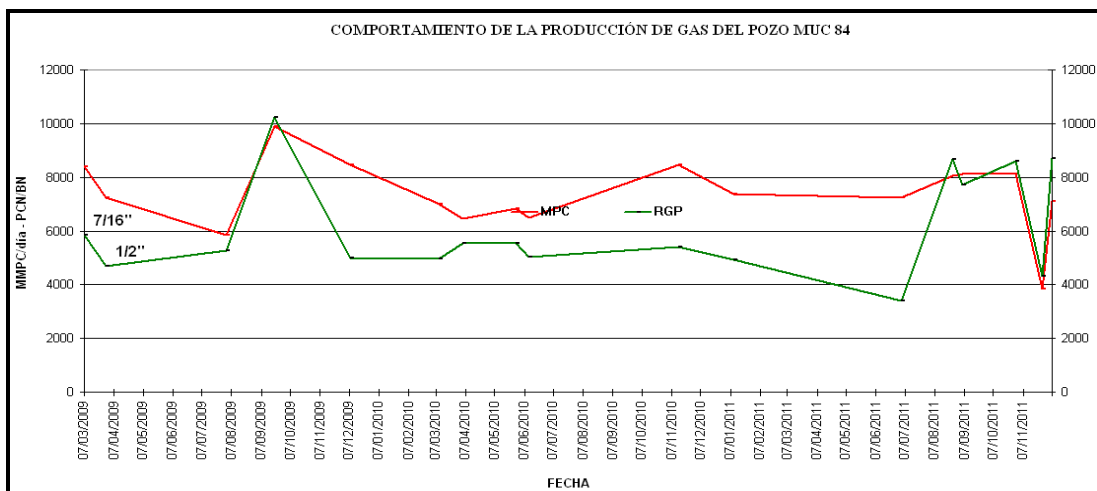
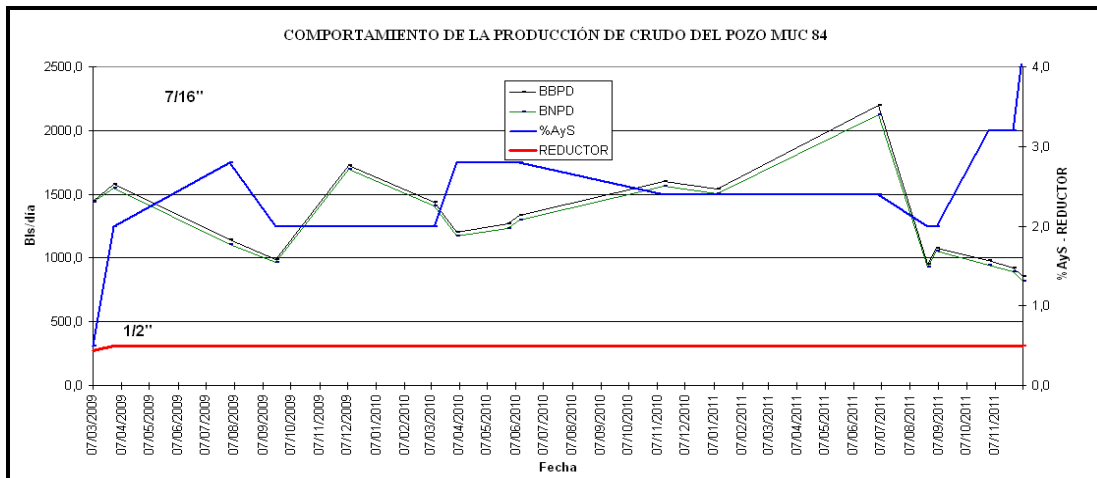
Gráficas C-16 Comportamiento de producción del pozo MUC-81



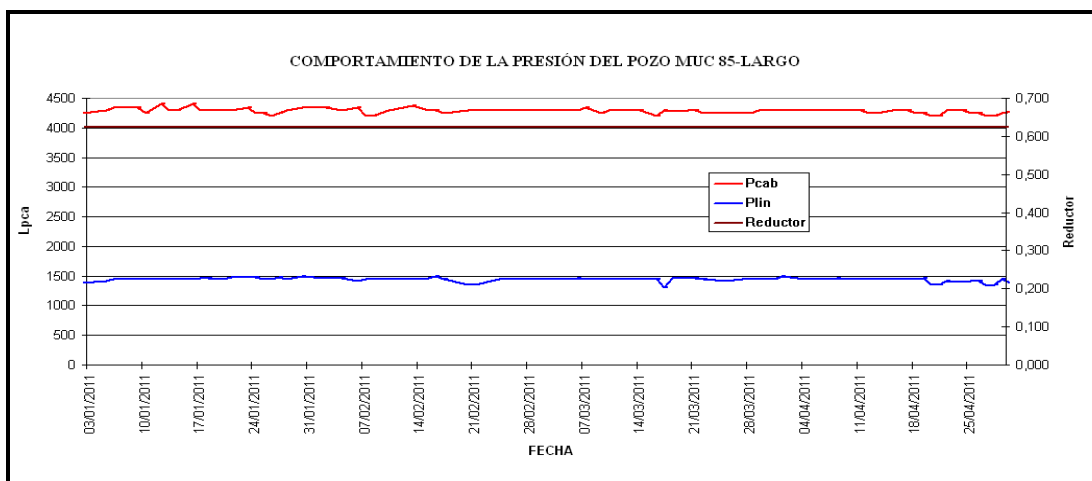
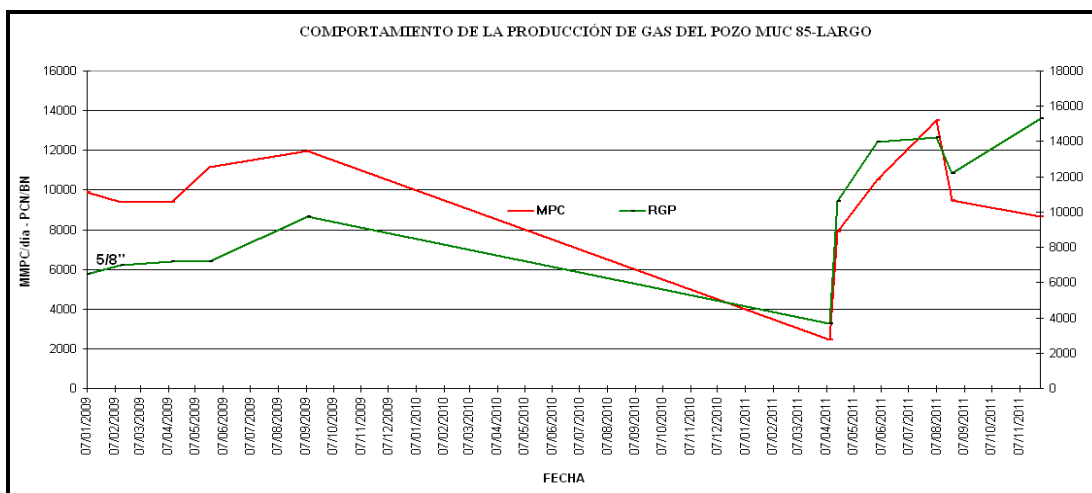
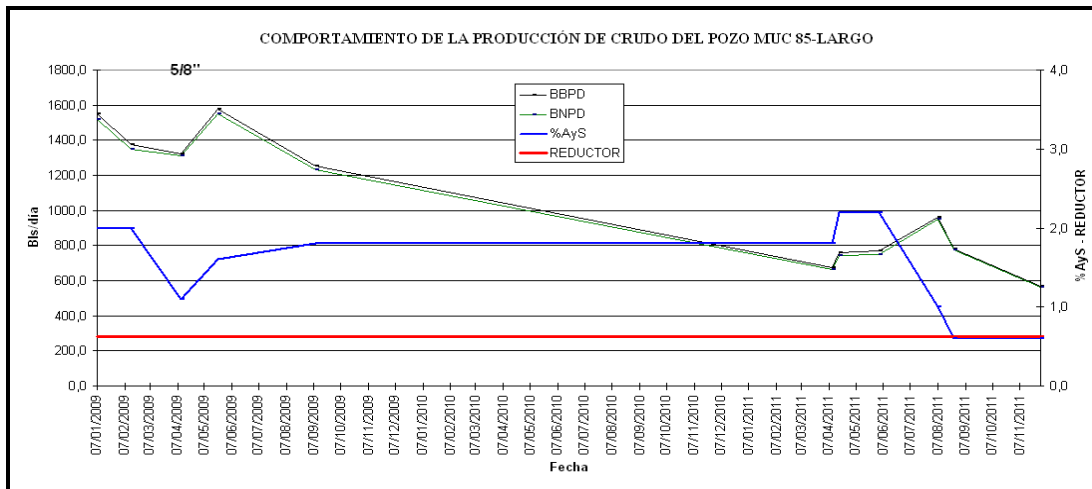
Gráficas C-17 Comportamiento de producción del pozo MUC-82



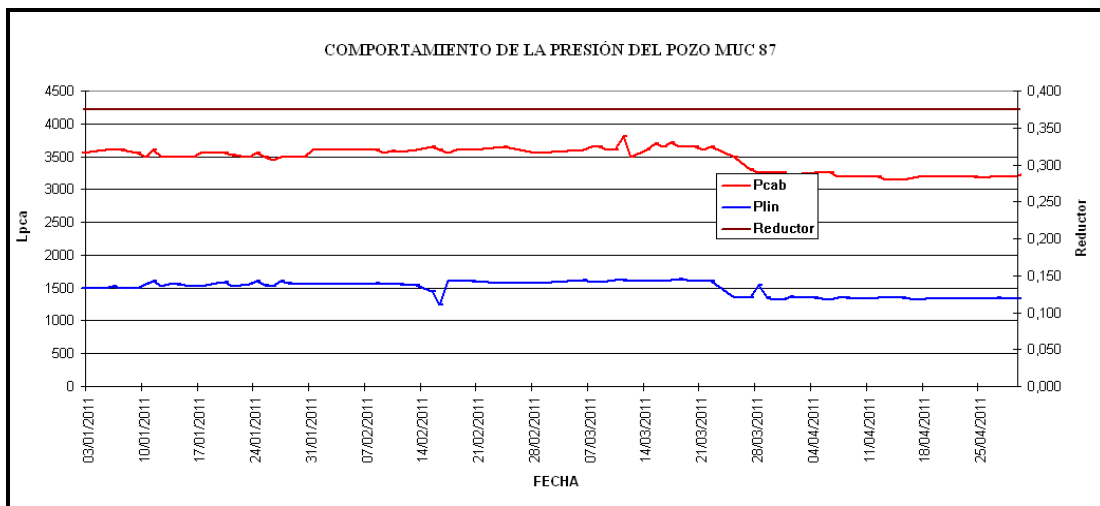
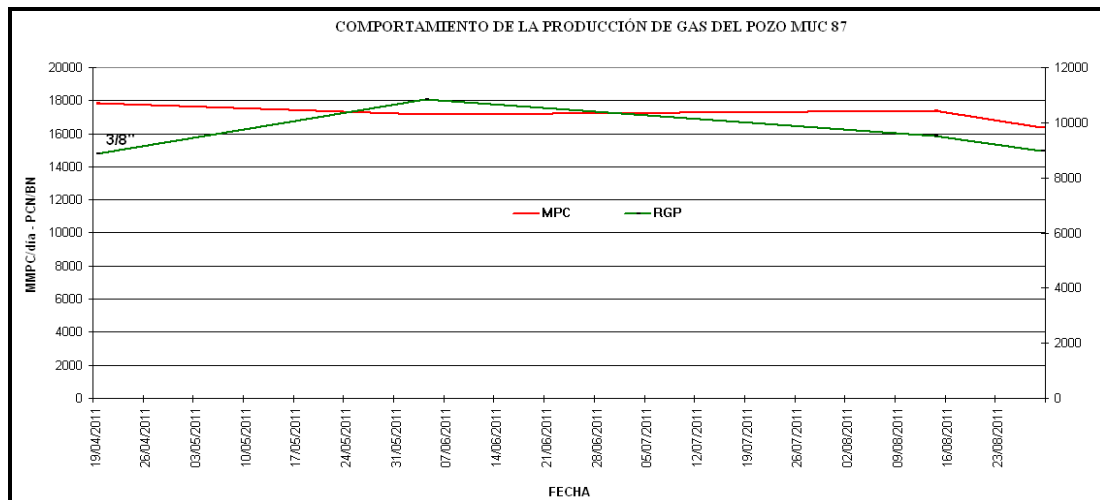
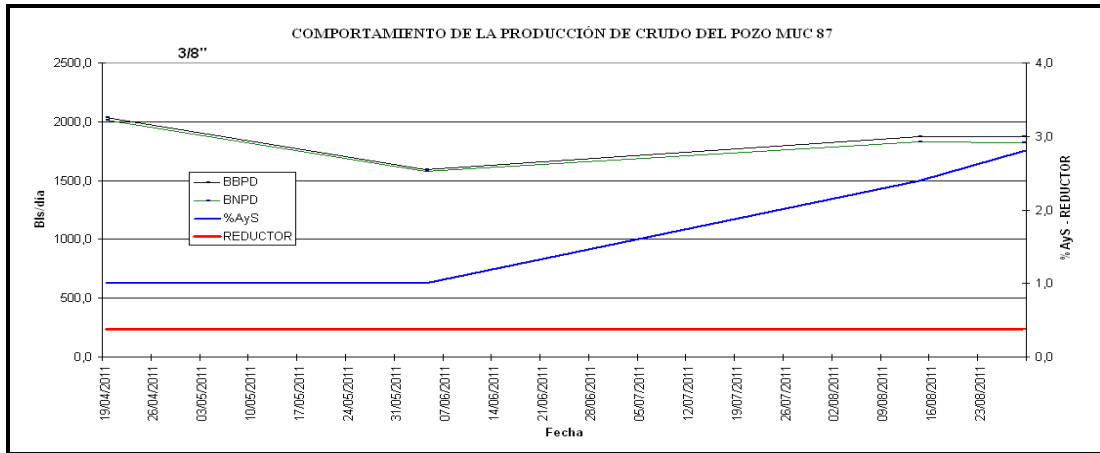
Gráficas C-18 Comportamiento de producción del pozo MUC-84



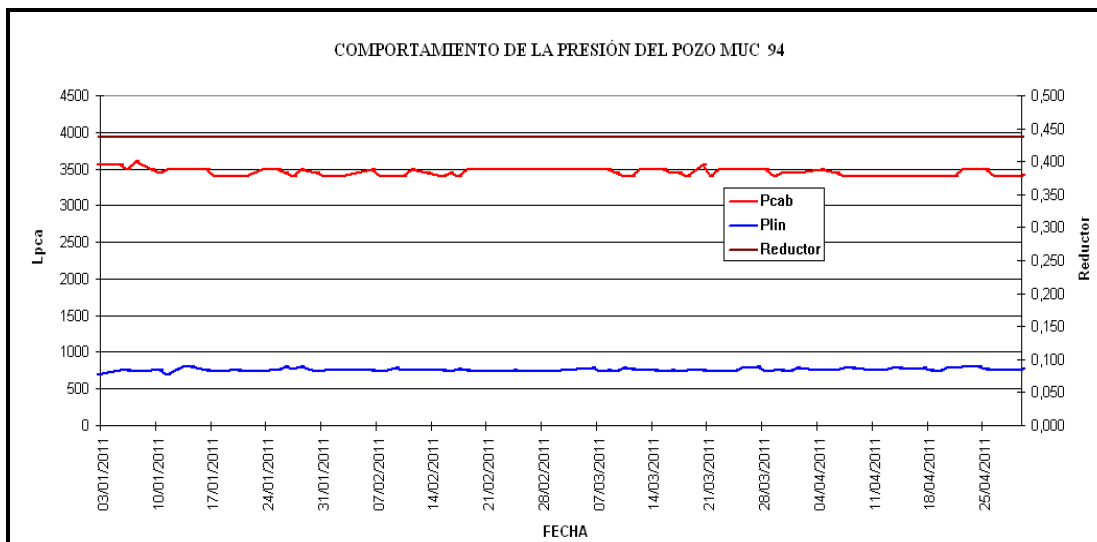
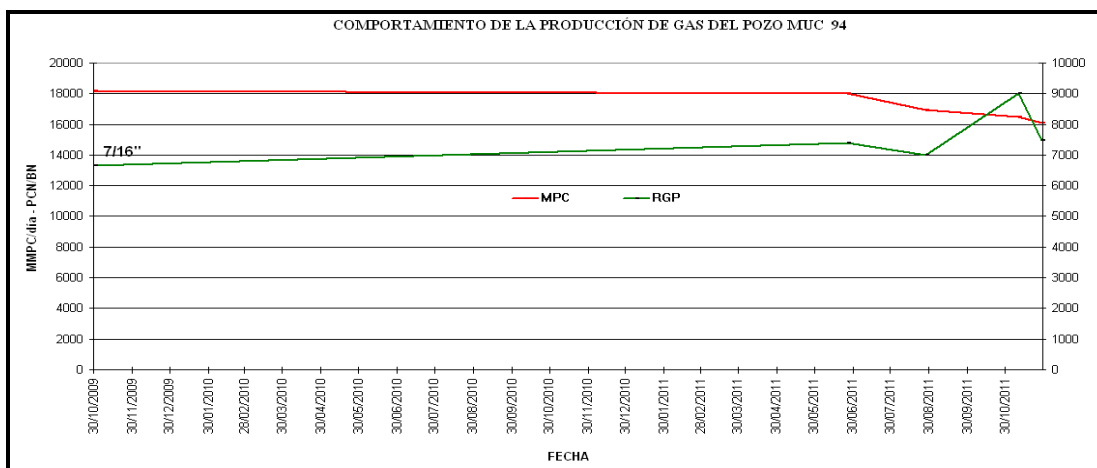
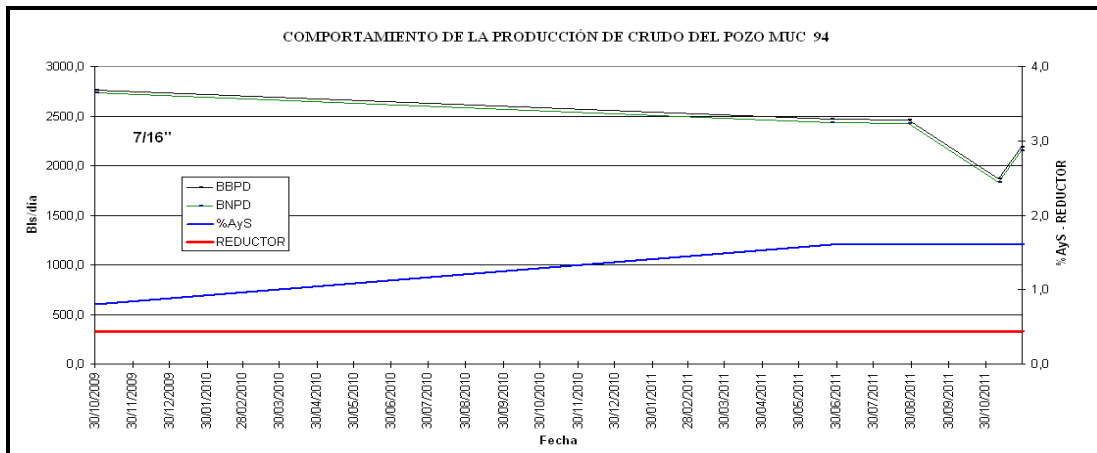
Gráficas C-19 Comportamiento de producción del pozo MUC-85



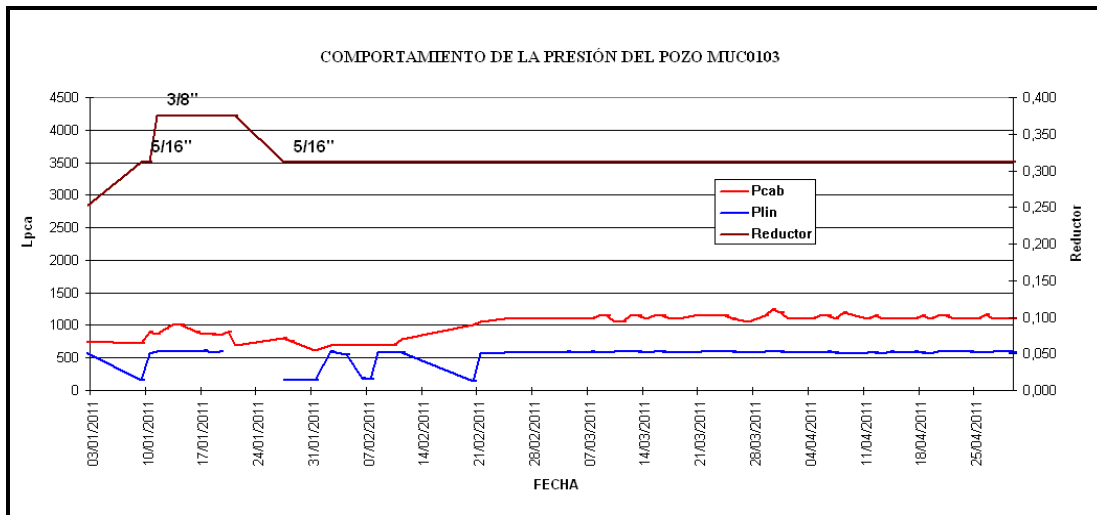
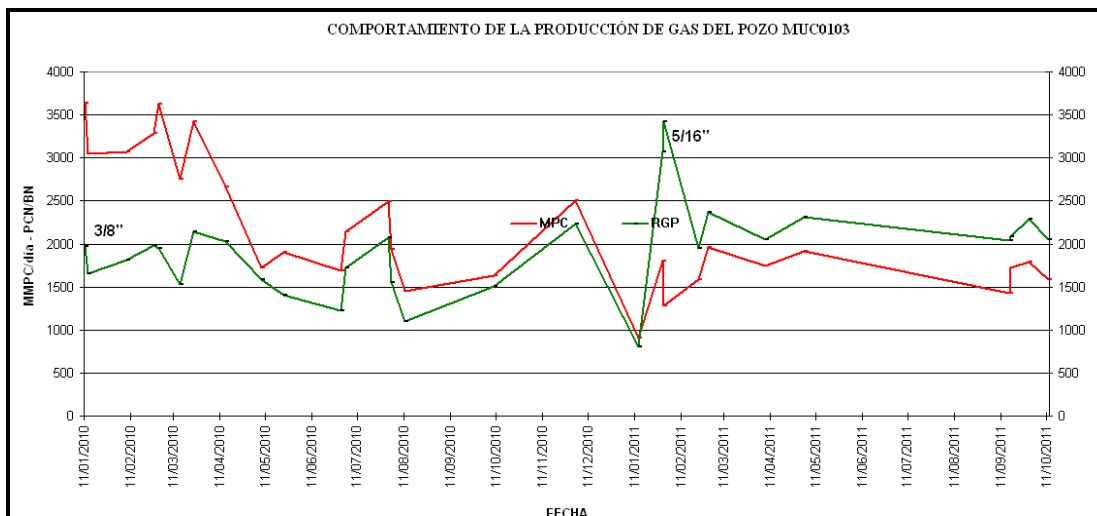
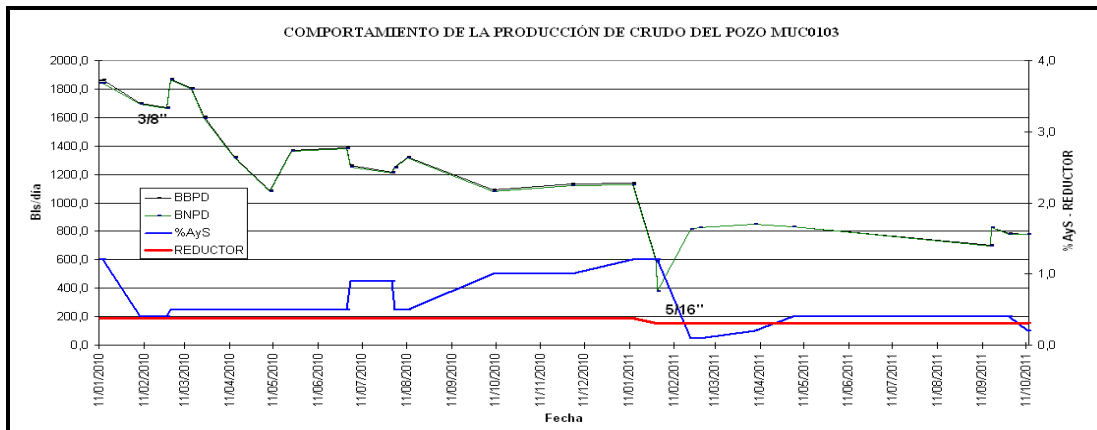
Gráficas C-20 Comportamiento de producción del pozo MUC-87



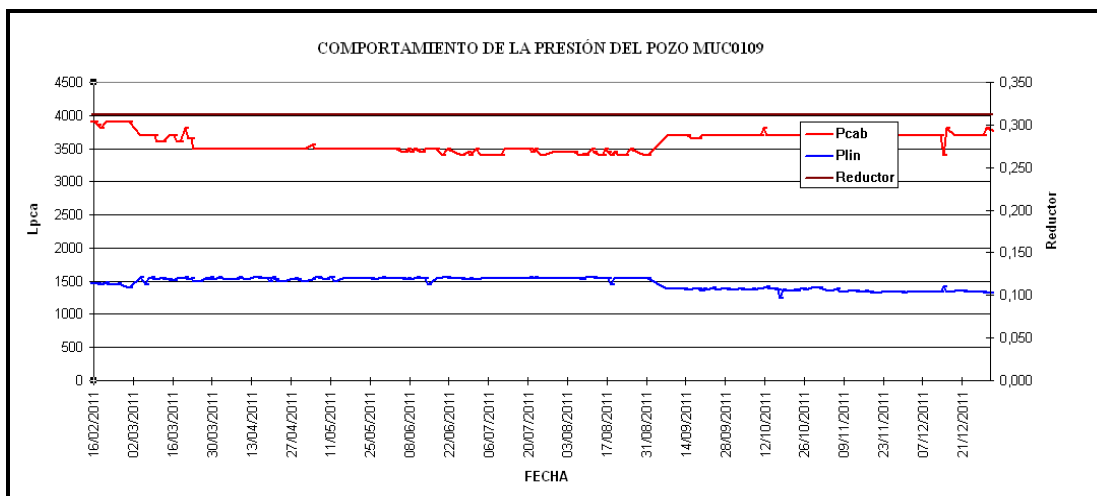
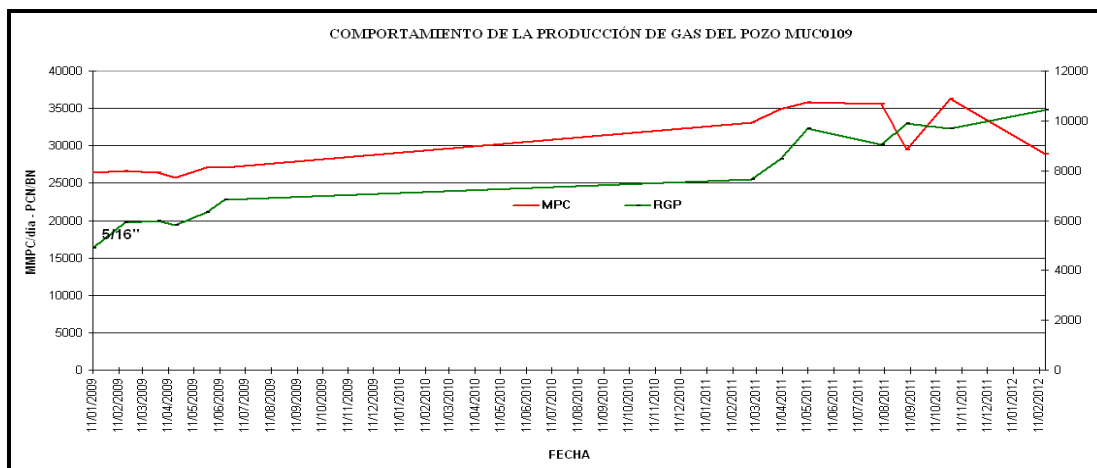
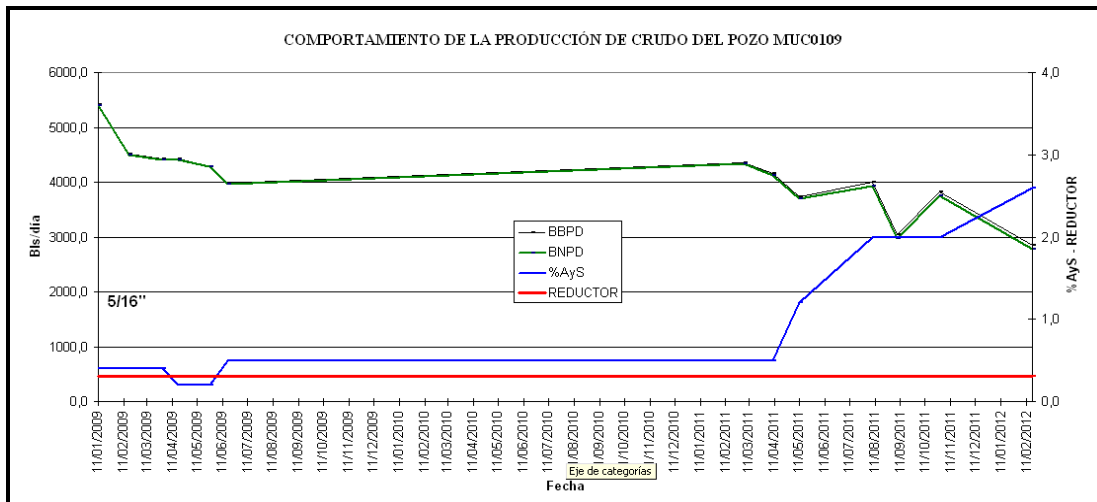
Gráficas C-21 Comportamiento de producción del pozo MUC-94



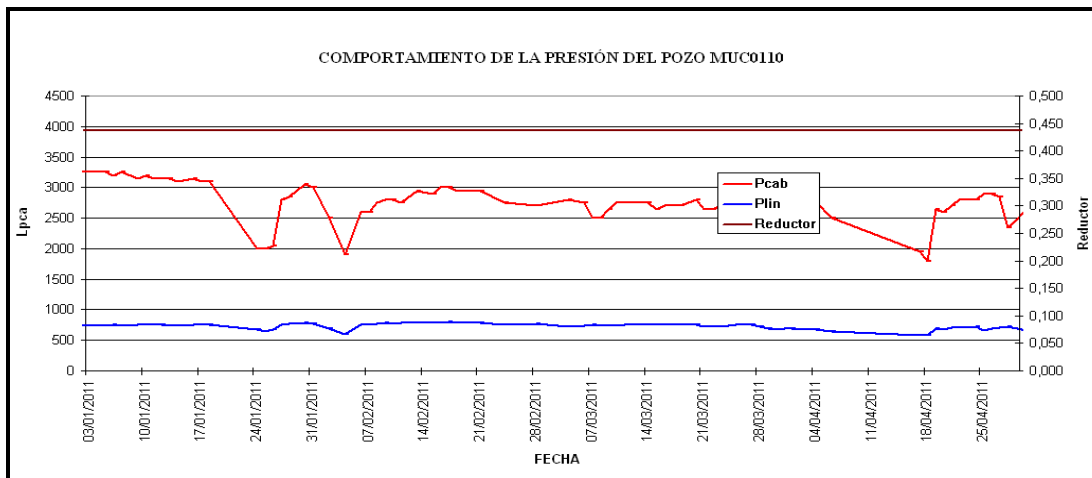
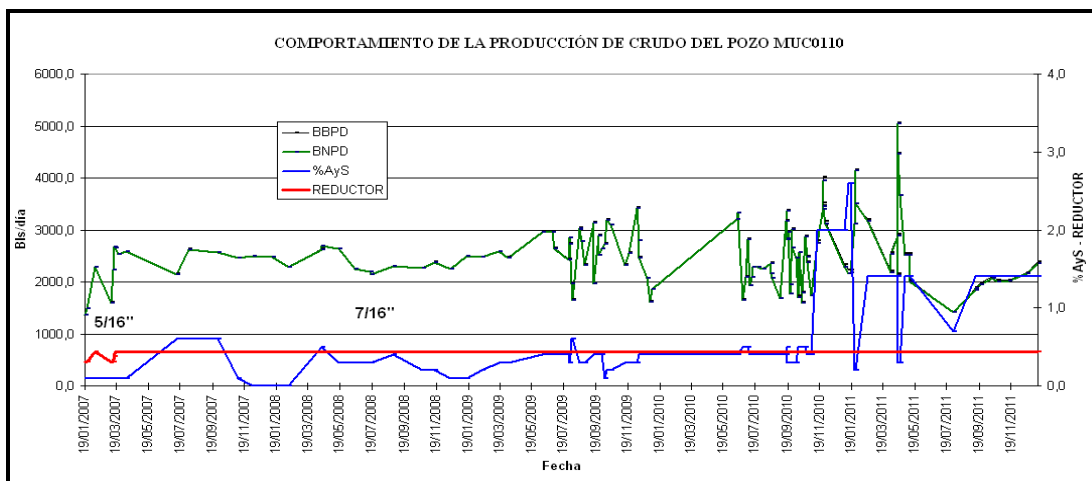
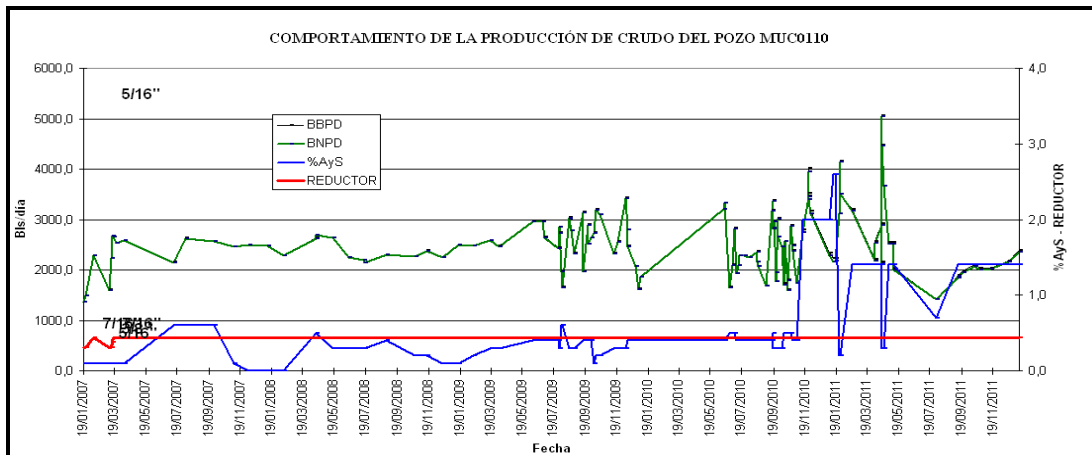
Gráficas C-22 Comportamiento de producción del pozo MUC-103



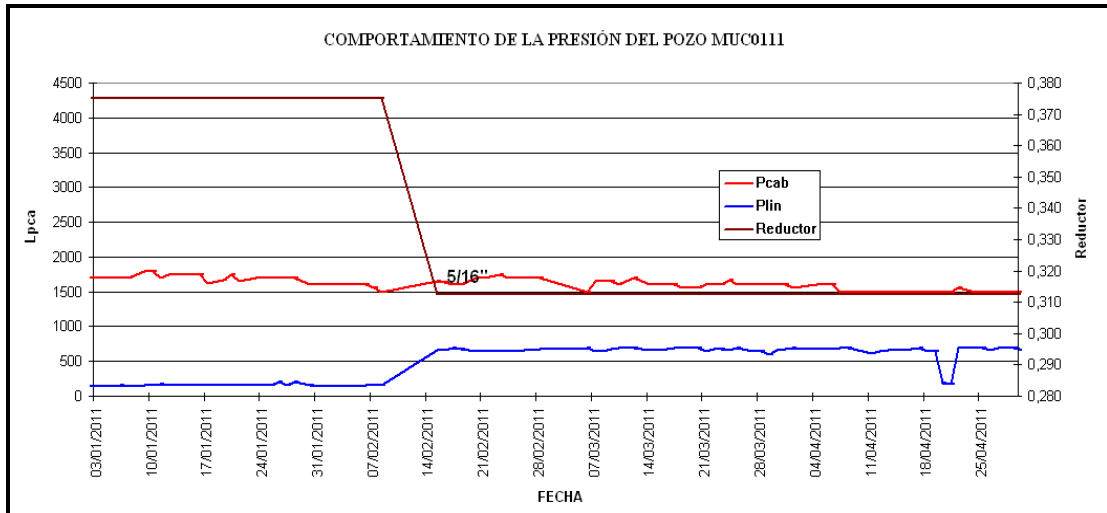
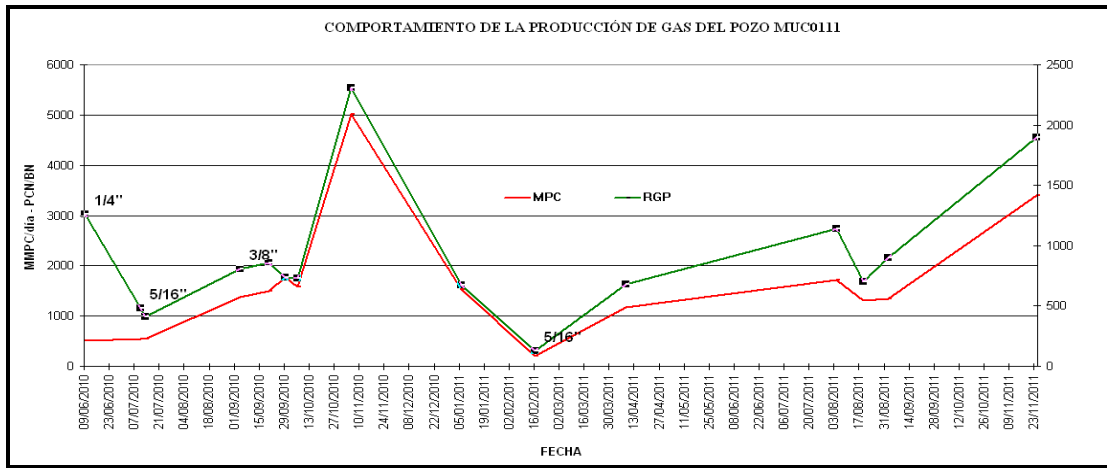
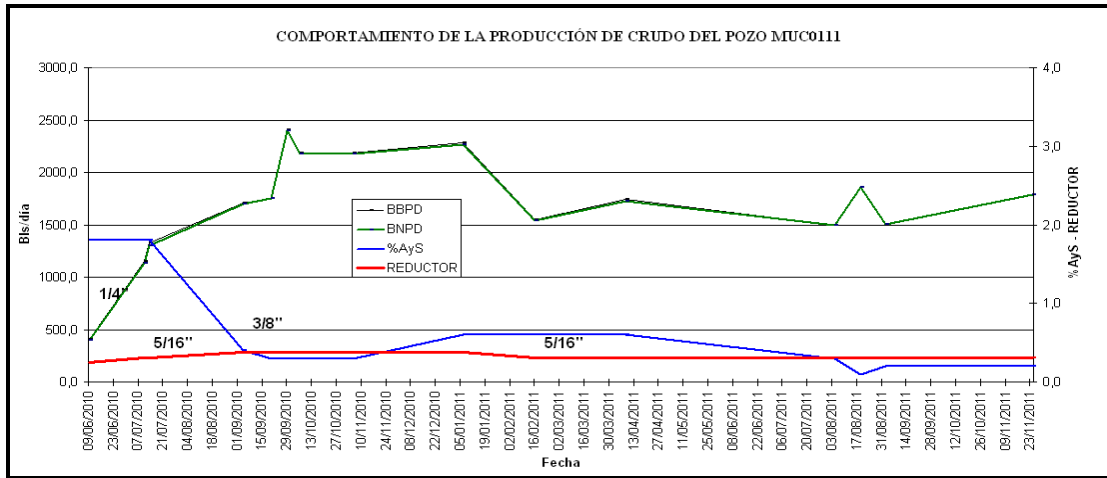
Gráficas C-23 Comportamiento de producción del pozo MUC-109



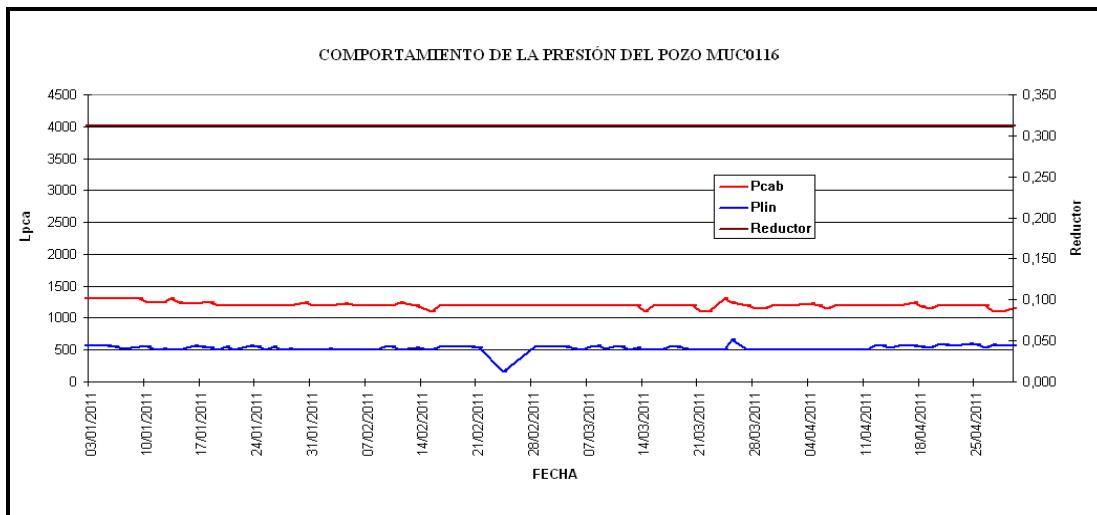
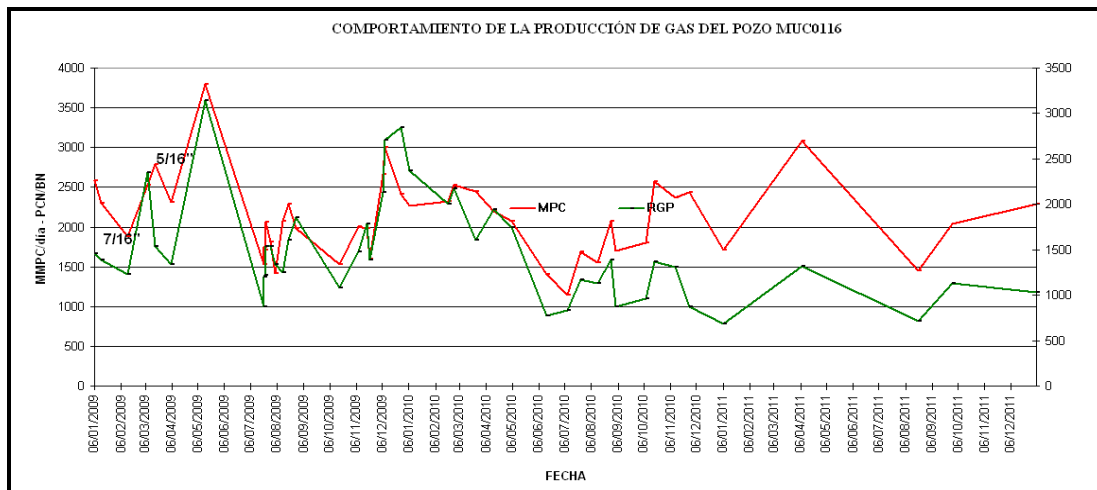
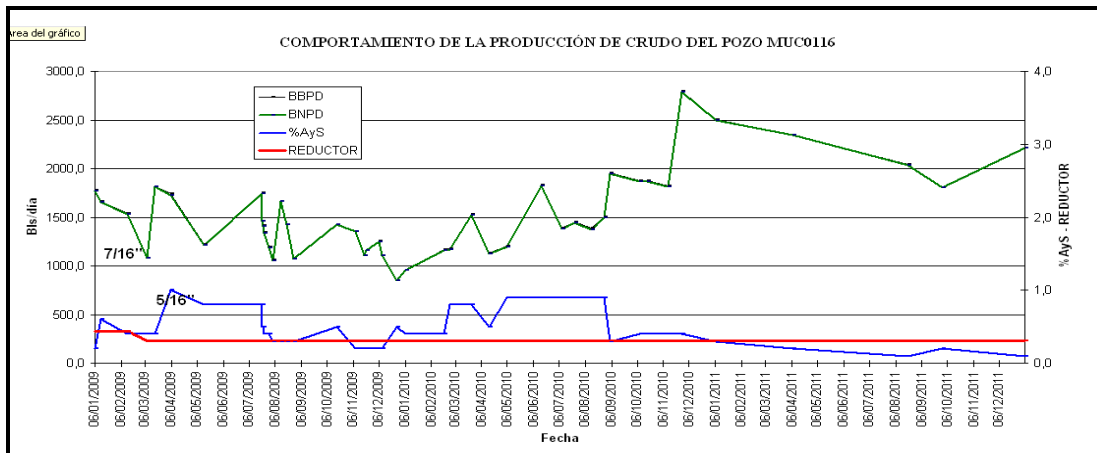
Gráficas C-24 Comportamiento de producción del pozo MUC-110



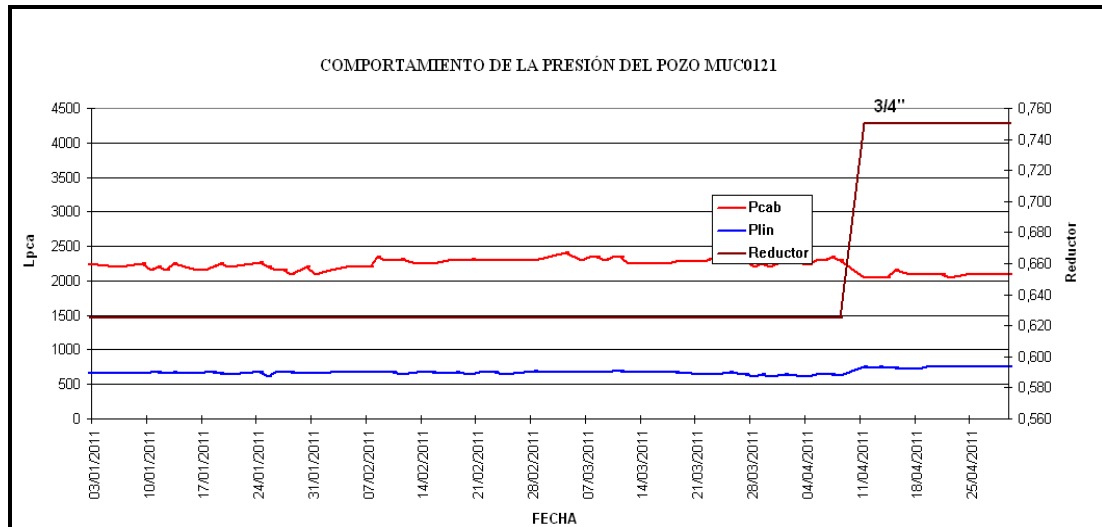
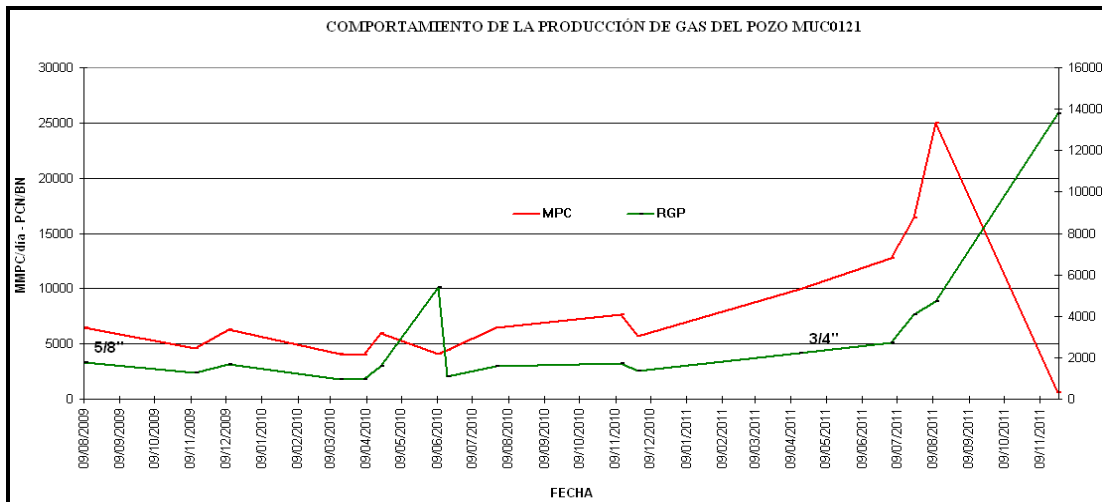
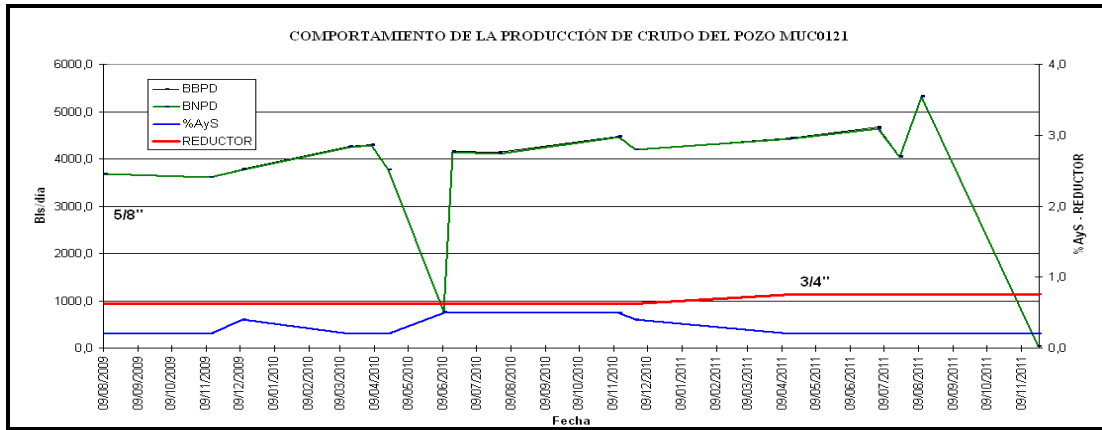
Gráficas C-25 Comportamiento de producción del pozo MUC-111



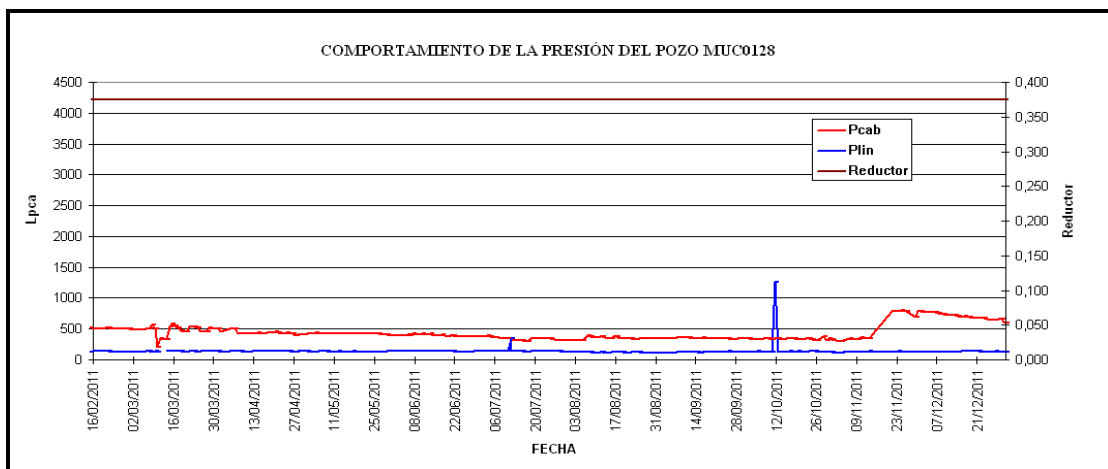
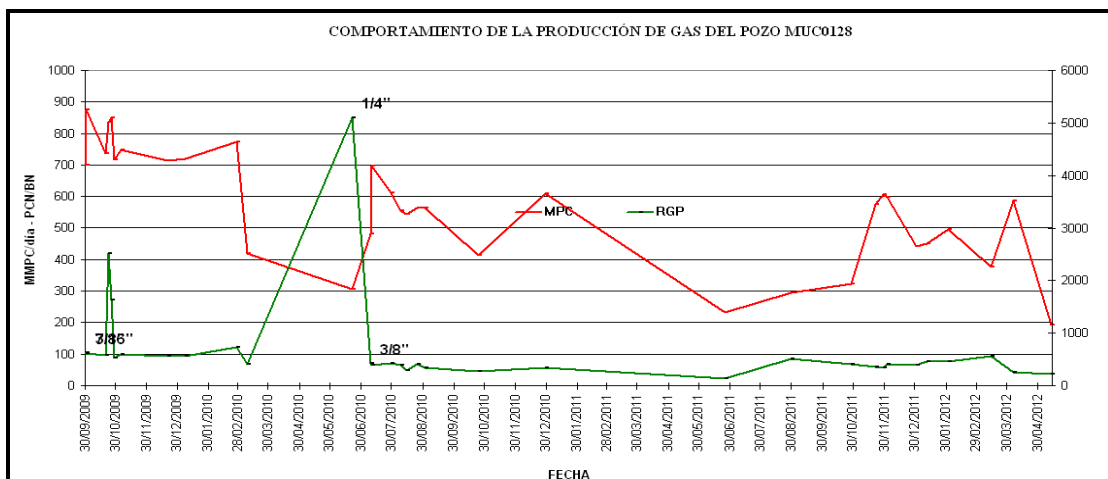
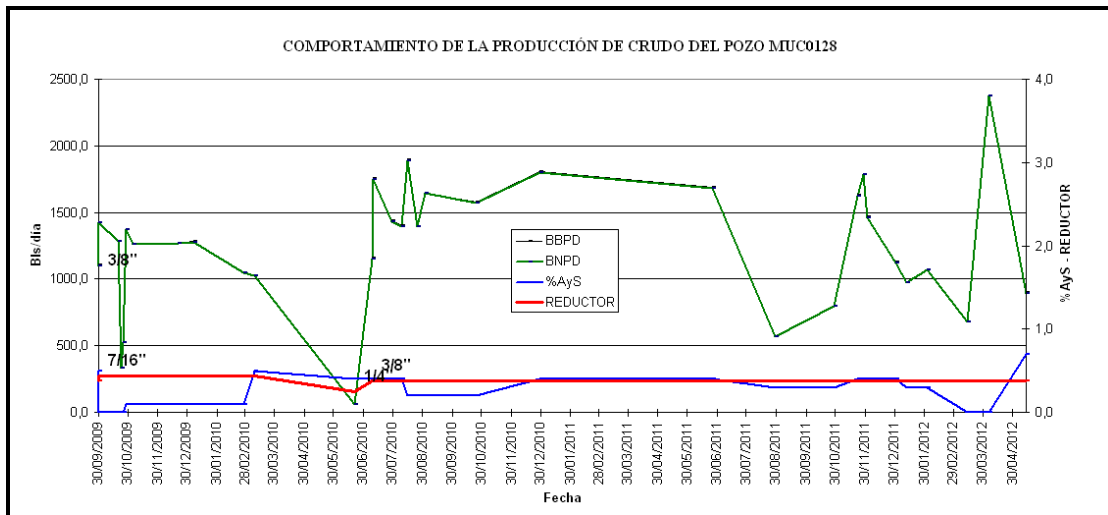
Gráficas C-26 Comportamiento de producción del pozo MUC-116



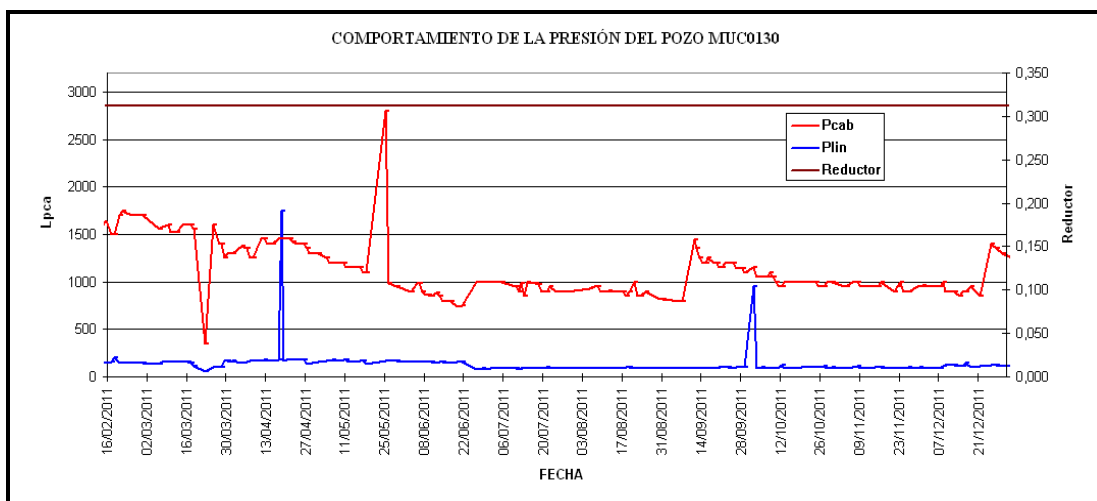
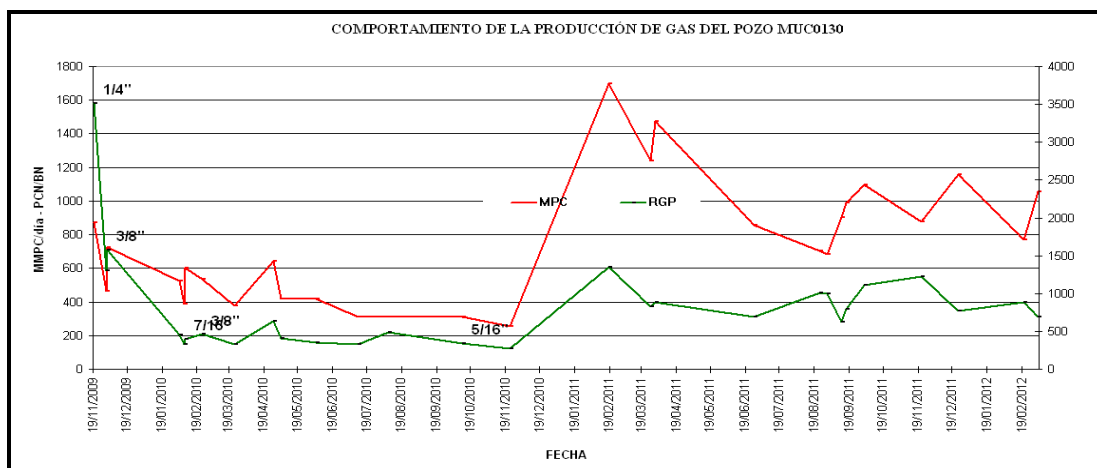
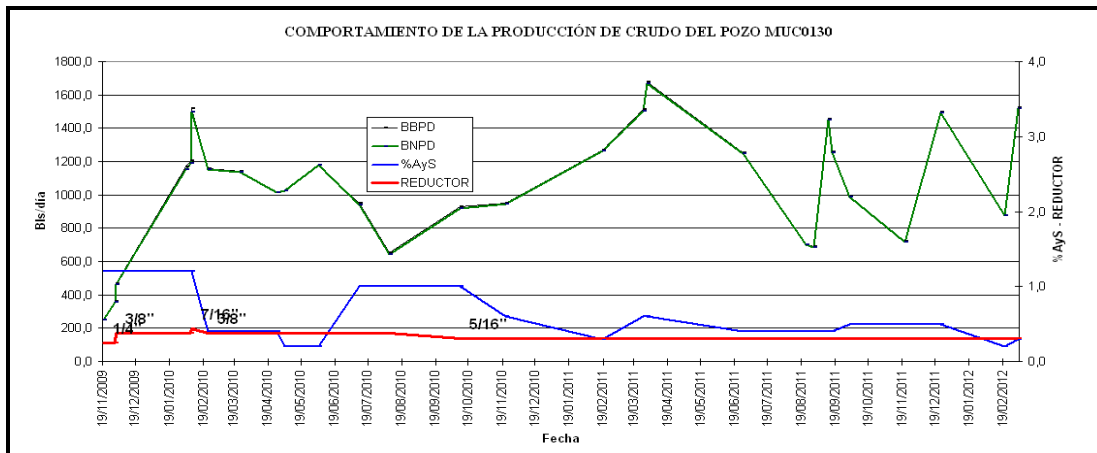
Gráficas C-27 Comportamiento de producción del pozo MUC-121



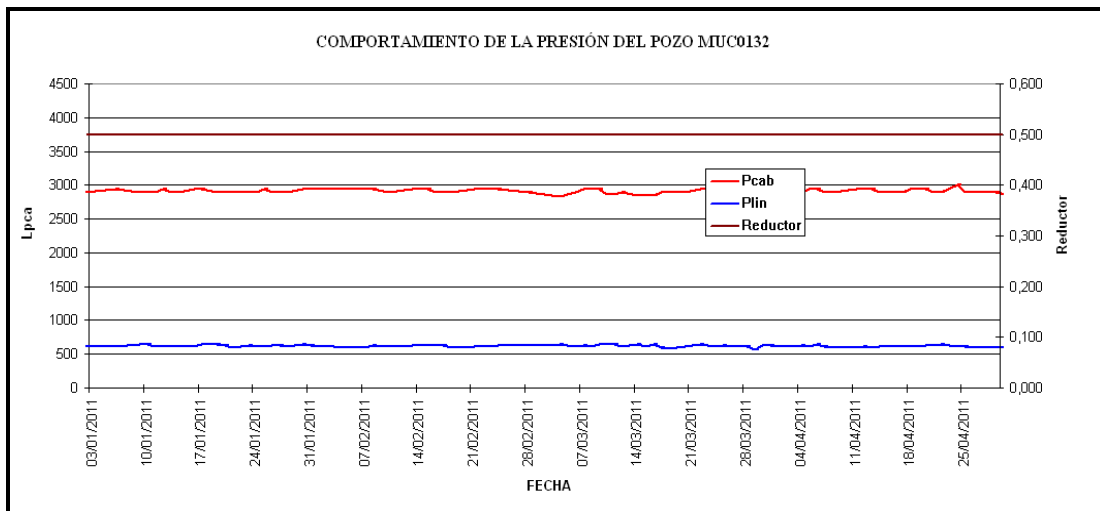
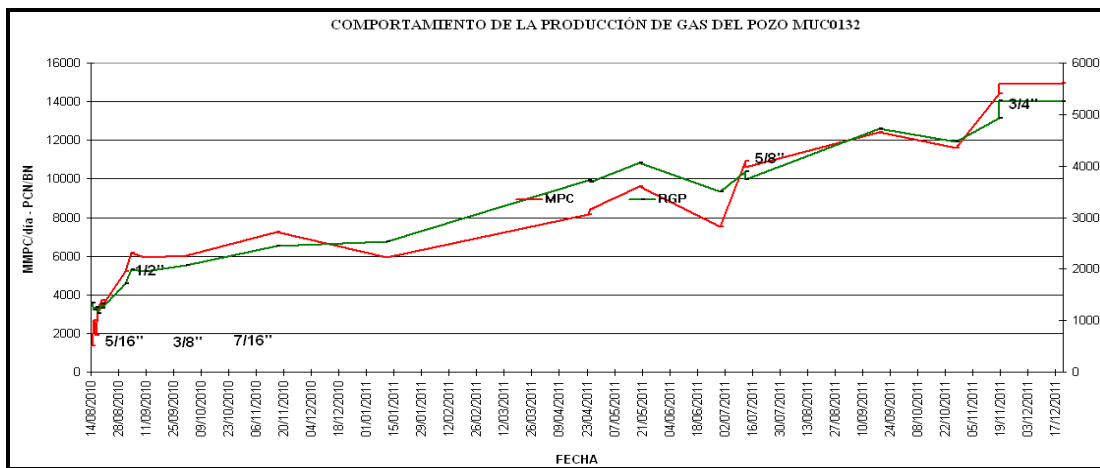
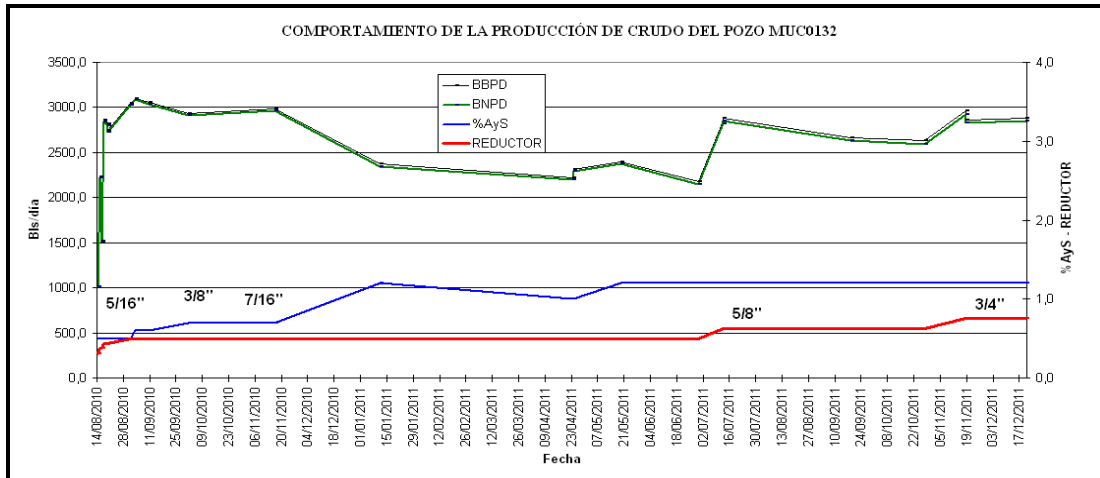
Gráficas C-28 Comportamiento de producción del pozo MUC-128



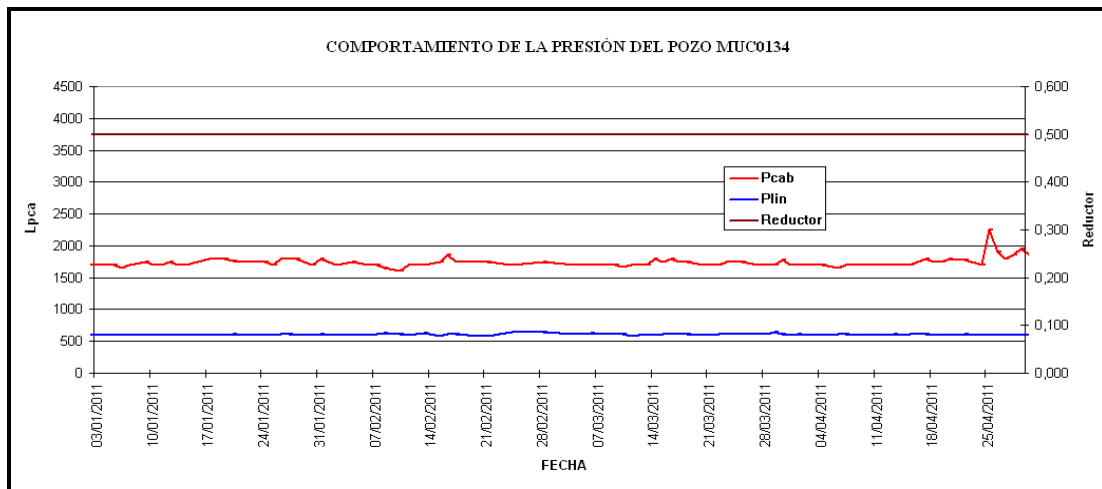
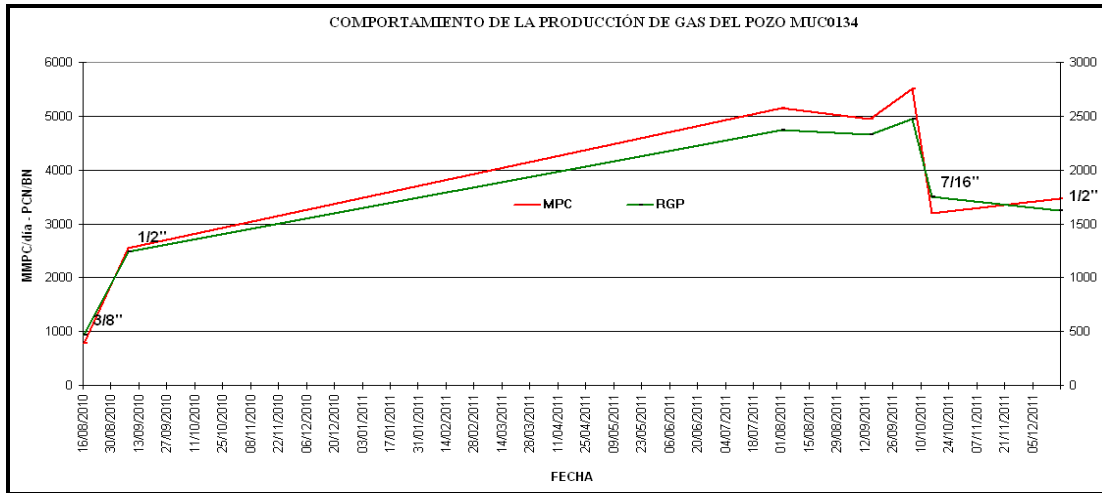
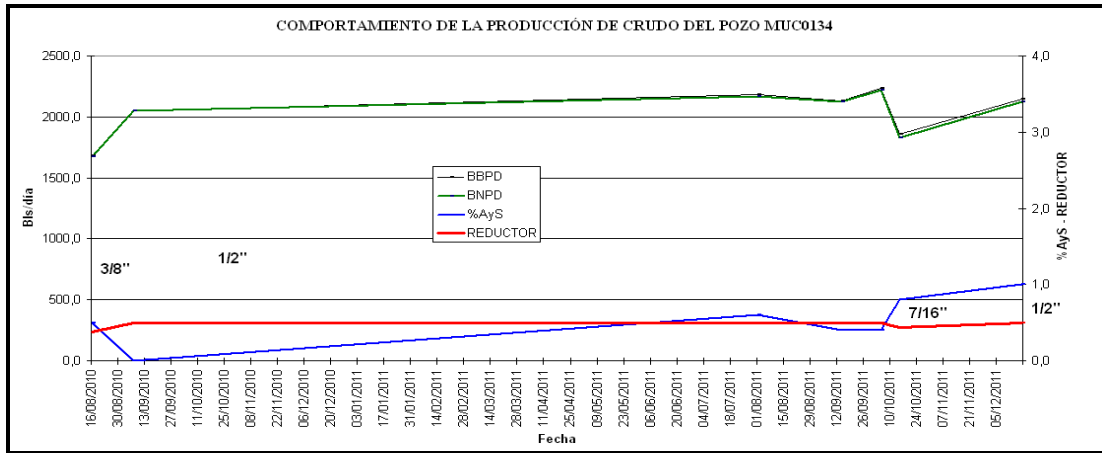
Gráficas C-29 Comportamiento de producción del pozo MUC-130



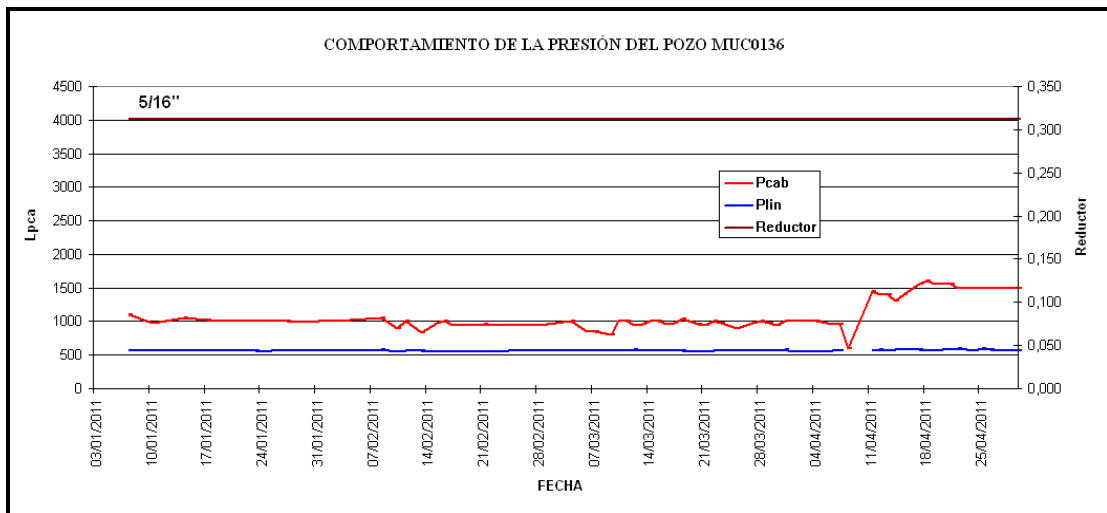
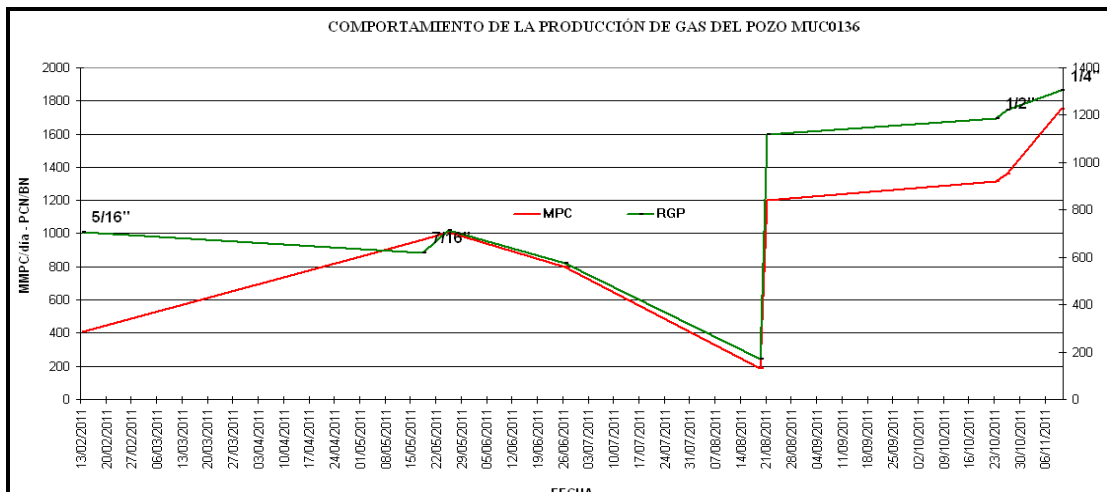
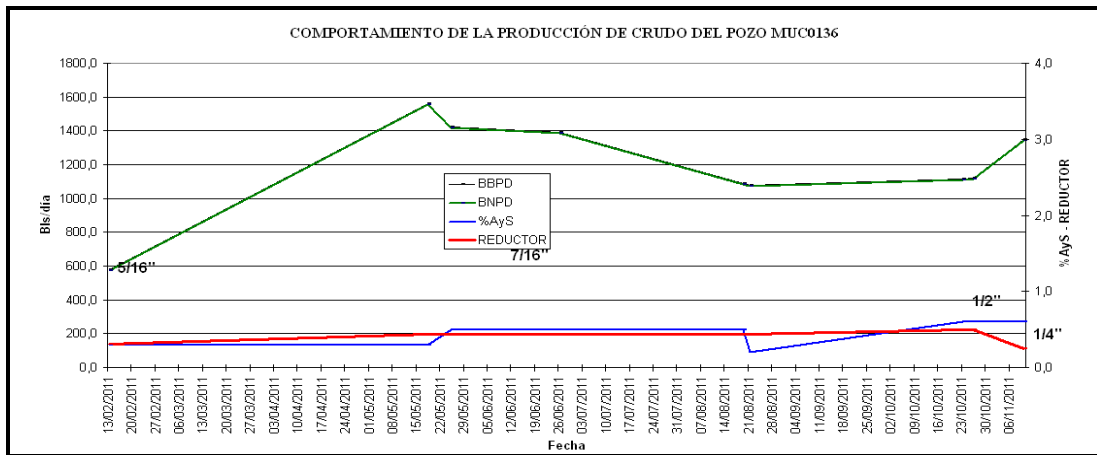
Gráficas C-30 Comportamiento de producción del pozo MUC-132



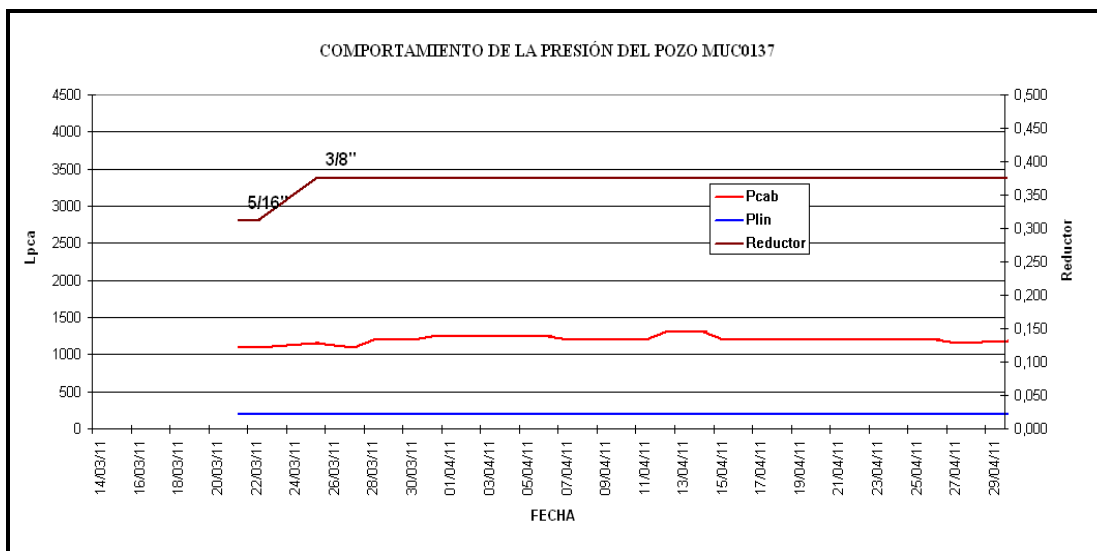
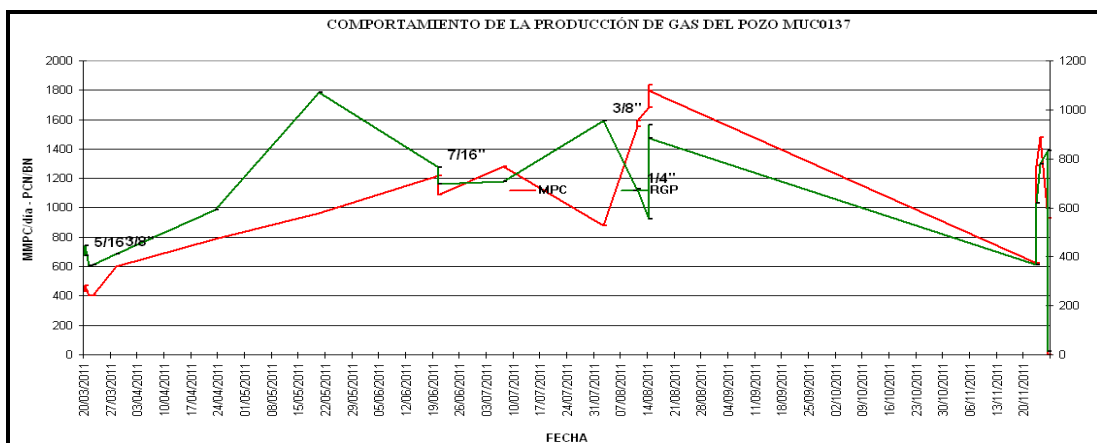
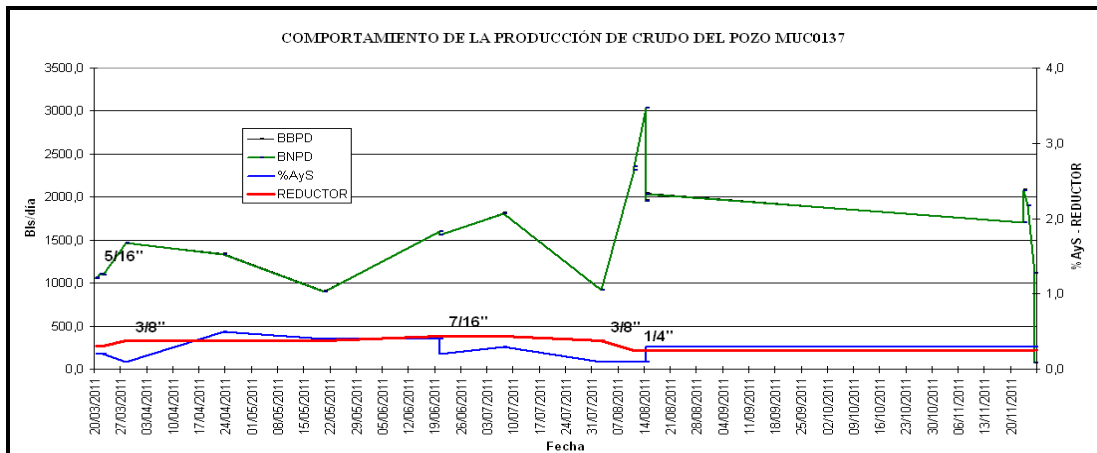
Gráficas C-31 Comportamiento de producción del pozo MUC-134



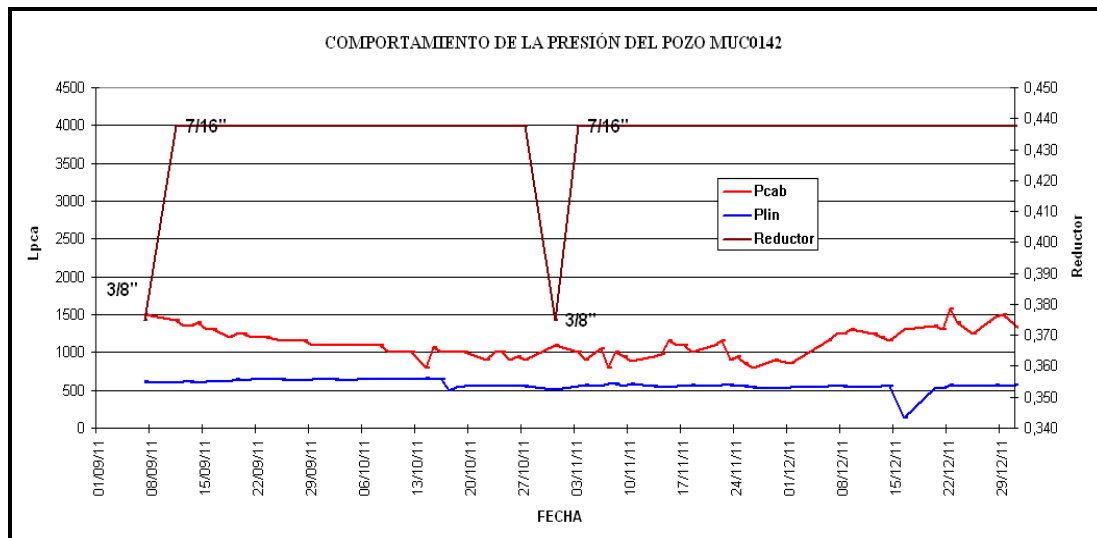
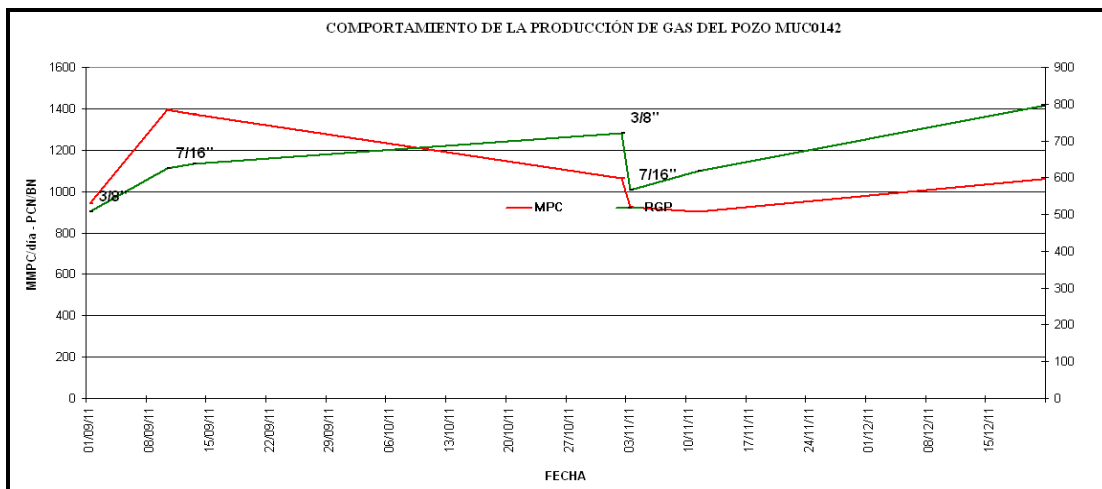
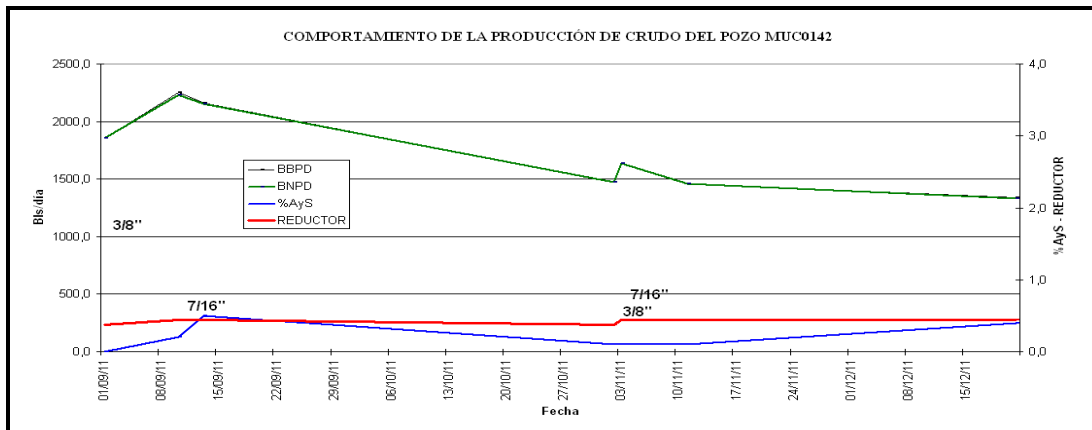
Gráficas C-32 Comportamiento de producción del pozo MUC-136



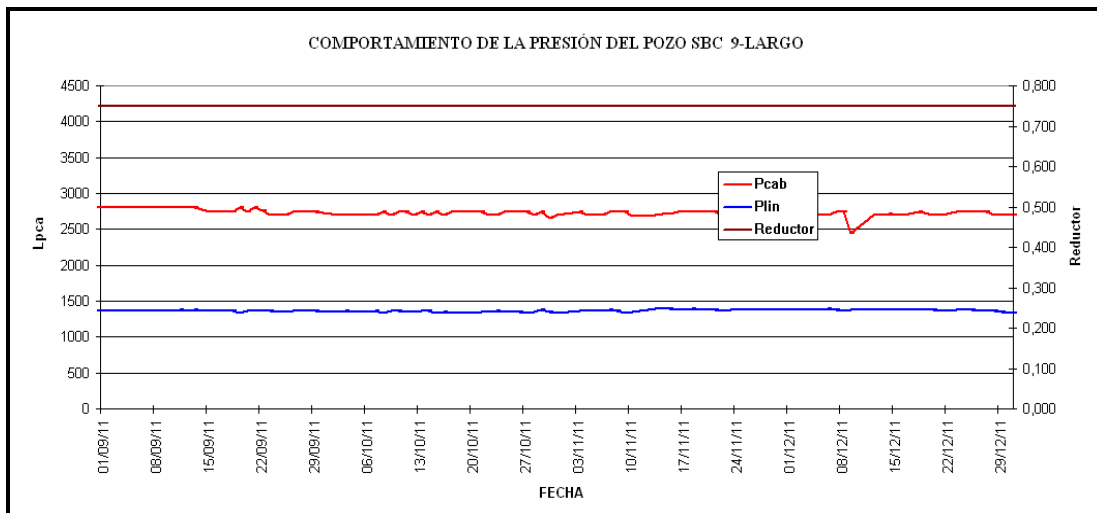
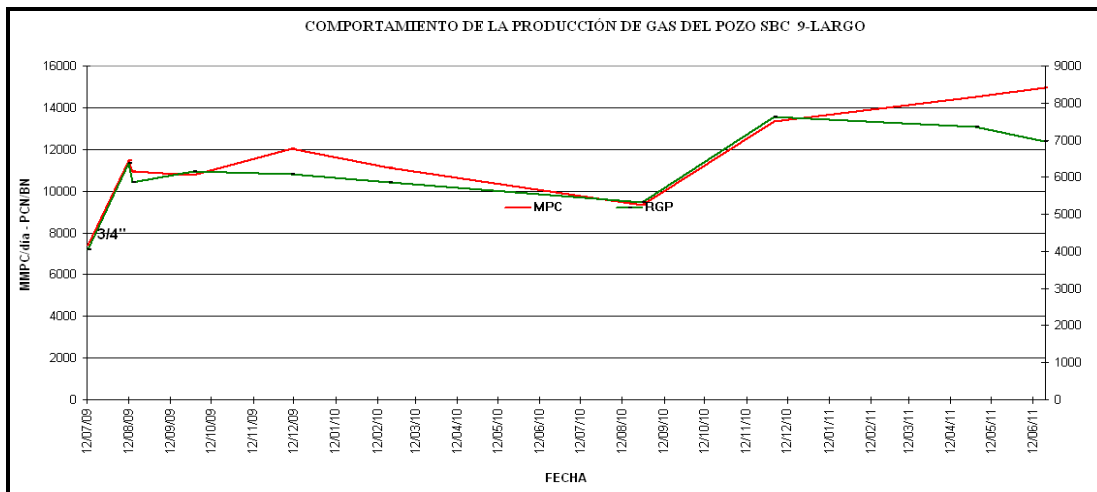
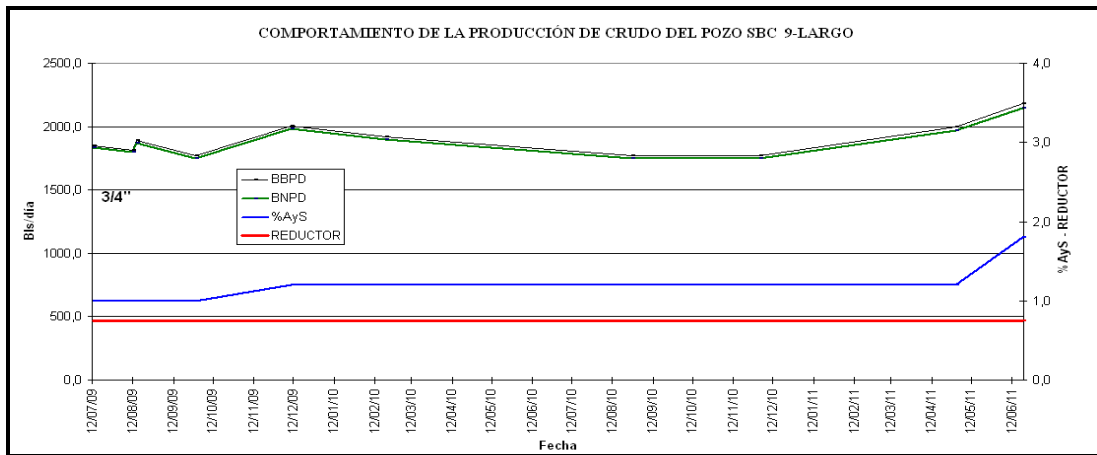
Gráficas C-33 Comportamiento de producción del pozo MUC-137



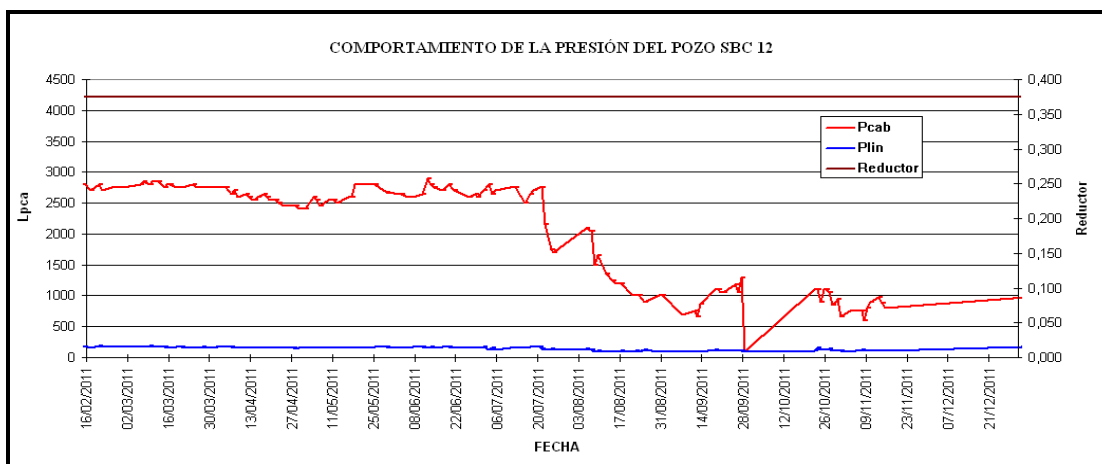
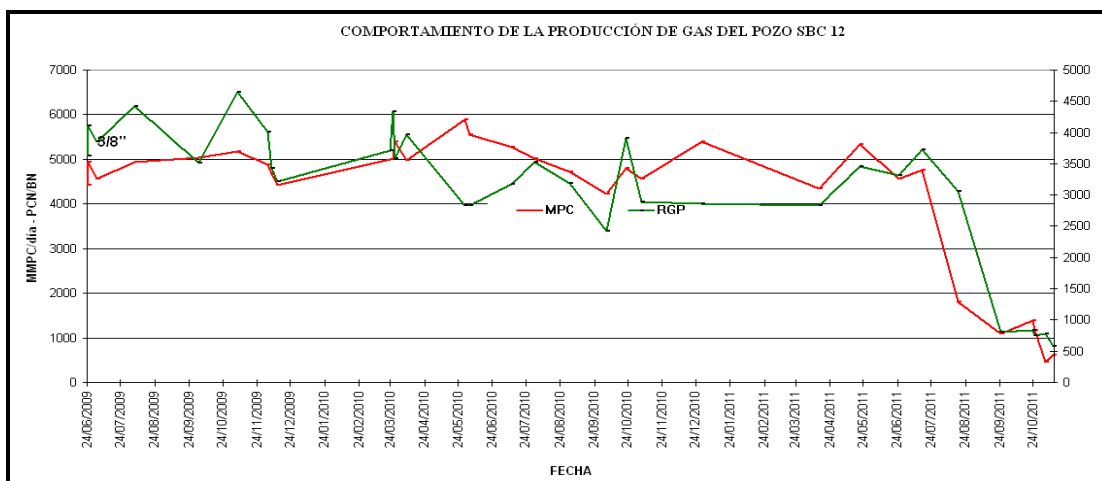
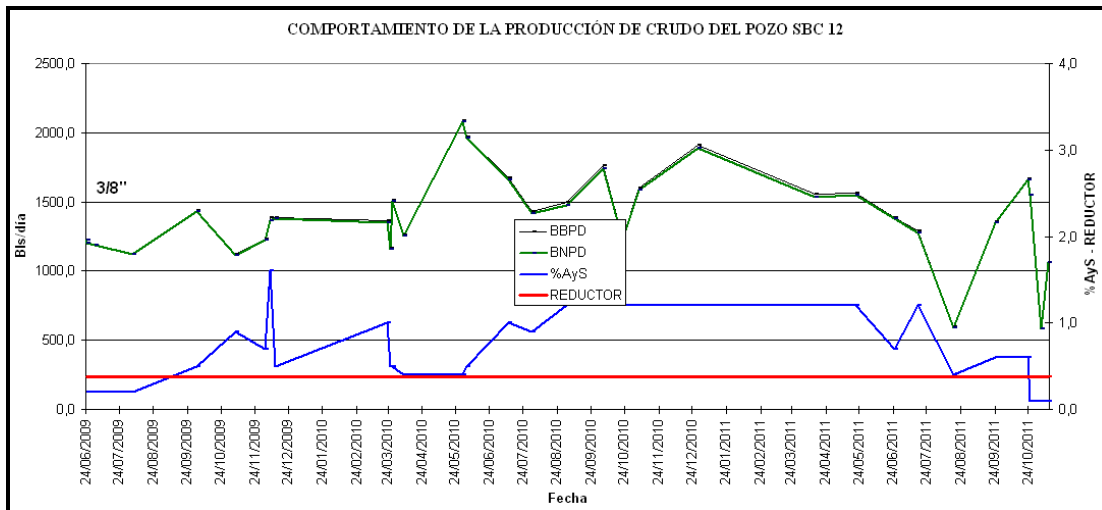
Gráficas C-34 Comportamiento de producción del pozo MUC-142



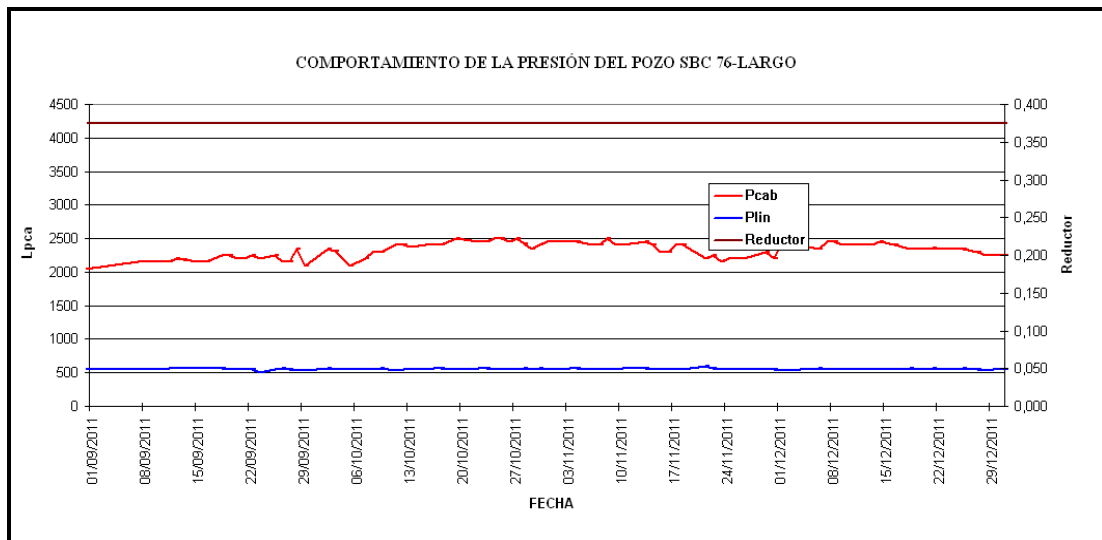
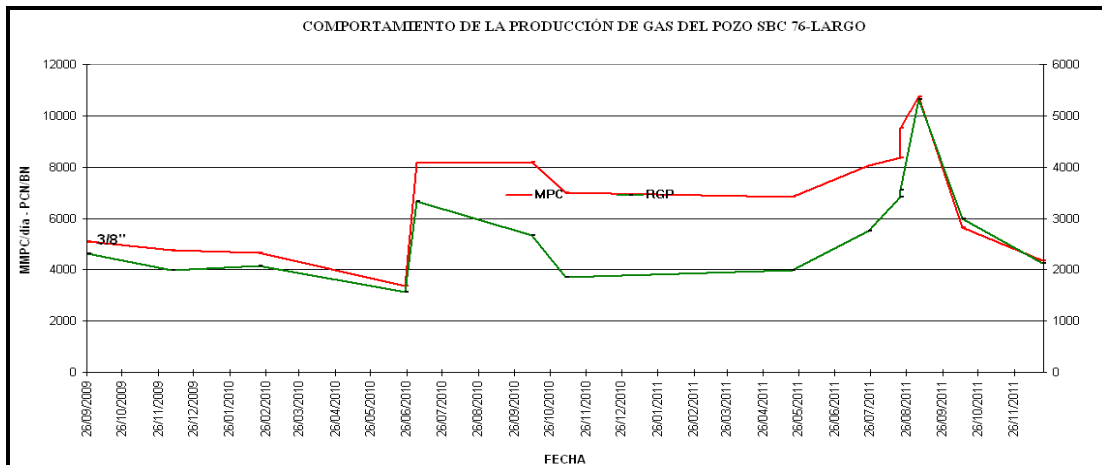
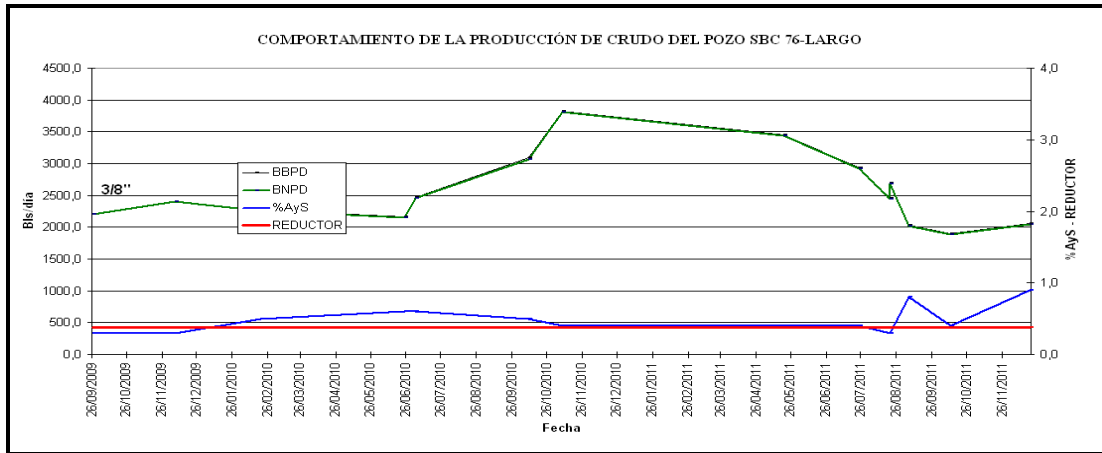
Gráficas C-35 Comportamiento de producción del pozo SBC-9



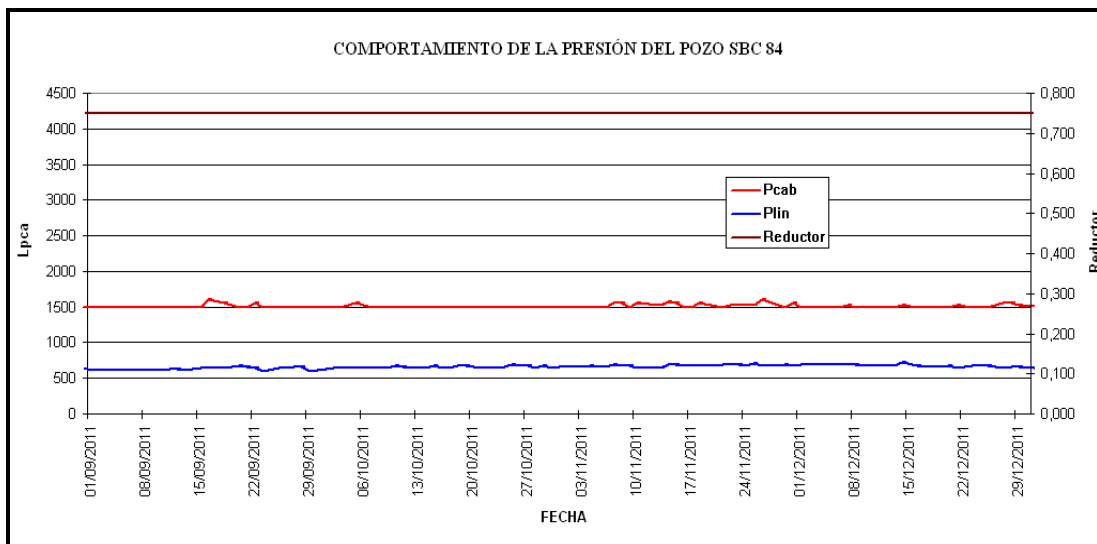
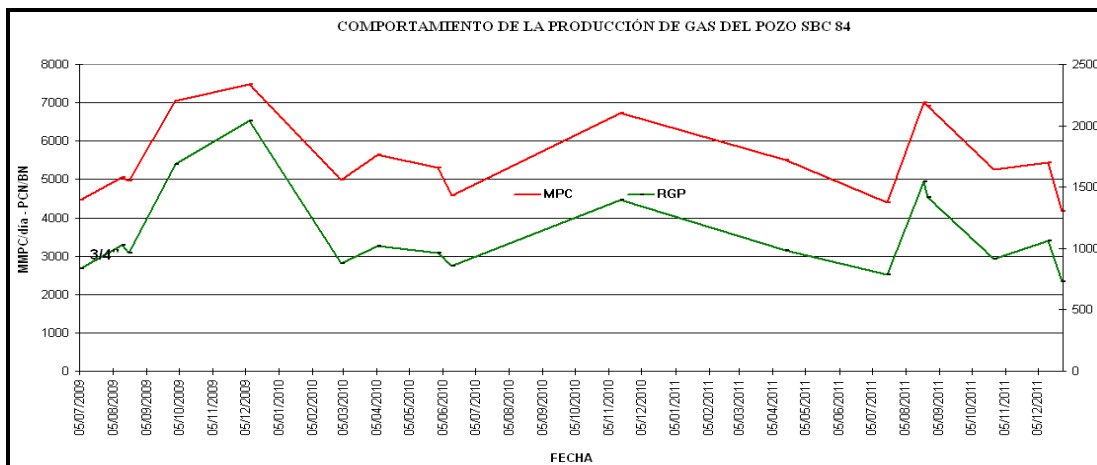
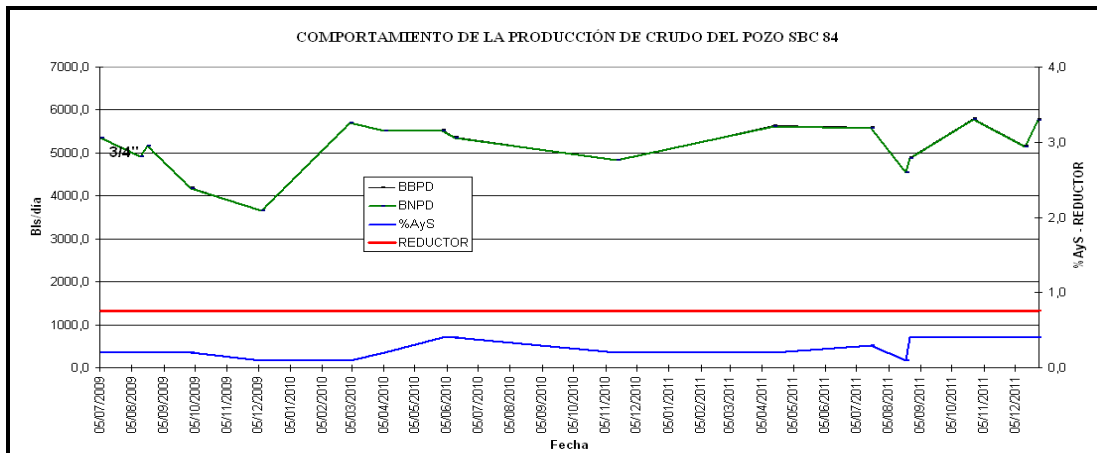
Gráficas C-36 Comportamiento de producción del pozo SBC-12



Gráficas C-37 Comportamiento de producción del pozo SBC-76

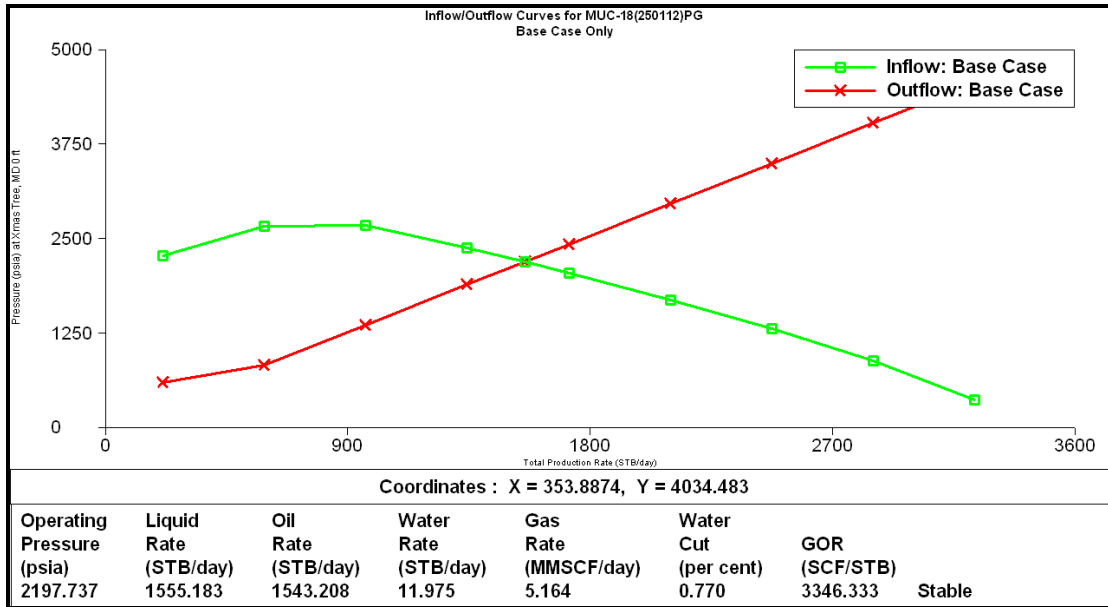


Gráficas C-38 Comportamiento de producción del pozo SBC-84

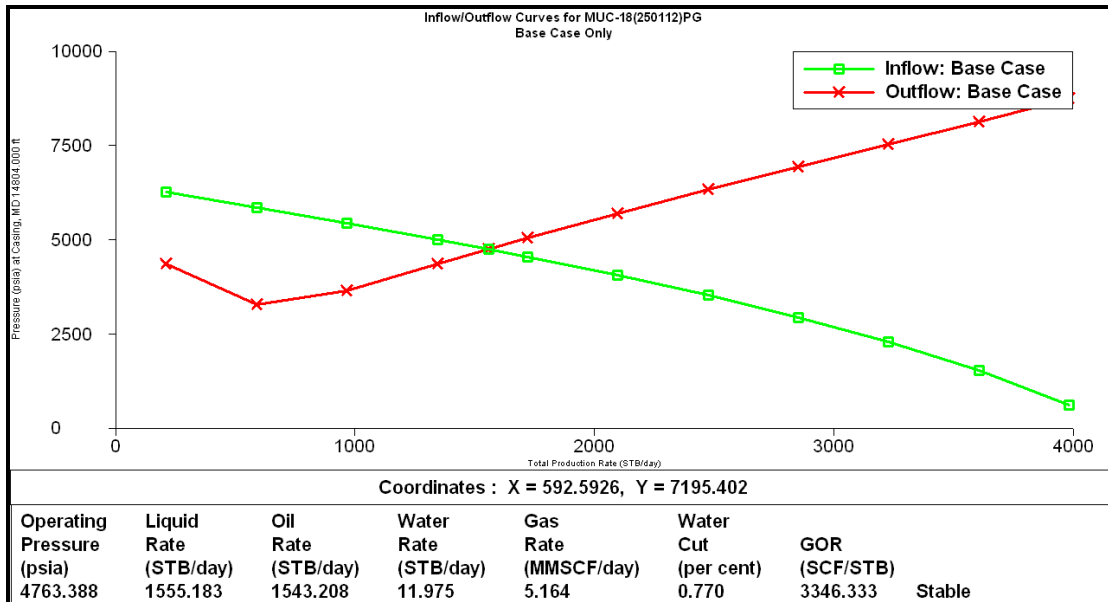


APÉNDICE D

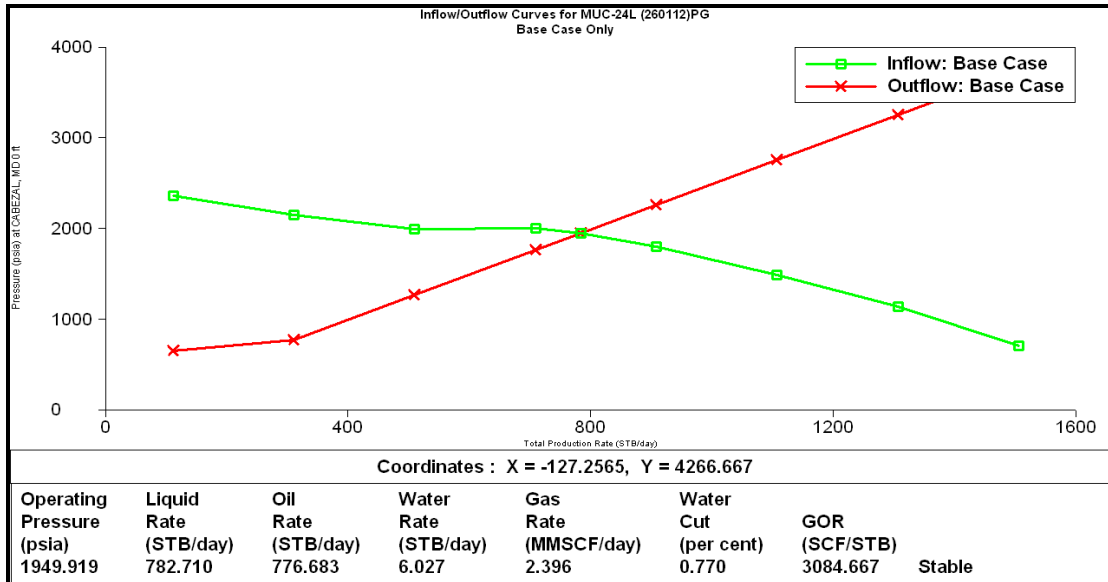
Gráficas de análisis nodales para las condiciones actuales de los pozos seleccionados del Yacimiento MUC-3, Campos Mulata y Santa Bárbara.



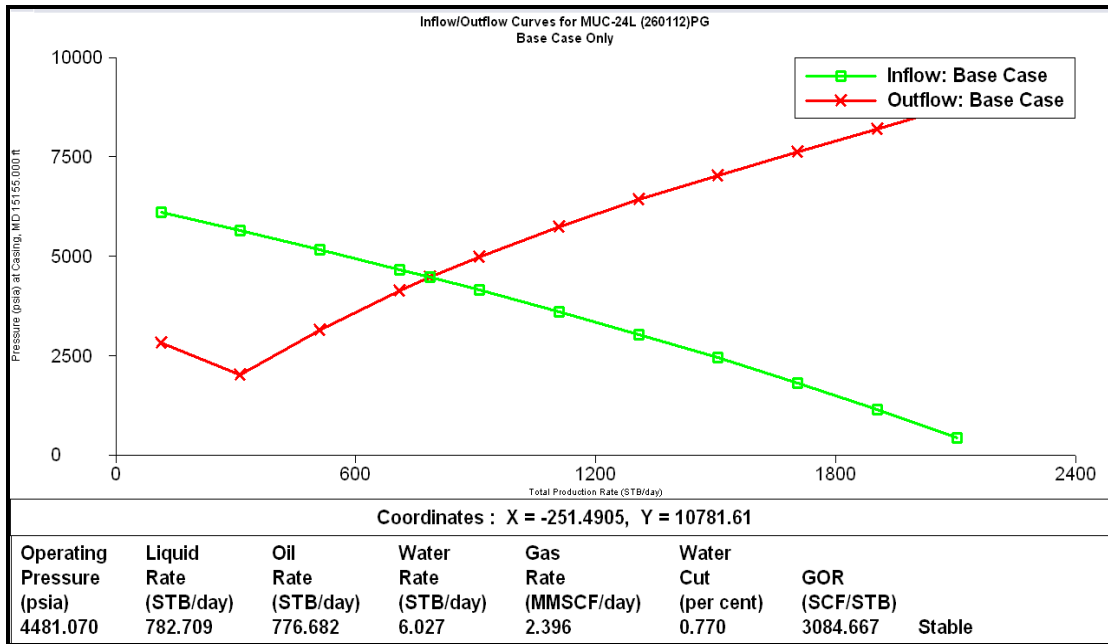
Gráfica D-1 Comportamiento de afluencia actual del pozo MUC-18, nodo en el cabezal.



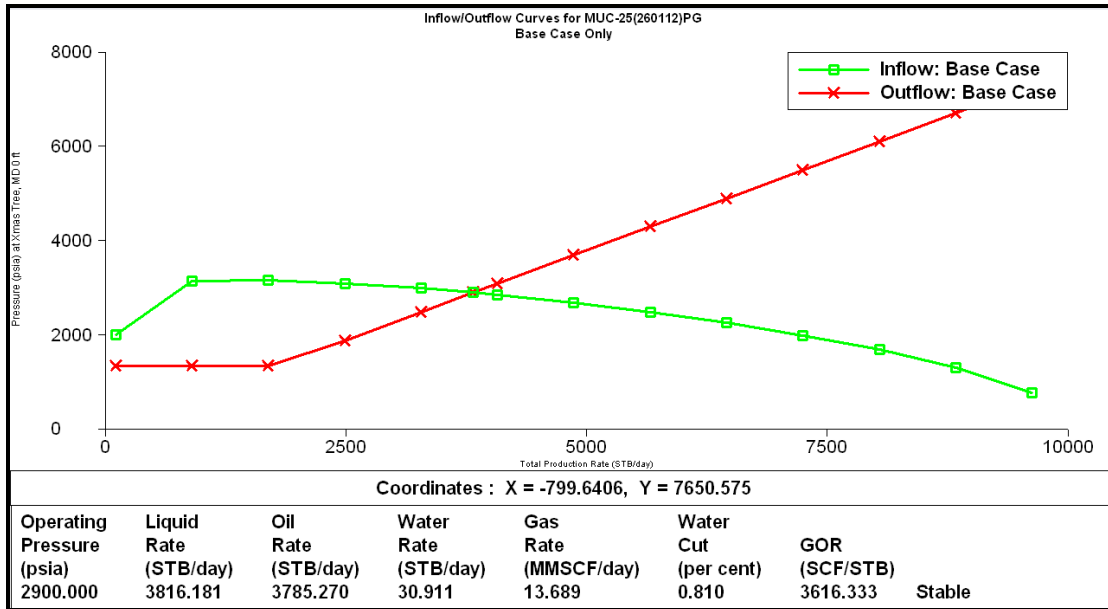
Gráfica D-2 Comportamiento de afluencia actual del pozo MUC-18, nodo en el fondo.



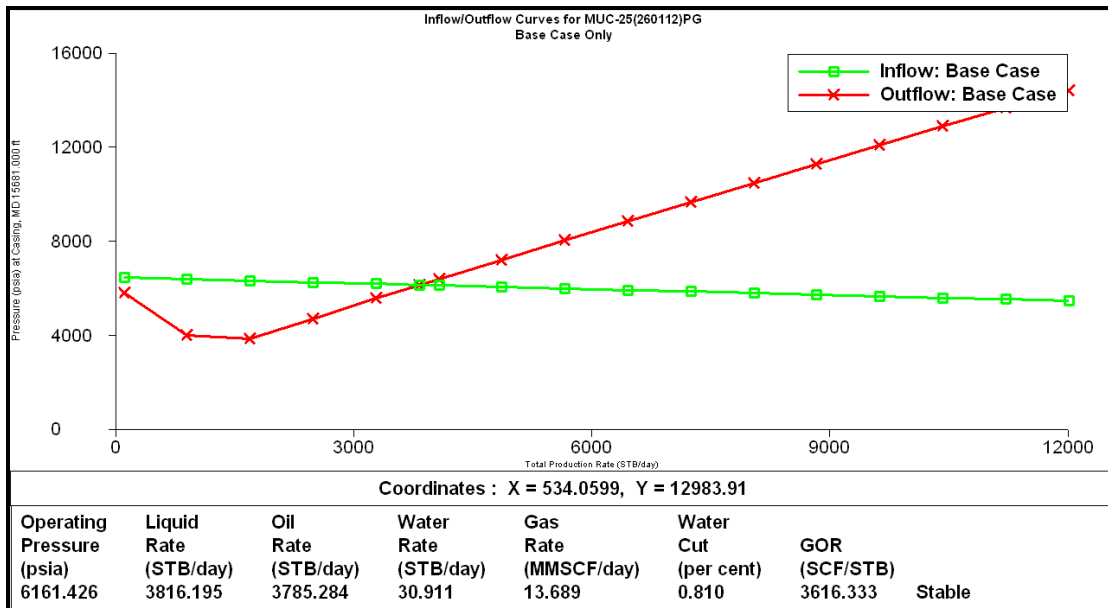
Gráfica D-3 Comportamiento de afluencia actual del pozo MUC-24L, nodo en el cabezal.



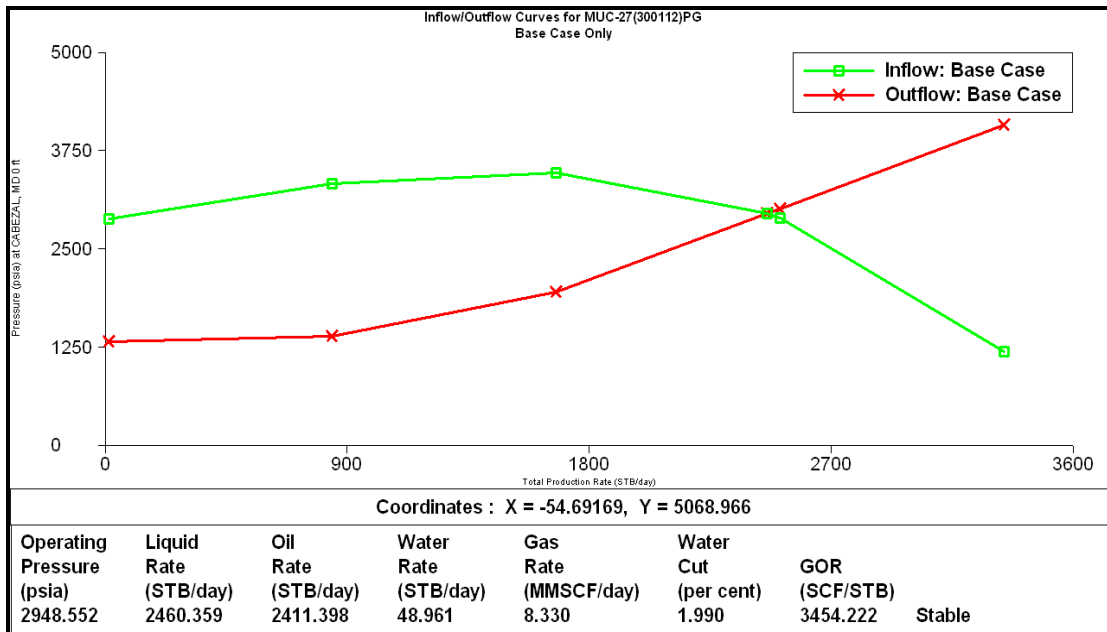
Gráfica D-4 Comportamiento de afluencia actual del pozo MUC-24L, nodo en el fondo.



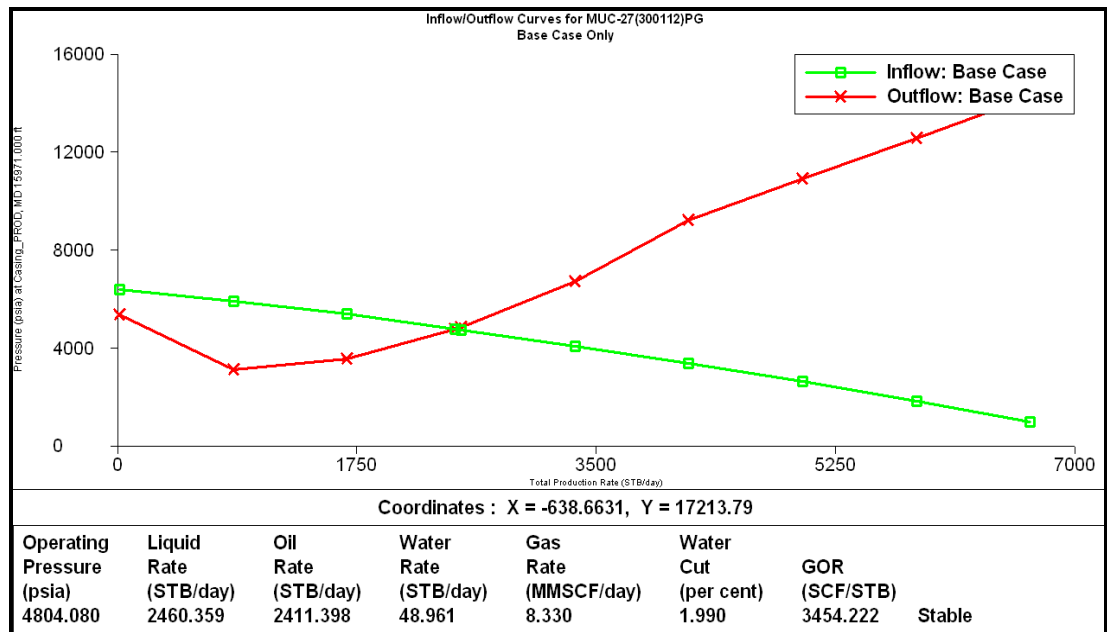
Gráfica D-5 Comportamiento de afluencia actual del pozo MUC-25, nodo en el cabezal.



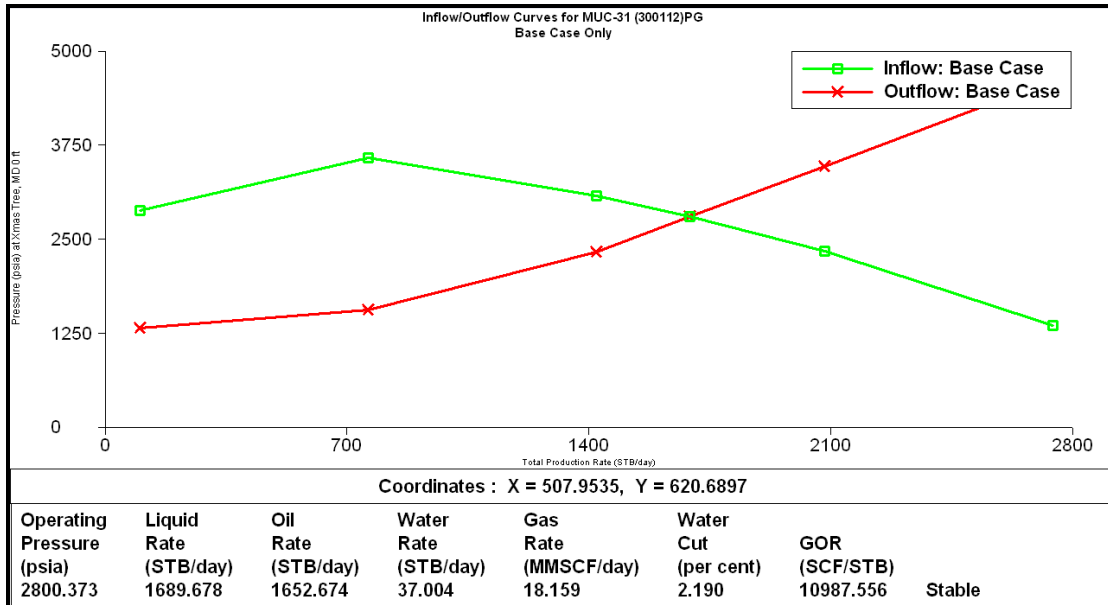
Gráfica D-6 Comportamiento de afluencia actual del pozo MUC-25, nodo en el fondo.



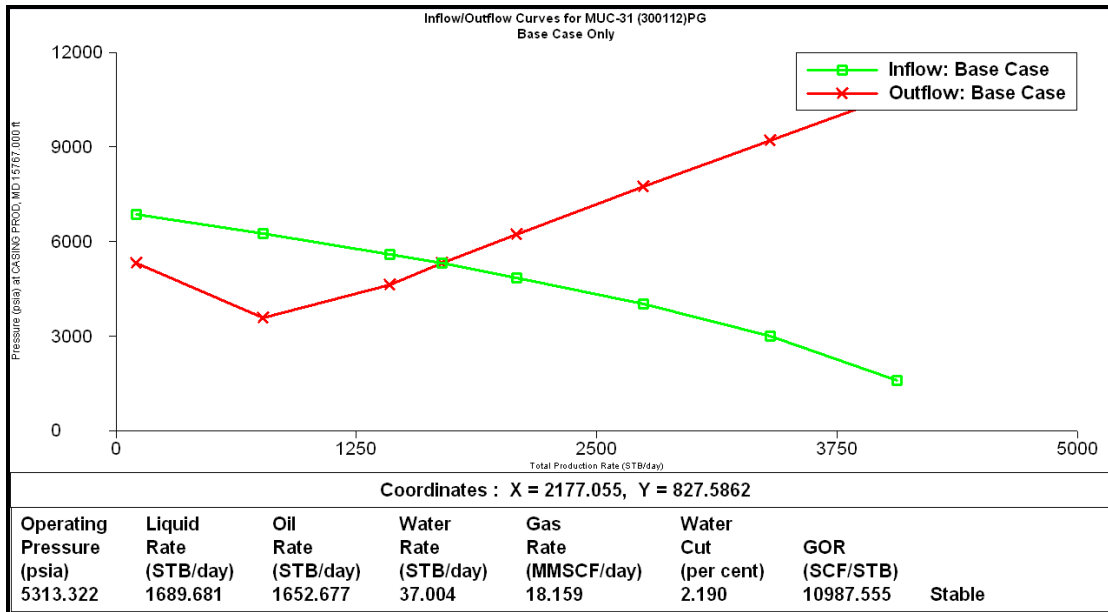
Gráfica D-7 Comportamiento de afluencia actual del pozo MUC-27, nodo en el cabezal.



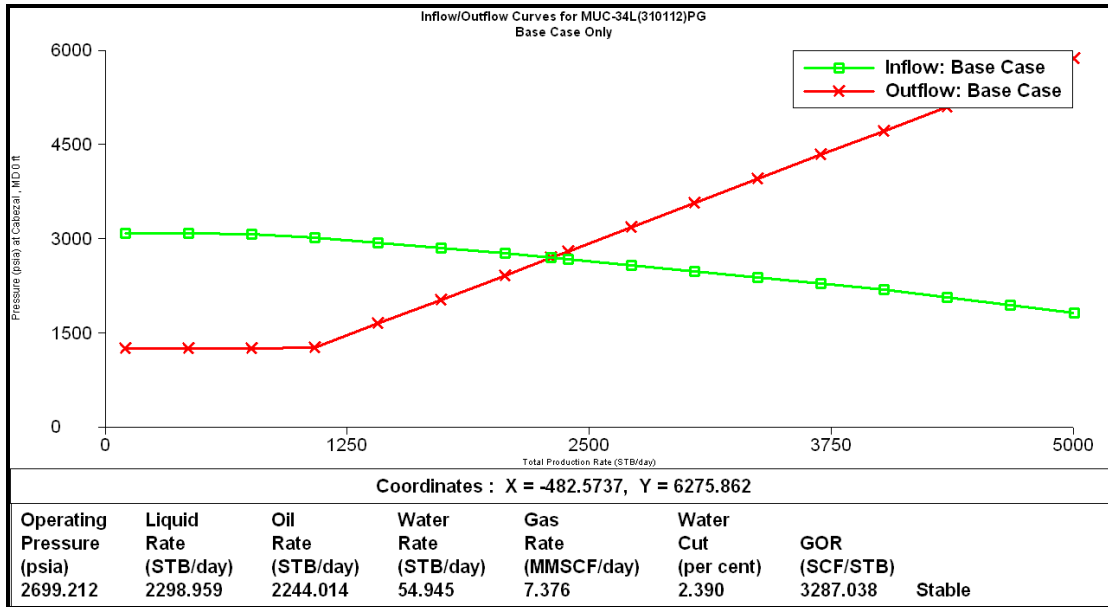
Gráfica D-8 Comportamiento de afluencia actual del pozo MUC-27, nodo en el fondo.



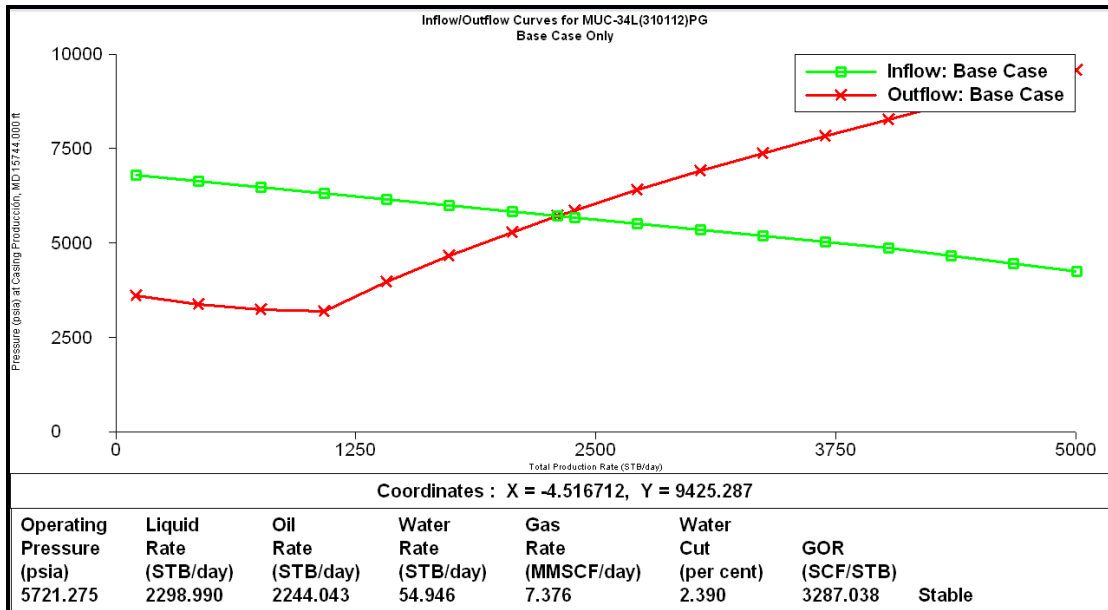
Gráfica D-9 Comportamiento de afluencia actual del pozo MUC-31, nodo en el cabezal.



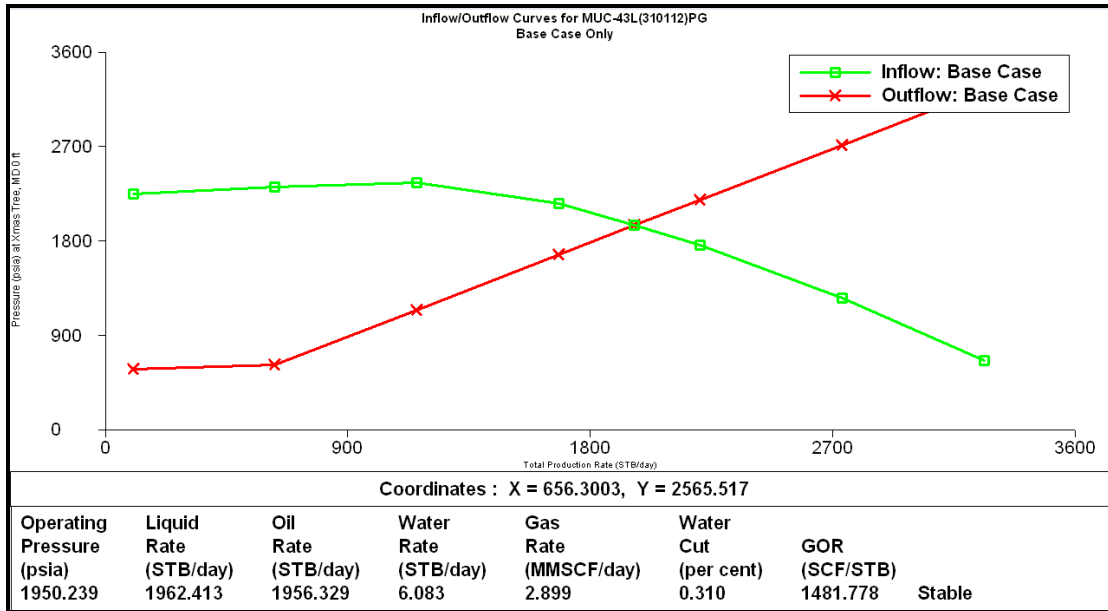
Gráfica D-10 Comportamiento de afluencia actual del pozo MUC-31, nodo en el fondo.



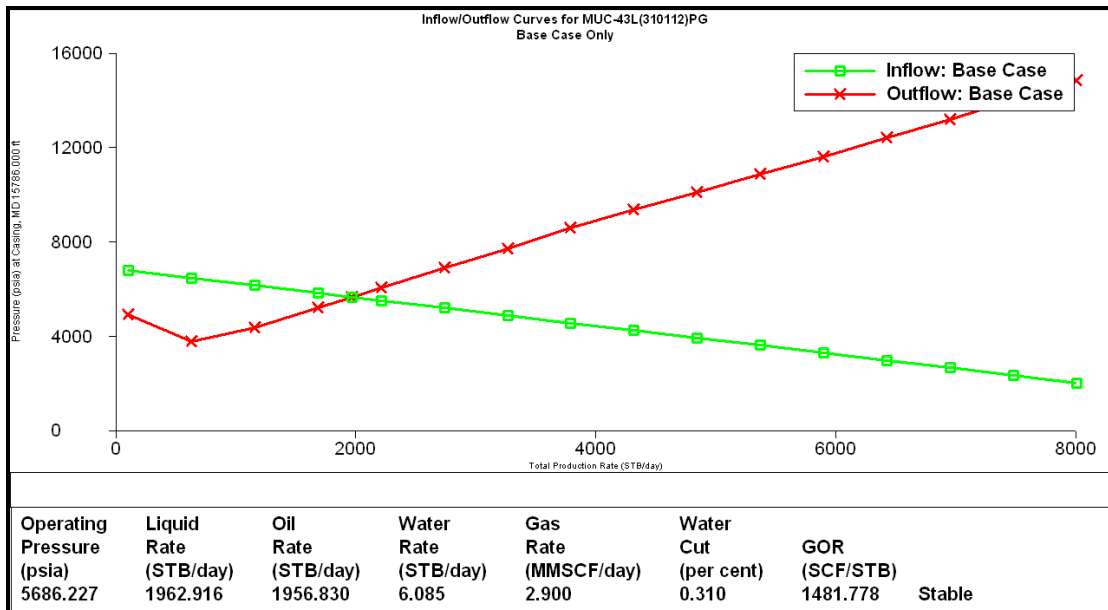
Gráfica D-11 Comportamiento de afluencia actual del pozo MUC-34L, nodo en el cabezal.



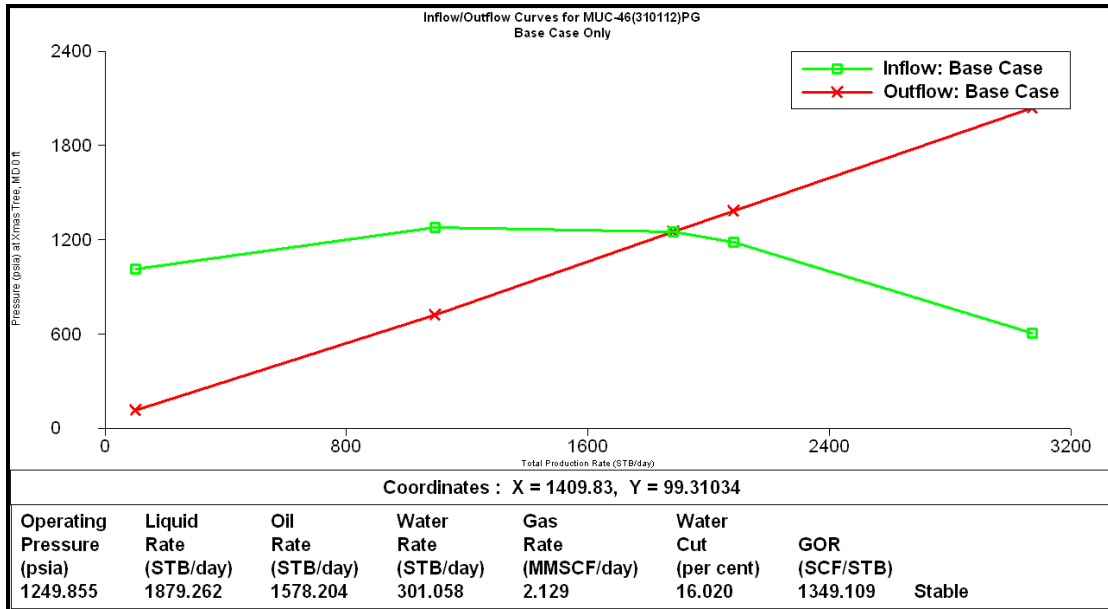
Gráfica D-12 Comportamiento de afluencia actual del pozo MUC-34L, nodo en el fondo.



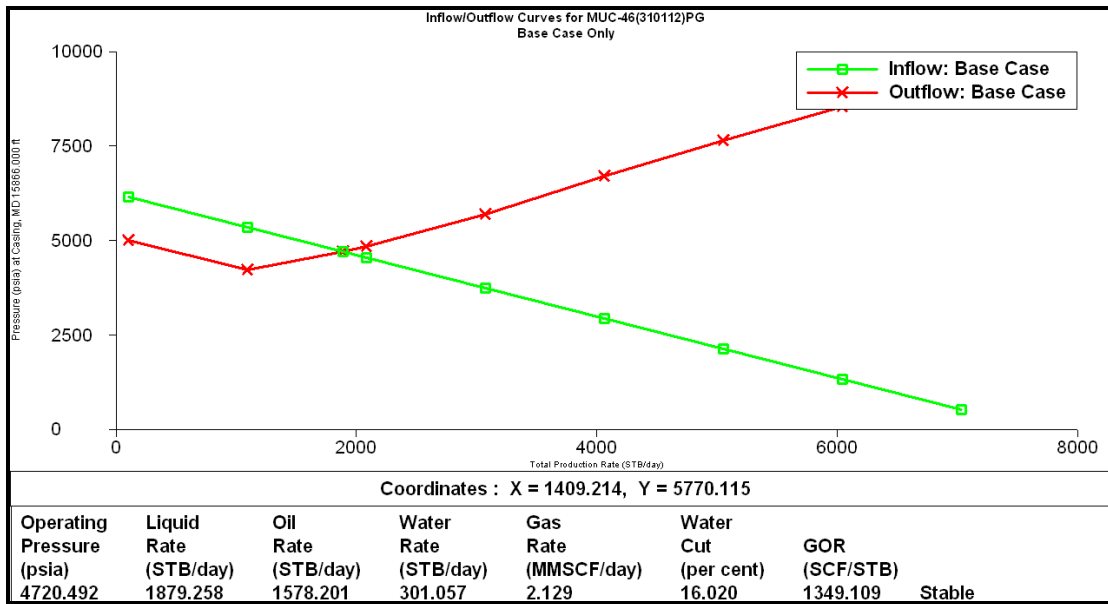
Gráfica D-13 Comportamiento de afluencia actual del pozo MUC-43L, nodo en el cabezal.



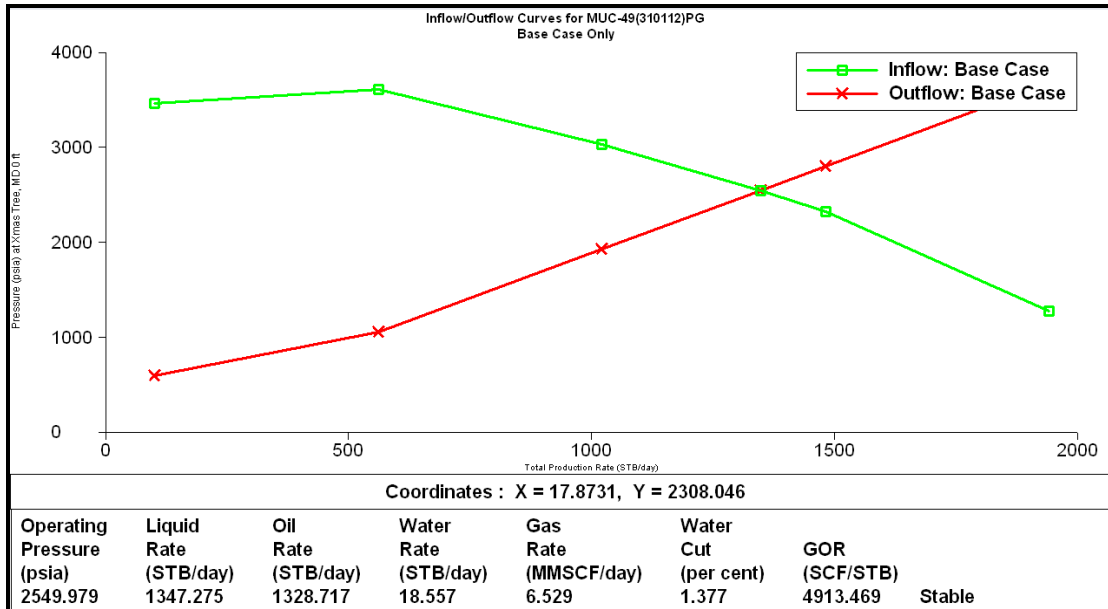
Gráfica D-14 Comportamiento de afluencia actual del pozo MUC-43L, nodo en el fondo.



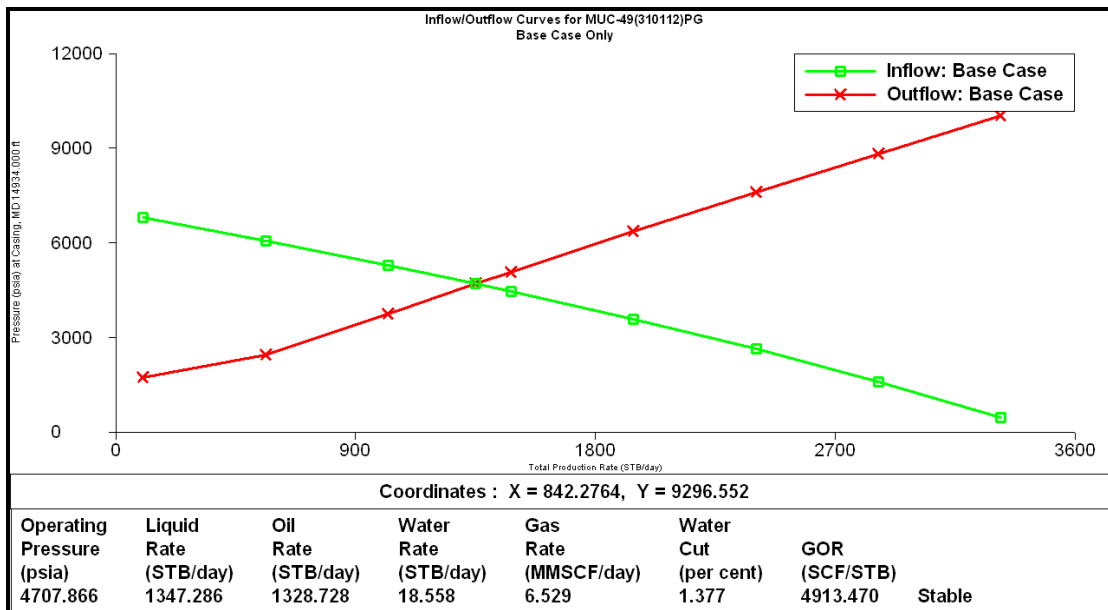
Gráfica D-15 Comportamiento de afluencia actual del pozo MUC-46, nodo en el cabezal.



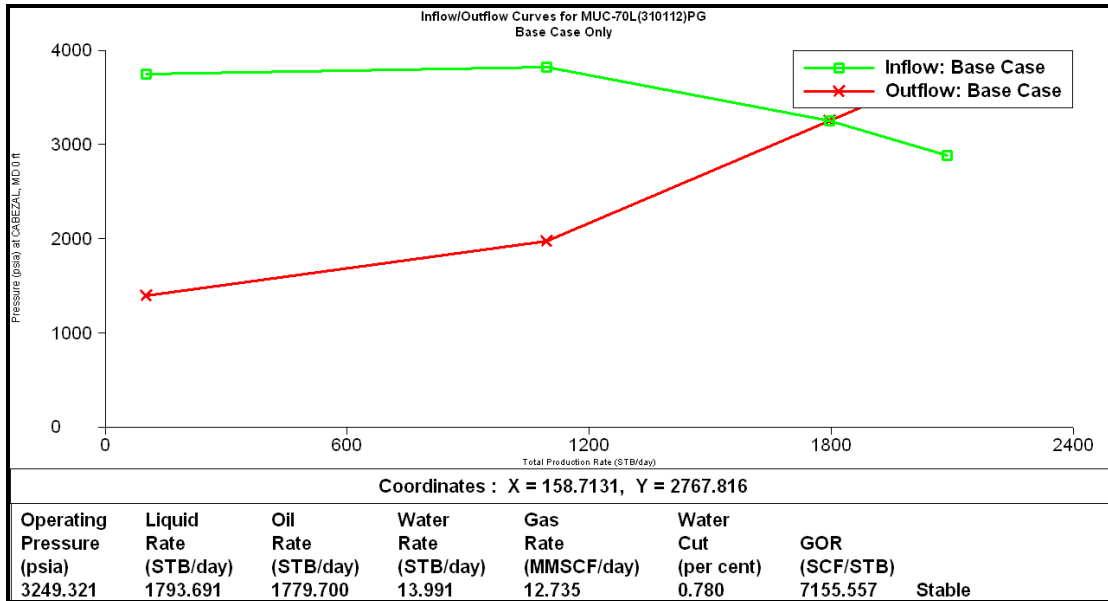
Gráfica D-16 Comportamiento de afluencia actual del pozo MUC-46, nodo en el fondo.



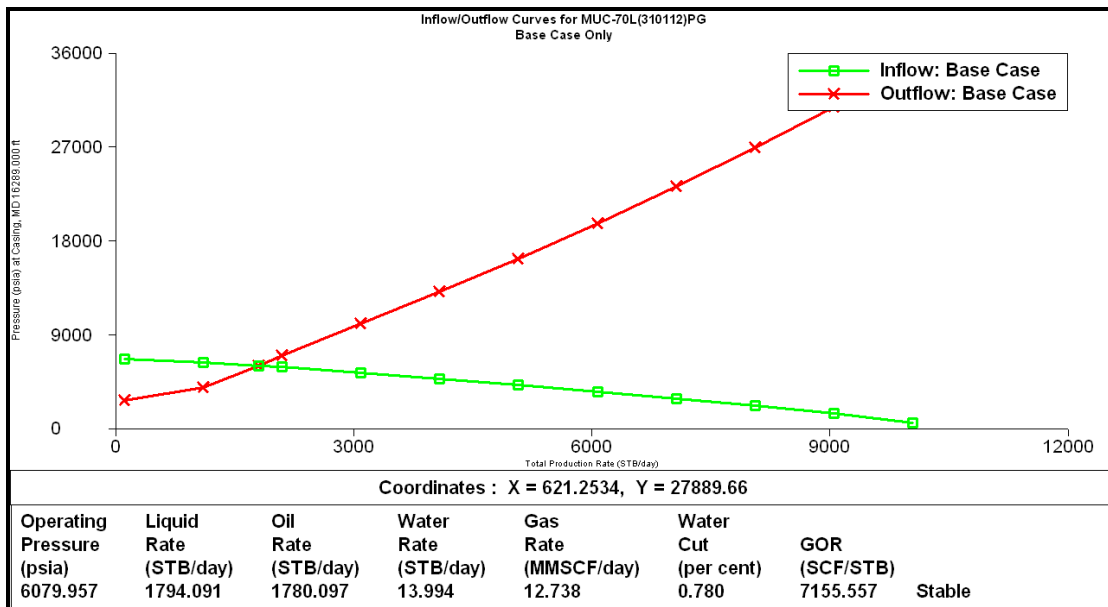
Gráfica D-17 Comportamiento de afluencia actual del pozo MUC-49, nodo en el cabezal.



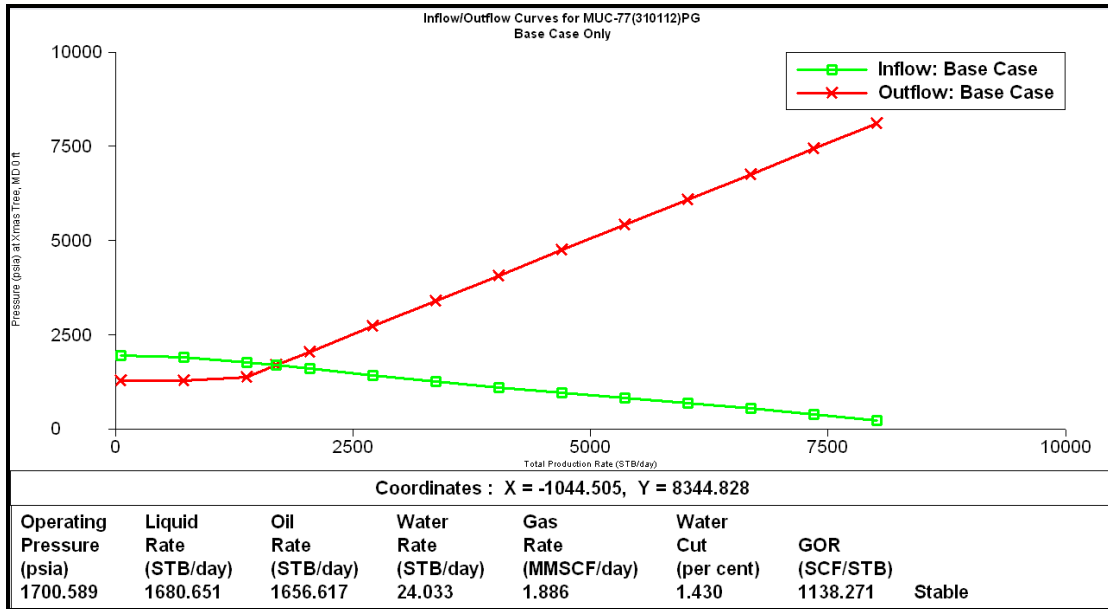
Gráfica D-18 Comportamiento de afluencia actual del pozo MUC-49, nodo en el fondo.



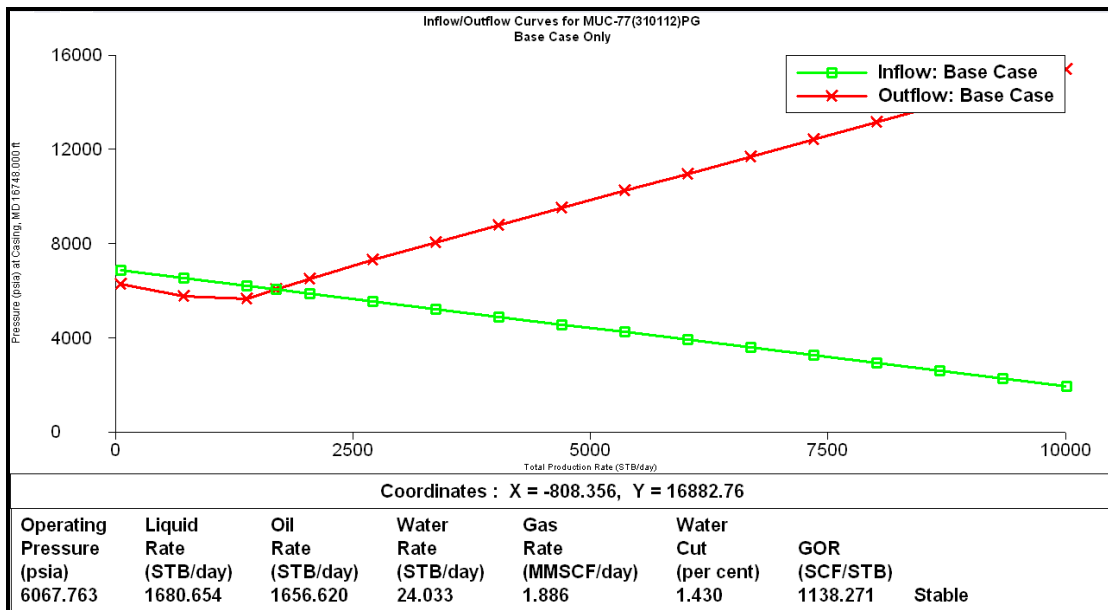
Gráfica D-19 Comportamiento de afluencia actual del pozo MUC-70L, nodo en el cabezal.



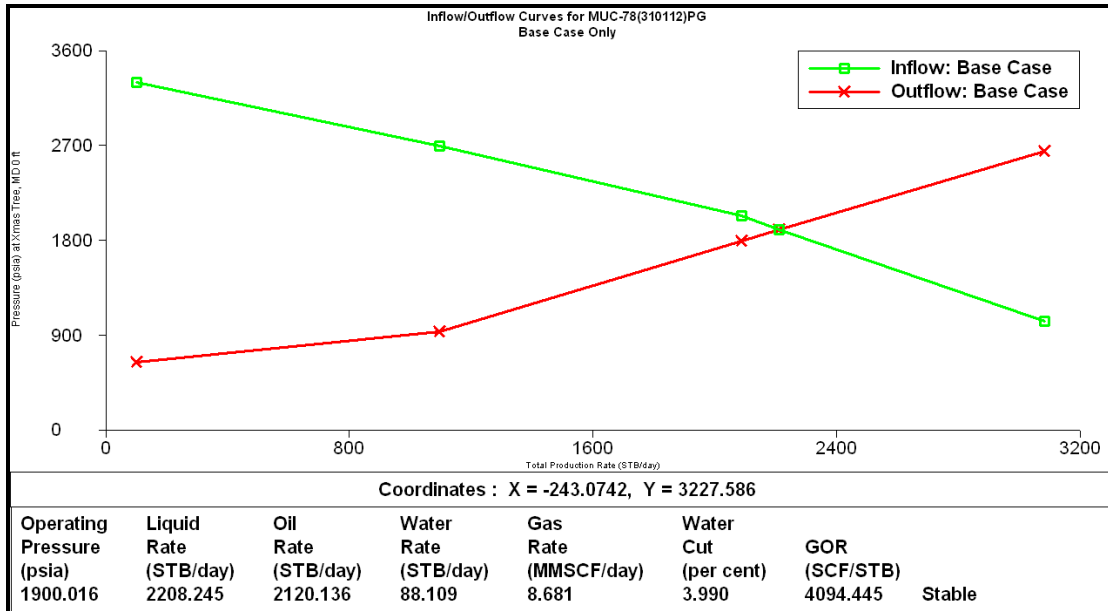
Gráfica D-20 Comportamiento de afluencia actual del pozo MUC-70L, nodo en el fondo.



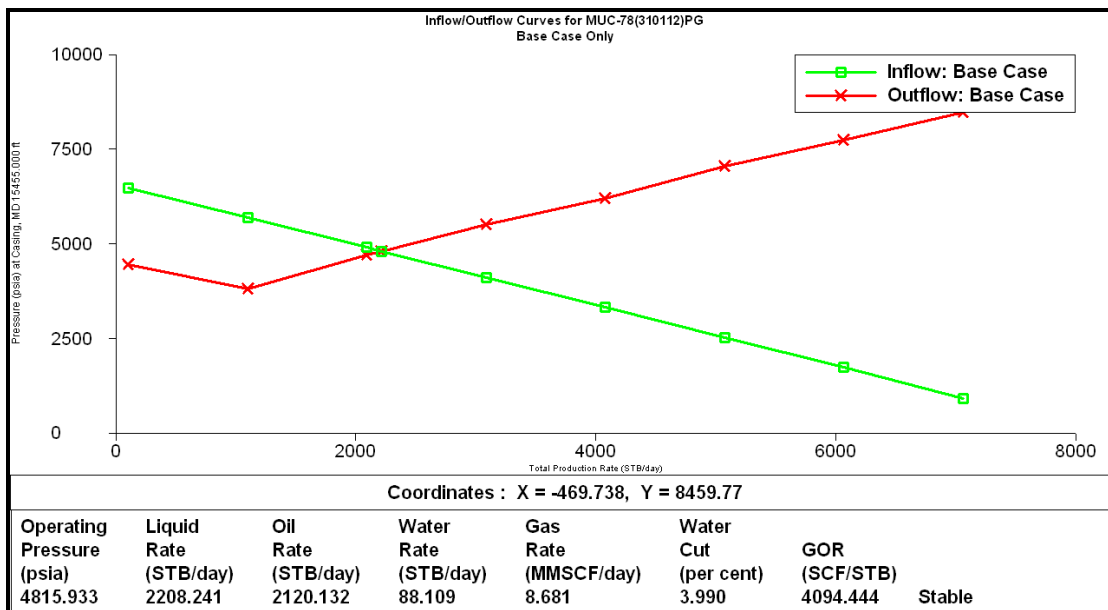
Gráfica D-21 Comportamiento de afluencia actual del pozo MUC-77, nodo en el cabezal.



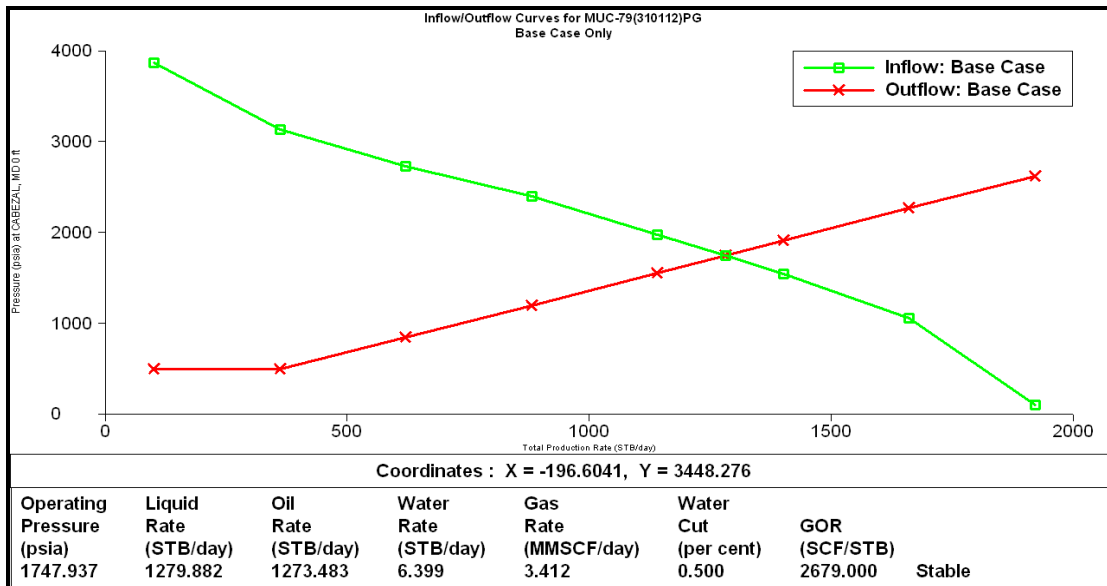
Gráfica D-22 Comportamiento de afluencia actual del pozo MUC-77, nodo en el fondo.



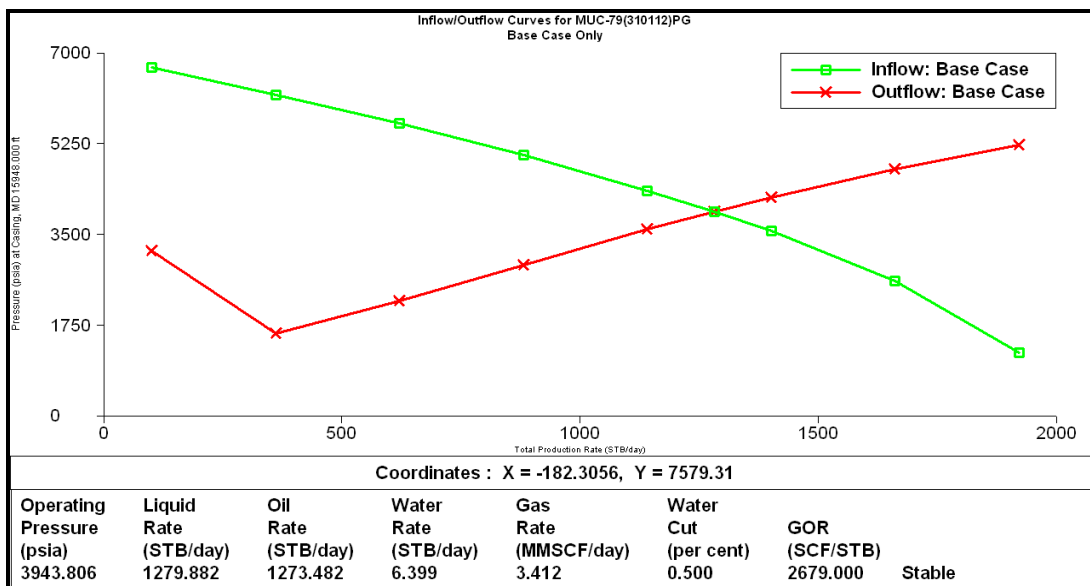
Gráfica D-23 Comportamiento de afluencia actual del pozo MUC-78, nodo en el cabezal.



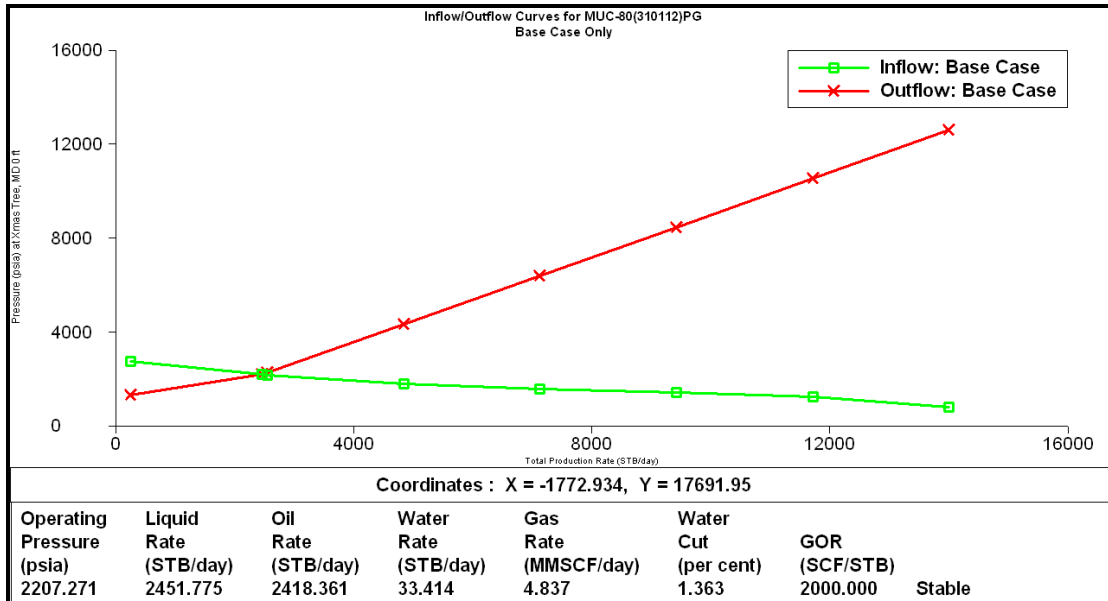
Gráfica D-24 Comportamiento de afluencia actual del pozo MUC-78, nodo en el fondo.



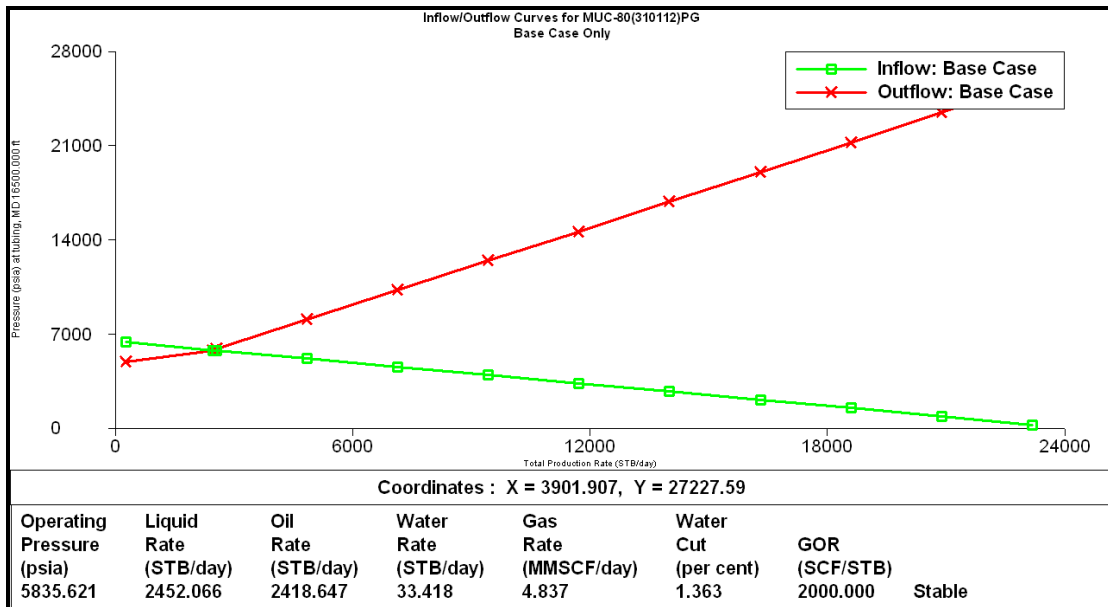
Gráfica D-25 Comportamiento de afluencia actual del pozo MUC-79, nodo en el cabezal.



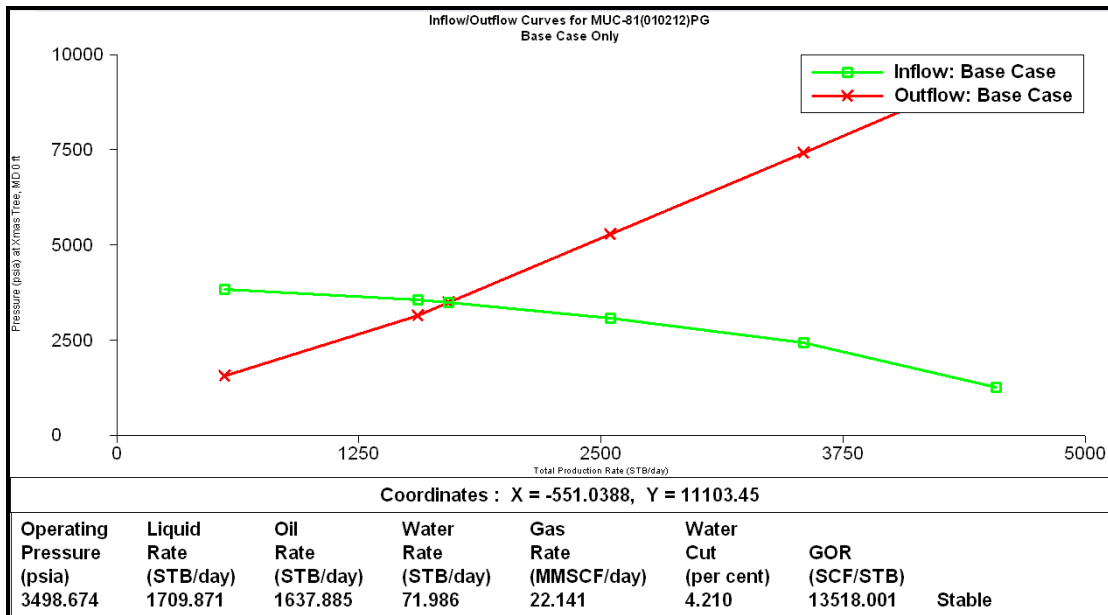
Gráfica D-26 Comportamiento de afluencia actual del pozo MUC-79, nodo en el fondo.



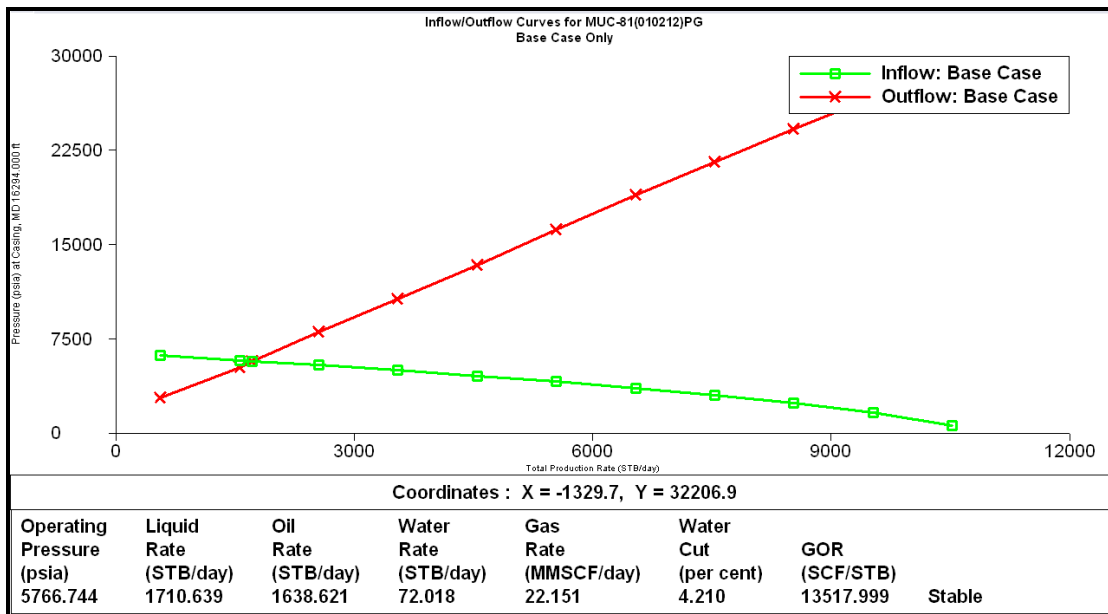
Gráfica D-27 Comportamiento de afluencia actual del pozo MUC-80, nodo en el cabezal.



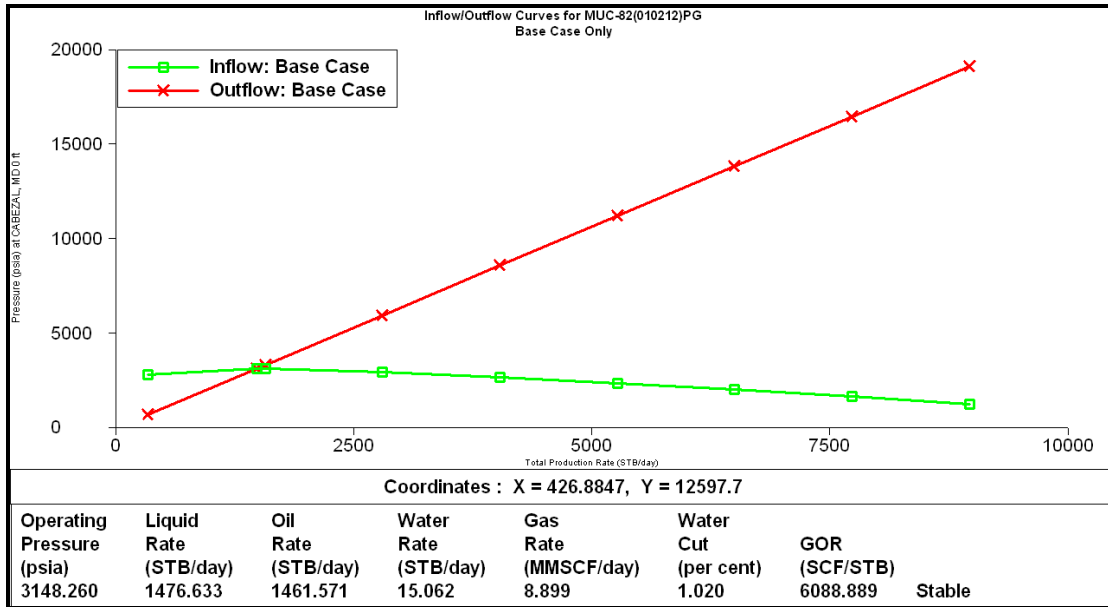
Gráfica D-28 Comportamiento de afluencia actual del pozo MUC-80, nodo en el fondo.



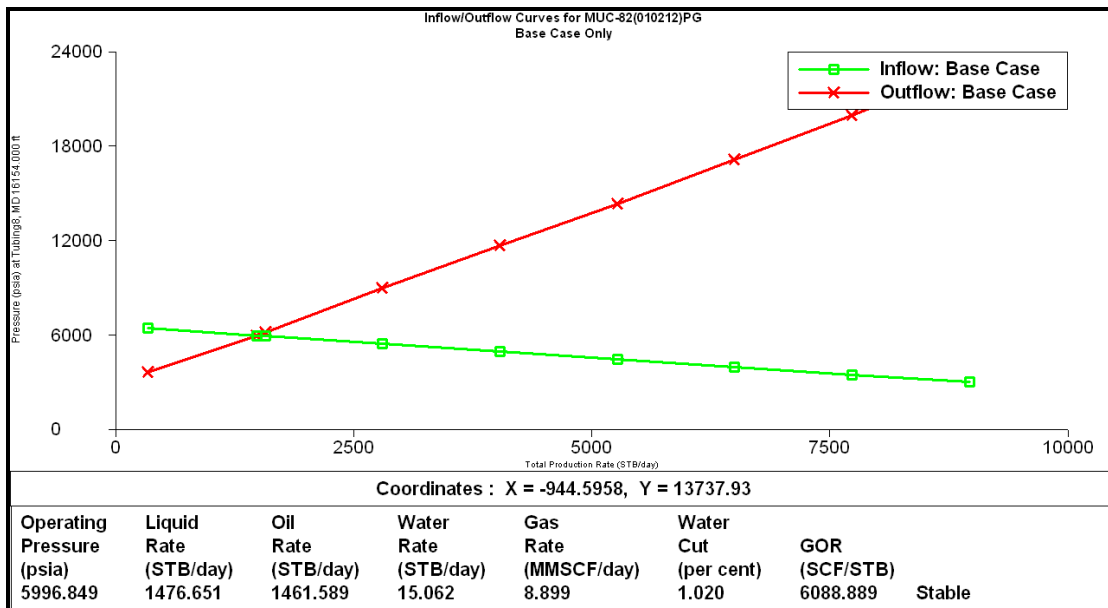
Gráfica D-29 Comportamiento de afluencia actual del pozo MUC-81, nodo en el cabezal.



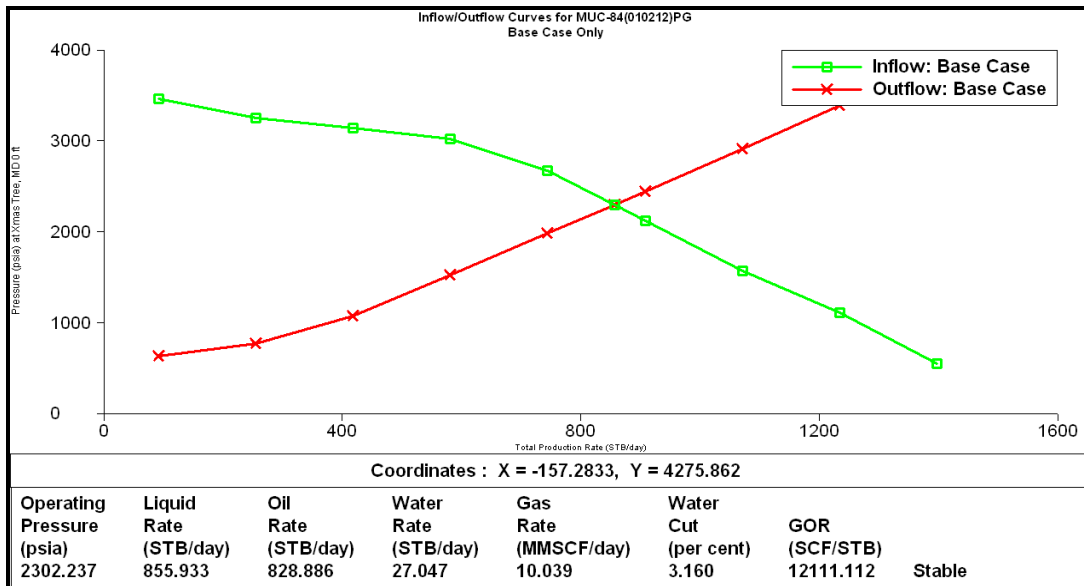
Gráfica D-30 Comportamiento de afluencia actual del pozo MUC-81, nodo en el fondo.



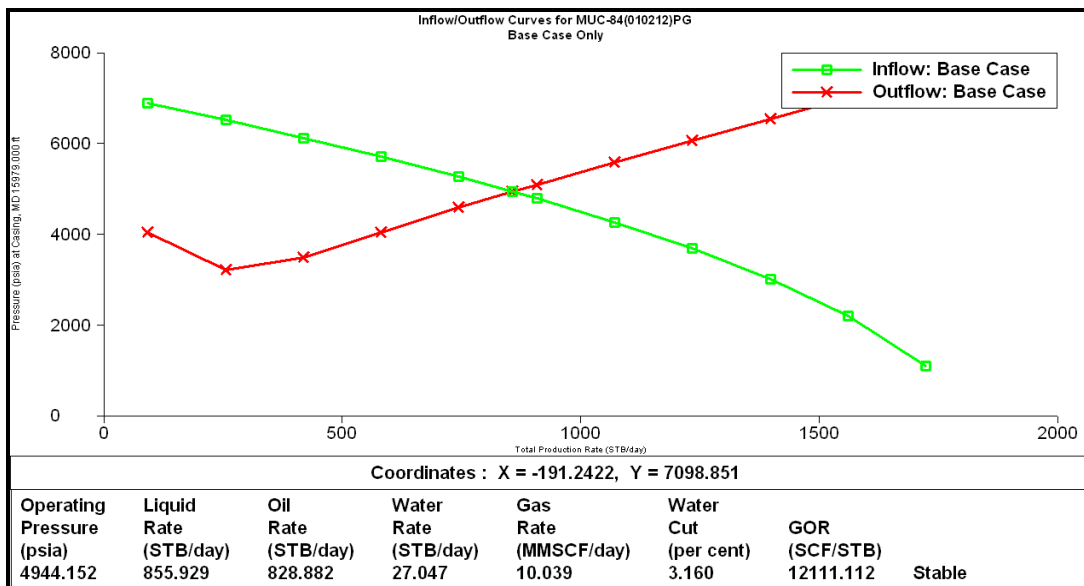
Gráfica D-31 Comportamiento de afluencia actual del pozo MUC-82, nodo en el cabezal.



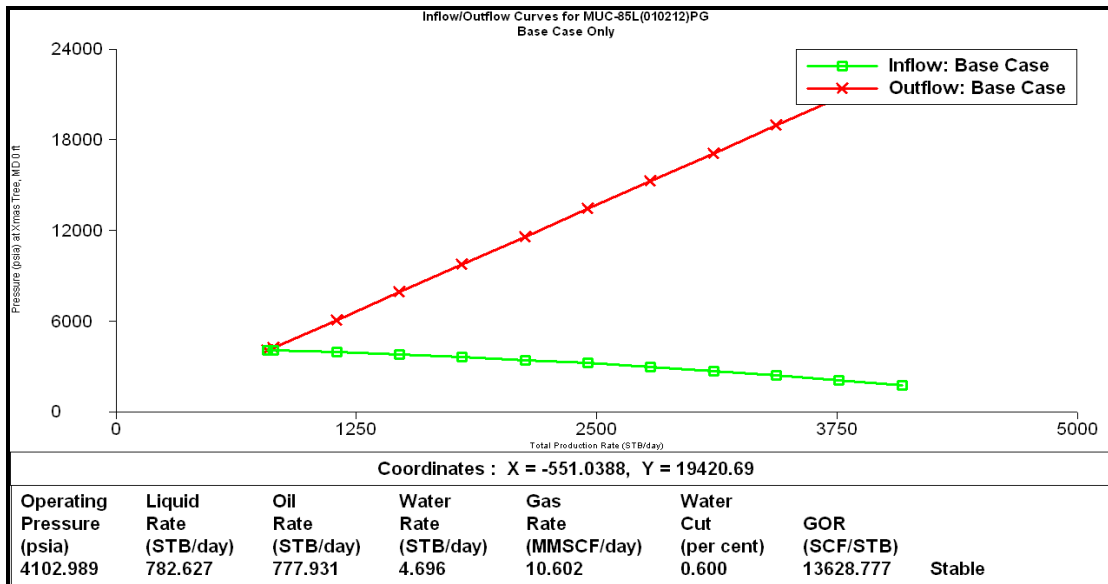
Gráfica D-32 Comportamiento de afluencia actual del pozo MUC-82, nodo en el fondo.



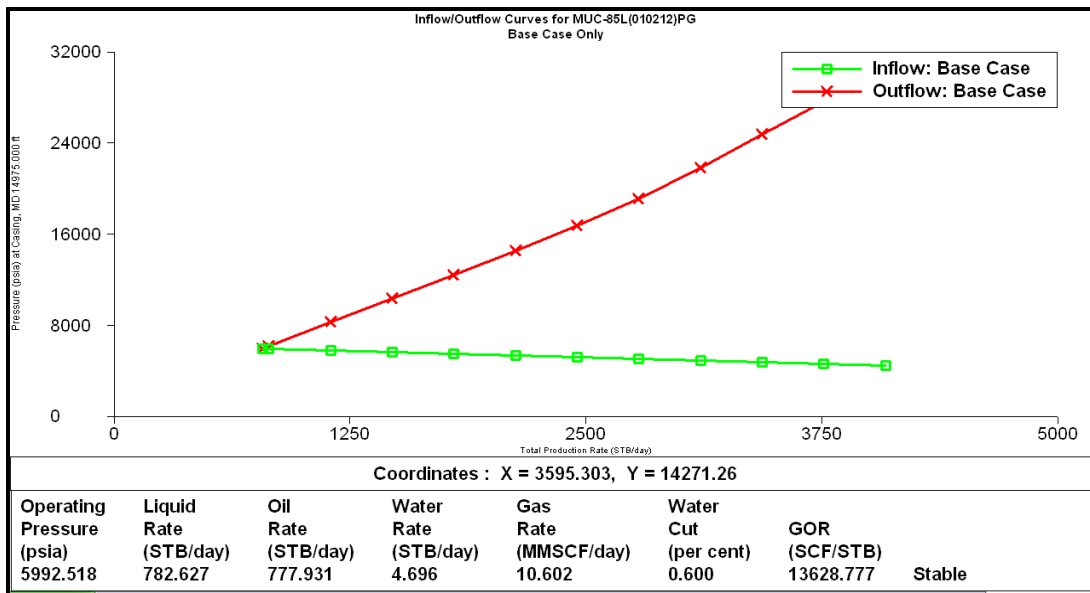
Gráfica D-33 Comportamiento de afluencia actual del pozo MUC-84, nodo en el cabezal.



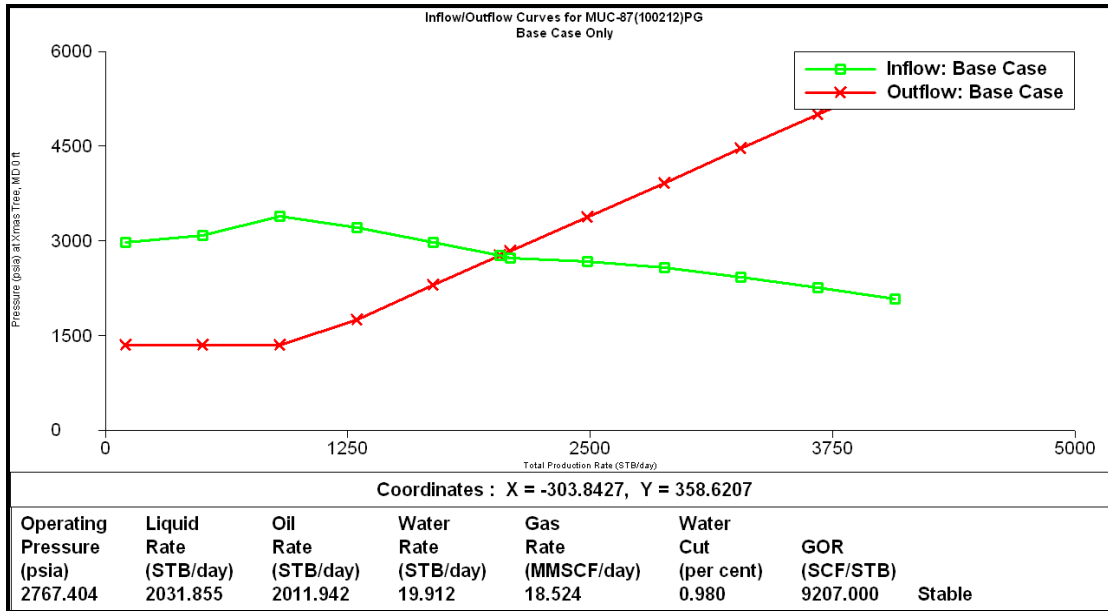
Gráfica D-34 Comportamiento de afluencia actual del pozo MUC-84, nodo en el fondo.



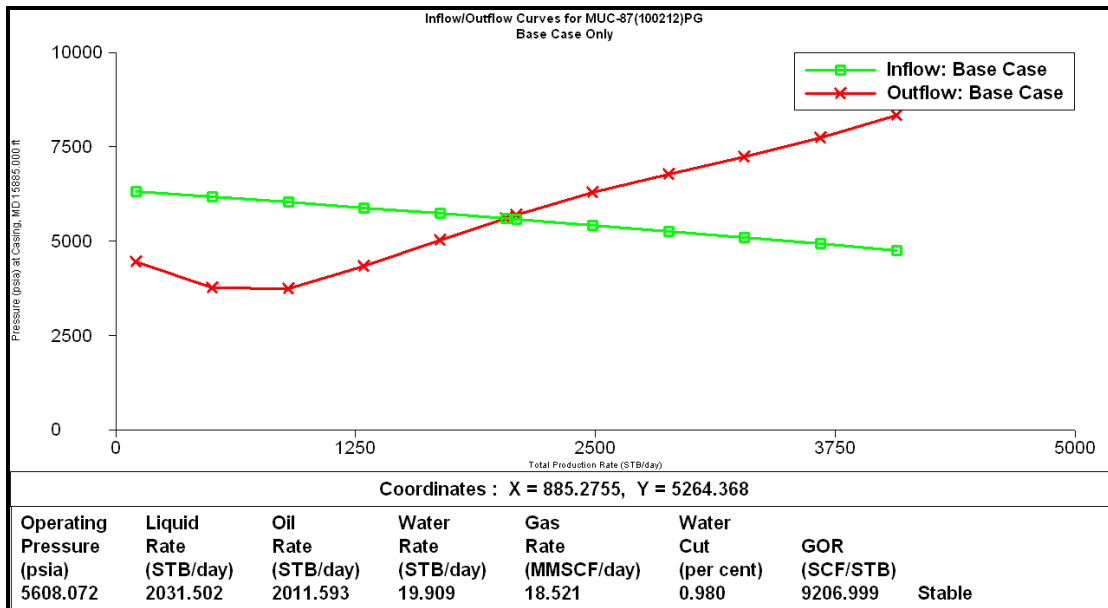
Gráfica D-35 Comportamiento de afluencia actual del pozo MUC-85L, nodo en el cabezal.



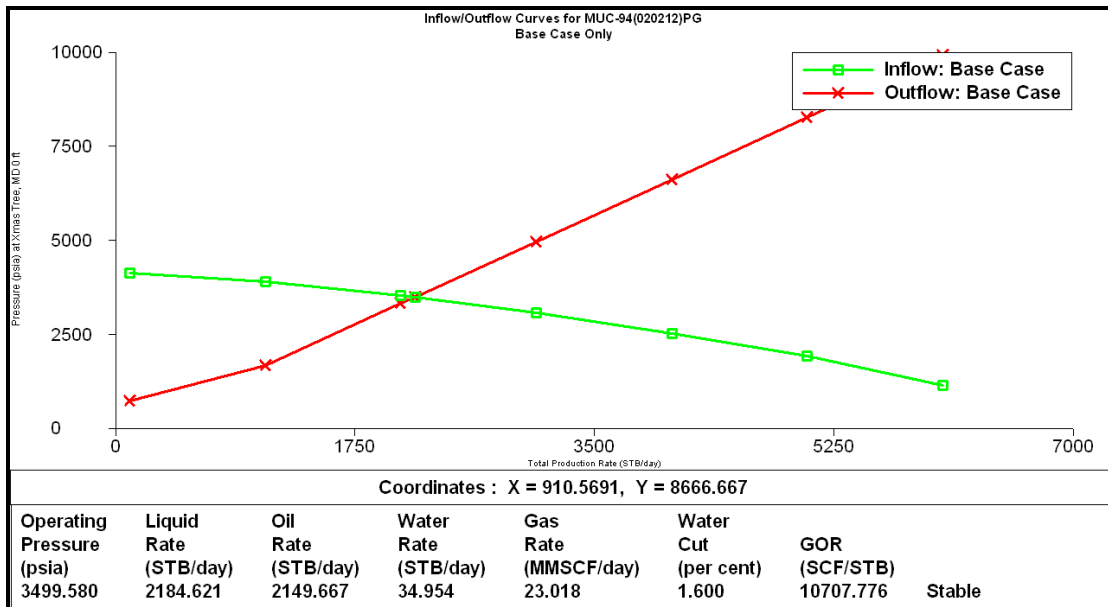
Gráfica D-36 Comportamiento de afluencia actual del pozo MUC-85L, nodo en el fondo.



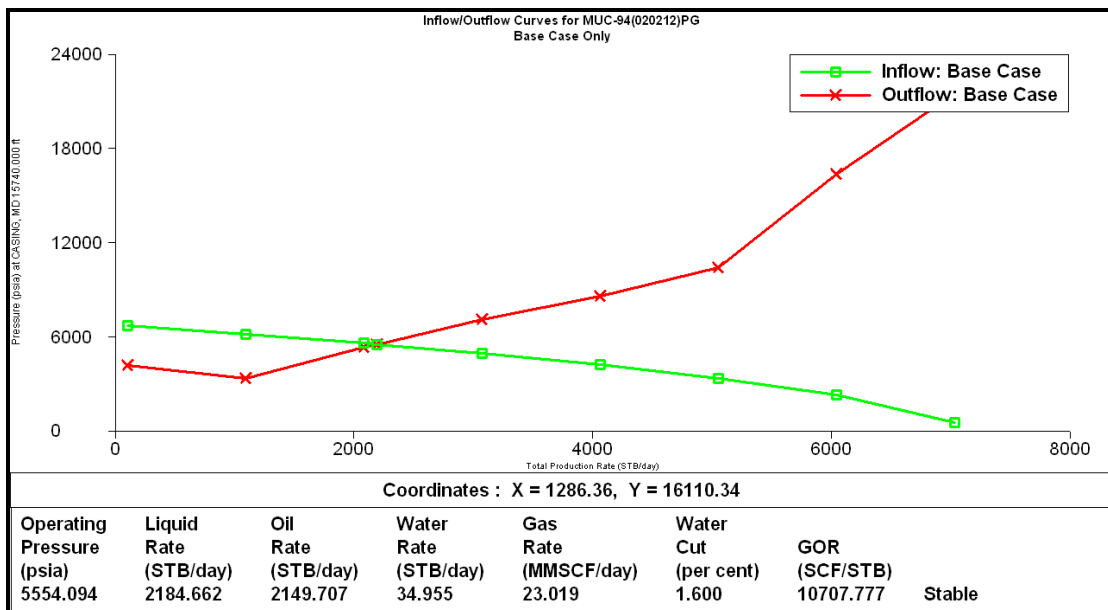
Gráfica D-37 Comportamiento de afluencia actual del pozo MUC-87, nodo en el cabezal.



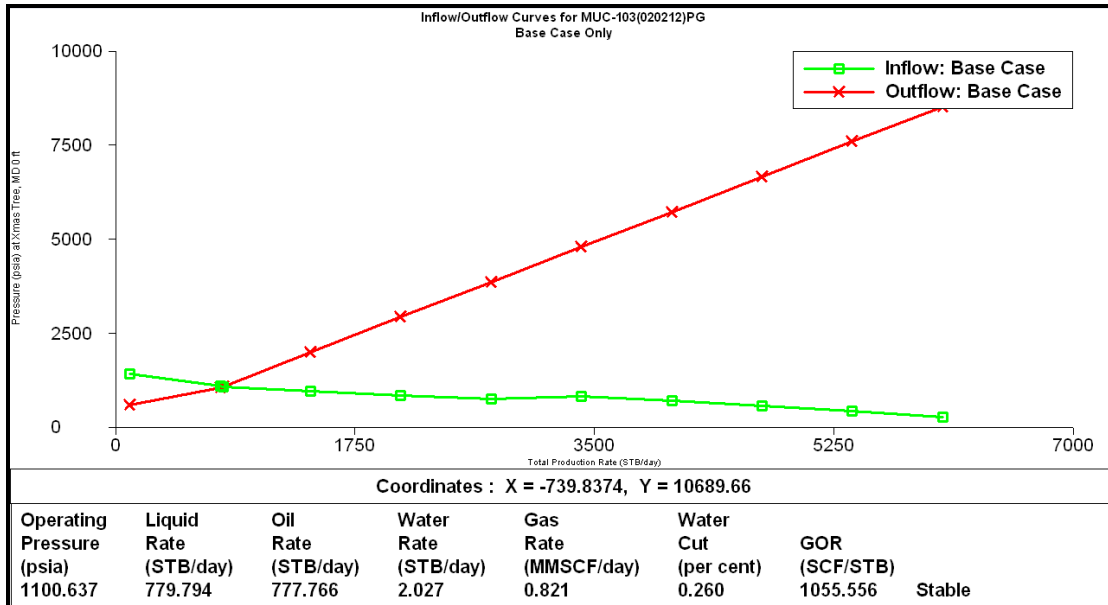
Gráfica D-38 Comportamiento de afluencia actual del pozo MUC-87, nodo en el fondo.



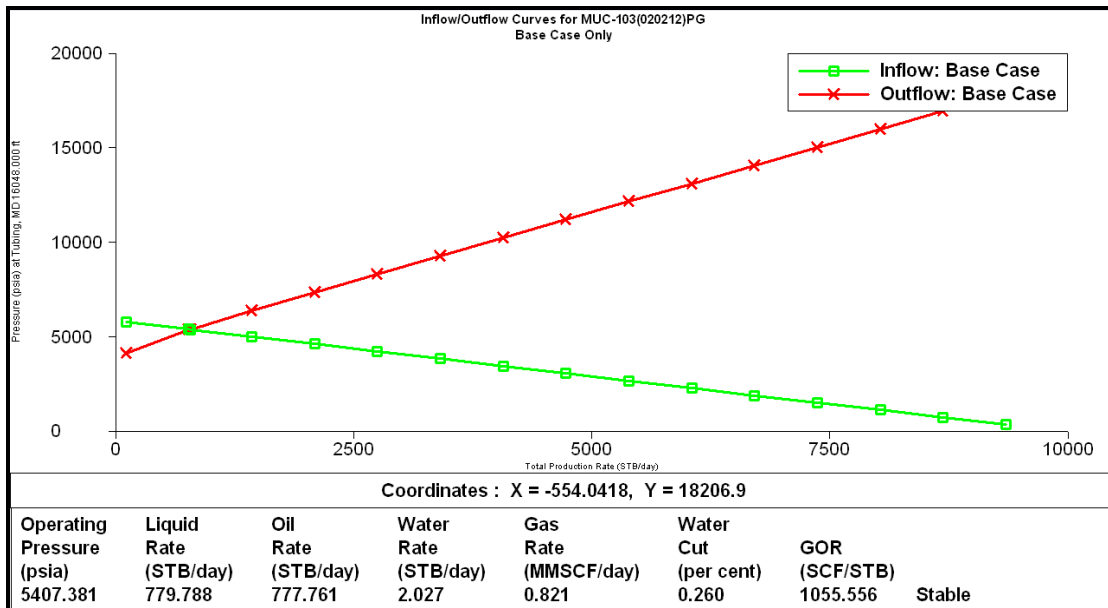
Gráfica D-39 Comportamiento de afluencia actual del pozo MUC-94, nodo en el cabezal.



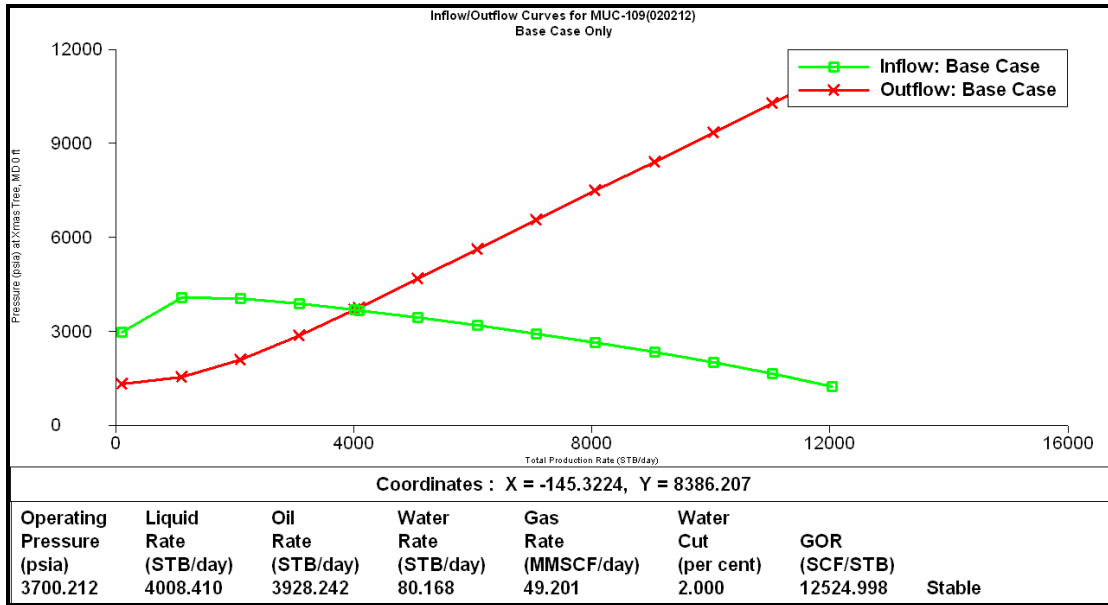
Gráfica D-40 Comportamiento de afluencia actual del pozo MUC-94, nodo en el fondo.



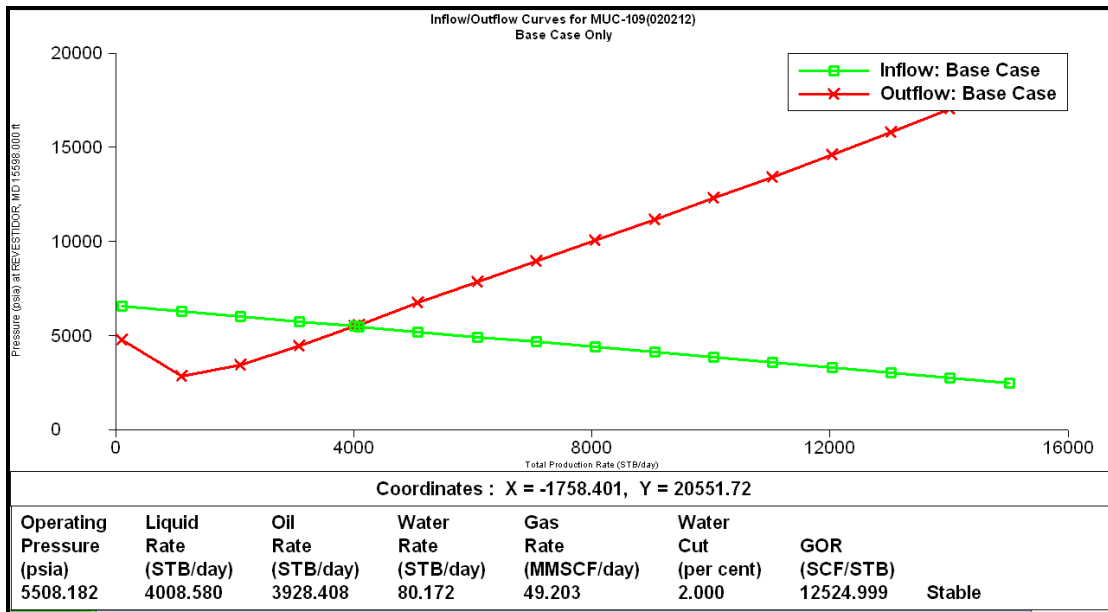
Gráfica D-41 Comportamiento de afluencia actual del pozo MUC-103, nodo en el cabezal.



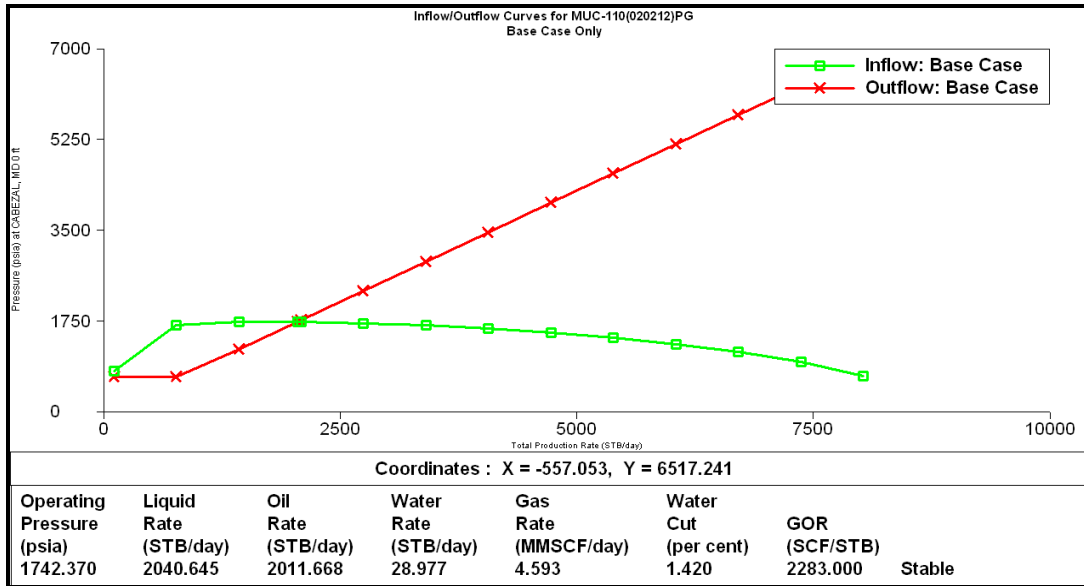
Gráfica D-42 Comportamiento de afluencia actual del pozo MUC-103, nodo en el fondo.



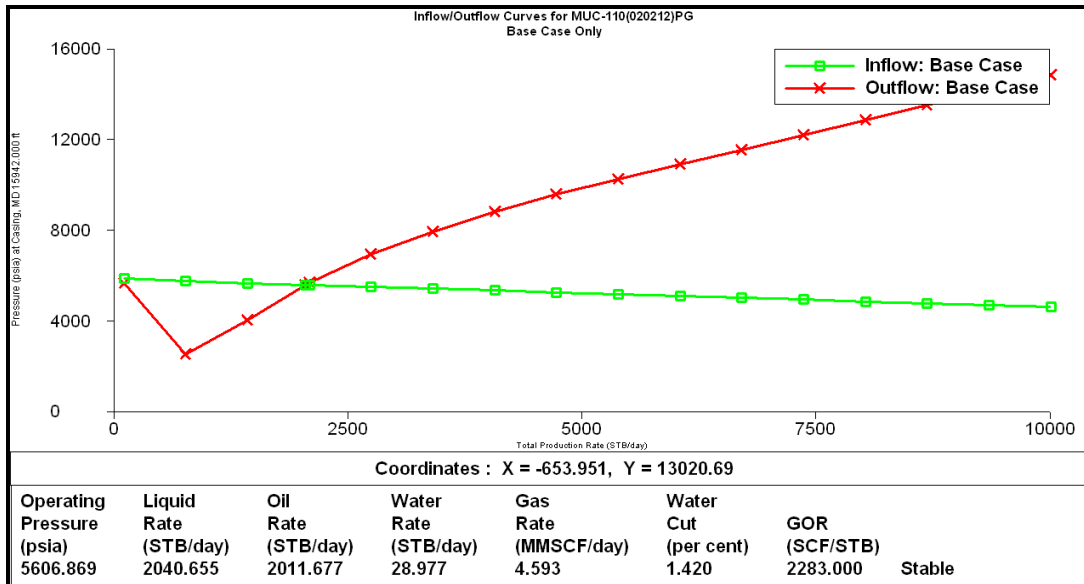
Gráfica D-43 Comportamiento de afluencia actual del pozo MUC-109, nodo en el cabezal.



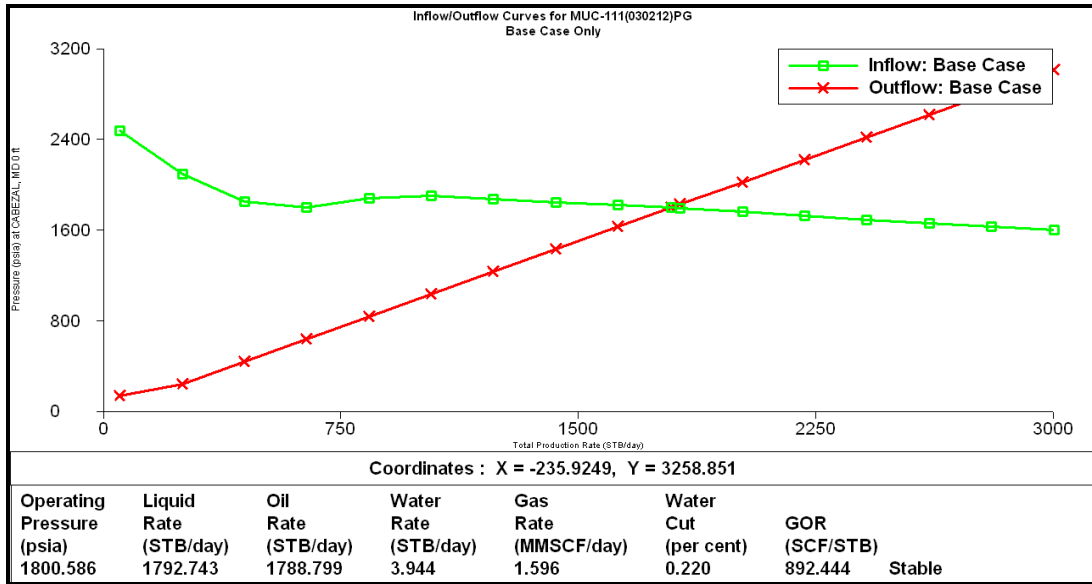
Gráfica D-44 Comportamiento de afluencia actual del pozo MUC-109, nodo en el fondo.



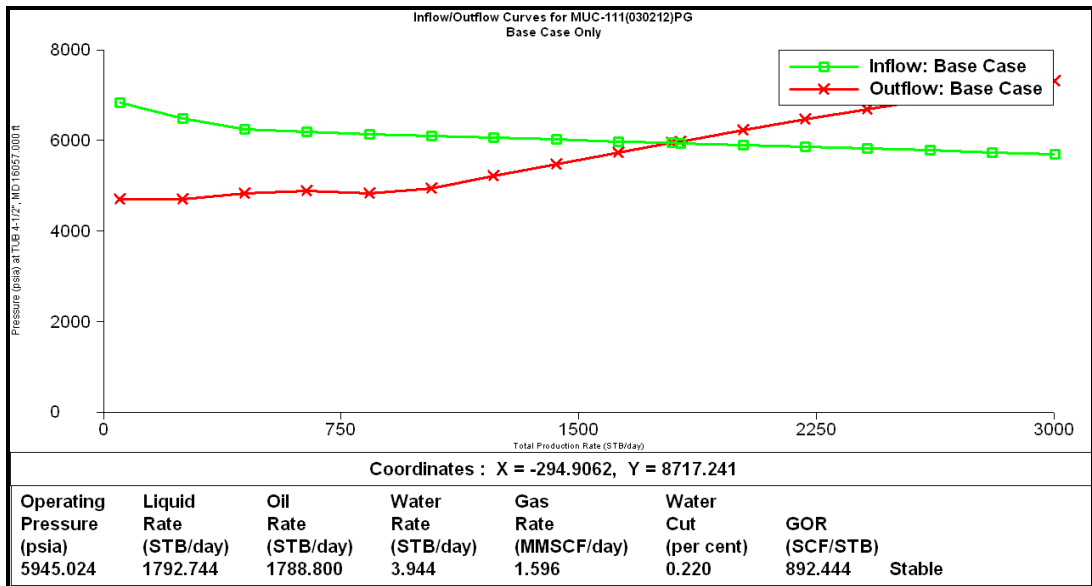
Gráfica D-45 Comportamiento de afluencia actual del pozo MUC-110, nodo en el cabezal.



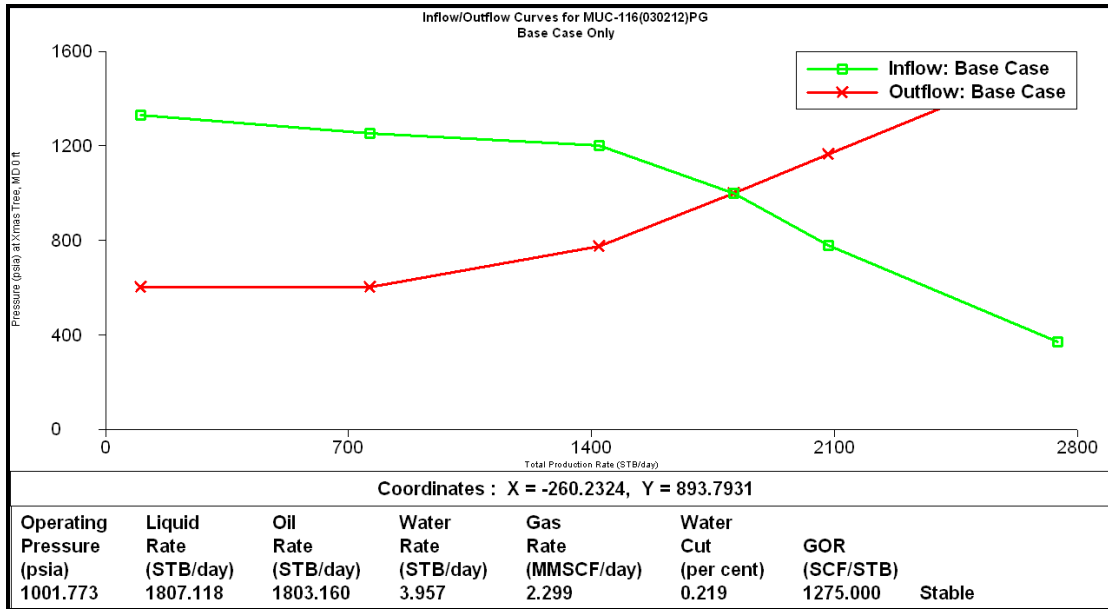
Gráfica D-46 Comportamiento de afluencia actual del pozo MUC-110, nodo en el fondo.



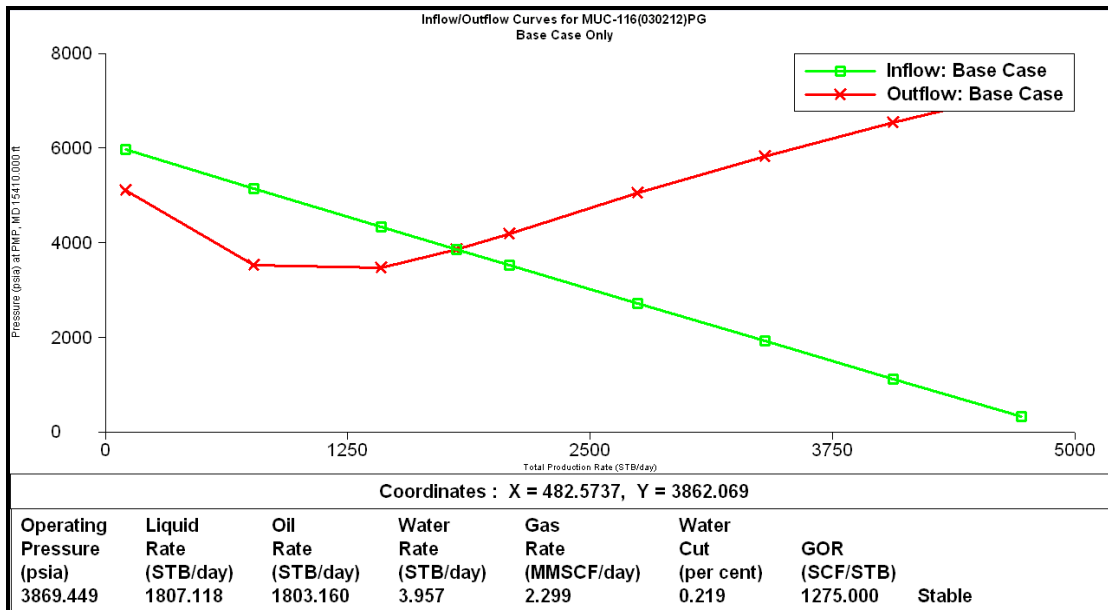
Gráfica D-47 Comportamiento de afluencia actual del pozo MUC-111, nodo en el cabezal.



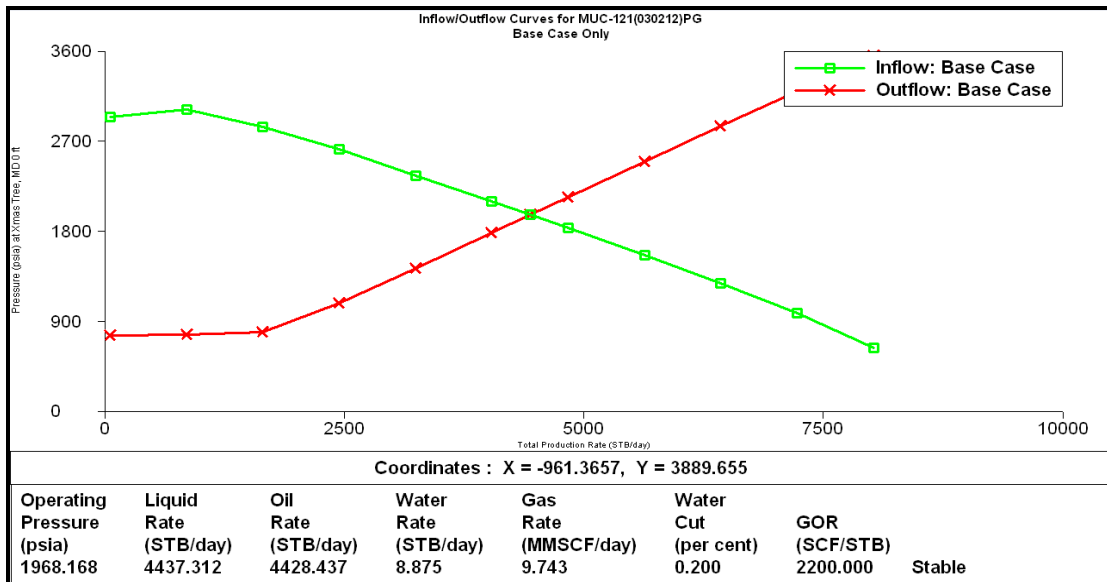
Gráfica D-48 Comportamiento de afluencia actual del pozo MUC-111, nodo en el fondo.



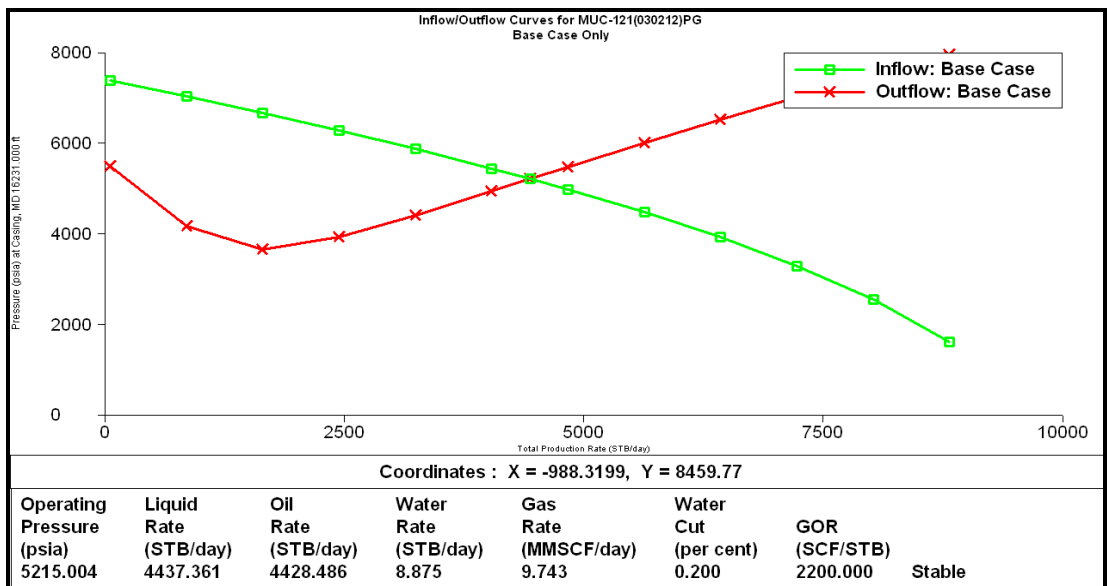
Gráfica D-49 Comportamiento de afluencia actual del pozo MUC-116, nodo en el cabezal.



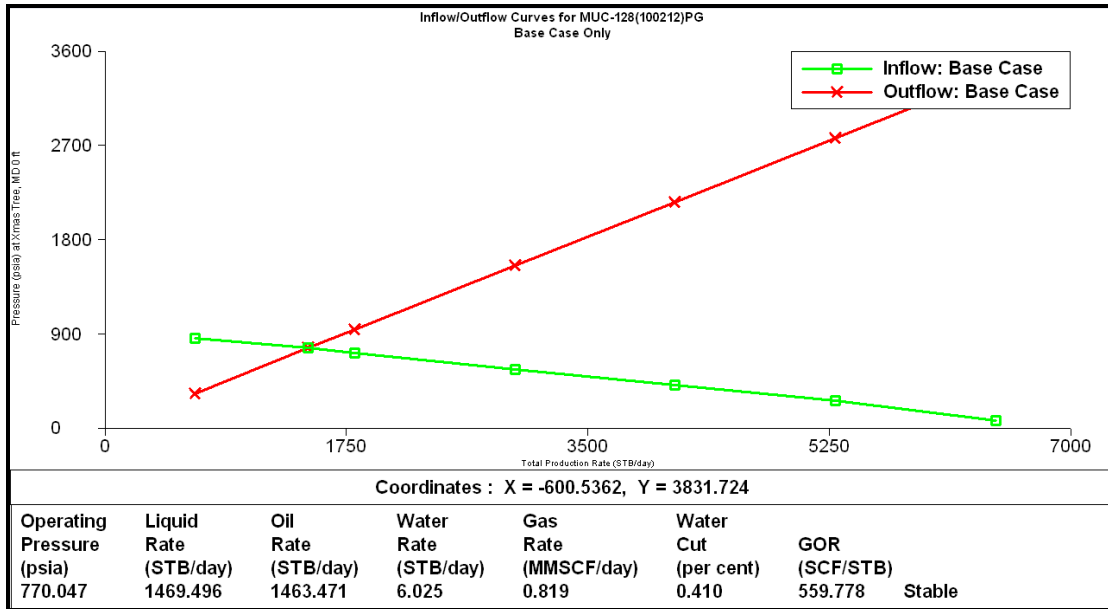
Gráfica D-50 Comportamiento de afluencia actual del pozo MUC-116, nodo en el fondo.



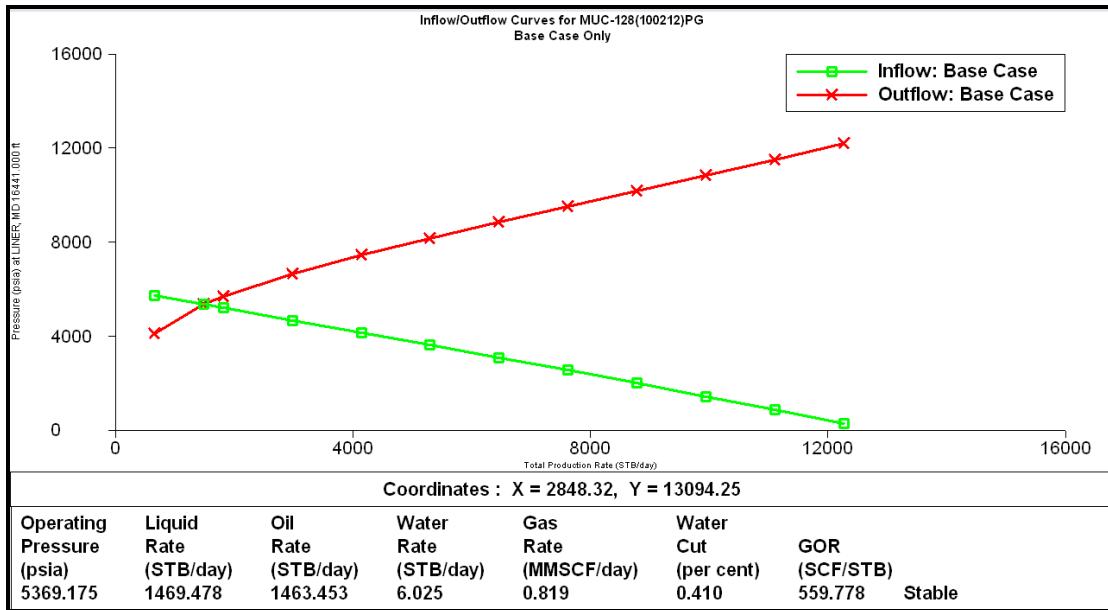
Gráfica D-51 Comportamiento de afluencia actual del pozo MUC-121, nodo en el cabezal.



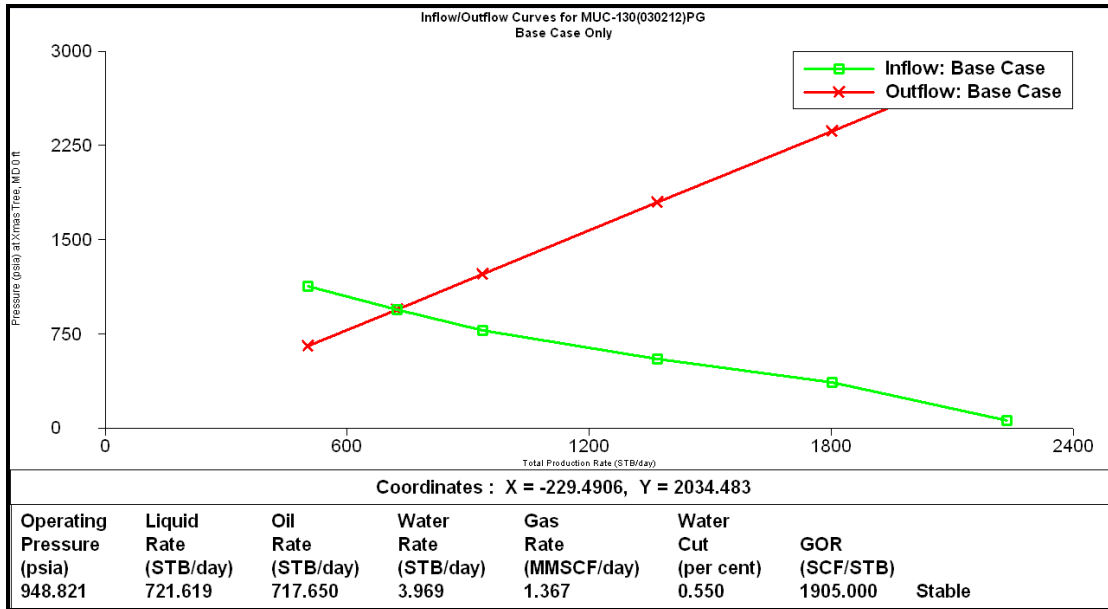
Gráfica D-52 Comportamiento de afluencia actual del pozo MUC-121, nodo en el fondo.



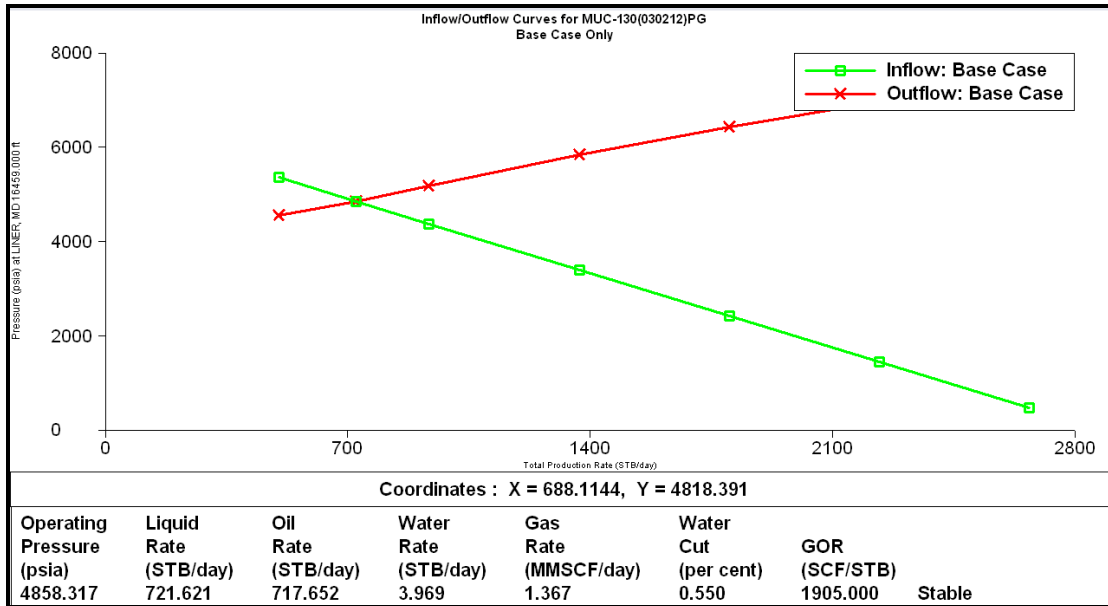
Gráfica D-53 Comportamiento de afluencia actual del pozo MUC-128, nodo en el cabezal.



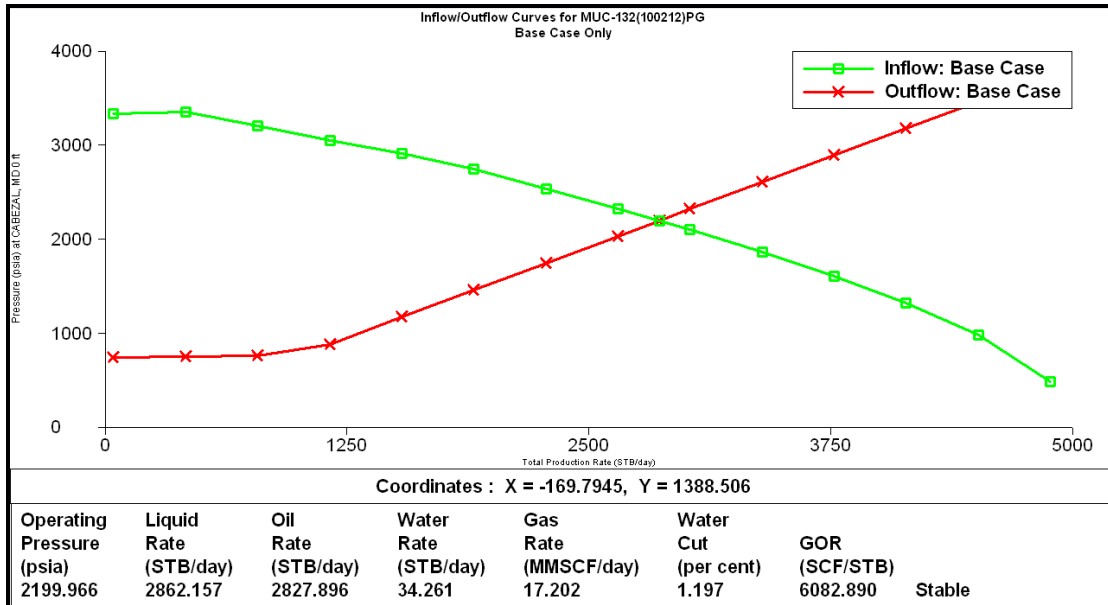
Gráfica D-54 Comportamiento de afluencia actual del pozo MUC-128, nodo en el fondo.



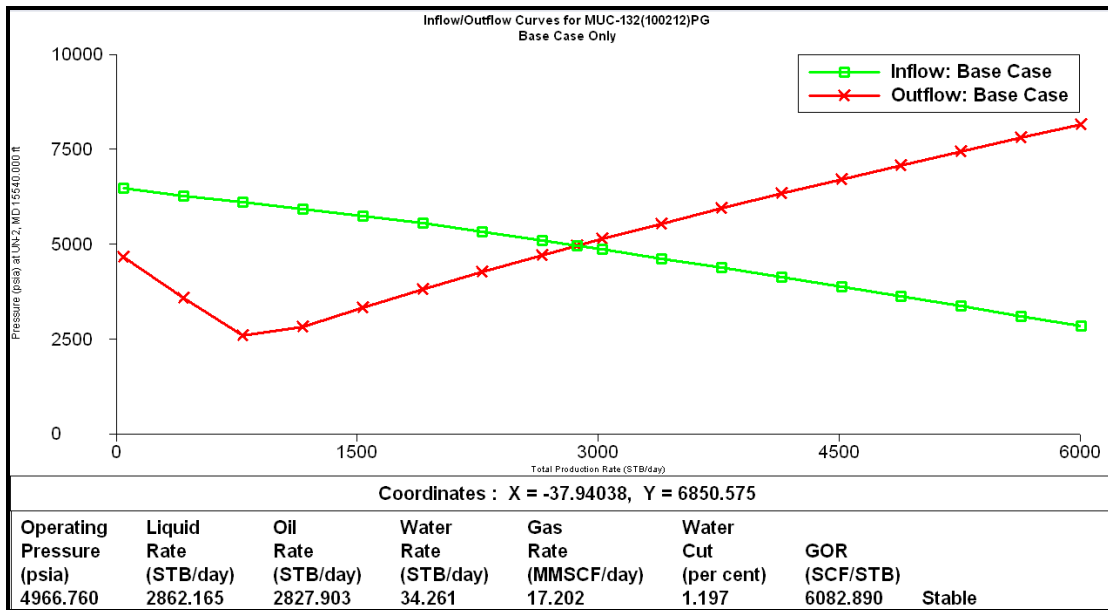
Gráfica D-55 Comportamiento de afluencia actual del pozo MUC-130, nodo en el cabezal.



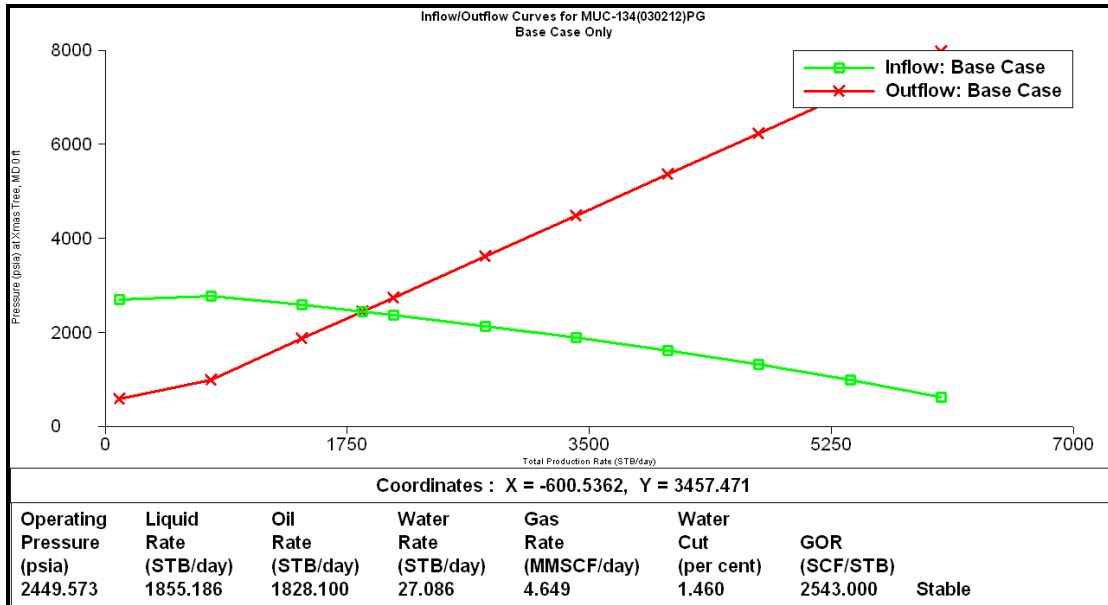
Gráfica D-56 Comportamiento de afluencia actual del pozo MUC-130, nodo en el fondo.



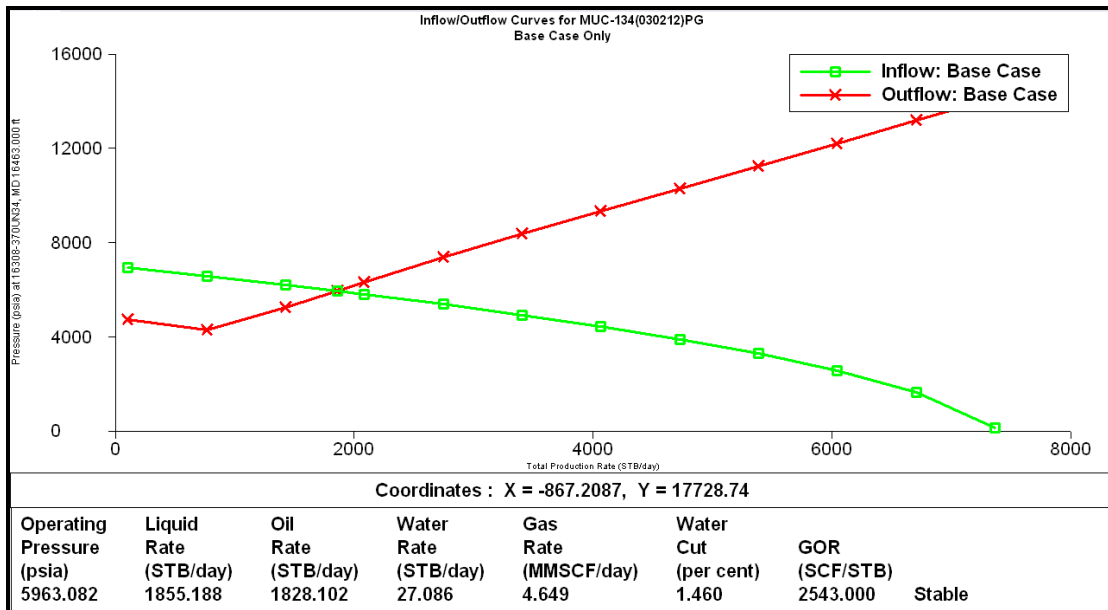
Gráfica D-57 Comportamiento de afluencia actual del pozo MUC-132, nodo en el cabezal.



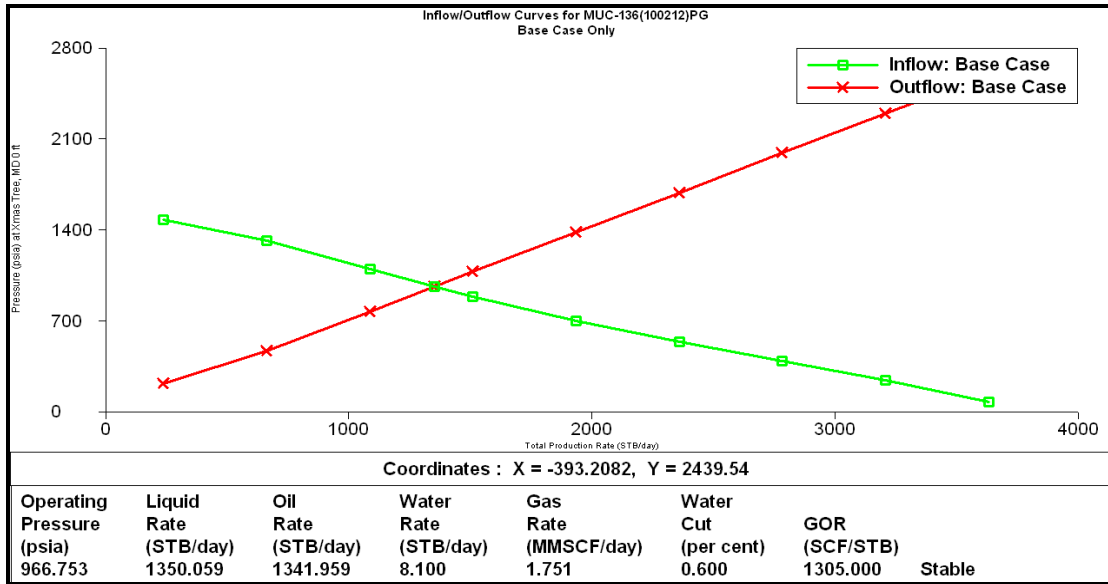
Gráfica D-58 Comportamiento de afluencia actual del pozo MUC-132, nodo en el fondo.



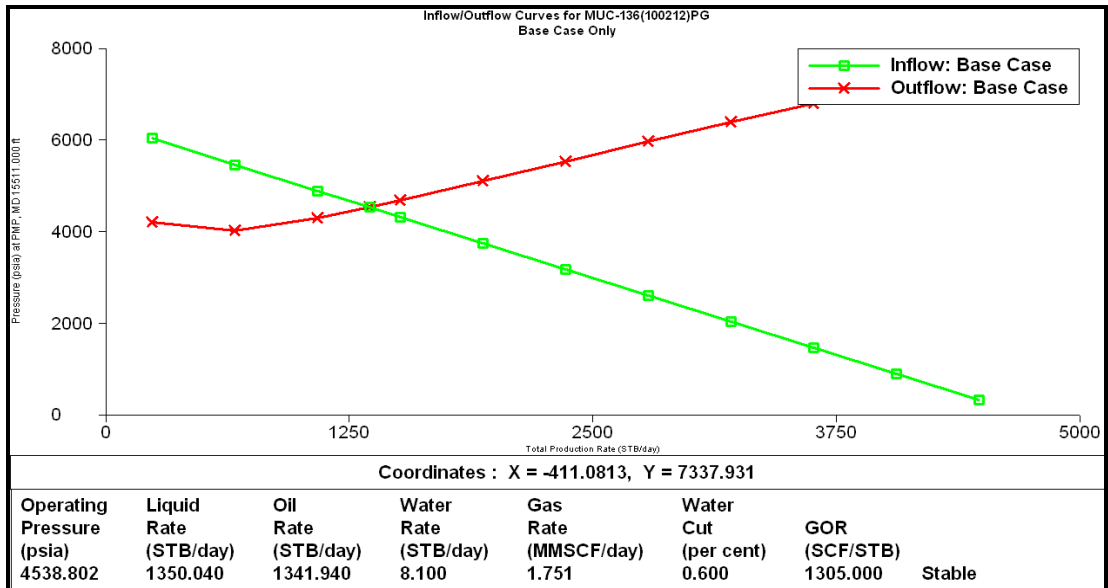
Gráfica D-59 Comportamiento de afluencia actual del pozo MUC-134, nodo en el cabezal.



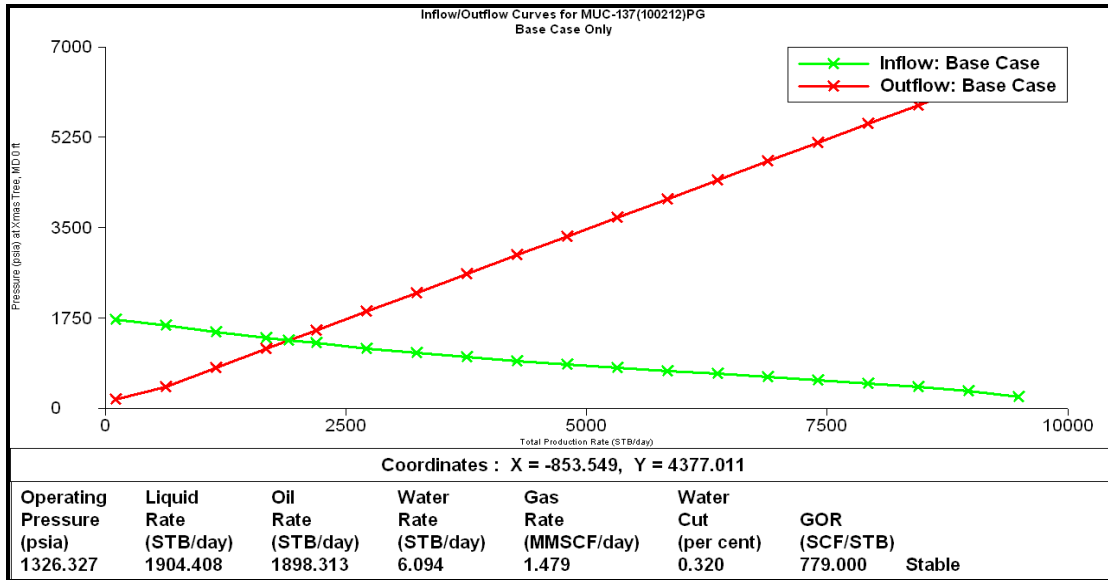
Gráfica D-60 Comportamiento de afluencia actual del pozo MUC-134, nodo en el fondo.



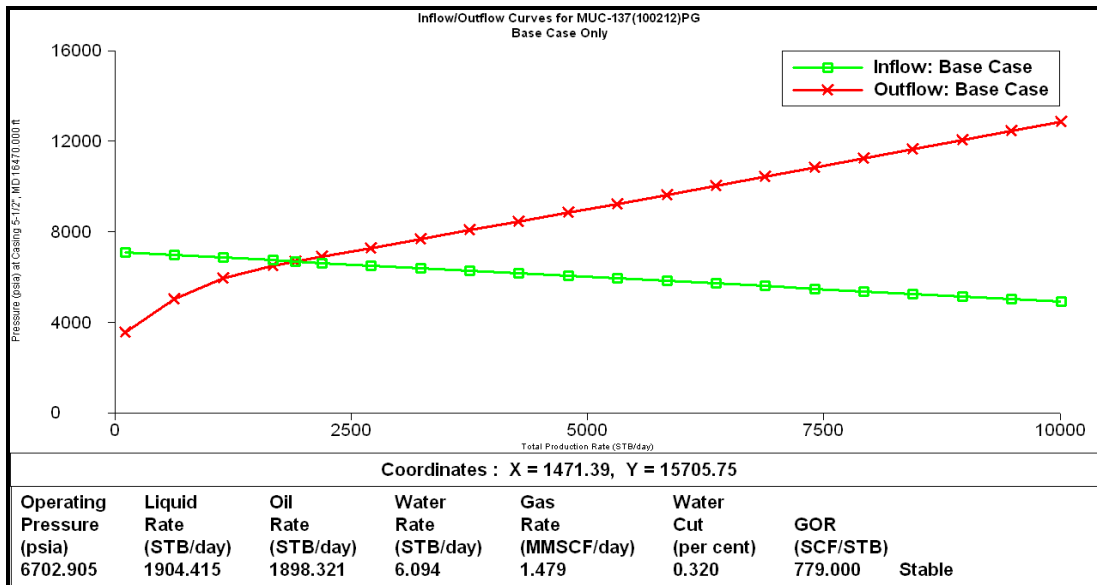
Gráfica D-61 Comportamiento de afluencia actual del pozo MUC-136, nodo en el cabezal.



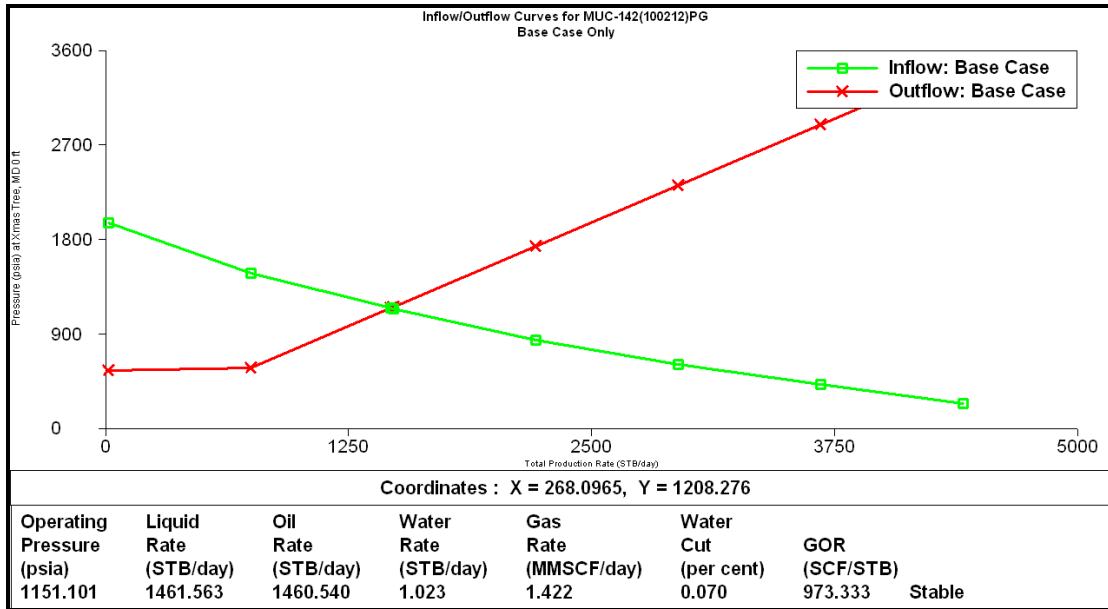
Gráfica D-62 Comportamiento de afluencia actual del pozo MUC-136, nodo en el fondo.



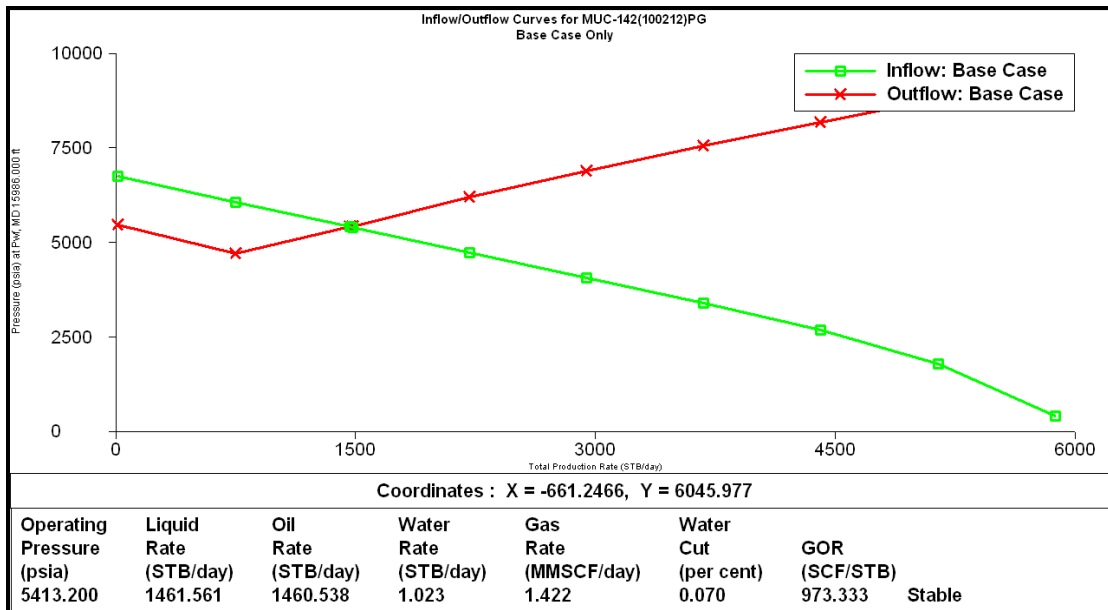
Gráfica D-63 Comportamiento de afluencia actual del pozo MUC-137, nodo en el cabezal.



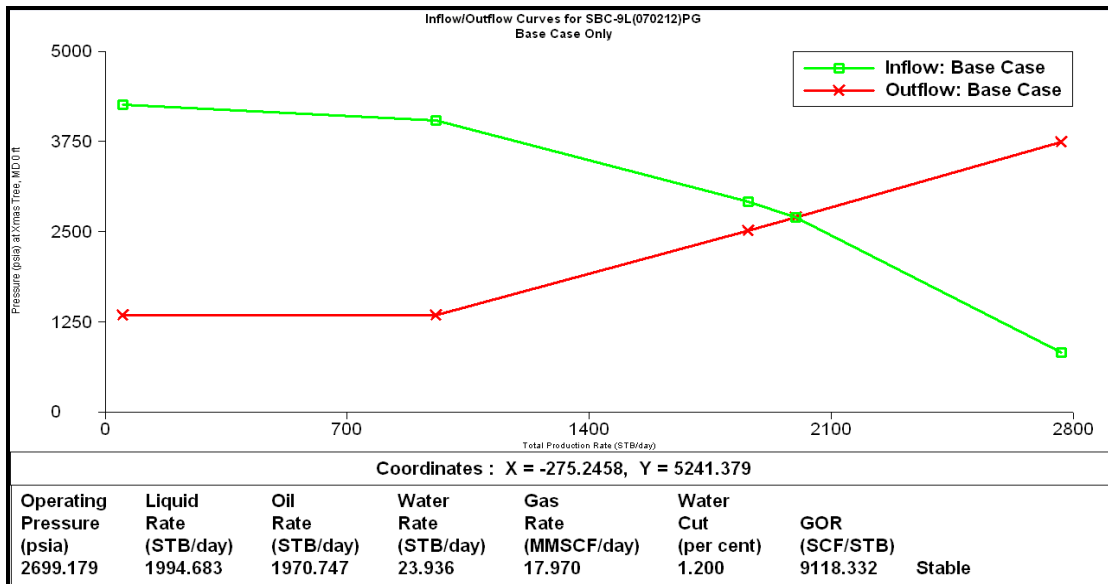
Gráfica D-64 Comportamiento de afluencia actual del pozo MUC-137, nodo en el fondo.



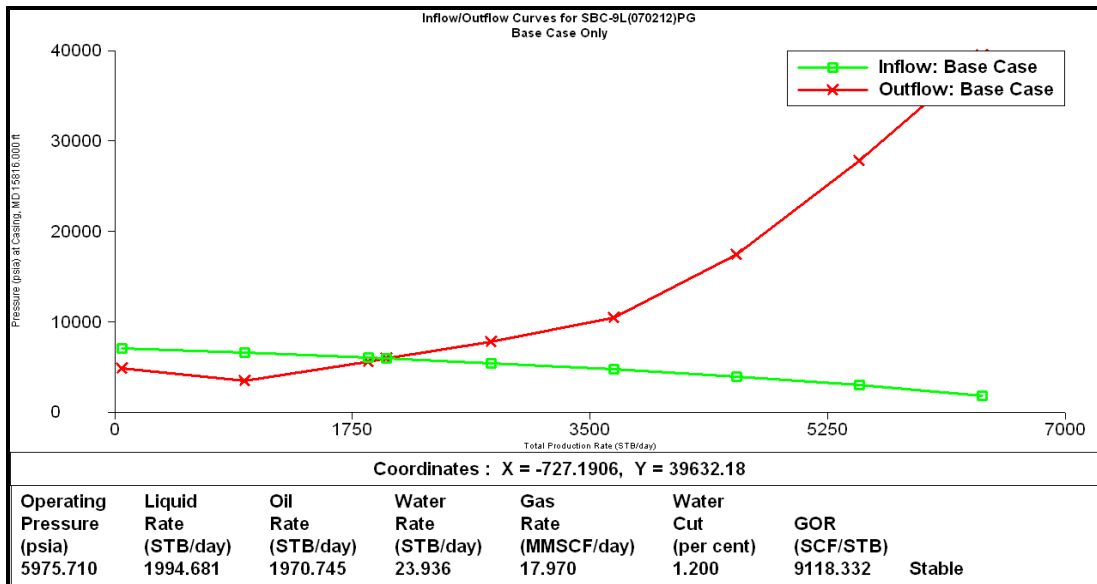
Gráfica D-65 Comportamiento de afluencia actual del pozo MUC-142, nodo en el cabezal.



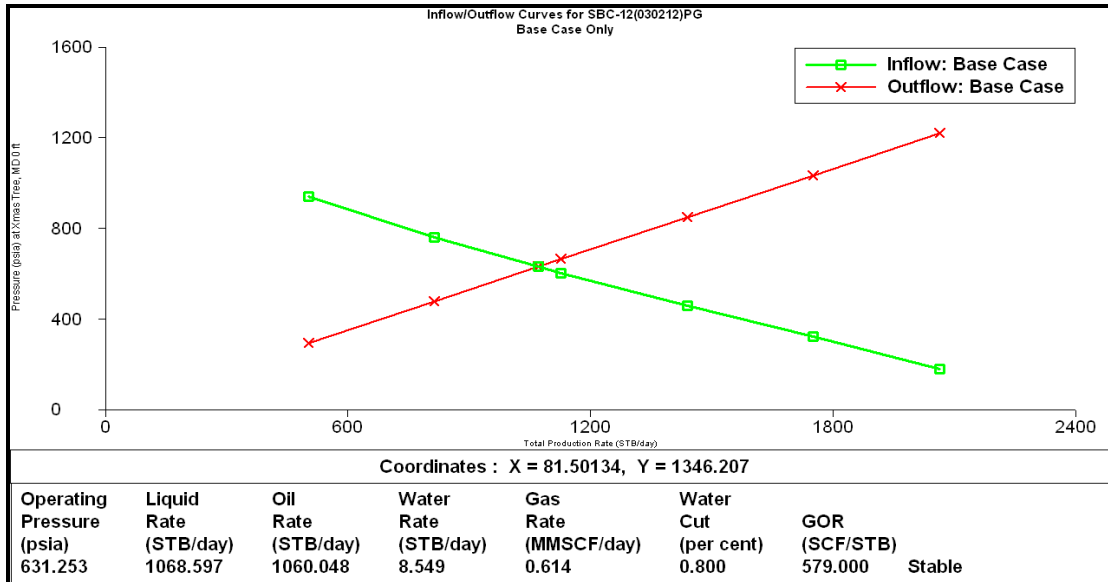
Gráfica D-66 Comportamiento de afluencia actual del pozo MUC-142, nodo en el fondo.



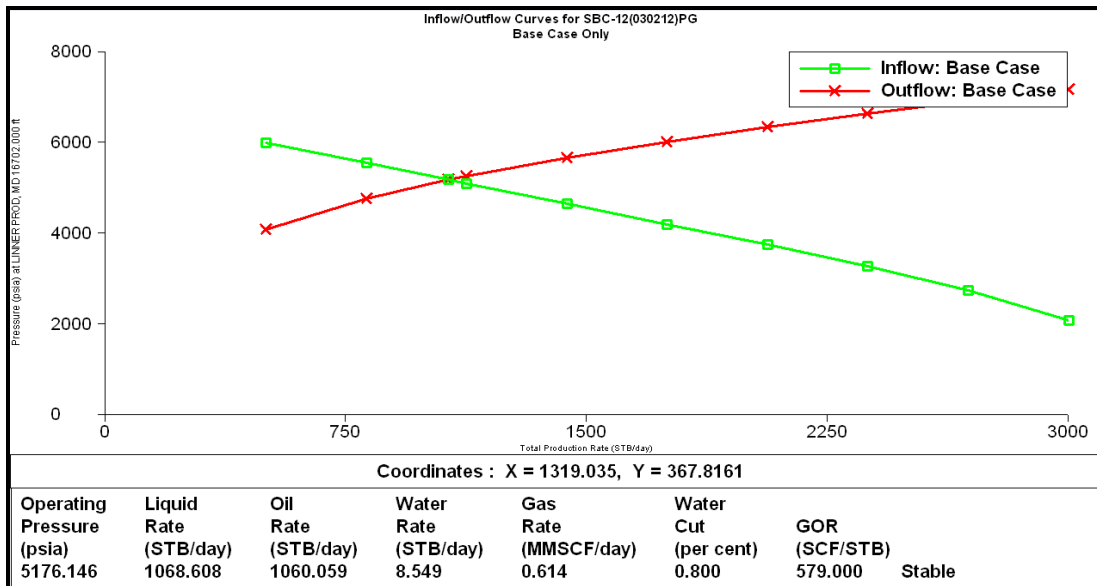
Gráfica D-67 Comportamiento de afluencia actual del pozo SBC-9L, nodo en el cabezal.



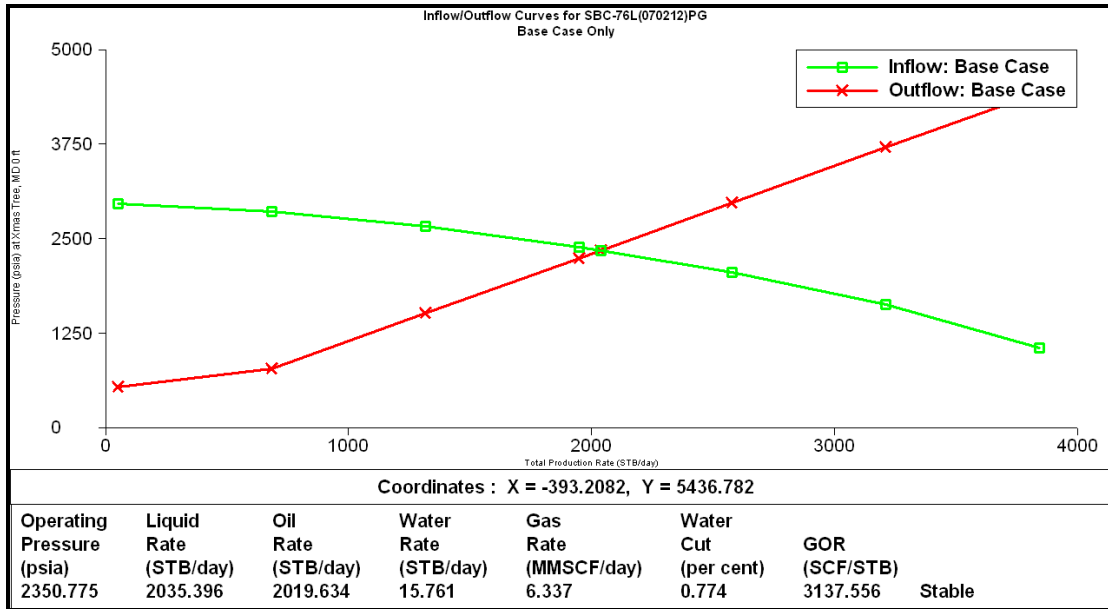
Gráfica D-68 Comportamiento de afluencia actual del pozo SBC-9L, nodo en el fondo.



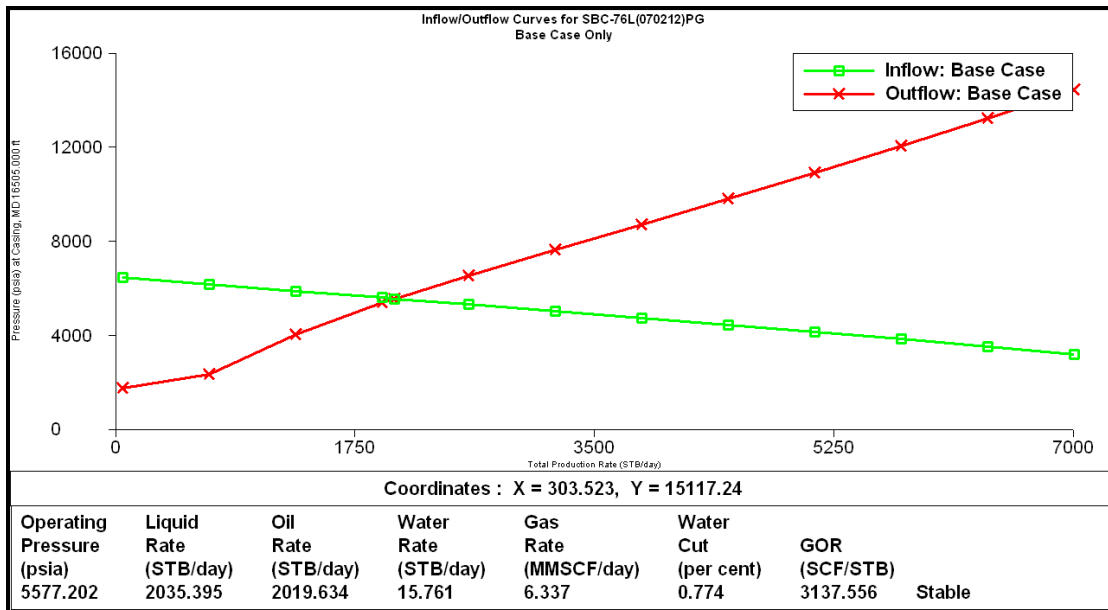
Gráfica D-69 Comportamiento de afluencia actual del pozo SBC-12, nodo en el cabezal.



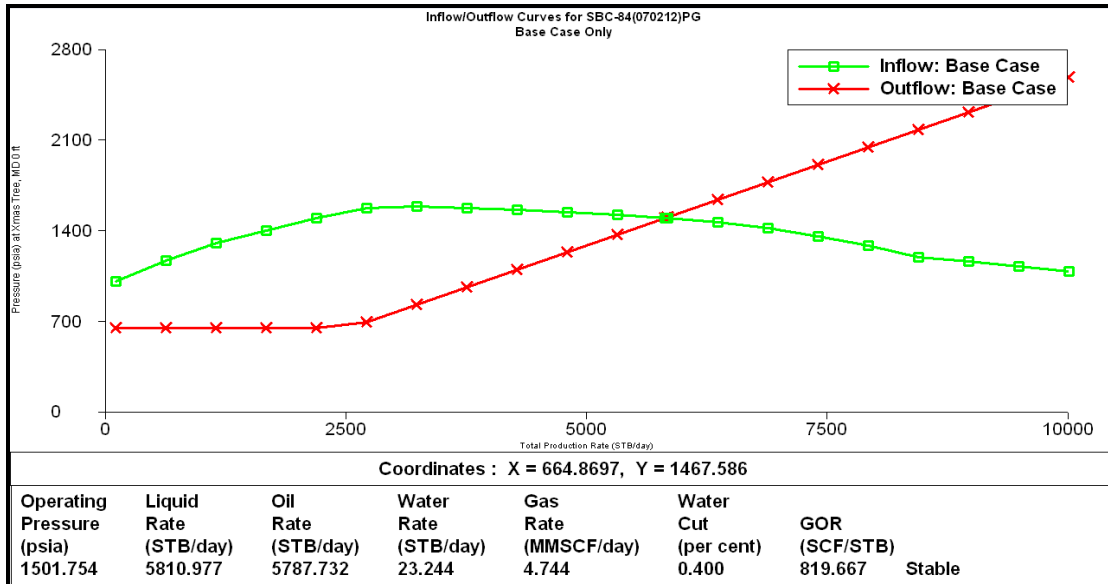
Gráfica D-70 Comportamiento de afluencia actual del pozo SBC-12, nodo en el fondo.



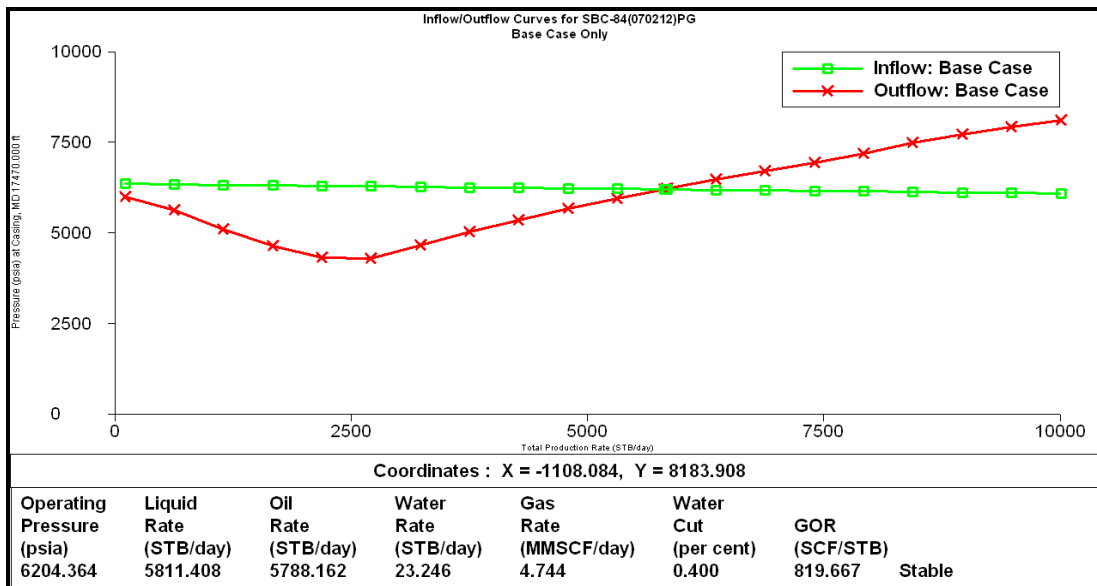
Gráfica D-71 Comportamiento de afluencia actual del pozo SBC-76L, nodo en el cabezal.



Gráfica D-72 Comportamiento de afluencia actual del pozo SBC-76L, nodo en el fondo.



Gráfica D-73 Comportamiento de afluencia actual del pozo SBC-84, nodo en el cabezal.



Gráfica D-76 Comportamiento de afluencia actual del pozo SBC-84, nodo en el fondo.

APÉNDICE E

Pozos descartados para la realización de trabajos de RA/RC del Yacimiento

MUC-3, Campos Mulata y Santa Bárbara.

Tabla E-1 Resultados del análisis petrofísico, pozos sin adición y/o recañoneo

EVALUACIÓN PETROFICA, POZOS QUE NO PRESENTARON OPORTUNIDADES DE ADICIÓN Y/O RECAÑONEO.	
MUC-70L	No posee intervalos prospectivos para la adición hacia el tope de los intervalos productores por su cercanía al contacto volátil-crudo lo cual permitiría una producción de gas indeseada, mientras debajo de los intervalos productores no se tienen propiedades petrofísicas que garanticen la adición de intervalos que contribuyan al aumento de la tasa de crudo. Actualmente el pozo produce una $Q_o=1780$ BNPD y $Q_g=10,7$ MMPCND y a pesar de que presenta un $Skin=30,3$, la presión de fondo fluyente es de $P_{wf}=6080$ lpc y el $\Delta P=820$ lpc con $J=2,1703$ lo cual sugiere que el pozo produce en condiciones estables. es importante resaltar que una evaluación a través de análisis nodal para estudio de la propuesta de recañoneo de la zona productora no arrojó resultados positivos.
MUC-128	Se realizó recientemente inducción con nitrógeno de acuerdo a la nota de trabajos SISUB mejorando las condiciones de producción del pozo estabilizando la producción en una $Q_o=1463$ con $P_{wf}= 5360$, $\Delta P=739,2$, presenta un daño estimado por nodal de $S=19$ cabe destacar que en base a una evaluación de adición y recañoneo de intervalos prospectivos a través de análisis nodal no se obtuvo resultados positivos para las condiciones actuales de producción, más sin embargo en la actualidad decrece rápidamente la producción del mismo por efecto de precipitación de asfaltenos y daño de la formación.
MUC-110	Se le realizó limpieza más estimulación recientemente, según el historial de trabajos SISUB (27/07/2011), el pozo actualmente produce bajo condiciones óptimas tomando en cuenta los parámetros de producción del campo. presenta $\Delta p=493,1$ lpc, $P_{wf}=5606,9$ lpc y su tasa de producción de crudo es de 2011 BNPD con un daño estimado por nodal de 1,790. A pesar de que posee intervalos prospectivos para la adición los mismos presentan interferencia con pozos vecinos.
MUC-130	Se le realizó limpieza más estimulación química anti-asfaltenica recientemente (02/03/2012) según historial de trabajos SISUB, mejorando notablemente las condiciones de producción del pozo llevando la tasa de producción diaria de crudo de 718 BNPD a 1493 BNPD. Es importante resaltar que el pozo presenta un $\Delta p=1687$ lpc, y $P_{wf}=4856$ lpc con un daño estimado con nodal de 14,4 lo cual indica que el pozo no produce en condiciones óptimas y a pesar de que presenta intervalos para adición los mismos tienen baja permeabilidad y la apertura a producción de los mismos no daría resultados positivos. se recomienda hacer un estudio que permita proponer al pozo a fracturamiento hidráulico.
MUC-46	Se le realizó recañoneo de los intervalos productores con mayor daño según nota SISUB (17/09/2011), recientemente se le realizaron trabajos de limpieza y estimulación para mantener el potencial de producción del pozo de acuerdo a la nota SISUB con fecha (19/10/2011). El nodal fue cotejado con la última prueba de producción buena con fecha 24/11/2012 lográndose reproducir las condiciones actuales de producción del pozo con los siguientes resultados $Q_o=1578,2$ BNPD $P_{wf}=4720,5$ lpc y $\Delta P=1555,5$ lpc, llegándose a la conclusión que el pozo produce en condiciones estables de acuerdo a los parámetros de producción del pozo.
MUC-24L	El pozo a nivel de esta sarta no presenta más intervalos prospectivos para su adición y las condiciones mecánicas debido a restricciones dificultan los trabajos de RA/RC, además la inestabilidad de los fluidos permiten el taponamiento frecuente de los intervalos productores restringiendo así su potencial. Con la prueba de producción más reciente (10/10/2011) se cotejó el nodal para simular el comportamiento de afluencia actual obteniéndose los siguientes resultados $Q_o=776,63$ BNPD, $P_{wf}=4481,07$ lpc y $\Delta p=1918,90$ lpc y $S=18,117$, sesibilidades hechas con daño en los intervalos con mejores propiedades petrofísicas no mejoran esta condición por lo que se recomienda hacer estudios en miras a un cambio de completación a monobore que permita denar eficientemente la reservas de crudo de NAR MUC-3
MUC-103	Se encuentra en una zona de baja presión, presenta taponamiento frecuente con asfaltenos lo que origina alta frecuencia de limpiezas con estimulación matricial, se realizó la simulación del comportamiento del pozo cotejando la prueba de oficial de producción del 12/10/2011 de donde se obtuvo $Q_o=777,8$ BNPD, $P_{wf}=5407,4$ lpc, $\Delta P=492,6$ lpc y $S=6,5$ lo cual indica que la producción del pozo es estable, es importante destacar que de acuerdo al modelo de distribución de los fluidos la zona productora (NAR-3) se ubican dentro de la zona de crudo más liviano lo que sugiere que las posibilidades de adición están hacia el fondo del pozo, más sin embargo el TDC @ 16280 aísla toda la zona inferior descartándose esta posibilidad.
MUC-49	Sólo posee intervalos para adición hacia el tope de la estructura a una profundidad en TVDSS de 14061 pies y 14152 pies lo cual ubica esta zona productiva muy cerca de la zona volátil-condensado de acuerdo a la distribución de fluidos dentro del yacimiento con la posibilidad de ser influenciados por el frente de inyección o el gas de formación. Se realizó la simulación del comportamiento del pozo cotejando la prueba oficial de producción del 10/08/2011 estimando a través de esta un $\Delta p=2242$ lpc y $P_{wf}=4707,9$ lpc lo que indica que el pozo no produce en condiciones estables, sin embargo, el recañoneo no ofrece resultados positivos de acuerdo a los análisis nodales.

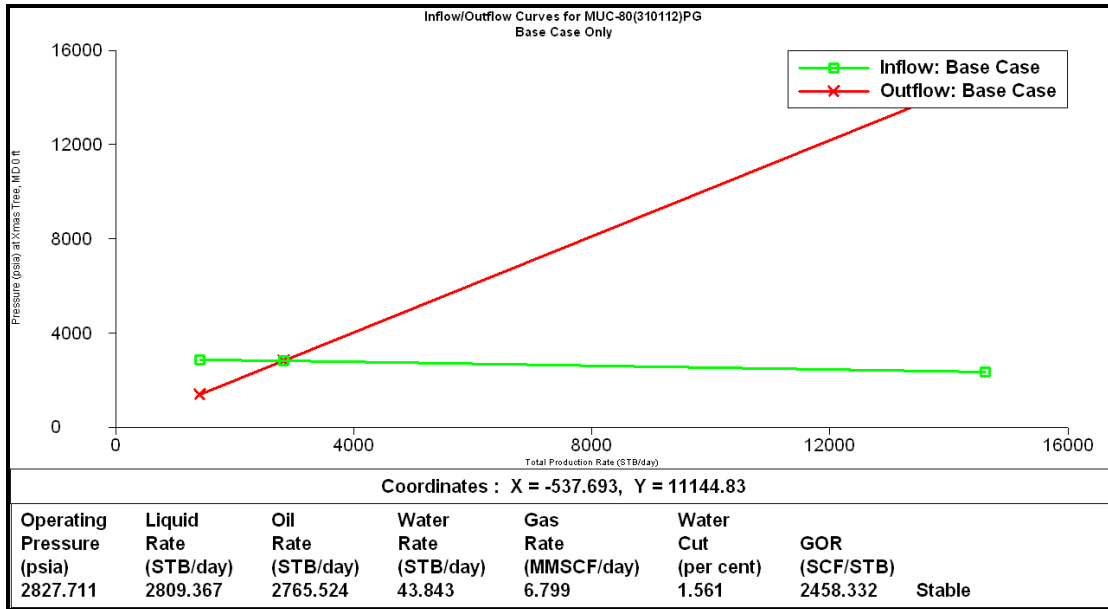
Tabla E-2 Resultados del análisis petrofísico, pozos sin adición y/o recañoneo

EVALUACIÓN PETROFICA, POZOS QUE NO PRESENTARON OPORTUNIDADES DE ADICIÓN Y/O RECAÑONEO.

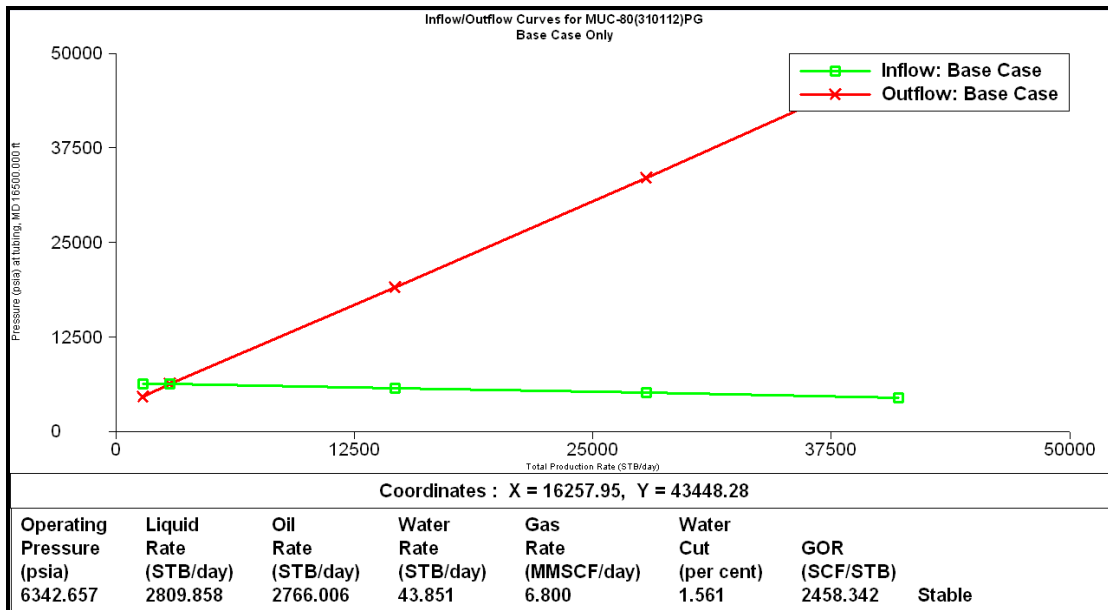
MUC-25	De acuerdo a los gráficos de producción de crudo y gas el pozo produce de manera estable desde 20/05/2010 hasta la actualidad, el mismo es corroborado por el historial de trabajos SISUB. El comportamiento de producción fue simulado cotejando la prueba oficial de producción del 21/08/2011 logrando representar las condiciones actuales de afluencia obteniéndose los siguientes valores. $Q_o=3785$ BNPD, $Q_g=3616$ MPCND, $\Delta P=338,6$ lpc, $P_w=6161,4$ lpc con $S=10$ los mismos cumplen con los parametros promedio de producción establecidos en el Campo Carito.
MUC-43	Cotejando la prueba de producción más reciente tenemos $Q_o=1956,3$ BNPD, $P_w=5686,2$ lpc, $\Delta p=1213,8$ lpc, bajo estas condiciones podríamos decir que el pozo produce bajo condiciones estables, sin embargo, el comportamiento de las curvas de producción indican una caída de producción promedio a 1000 BNPD en los últimos 8 meses. Es importante resaltar que los intervalos prospectivos para la adición en NAR-3 poseen baja permeabilidad y que sensibilidades a través de análisis nodal de recañoneo y adición no ofrecen resultados positivos, el pozo presenta consecutivos taponamientos por asfaltenos y en vista de las frecuentes entradas por Coiled Tubing es necesario hacer los estudios necesarios para proponer el fracturamiento hidráulico del pozo con previa estimulación y recañoneo.
MUC-79	Fue cañoneado recientemente, de acuerdo al historial de trabajos SISUB (23/01/2012) en la antigua unidad de flujo NAR-5 mejorando notablemente el perfil de producción del pozo aumentando su caudal de producción desde un $Q_o=1263$ BNPD a un $Q_o=2613$ BNPD en relación a las pruebas de producción con fechas 20/11/2012 y 07/04/2012 respectivamente.
MUC-81	El pozo fue abandonado sucesivamente en las arenas KP y NAR-5 al no lograrse la producción de fluidos, por lo tanto el objetivo de producción se concentro en la antigua unidad de flujo NAR-1 al tope de Naricual cañoneando toda la zona prospectiva lo cual deja el pozo sin oportunidad de adición. Cotejando la prueba de producción del 12/08/11 obtenemos un $Q_o=1638$ BNPD, $P_w=5776$ lpc y $\Delta p=633$ lo cual indica que el pozo produce en condiciones estables bajo los parametros de producción establecidos en el Campo Carito, lo cual se refleja en las curvas de producción de crudo y gas.
MUC-87	Posee intervalos prospectivos hacia la parte basal de NAR MUC-3 que mediante técnica de análisis nodal al ser adicionados no ofrece resultados positivos ya que presentan bajo K^*H y poco espesor que los hace poco competitivos en relación a los intervalos cañoneados, cotejando la prueba de producción del 19/04/11 tenemos $Q_o=2011,9$ lpc, $P_w=5608$ lpc y $\Delta p=741,9$ lo cual indica que el pozo produce bajo condiciones óptimas lo cual es apoyado en el comportamiento de las curvas de producción de crudo y gas. Además de ello el historial del trabajos SISUB registra la última intervención con Coild Tubing el 14/06/07.
MUC-94	Mantiene un comportamiento de producción estable, cotejando la prueba de producción del 28/11/11 estimamos las siguientes condiciones a través de análisis nodal $Q_o=2149$ BNPD, $P_w=5544,1$ lpc, $\Delta p=955,9$ lpc los mismos son valores aceptables bajo los parámetros de producción del Campo carito. Actualmente no se pose la información necesaria para evaluar las posibilidades de adición hacia el tope de NAR MUC-3, más sin embargo hacia el fondo del yacimiento la zona productiva fue abandonada con TDH a 16125 pies MD.
MUC-109	A pesar de las posibilidades de adición de los intervalos 15303-15335 (32 pies) y 15421-15506 (85 pies) para aumentar la producción en 596 BNPD el caudal de gas estimado por análisis nodal de $Q_g=7,461$ MMPCND no hace viable esta posibilidad ya que la producción total del pozo estaría asociada a una alta RGP mitivo por el cual el pozo es descartado como candidato para adición y recañoneo de intervalos tomando en cuenta que según la prueba de producción oficial del 27/10/2011 el $Q_o=3928$ BNPD y $Q_g=35,572$ PCND
MUC-121	Es el segundo pozo con mayor caudal de producción del Yacimiento MUC-3, Campo Mulata área Carito Oeste con una tasa de producción de 4428 BNPD, el comportamiento de afluencia se realizó cotejando la prueba de producción con fecha 16/04/2011 estimándose a través de analisis nodal $P_w=5215$ lpc, $\Delta p=2185$ lpc con $S=41$, estos parametros de producción indican que el pozo no produce bajo condiciones óptimas por lo que se realizó chequeo mecánico el 21/07/11 con calibrador 3 pulgadas encontrándose el pozo sucio en la arena KP (1936-16280) por lo que se recomienda limpieza químico mecánica empleando dispersantes de asfaltenos y solventes aromáticos con la finalidad de remover depósitos y mitigar precipitación de asfaltenos en la cara de la arena.
SBC-84	El pozo presenta la tasa de producción más alta de todos los pozos productores de crudo del Yacimiento MUC-3, Campo Mulata, área Oeste con un $Q_o=5781$ BNPD según la prueba oficial de producción del 25/10/2011, se cotejo el comportamiento de afluencia en base a los datos de producción de dicha prueba estimándose los siguientes valores $P_w=6204$ lpc, $\Delta p=155,6$ lpc con $S=15,3$ y $J=37,1816$ BNPD/lpc. Estos parametros de producción indican que el pozo produce en excelentes condiciones por lo que no es factible la aplicación de trabajos de RA7RC.

APÉNDICE F

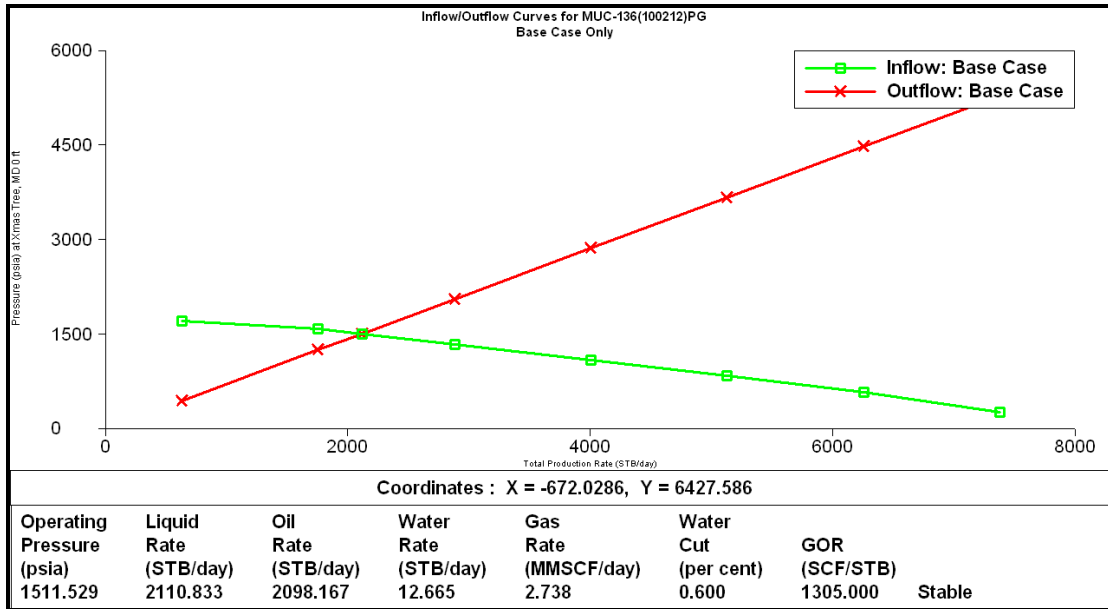
Gráficas de los escenarios de producción propuestos mediante análisis nodal para los pozos en estudio del Yacimiento MUC-3, Campos Mulata y Santa Bárbara.



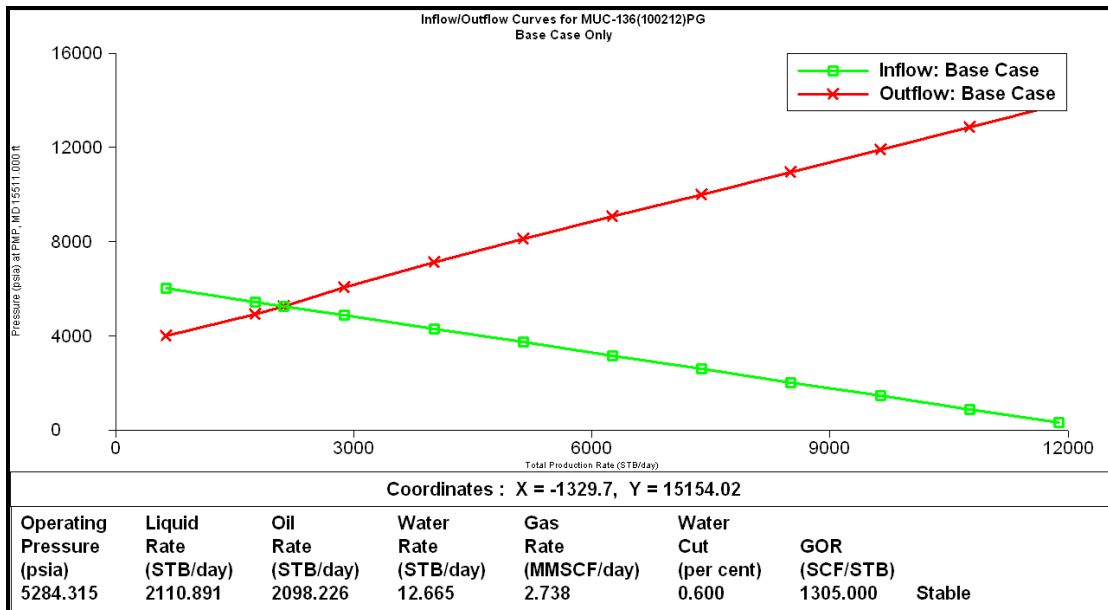
Gráfica E-1 Comportamiento de afluencia bajo los escenarios propuestos, nodo solución en el cabezal, pozo MUC-80.



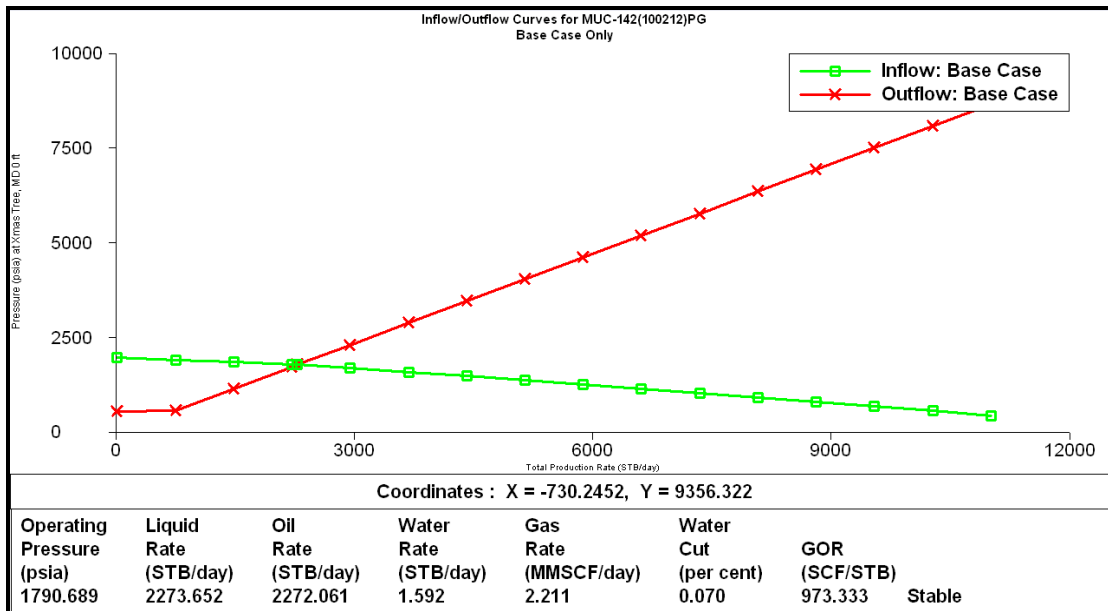
Gráfica E-2 Comportamiento de afluencia bajo los escenarios propuestos, nodo solución en el fondo, pozo MUC-80.



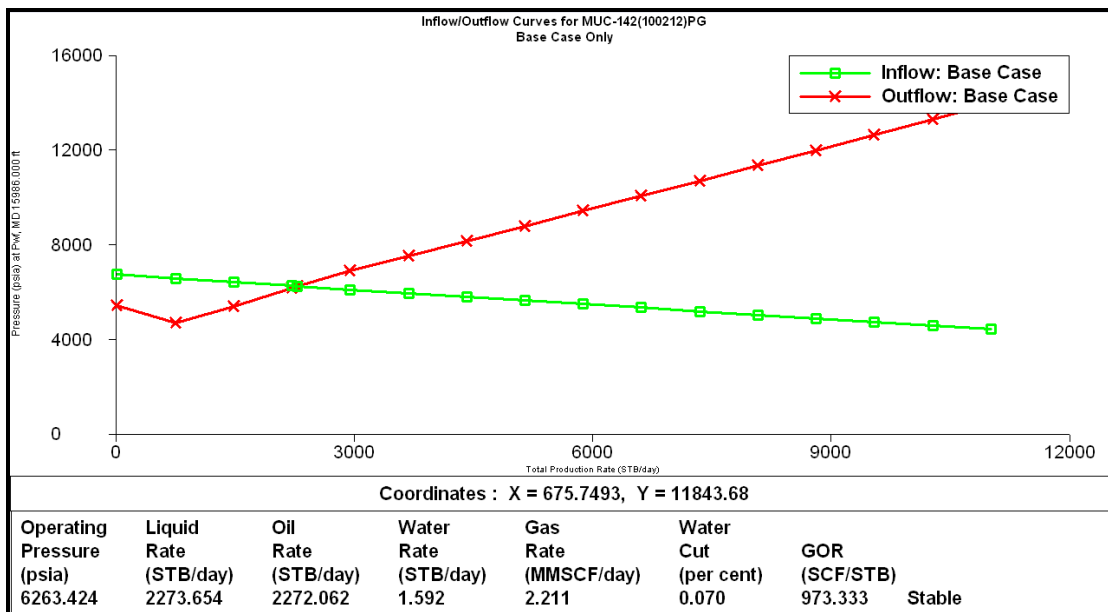
Gráfica E-3 Comportamiento de afluencia bajo los escenarios propuestos, nodo solución en el cabezal, pozo MUC-136.



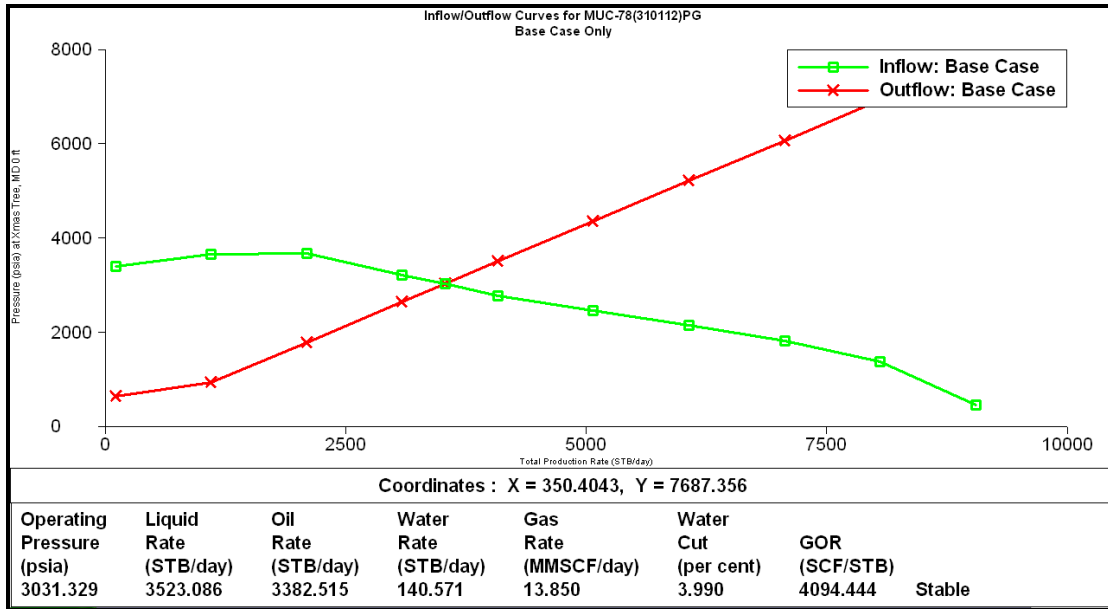
Gráfica E-4 Comportamiento de afluencia bajo los escenarios propuestos, nodo solución en el fondo, pozo MUC-136.



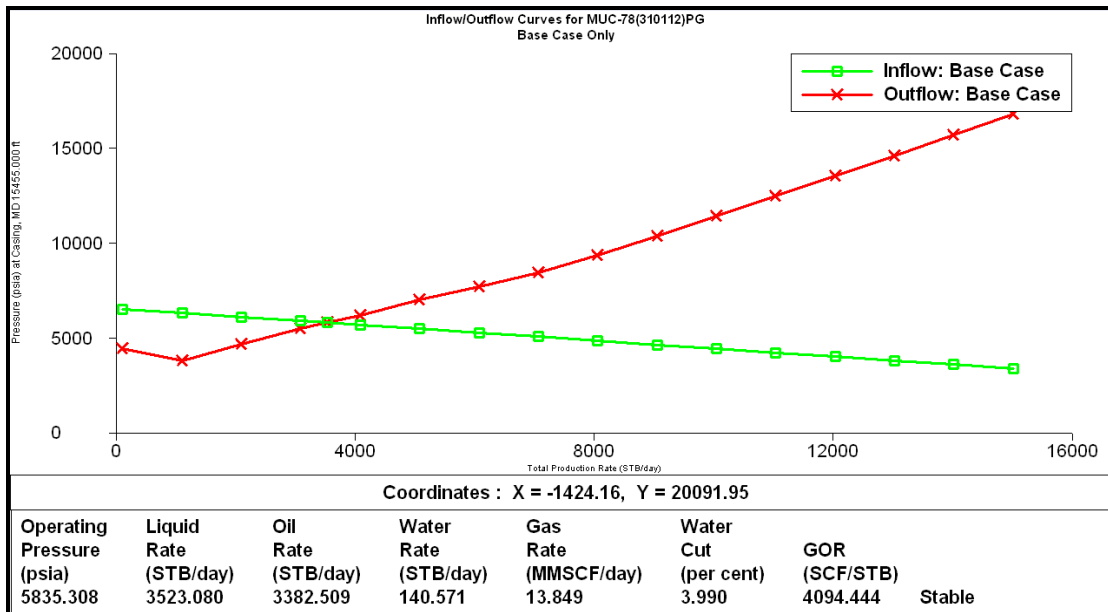
Gráfica E-5 Comportamiento de afluencia bajo los escenarios propuestos, nodo solución en el cabezal, pozo MUC-142.



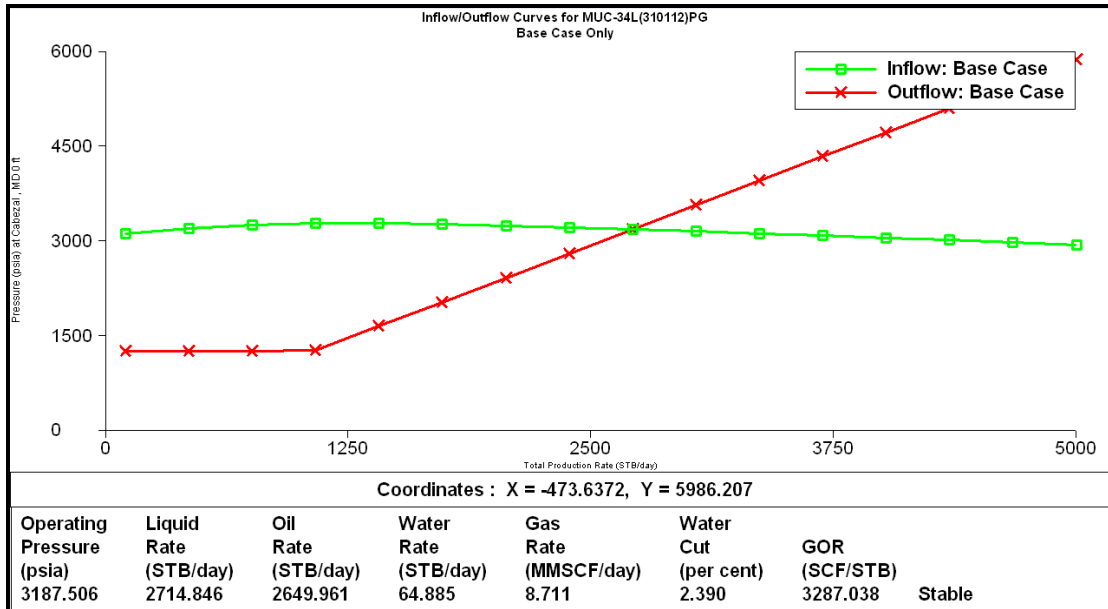
Gráfica E-6 Comportamiento de afluencia bajo los escenarios propuestos, nodo solución en el fondo, pozo MUC-142.



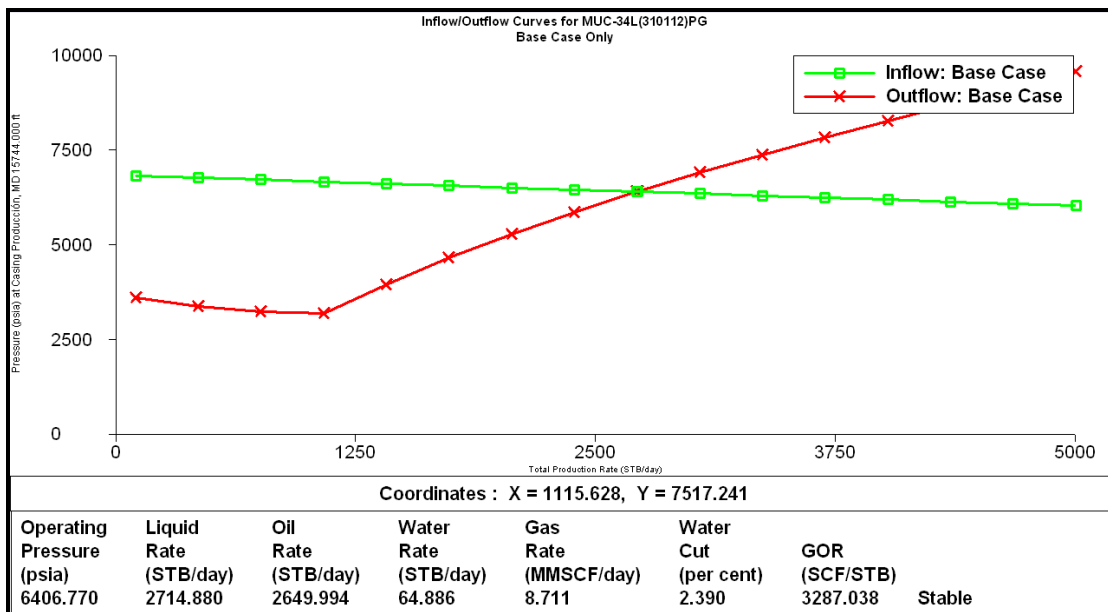
Gráfica E-7 Comportamiento de afluencia bajo los escenarios propuestos, nodo solución en el cabezal, pozo MUC-78.



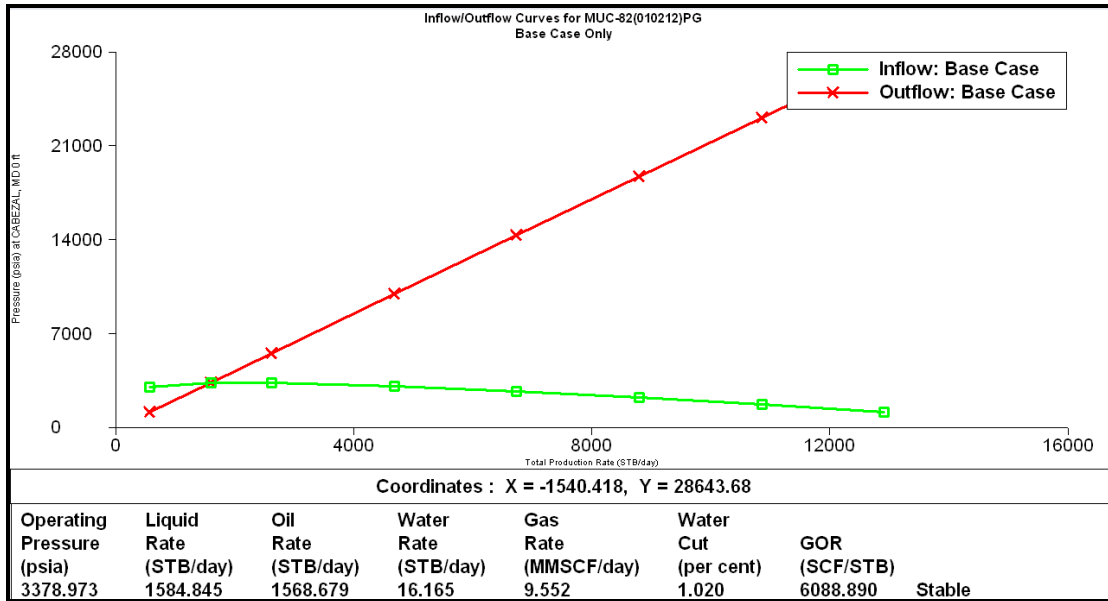
Gráfica E-8 Comportamiento de afluencia bajo los escenarios propuestos, nodo solución en el fondo, pozo MUC-78.



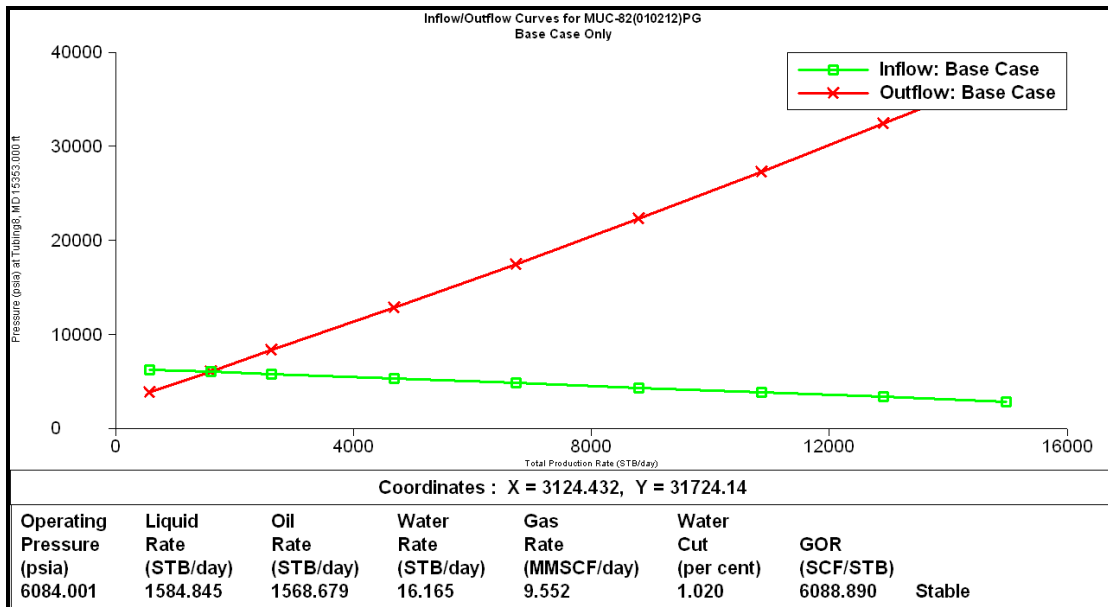
Gráfica E-9 Comportamiento de afluencia bajo los escenarios propuestos, nodo solución en el cabezal, pozo MUC-34L.



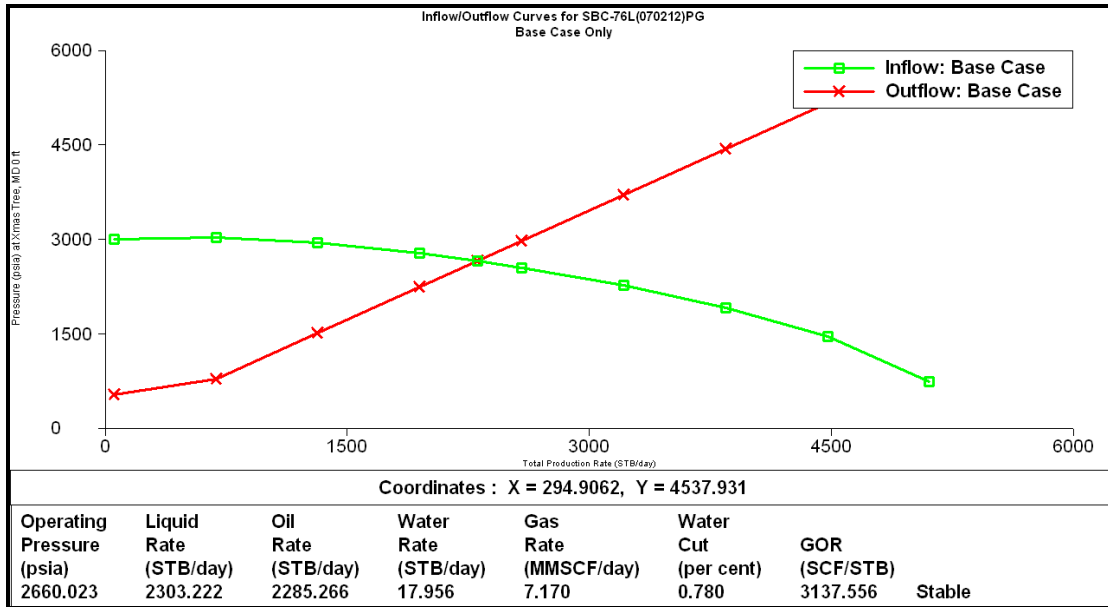
Gráfica E-10 Comportamiento de afluencia bajo los escenarios propuestos, nodo solución en el fondo, pozo MUC-34L.



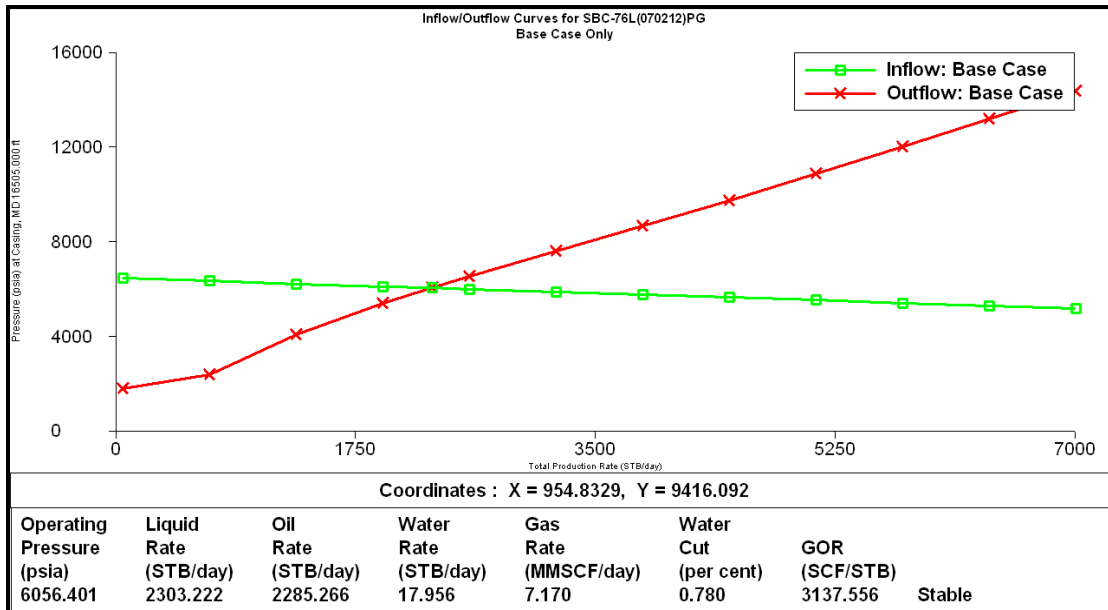
Gráfica E-11 Comportamiento de afluencia bajo los escenarios propuestos, nodo solución en el cabezal, pozo MUC-82.



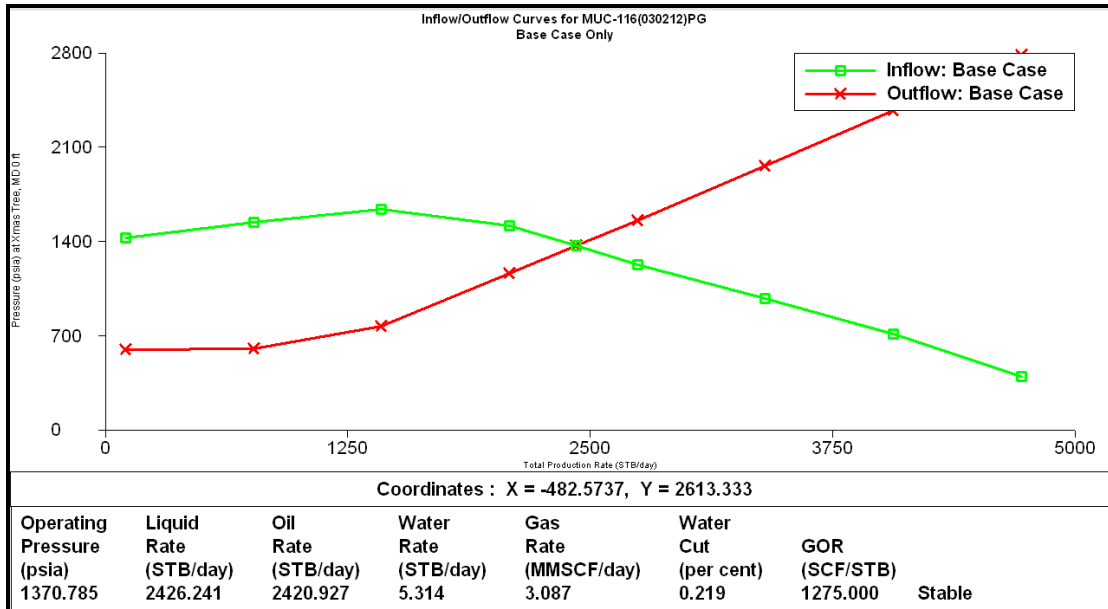
Gráfica E-12 Comportamiento de afluencia bajo los escenarios propuestos, nodo solución en el fondo, pozo MUC-82.



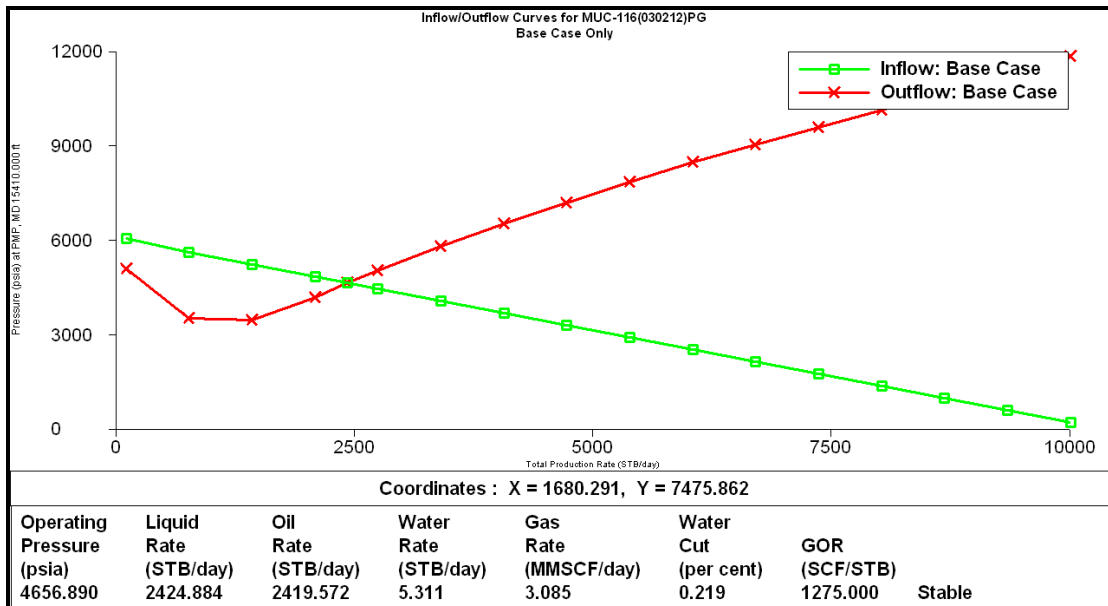
Gráfica E-13 Comportamiento de afluencia bajo los escenarios propuestos, nodo solución en el cabezal, pozo SBC-76L.



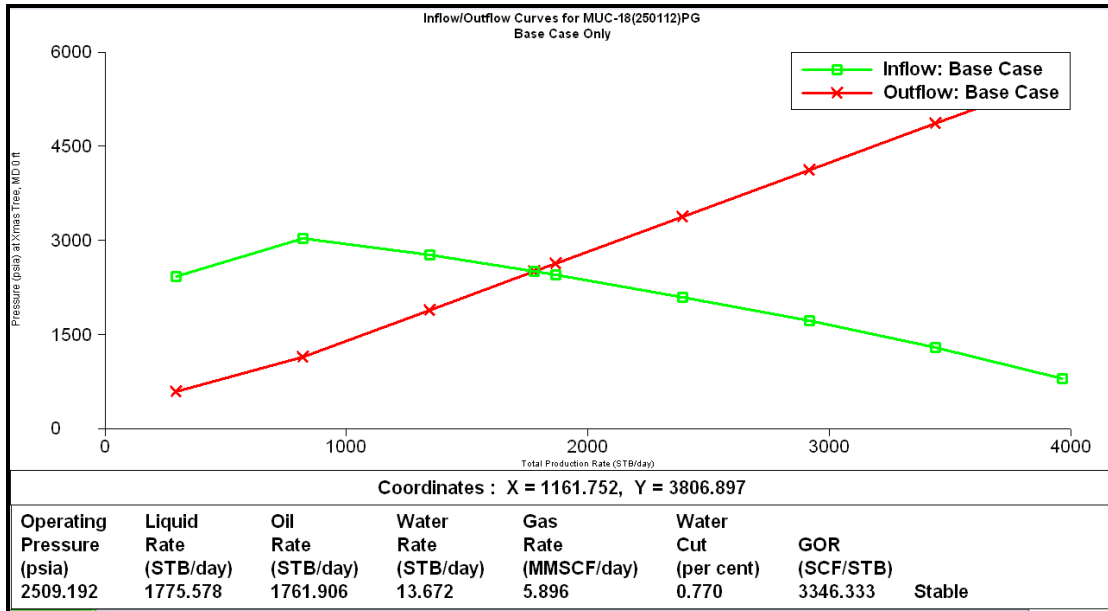
Gráfica E-14 Comportamiento de afluencia bajo los escenarios propuestos, nodo solución en el fondo, pozo SBC-76L.



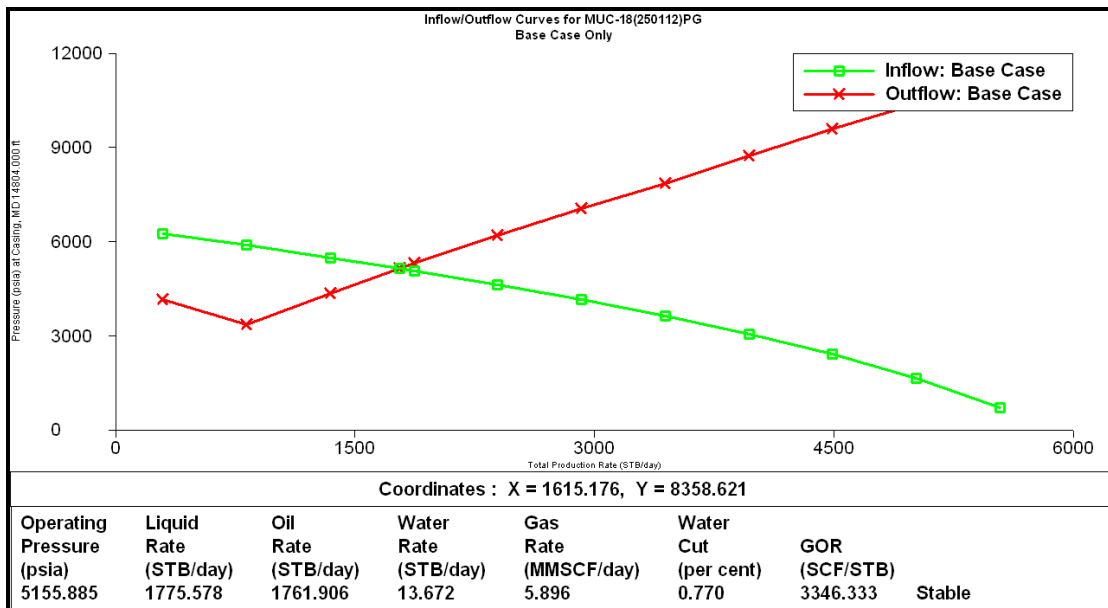
Gráfica E-15 Comportamiento de afluencia bajo los escenarios propuestos, nodo solución en el cabezal, pozo MUC-116.



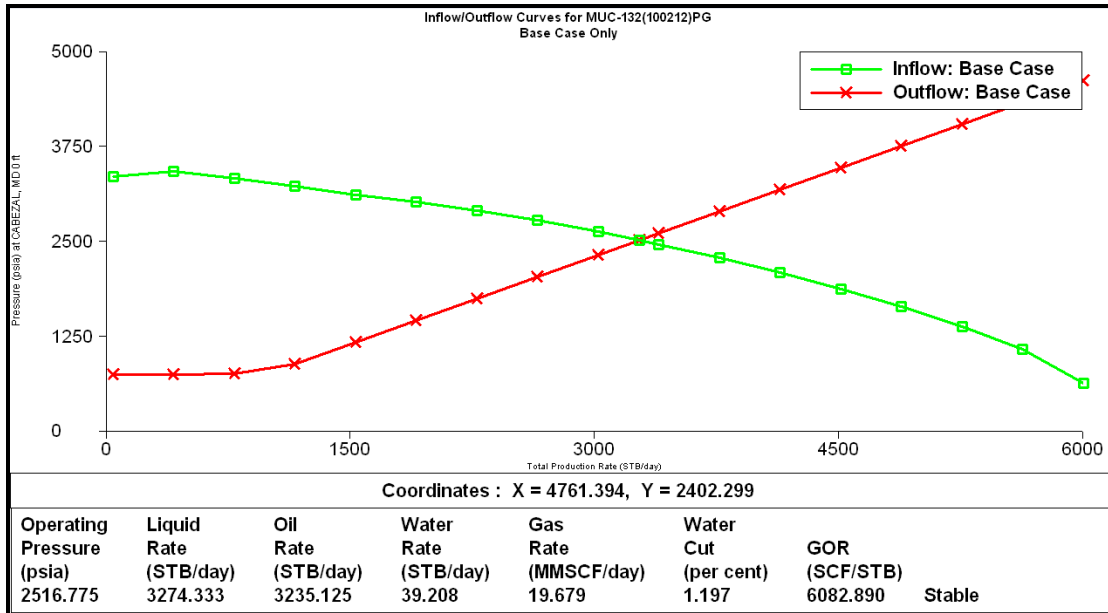
Gráfica E-16 Comportamiento de afluencia bajo los escenarios propuestos, nodo solución en el fondo, pozo MUC-116



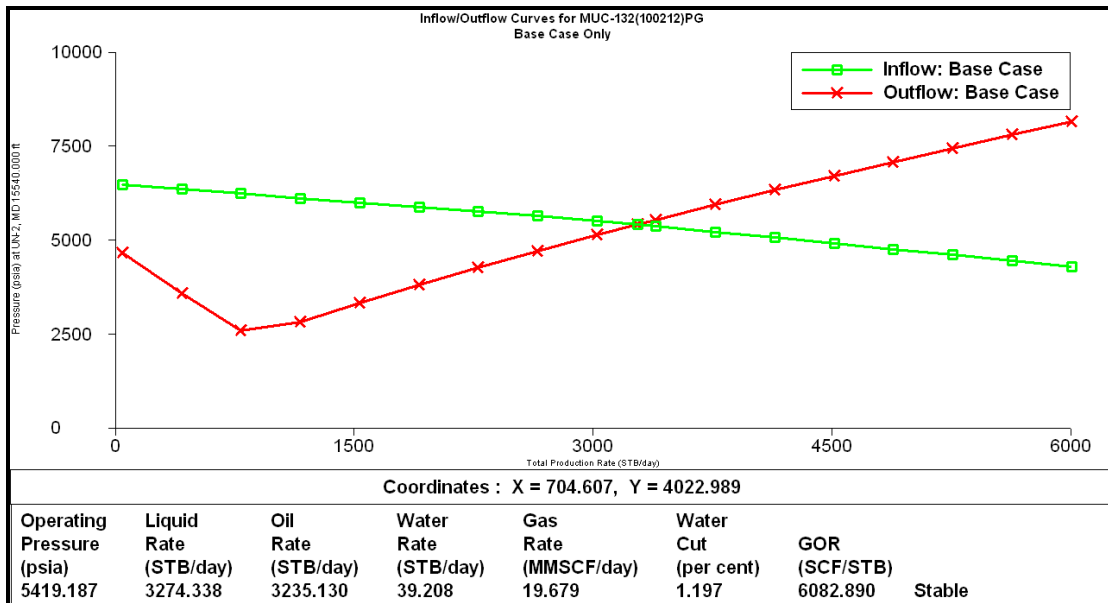
Gráfica E-17 Comportamiento de afluencia bajo los escenarios propuestos, nodo solución en el cabezal, pozo MUC-18.



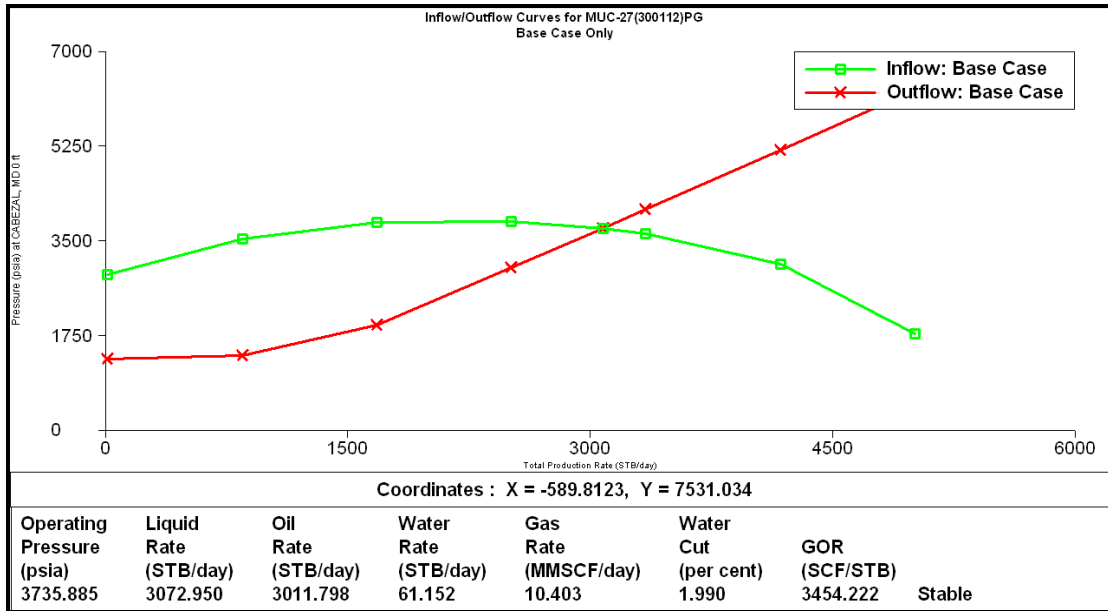
Gráfica E-18 Comportamiento de afluencia bajo los escenarios propuestos, nodo solución en el fondo, pozo MUC-18.



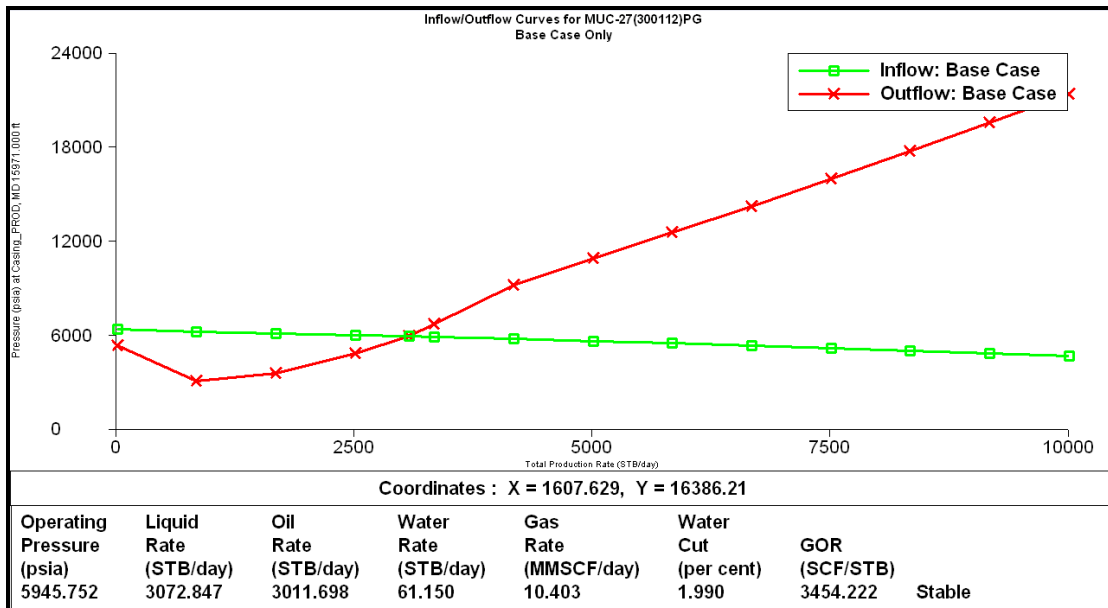
Gráfica E-19 Comportamiento de afluencia bajo los escenarios propuestos, nodo solución en el cabezal, pozo MUC-132.



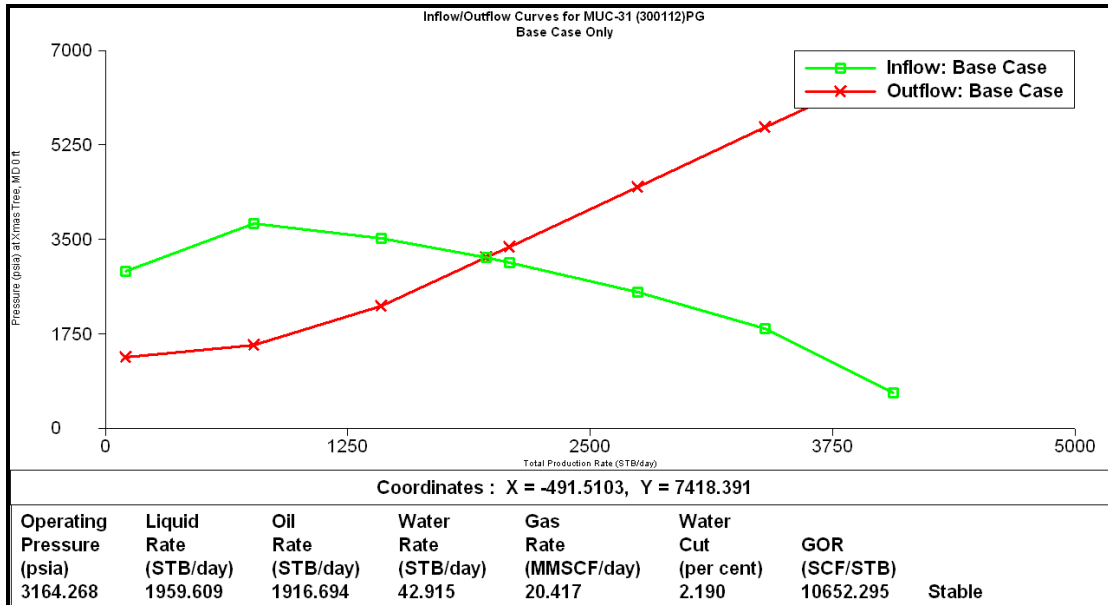
Gráfica E-20 Comportamiento de afluencia bajo los escenarios propuestos, nodo solución en el fondo, pozo MUC-132



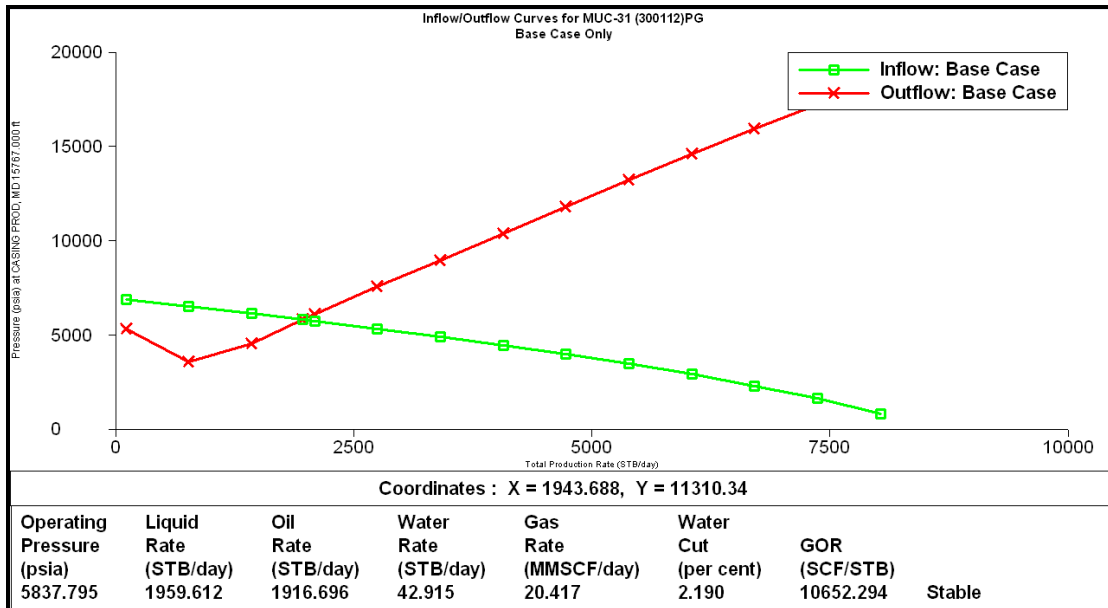
Gráfica E-21 Comportamiento de afluencia bajo los escenarios propuestos, nodo solución en el cabezal, pozo MUC-27.



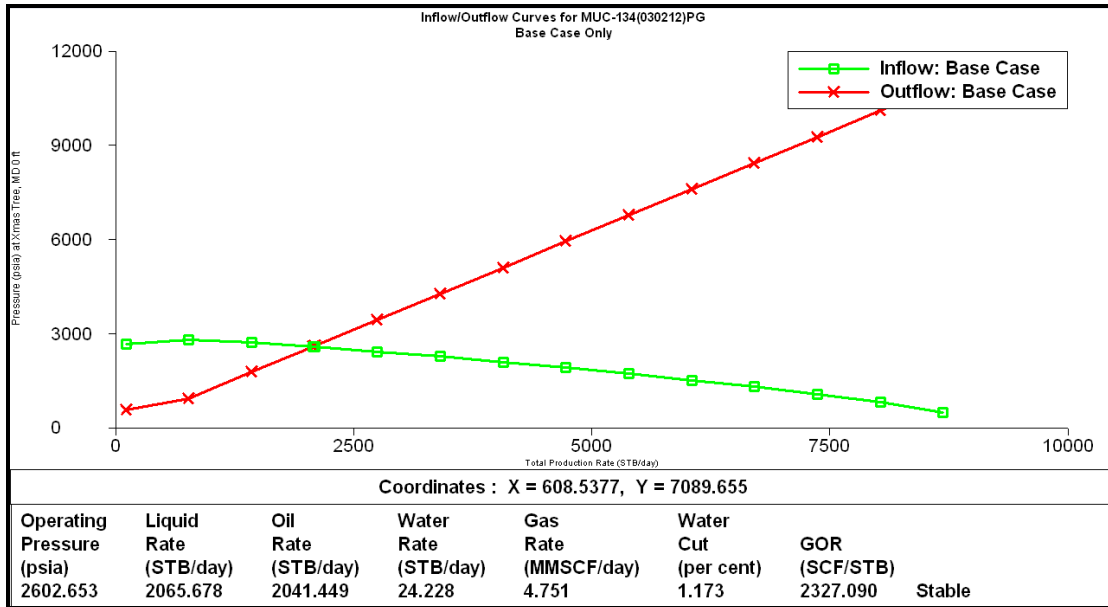
Gráfica E-22 Comportamiento de afluencia bajo los escenarios propuestos, nodo solución en el fondo, pozo MUC-27.



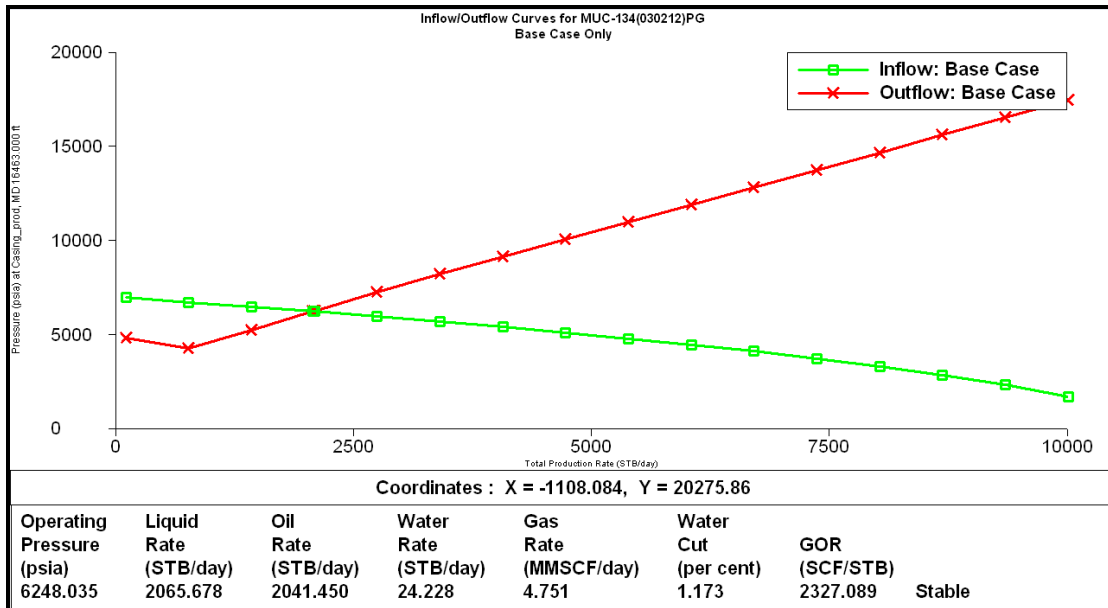
Gráfica E-23 Comportamiento de afluencia bajo los escenarios propuestos, nodo solución en el cabezal, pozo MUC-31.



Gráfica E-24 Comportamiento de afluencia bajo los escenarios propuestos, nodo solución en el fondo, pozo MUC-31.



Gráfica E-27 Comportamiento de afluencia bajo los escenarios propuestos, nodo solución en el cabezal, pozo MUC-134.



Gráfica E-28 Comportamiento de afluencia bajo los escenarios propuestos, nodo solución en el fondo, pozo MUC-134.

HOJAS METADATOS

Hoja de Metadatos para Tesis y Trabajos de Ascenso - 1/5

Título	MEJORAMIENTO DE PRODUCTIVIDAD EN POZOS DEL YACIMIENTO MUC-3, CAMPOS MULATA Y SANTA BÁRBARA
Subtítulo	

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

Autor(es)

Apellidos y Nombres	Código CVLAC / e-mail	
Duerto G., Luis F.	CVLAC	13.623.063
	e-mail	luisduerto@hotmail.com
	e-mail	luisduerto@Gmail.com
	CVLAC	
	e-mail	
	e-mail	

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 esta registrado en el sistema CVLAC, se anota el código respectivo (para ciudadanos venezolanos dicho código coincide con el numero de la Cédula de Identidad). El campo e-mail es completamente opcional y depende de la voluntad de los autores.

Palabras o frases claves:

RA/RC
Productividad
Adición
Propuesta

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 - 2/5

Líneas y sublíneas de investigación:

Área	Sub-área
Tecnología (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):

La verificación de la columna estratigráfica de los Campos Mulata y Santa Bárbara del Distrito Punta de Mata correspondiente a las Formaciones Naricual, Vidoño, San Juan y San Antonio del Yacimiento MUC-3, permitió la unificación de yacimientos con propiedades petrofísicas similares y conexión hidráulica entre ellas en cuatro grandes unidades de flujo como lo son: NAR MUC-3, NAR MUC-3C, CRE MUC-3 y CRE MUC-3C, lo que originó nuevas oportunidades de explotación bajo estrategias de cañoneo selectivo a fin de mejorar los perfiles de flujo en los pozos productores y por ende la generación de potencial adicional en el yacimiento; por lo cual se realizó la siguiente investigación determinando en primer lugar los pozos completados en la zona de crudo, así como, las condiciones mecánicas de los mismos, determinando si son aptos para la realización de trabajos de RA/RC con el fin de proponerlos para la adición y recañoneo de intervalos con propiedades petrofísicas prospectivas. Se realizó un modelaje de las condiciones actuales de producción para luego evaluar las propuestas, a través de análisis nodal y determinar de esta manera el ganancial de producción en cada caso propuesto. Seguidamente se realizó una jerarquización de las propuestas basadas en riesgo operacional y rentabilidad económica. Los resultados obtenidos permitieron identificar un total de doce pozos con oportunidades de generación de potencial, los cuales permiten obtener un ganancial de 6113 BNPD y 19.318 MMPCND.

Hoja de Metadatos para Tesis y Trabajos de Ascenso - 3/5

Contribuidores:

Apellidos y Nombres	Código CVLAC / e-mail
	ROL CA <input type="checkbox"/> AS <input type="checkbox"/> TU <input checked="" type="checkbox"/> JU <input type="checkbox"/>

Mottola, Fabiola	CVLAC	C.I.: 8.290.936
	e-mail	
	e-mail	
Martínez, Mauro	ROL	CA <input type="checkbox"/> AS <input checked="" type="checkbox"/> TU <input type="checkbox"/> JU <input type="checkbox"/>
	CVLAC	C.I.: 14.047.469
	e-mail	martinezmmk@pdvsa.com
	e-mail	
Contreras, Isaac	ROL	CA <input type="checkbox"/> AS <input type="checkbox"/> TU <input type="checkbox"/> JU <input checked="" type="checkbox"/>
	CVLAC	C.I.:
	e-mail	
	e-mail	
Espinoza, Martha	ROL	CA <input type="checkbox"/> AS <input type="checkbox"/> TU <input type="checkbox"/> JU <input checked="" type="checkbox"/>
	CVLAC	C.I.:
	e-mail	
	e-mail	

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 esta registrado en el sistema CVLAC, se anota el código respectivo (para ciudadanos venezolanos dicho código coincide con el numero de la Cédula 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
2012	11	01

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 - 4/5

Archivo(s):

Nombre de archivo	Tipo MIME
TesisLuis Duerto.docx	Documento de Word 2007

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, Postdoctorado, etc.

Área de Estudio:

Tecnología (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.

UNIVERSIDAD DE ORIENTE	
SISTEMA DE BIBLIOTECA	
RECIBIDO POR	<i>[Signature]</i>
FECHA	5/8/09
HORA	5:20

Comunicación que hago a usted a los fines consiguientes.

Cordialmente,

JUAN A. BOLANOS CUNDELA
Secretario



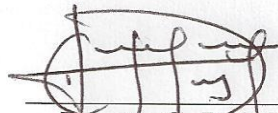
C.C: Rectora, Vicerrectora Administrativa, Decanos de los Núcleos, Coordinador General de Administración, Director de Personal, Dirección de Finanzas, Dirección de Presupuesto, Contraloría Interna, Consultoría Jurídica, Director de Bibliotecas, Dirección de Publicaciones, Dirección de Computación, Coordinación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


Duerto G. Luis F
C.I: 13623063
AUTOR


Mottola Fabiola
C.I: 8290936
TUTOR