

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

**ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD DE LOS PARÁMETROS QUE  
AFECTAN EL PROCESO DE INYECCIÓN ALTERNADA DE VAPOR  
EN POZOS HORIZONTALES CONSIDERANDO UN CICLO DE  
INYECCIÓN**

Presentado ante la Ilustre  
Universidad Central de Venezuela  
para optar al Título  
de Ingeniero de Petróleo  
Por el Br. Ramos Guerra, Daniel Alejandro

Caracas, mayo de 2003

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

**ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD DE LOS PARÁMETROS QUE  
AFECTAN EL PROCESO DE INYECCIÓN ALTERNADA DE VAPOR  
EN POZOS HORIZONTALES CONSIDERANDO UN CICLO DE  
INYECCIÓN**

TUTOR ACADÉMICO: Dr. Martín Essinfeld

TUTOR INDUSTRIAL: Ing. Víctor Lara

Presentado ante la Ilustre  
Universidad Central de Venezuela  
para optar al Título  
de Ingeniero de Petróleo  
Por el Br. Ramos Guerra, Daniel Alejandro

Caracas, mayo de 2003

## **Dedicatoria**

¿A quien más podría dedicarle esta obra?

Mamá. Papá. Gracias por ser los mejores padres del mundo, por darme la formación que hoy tengo y por ser como son.

## Agradecimientos

En primer lugar a PDVSA Intevep por ofrecerme un tema de tesis muy interesante y proporcionarme toda la ayuda, intelectual y material, necesaria para culminarla satisfactoriamente.

Gracias Escuela de Petróleo, Facultad de Ingeniería, Universidad Central de Venezuela. Siento un gran orgullo de haber recibido tan alto nivel de preparación académica durante toda la carrera, propio de una excelente y bien reconocida universidad.

A Paolys Llaguno por ser una excelente orientadora y amiga. Siempre pendiente de que mi trabajo estuviese bien encaminado, y dispuesta a aclararme cualquier duda que se me presentara, durante o fuera de las horas de trabajo.

Al Dr. Essenfeld, que además de ser un excelente profesor y tutor, es una persona digna de admirar por sus logros y alcances obtenidos a lo largo de su trayectoria profesional. Un ejemplo a seguir.

A mi compañero y segundo tutor industrial Víctor, por ayudarme no solo en lo referente a mi tesis, sino por ser mi pana, dentro y fuera de la oficina, y sobretodo en la red (Internet).

A Víctor, Álvaro y Andreina de CMG, y a Ralqui, quienes se portaron impecablemente conmigo, y que sin su colaboración no hubiese podido culminar mi Tesis.

Ima y Carla, mis prepas preferidas, gracias por ser tan panas conmigo, las aprecio mucho.

A mis panitas del Intevep: Paulita, Daniel y la Negra. ¡Que bien la pasamos!

A mis amigos del alma que estuvieron conmigo la mayor parte de la carrera, Andreina “Andre”, Betsy “Pepsicola”, Carla “La loca”, Daniel “Maquinita”, Deyanira “Llenadeharina”, Eduin “Pemón”, Federico “Yisus”, Gabriel “Gabo”, Halim “Calim”, Kelly “Capousky”, Luisana “Luis”, Tania y Virginia “Viiiirgi”. No hubo un momento en que no estuviésemos juntos, estudiando, rumbeando, en los exámenes, en los congresos, en la playa, en todos lados. ¡Son lo máximo!

Vane, mi “mamor”, mi inspiración. Con quien compartí mis alegrías, descontentos, sorpresas, logros y experiencias durante mi tesis. “Mi Vida”.

A todos aquellos que me ayudaron o que solo me prestaron su compañía durante algún segundo de mi tesis, o a quienes consideran estar en esta página tan importante para mi, les doy mil gracias por existir.

**Ramos Guerra, Daniel Alejandro**

**ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD DE LOS PARÁMETROS QUE AFECTAN EL PROCESO  
DE INYECCIÓN ALTERNADA DE VAPOR EN POZOS HORIZONTALES  
CONSIDERANDO UN CICLO DE INYECCIÓN**

**Tutor Académico: Dr. Martín Essinfeld. Tutor Industrial: Ing. Víctor Lara. Tesis.  
Caracas. UCV, Facultad de Ingeniería. Escuela de Ingeniería de Petróleo. Año 2003.  
161p.**

**Palabras Claves:** Inyección Alternada de Vapor, Recuperación Térmica, Recuperación Mejorada de Petróleo, Pozos Horizontales, Simulación Numérica, Ciclos de Inyección, Pesado, Extrapesado.

**Resumen:** En los últimos años, la Inyección Alternada de Vapor (IAV) ha sido uno de los procesos más exitosos para aumentar la productividad en yacimientos de crudo pesado y extrapesado. El uso de pozos horizontales se ha convertido en un componente muy importante en los procesos de recuperación térmica. IAV es un método de recuperación mejorada que reduce la resistencia al flujo mediante el calentamiento del petróleo inyectando vapor, para luego producir petróleo a través del mismo pozo.

Este Trabajo Especial de Grado acomete y describe un estudio de Inyección Alternada de Vapor en pozos horizontales, de manera conceptual, aplicada a los yacimientos característicos de crudos pesados y extrapesados de Venezuela. Para ello se realizaron una serie de sensibilidades con parámetros de yacimiento, pozo e inyección de vapor, resultando como los que más afectan la productividad, el espesor de la arena neta petrolífera, tiempo, tasa y presión de inyección de vapor, longitud de pozo, tiempo de remojo y la calidad del vapor. Finalmente se desarrolló una correlación estadística que permite predecir, en forma preliminar, el comportamiento de producción de un pozo horizontal sometido a un ciclo de inyección de vapor, en un rango específico para cada una de las propiedades roca-fluido del yacimiento. Esto tendrá aplicación en actividades futuras, permitiendo dar una respuesta rápida y acertada del comportamiento del proceso para diferentes escenarios.

## Tabla de Contenido

<b>INTRODUCCIÓN.....</b>	<b>1</b>
<b>I. RESEÑA HISTÓRICA.....</b>	<b>5</b>
I.1. ANTECEDENTES DE PDVSA INTEVEP .....	5
I.2. ANTECEDENTES DE LA INYECCIÓN ALTERNADA DE VAPOR.....	6
<b>II. OBJETIVO GENERAL.....</b>	<b>9</b>
II.1. OBJETIVOS ESPECÍFICOS.....	9
II.2. ALCANCE .....	9
<b>III. MARCO TEÓRICO .....</b>	<b>11</b>
III.1. PETRÓLEO.....	11
III.2. YACIMIENTO.....	11
III.2.1. Recobro Primario de Petróleo .....	12
III.2.2. Recobro Secundario de Petróleo .....	12
III.2.3. Recobro mejorado de Petróleo.....	13
III.3. POZOS HORIZONTALES .....	14
III.3.1. Aplicaciones de los Pozos Horizontales.....	14
III.3.2. Clasificación de los Pozos Horizontales.....	15
III.3.3. Ventajas de los Pozos Horizontales .....	16
III.3.4. Desventajas de los Pozos Horizontales .....	16
III.4. RECUPERACIÓN TÉRMICA.....	17
III.4.1. Ventajas de la recuperación térmica: .....	17
III.4.2. Clasificación de los procesos Térmicos de Recobro:.....	18
Según el origen o fuente generadora del calor: .....	18
Según la función que cumplen: .....	18
III.4.3. Combustión en sitio .....	19
III.4.3.1. Espaciamiento y Arreglo de Pozos .....	19
III.4.3.2. Pruebas Piloto .....	20
III.4.4. Inyección de Vapor .....	21
III.4.4.1. Inyección Continua de Vapor .....	21
III.4.4.2. Inyección Alternada de Vapor .....	23
III.4.4.2.1. Modelos Matemáticos Existentes .....	24
III.4.4.2.2. Descripción del Proceso de IAV .....	26
III.4.4.2.3. Parámetros involucrados en el proceso de IAV .....	28

III.4.4.2.4. Tipos de Inyección Alternada de Vapor .....	29
III.4.4.2.5. Mecanismo de Recobro en la Inyección Alternada de Vapor .....	30
III.4.4.2.6. Criterios de Diseño para Inyección Alternada de Vapor .....	31
III.4.4.2.7. Ventajas de la Inyección Alternada de Vapor .....	32
III.4.4.2.8. Desventajas de la Inyección Alternada de Vapor .....	32
III.4.5. Selección del Método de Recobro .....	33
III.4.5.1. Características del Crudo .....	35
III.5. SIMULACIÓN NUMÉRICA .....	38
III.5.1. Tipos de Simuladores de Yacimientos .....	41
III.5.1.1. Simuladores de Petróleo Negro .....	41
III.5.1.2. Simuladores Composicionales .....	42
III.5.1.3. Simuladores Químicos .....	42
III.5.2. Aplicación de la simulación de yacimientos .....	42
III.5.3. Simulador Numérico STARS (Steam, Thermal, and Advanced Processes Reservoir Simulator) .....	43
III.5.3.1. Datos de entrada del Simulador .....	44
III.5.3.2. Tipos de Mallas .....	45
<b>IV. METODOLOGÍA .....</b>	<b>48</b>
IV.1. PRIMERA ETAPA. ....	48
IV.1.1. Revisión Bibliográfica .....	48
IV.1.2. Preparación Básica para la utilización del Simulador Numérico STARS .....	49
IV.2. SEGUNDA ETAPA .....	49
IV.2.1. Datos utilizados para la simulación numérica de yacimientos .....	49
IV.2.2. Determinación de los casos base a través de simulaciones MonteCarlo .....	49
IV.2.3. Definición de las distribuciones y rangos de las propiedades de yacimiento mediante el software Crystal Ball .....	50
IV.2.4. Presión Inicial y Temperatura: propiedades dependientes de la profundidad del yacimiento .....	51
IV.2.5. Propiedades PVT del crudo a evaluar .....	52
IV.3. TERCERA ETAPA .....	53
IV.3.1. Verificación de los parámetros utilizados en los datos de entrada del Simulador Numérico STARS .....	53
IV.3.2. Realización de sensibilidades con los parámetros de pozo para la producción en frío .....	53
IV.3.3. Realización de sensibilidades con los parámetros de inyección para el primer ciclo de Inyección Alternada de Vapor .....	54

IV.3.4. Análisis del comportamiento del proceso de IAV ante un primer ciclo de inyección y su comparación con el comportamiento de producción en frío .....	56
IV.4. CUARTA ETAPA.....	56
IV.4.1. Generación de una correlación estadística, que permita predecir el comportamiento del proceso IAV en pozos horizontales .....	56
IV.4.2. Evaluación de la correlación estadística obtenida.....	57
<b>V. ANÁLISIS DE LOS RESULTADOS .....</b>	<b>59</b>
V.1. PARÁMETROS DE YACIMIENTO.....	59
V.1.1. Determinación de la malla en el modelo de simulación numérica.....	59
V.1.2. Determinación de la porosidad en el modelo de simulación numérico.....	60
V.1.3. Determinación de la permeabilidad en el modelo de simulación numérico.....	60
V.1.4. Determinación de la viscosidad en el modelo de simulación numérico.....	61
V.1.5. Determinación de la Temperatura en el modelo de simulación numérico.....	63
V.1.6. Determinación de la Presión Inicial de Yacimiento en el modelo de simulación numérico .....	64
V.1.7. Determinación de la Porosidad y Saturación Inicial de Petróleo en el modelo de simulación numérico.....	64
V.2. PARÁMETROS DE POZO .....	65
V.2.1. Determinación de la Ubicación del Pozo en el modelo de simulación numérico .....	65
V.2.2. Determinación de la Longitud del Pozo en el modelo de simulación numérico .....	66
V.3. PARÁMETROS DE INYECCIÓN DE VAPOR.....	66
V.3.1. Determinación de la Tasa y Tiempo de Inyección de Vapor, así como de la Calidad del Vapor y Tiempo de Remojo en el modelo de simulación numérico .....	66
V.3.2. Determinación de la Presión de Inyección de Vapor en el modelo de simulación numérico .....	67
V.3.3. Determinación de la Temperatura de Inyección de Vapor en el modelo de simulación numérico .....	68
V.4. ARCHIVOS DE ENTRADA PARA EL MODELO DE SIMULACIÓN NUMÉRICO. “DATASETS” .....	68
V.5. COMPORTAMIENTO DE PRODUCCIÓN EN FRÍO SENSIBILIZANDO CON PARÁMETROS DE POZO.....	68
V.6. COMPORTAMIENTO DE PRODUCCIÓN CON IAV SENSIBILIZANDO CON PARÁMETROS DE INYECCIÓN DE VAPOR .....	72
V.6.1. Tiempo y Tasa de Inyección de Vapor, Tiempo de Remojo y Calidad.....	72
V.6.2. Temperatura de Inyección de Vapor.....	74

V.7. ANÁLISIS COMPARATIVO DE LA PRODUCCIÓN EN FRÍO Y CON INYECCIÓN ALTERNADA DE VAPOR .....	75
V.8. IDENTIFICACIÓN DE LOS PARÁMETROS NECESARIOS PARA LA CONSTRUCCIÓN DE LA CORRELACIÓN ESTADÍSTICA.....	75
V.9. EVALUACIÓN Y VALIDACIÓN DE LA CORRELACIÓN ESTADÍSTICA OBTENIDA .....	76
<b>CONCLUSIONES.....</b>	<b>81</b>
<b>RECOMENDACIONES .....</b>	<b>82</b>
<b>REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....</b>	<b>83</b>
<b>OTRO MATERIAL CONSULTADO .....</b>	<b>85</b>
<b>APÉNDICE A. REPORTE DEL CRYSTAL BALL.....</b>	<b>86</b>
<b>APÉNDICE B. ESCENARIOS GENERADOS POR EL CRYSTAL BALL (100 CASOS BASE) ....</b>	<b>95</b>
<b>APÉNDICE C. TABLA DE SATURACIÓN DEL VAPOR.....</b>	<b>98</b>
<b>APÉNDICE D. “DATASET” PRODUCCIÓN EN FRÍO .....</b>	<b>101</b>
<b>APÉNDICE F. BASE DE DATOS PARA SENSIBILIDADES DE PRODUCCIÓN EN FRÍO.....</b>	<b>113</b>
<b>APÉNDICE G. DATOS PARA LA VALIDACION DE LA CORRELACIÓN ESTADÍSTICA.....</b>	<b>115</b>
<b>APÉNDICE H. REGISTROS. SIMULACIONES NUMÉRICAS. CICLO IAV.....</b>	<b>117</b>
<b>GLOSARIO .....</b>	<b>147</b>
<b>ABREVIATURAS Y SÍMBOLOS .....</b>	<b>158</b>

## Índice de Figuras

<b>FIGURA III.1. DISTRIBUCIÓN DE TEMPERATURA Y SATURACIÓN DURANTE UN PROCESO DE INYECCIÓN CONTINUA DE VAPOR .....</b>	<b>22</b>
<b>FIGURA III.2. ETAPA DE INYECCIÓN .....</b>	<b>27</b>
<b>FIGURA III.3. ETAPA DE PRODUCCIÓN.....</b>	<b>28</b>
<b>FIGURA IV.1. PANTALLA PRINCIPAL DE BASE DE DATOS RIPPET .....</b>	<b>48</b>
<b>FIGURA IV.2. MATRIZ DE SENSIBILIDADES PARA LA CONSTRUCCIÓN DEL MODELO NUMÉRICO. PRODUCCIÓN EN FRÍO.....</b>	<b>54</b>
<b>FIGURA IV.3. MATRIZ DE SENSIBILIDADES PARA LA CONSTRUCCIÓN DEL MODELO NUMÉRICO. IAV .....</b>	<b>55</b>
<b>FIGURA V.1. MALLA PARA EL MODELO DE SIMULACIÓN NUMÉRICA DEL CASO BASE 1 .60</b>	
<b>FIGURA V.2. GRÁFICA DE VISCOSIDAD DEL CRUDO MUERTO VS. TEMPERATURA (137 – 600°F).....</b>	<b>62</b>
<b>FIGURA V.3. GRÁFICA DE VISCOSIDAD DEL CRUDO MUERTO VS. TEMPERATURA (210 – 600°F).....</b>	<b>62</b>
<b>FIGURA V.4. NP Y Q VS. TIEMPO. LONGITUD Y UBICACIÓN DEL POZO NO VARIABLE. TODOS LOS CASOS BASE .....</b>	<b>69</b>
<b>FIGURA V.5. TEMPERATURA DEL YACIMIENTO VS. TIEMPO. CASO BASE 3 .....</b>	<b>70</b>
<b>FIGURA V.6. NP Y Q VS. TIEMPO. SENSIBILIDADES CON LONGITUD DE POZO. UBICACIÓN DEL POZO NO VARIABLE. CASO BASE 1 .....</b>	<b>71</b>
<b>FIGURA V.7. NP Y Q VS. TIEMPO. SENSIBILIDADES CON UBICACIÓN DEL POZO. LONGITUD DEL POZO NO VARIABLE. CASO BASE 4.....</b>	<b>71</b>
<b>FIGURA V.8. NP Y Q VS. TIEMPO. SENSIBILIDADES CON TIEMPO DE INYECCIÓN DE VAPOR. LONGITUD, UBICACIÓN, TASA DE INYECCIÓN DE VAPOR, TIEMPO DE REMOJO, CALIDAD DEL VAPOR Y TEMPERATURA DE INYECCIÓN NO VARIABLE. CASO BASE 1 ....</b>	<b>72</b>

<b>FIGURA V.9. NP Y Q VS. TIEMPO. SENSIBILIDADES CON TASA DE INYECCIÓN DE VAPOR. LONGITUD, UBICACIÓN, TIEMPO DE INYECCIÓN DE VAPOR, TIEMPO DE REMOJO, CALIDAD DEL VAPOR Y TEMPERATURA DE INYECCIÓN NO VARIABLE. CASO BASE 1 ....</b>	<b>73</b>
<b>FIGURA V.10. NP Y Q VS. TIEMPO. SENSIBILIDADES CON TIEMPO DE REMOJO. LONGITUD, UBICACIÓN, TASA DE INYECCIÓN DE VAPOR, TIEMPO DE INYECCIÓN DE VAPOR, CALIDAD DEL VAPOR Y TEMPERATURA DE INYECCIÓN NO VARIABLE. CASO BASE 1 ....</b>	<b>73</b>
<b>FIGURA V.11. NP Y Q VS. TIEMPO. SENSIBILIDADES CON CALIDAD DEL VAPOR. LONGITUD, UBICACIÓN, TASA DE INYECCIÓN DE VAPOR, TIEMPO DE INYECCIÓN DE VAPOR, TIEMPO DE REMOJO Y TEMPERATURA DE INYECCIÓN NO VARIABLE. CASO BASE 1.....</b>	<b>74</b>
<b>FIGURA V.12. NP Y Q VS. TIEMPO. PRODUCCIÓN EN FRÍO Y PRODUCCIÓN CON IAV. CASO BASE 2.....</b>	<b>75</b>
<b>FIGURA V.13. GRÁFICA DE ENP VS. NP .....</b>	<b>78</b>
<b>FIGURA V.14. GRÁFICA DE <math>T_{1c}</math> VS. ENP .....</b>	<b>79</b>

## Índice de Tablas

TABLA IV.1. PARÁMETROS DEFINIDOS EN CRYSTAL BALL.....	51
TABLA IV.2. ESCENARIOS SELECCIONADOS COMO CASOS BASE .....	51
TABLA V.1. ESPESOR POR SECCIÓN DE PARA CADA CASO BASE UTILIZADO PARA LA CONSTRUCCIÓN DE LA MALLA EN LA DIRECCIÓN “K” .....	59
TABLA V.2. POROSIDAD PARA CADA CASO BASE.....	60
TABLA V.3. PERMEABILIDAD PARA CADA CASO BASE .....	61
TABLA V.4. PERMEABILIDAD PARA CADA CASO BASE .....	63
TABLA V.5. TEMPERATURA A PARTIR DE LA PROFUNDIDAD DE YACIMIENTO.....	64
TABLA V.6. PRESIÓN INICIAL A PARTIR DE LA PROFUNDIDAD DE YACIMIENTO.....	64
TABLA V.7. POROSIDAD Y SATURACIÓN INICIAL DE PETRÓLEO .....	64
TABLA V.8. UBICACIÓN DEL POZO DENTRO DEL ESPESOR DE LA ARENA NETA PETROLÍFERA .....	65
TABLA V.9. PARÁMETROS DE INYECCIÓN DE VAPOR SELECCIONADOS .....	66
TABLA V.10. PRESIÓN DE INYECCIÓN DE VAPOR EN EL MODELO DE SIMULACIÓN NUMÉRICO.....	67
TABLA V.11. TEMPERATURA DE INYECCIÓN DE VAPOR EN EL MODELO DE SIMULACIÓN NUMÉRICO.....	68
TABLA V.12. RANGOS EVALUADOS PARA LA CONSTRUCCIÓN DE LA CORRELACIÓN ESTADÍSTICA.....	76
TABLA V.13. COEFICIENTES DE LOS TÉRMINOS DE LA CORRELACIÓN ESTADÍSTICA.....	78
TABLA V.14. RESULTADOS DE LAS SIMULACIONES REALIZADAS PARA VALIDAR LA CORRELACIÓN QUE DETERMINA EL EDNP .....	80
TABLA V.15. RESULTADOS DE LAS SIMULACIONES REALIZADAS PARA VALIDAR LA CORRELACIÓN QUE DETERMINA EL EDT <sub>1c</sub> .....	80

## Introducción

Desde hace muchos años se conoce la existencia de depósitos de crudos pesados y extrapesados que hoy atraen la atención de los petroleros del mundo. Tal es el caso de la Faja del Orinoco aquí en Venezuela, como también áreas de petróleos pesados y extrapesados en California, Canadá, México y otros sitios. Las razones por las que estos crudos no se produjeron anteriormente, se deben principalmente a sus características y al hecho de que mejores tipos de crudos (medianos y livianos) se obtenían sin mayores inconvenientes y en abundancia. <sup>[2]</sup>

Actualmente, en la Faja del Orinoco, se estimó la existencia de 1.2 billones de barriles de petróleo original en sitio, mientras que en la Costa Oriental del Lago fue de 37 millardos de barriles. La evaluación progresiva de las cuencas mediante la exploración sísmica, el taladro, la perforación de pozos estratigráficos y las pruebas de producción indican que el volumen de petróleo remanente que existe en la Faja Petrolífera del Orinoco es del orden de los 270 millardos de barriles y de 7,4 millardos de barriles en la Costa Oriental del Lago. <sup>[12,14]</sup>

Hasta la fecha se han venido estudiando métodos eficientes para la explotación del crudo pesado, extrapesado y bitumen existente en Venezuela. Bitumen se define como el petróleo pesado de una viscosidad tan **alta** que no puede ser producido económicamente por métodos primarios, o bien, a causa de la energía natural del yacimiento (compactación de la roca). En yacimientos con este tipo de crudo, generalmente se obtienen recobros relativamente bajos mediante la explotación por métodos primarios con pozos verticales. Por otro lado, la principal ventaja que ofrece un pozo horizontal es su amplio contacto con el yacimiento, el cual permite que esté relacionado con un mayor volumen del yacimiento, originando así una mayor tasa de producción de petróleo con menores caídas de presión. En términos numéricos, un pozo horizontal puede tener una tasa de producción 10 veces más alta que un pozo vertical y tener un costo de sólo dos veces un pozo vertical. <sup>[3]</sup>

En crudos pesados y extrapesados, se obtienen mejores tasas y recobros finales si el yacimiento es calentado para reducir la viscosidad del petróleo. La recuperación térmica es un método de recuperación mejorada que reduce la resistencia al flujo mediante el calentamiento del petróleo. Los procesos de recuperación térmica se clasifican principalmente en tres tipos: inyección de vapor continua, inyección alternada de vapor y la combustión en sitio.<sup>[3]</sup>

La Inyección Alternada de Vapor (IAV) es un proceso cíclico en el cual el mismo pozo es usado para inyección y producción. Convencionalmente, el proceso en pozos verticales involucra la inyección de vapor en un pozo durante dos o tres semanas, después el pozo es cerrado por unos cuantos días. El periodo de cierre (tiempo de remojo) es lo suficientemente corto para no disipar la presión y la temperatura substancialmente. Después del periodo de cierre, el pozo será producido por un periodo de tiempo de 4 a 6 meses a aproximadamente, aunque en Venezuela existen casos donde este período llega a los 3 años. Este ciclo será repetido varias veces. Usualmente, en cada ciclo se producirá menos petróleo que en el ciclo previo.<sup>[6]</sup>

Algunos proyectos de Inyección Alternada de Vapor generalmente son seguidos por una inyección **continua** de vapor después de unos cuantos ciclos de inyección. Entre las ventajas de la Inyección Alternada de Vapor se incluye el bajo costo de probar el proceso en el campo y que los costos de desarrollo son menores que los procesos térmicos alternativos.<sup>[6]</sup>

En la actualidad existen diferentes modelos analíticos que reproducen el comportamiento de la Inyección Alternada de Vapor en pozos verticales. En 1999, Diwan y Kovscek<sup>[7]</sup> presentaron el primer modelo analítico para IAV en pozos horizontales. A principios del año 2002, se realizó un estudio de este modelo para su aplicación en los yacimientos de crudo pesado y extrapesado de Venezuela, mostrando incoherencias en los resultados, como tasas de producción de petróleo más altas a medida que se van repitiendo los ciclos de IAV y discordancia con los resultados de la simulación numérica. En consecuencia, para facilitar la evaluación de este proceso, este Trabajo Especial de Grado (TEG) acomete y

presenta un estudio de la Inyección Alternada de Vapor (IAV) en pozos horizontales, **de manera conceptual**, aplicado a los **yacimientos característicos** de crudos pesados de Venezuela. Así, se desea identificar los parámetros de yacimiento, pozo e inyección de vapor que más afecten la productividad, mediante un **análisis de sensibilidad**, utilizando simulación numérica, para finalmente desarrollar una **correlación estadística** que permita predecir, en forma preliminar, el comportamiento de producción de un pozo horizontal sometido **a un ciclo de inyección de vapor**. Esto servirá para aplicaciones en actividades futuras, que permitirán dar una respuesta rápida y acertada del comportamiento del proceso para diferentes escenarios.<sup>[7]</sup>

Intevep realiza continuamente un estudio integrado de desarrollo y transferencia de tecnologías en el país para satisfacer las necesidades inmediatas, a mediano y a largo plazo en las operaciones fundamentales y conexas de la industria de los hidrocarburos: exploración, perforación, producción, refinación/manufactura, transporte, evaluación y comercialización.<sup>[2]</sup>

Todo esto requiere de un proceso de investigación y desarrollo, fundamentado en los más amplios y apropiados recursos de ingeniería y servicios técnicos para elaborar proyectos, estudios de factibilidad y respuestas a consultas especializadas que tienen lugar en las operaciones.<sup>[2]</sup>

Este Trabajo Especial de Grado, con los objetivos antes descritos, se desarrolló con el apoyo de la Gerencia de Explotación de Crudos Pesados y Extrapesados perteneciente al departamento de Exploración, Producción y Mejoramiento del Intevep, la cual cumple con la función de ser una organización tecnológica clave para Petróleos de Venezuela S.A. en el desarrollo, innovación, aplicación, adaptación y optimización de métodos convencionales y no convencionales de recuperación de hidrocarburos.<sup>[8]</sup>

# **CAPÍTULO I**

## **RESEÑA HISTÓRICA**

## **I. Reseña Histórica**

La ciencia y la tecnología, como disciplinas de investigación básica y aplicada, han atraído la atención de personalidades científicas y académicas profesionales venezolanas, desde los comienzos de la República. Los diversos retos que presenta la industria petrolera requieren de la actuación de científicos, estudiantes, vendedores y estrategas, para lograr que la industria venezolana de los hidrocarburos mantenga su competitividad, maximizando la monetización de los recursos con los que cuenta nuestro país para que, de una manera definitiva, puedan utilizarse en la generación de prosperidad y se mantenga en el tiempo la vigencia de esta industria. <sup>[2, 9]</sup>

En el presente año 2002, se cumplieron veintisiete años de la estatización de la industria petrolera venezolana y de la actuación de funciones directivas gerenciales y operacionales corporativas de Petróleos de Venezuela S.A. y sus filiales. Durante estos años, los esfuerzos y realizaciones de la razón de ser de Intevep han sido esencialmente: <sup>[2]</sup>

- Apoyar los negocios de la corporación, respondiendo a sus requerimientos tecnológicos
- Desarrollar tecnologías en áreas estratégicas y en función de recursos propios
- Mantener la competitividad técnica de PDVSA y sus filiales
- Desarrollar nuevas oportunidades de comercialización para los crudos pesados y extrapesados
- Maximizar la creación de valor agregado para la Nación

### **I.1. Antecedentes de PDVSA INTEVEP**

En 1950 se creó la Asociación Venezolana para el Avance de la Ciencia (ASOVAC). En 1952 se fundó el Laboratorio de Investigaciones Médicas (Fundación Luis Roche). En 1954, el Instituto Venezolano de Neurología e Investigaciones Cerebrales, creado por Humberto Fernández Morán, luego fue el núcleo del futuro Instituto Venezolano de Investigaciones Científicas (IVIC)

establecido en 1959. En 1969 se fundó el Consejo Nacional de Investigaciones Científicas y Tecnológicas (CONICIT). Muchos años después (1976), al iniciar el Estado el manejo y la administración directa de la industria petrolera del país, estos y otros entes similares fueron fuente de inspiración y apoyo para el Intevep. [2]

En la Asociación Pro-Venezuela, durante una mesa redonda en 1970, se le solicitó al CONICIT designar una Comisión de Trabajo para crear un centro de investigación petroquímica, lo cual más adelante resultó en la elaboración de un Proyecto para Investigación sobre Petróleo y Petroquímica. El grupo de trabajo lo presidió Marcel Roche y fue coordinado por Aníbal R. Martínez. De estos esfuerzos nació el proyecto para crear el Instituto de Investigaciones Petroleras y Petroquímicas (INVEPET) en 1972 y en 1973 el gobierno decretó que el Ministerio de Minas e Hidrocarburos, el CONICIT, la CVP y el IVP establecieran la Fundación INVEPET y se procedió a registrar sus estatutos. [2]

El 22 de abril de 1975, el INVEPET entregó al Ministerio de Minas e Hidrocarburos su diagnóstico sobre Transferencia de Tecnología en la Industria Petrolera. El día de la nacionalización, 1° de enero de 1976, el INVEPET cambió de nombre a Instituto Tecnológico Venezolano del Petróleo (INTEVEP), filial de Petróleos de Venezuela S.A. , por decreto N° 1.387 del Ejecutivo Nacional. [2]

Toda la experiencia acumulada por venezolanos en investigación científica y tecnológica, básica y/o aplicada, para ese tiempo, puso a andar el Intevep, para prestar directamente al país y a su industria petrolera estatal los servicios que manejaron las concesionarias. Esto cubrió no sólo los servicios existentes en el país, sino también los que no se tenían en ese momento pero que estaban disponibles en el exterior. [2]

## **I.2. Antecedentes de la Inyección Alternada de Vapor**

En el año 1959, Shell inició el proceso de estimulación de vapor **por accidente** en Venezuela, durante la producción de crudo pesado en una inyección continua de vapor en el campo Mene Grande, cerca de la costa oriental del Lago de

Maracaibo. Durante la inyección, ocurrió la irrupción de vapor en la superficie, y para reducir la presión de vapor en el yacimiento se dejó que el pozo inyector fluyera en reverso. Resultó que enormes volúmenes de petróleo se produjeran. A partir de este hallazgo se diseñó el proceso de estimulación por Inyección Alternada de Vapor (IAV), también llamada “steam soak” o “huff and puff”. Desde entonces, se han desarrollado varios modelos matemáticos que describen el fenómeno. Estos comprenden desde complejas simulaciones numéricas hasta simples expresiones analíticas.<sup>[4]</sup>

En los últimos años, la inyección alternada de vapor (IAV) ha sido uno de los procesos más exitosos para **aumentar la productividad de los pozos**. El uso de pozos horizontales (PH) se ha convertido en un componente muy importante en los procesos de recuperación térmica. Se conoce que en el ámbito nacional e internacional se han venido usando acopladamente ambas tecnologías (pozos horizontales e IAV) en yacimientos de crudos pesados. Sin embargo, no se han establecido lineamientos claros que definan paramétricamente cómo y bajo qué condiciones este tipo de proceso puede actuar más favorablemente en pozos horizontales.

# **CAPÍTULO II**

## **OBJETIVOS**

## **II. Objetivo General**

El objetivo fundamental de este Trabajo Especial de Grado fue realizar un análisis de sensibilidad de los parámetros de yacimiento, inyección y pozo que afectan el comportamiento del proceso de Inyección Alternada de Vapor en Pozos Horizontales en un ciclo de inyección. Se utilizaría la simulación numérica de yacimientos, con el fin de desarrollar una correlación estadística que permita predecir el comportamiento del proceso en futuras aplicaciones de campo.

### **II.1. Objetivos Específicos**

- Determinar Casos Base a partir de simulaciones MonteCarlo, utilizando parámetros de yacimiento característicos Venezuela
- Realizar simulaciones numéricas de los Casos Base, realizando sensibilidades con parámetros de pozo e inyección, para un ciclo de IAV
- Desarrollar una correlación estadística que permita predecir el comportamiento del proceso de Inyección Alternada de Vapor en Pozos Horizontales
- Validar y evaluar numéricamente la correlación estadística obtenida, comparándola con los resultados del modelaje

### **II.2. Alcance**

Este estudio pretende desarrollar una correlación estadística, que permita predecir el comportamiento de un pozo horizontal ante la Inyección Alternada de Vapor, facilitando la evaluación de este proceso y disminuyendo el tiempo de respuesta de los estudios de evaluación y/o factibilidad.

# **CAPÍTULO III**

## **MARCO TEÓRICO**

### **III. Marco Teórico**

#### **III.1. Petróleo**

El petróleo es una sustancia aceitosa de color oscuro a la que, por sus compuestos de hidrógeno y carbono, se le denomina hidrocarburo. Este puede estar en estado líquido o en estado gaseoso. El primero es un aceite al que también se le llama crudo, y el segundo se le conoce como gas natural. <sup>[10]</sup>

Según la teoría más aceptada, el origen del petróleo y del gas natural es de tipo orgánico y sedimentario. Esa teoría consiste en que el petróleo es el resultado de un complejo proceso físico-químico en el interior de la tierra, en el que, debido a la presión y las altas temperaturas, se produce la descomposición de enormes cantidades de materia orgánica que se convierten en petróleo y gas. <sup>[10]</sup>

Esa materia orgánica está compuesta fundamentalmente por el fitoplankton y el zooplankton marinos, al igual que por materia vegetal y animal, depositados hace millones de años en el fondo de los grandes lagos y en el lecho de los mares. <sup>[10]</sup>

Junto a esa materia orgánica se depositaron mantos sucesivos de arenas, arcillas, limo y otros sedimentos que fueron arrastrados por ríos y vientos, conformando lo que geológicamente se conoce como rocas o mantos sedimentarios, en donde se llevó a cabo el fenómeno natural que dio lugar a la formación del petróleo y el gas natural. <sup>[10]</sup>

Ese proceso de sedimentación y transformación ocurrió a lo largo de millones de años. En un comienzo, los mantos sedimentarios se depositaron en sentido horizontal. Pero los movimientos y cambios violentos que han sacudido a la corteza terrestre variaron su conformación y, por consiguiente, los sitios donde se encuentra el petróleo. Estas formaciones rocosas subterráneas son llamadas yacimientos. <sup>[10]</sup>

#### **III.2. Yacimiento**

El petróleo se encuentra junto con agua, y a veces gas, en espacios muy pequeños (espacios porosos) y fracturas. El tamaño, forma, y grado de

interconexión de los poros varía considerablemente de un lugar a otro en un mismo yacimiento, por lo que la anatomía de un yacimiento es compleja, microscópica y macroscópicamente. Tener una descripción completa y detallada de un yacimiento es prácticamente imposible. La información detallada que se puede obtener de datos de pozos representa solamente una muy pequeña fracción del volumen del yacimiento, aún en las mejores circunstancias.<sup>[5]</sup>

Las propiedades del petróleo y del agua de formación varían ligeramente en diferentes partes de un mismo yacimiento. Para diferentes yacimientos, las propiedades del crudo tienen un **amplio espectro de características**. Algunos son menos densos que el agua, mientras que otros son más densos que una melaza fría. Generalmente, el petróleo es más liviano que el agua. El agua en distintos yacimientos también varía en salinidad y en el contenido de cualquier otro mineral. Debido a la existencia de un amplio rango de propiedades de las rocas y los fluidos, los yacimientos actúan de diferente manera y por lo tanto deberán ser tratados individualmente.<sup>[5]</sup>

### **III.2.1. Recobro Primario de Petróleo**

Los métodos de recobro primario utilizan la energía natural del yacimiento para hacer mover el petróleo, a través de poros interconectados, hacia pozos productores. Esta energía puede obtenerse a través de los siguientes mecanismos de producción: gas en solución, expansión del gas libre, compactación de la roca, crudo espumante, influjo de agua, o fuerza gravitacional. Eventualmente, la producción por energía natural se agota. Cuando esto ocurre, es conveniente agregar más energía para producir petróleo adicional.<sup>[5]</sup>

### **III.2.2. Recobro Secundario de Petróleo**

Este método envuelve la adición de energía al yacimiento, inyectando fluidos a presión en pozos inyectores para luego producir crudo y otros fluidos a través de pozos productores. La energía suministrada estimula el movimiento de petróleo, causando un recobro adicional a tasas aumentadas.<sup>[5]</sup>

### III.2.3. Recobro mejorado de Petróleo

El petróleo que por métodos de recobro convencionales permanece en el espacio poroso de la roca de yacimiento, en baja saturación comparado con la que originalmente existe, se le conoce como petróleo remanente. El petróleo producido es reemplazado por gas y/o agua en los poros. El petróleo remanente existe en forma de volúmenes entrampados por el agua en los espacios porosos, tanto en aquellos que se encuentran en contacto con los fluidos generadores de energía como los que no.<sup>[5]</sup>

Las fuerzas que contribuyen a la retención del petróleo son la presión capilar, gravedad y las fuerzas viscosas (efecto de arrastre). Estas fuerzas actúan simultáneamente en el yacimiento y el efecto resultante depende de las condiciones locales e individuales del yacimiento. **Producir este petróleo remanente es el objetivo de las operaciones de recobro mejorado de petróleo.** A través de procesos químicos o térmicos, el objetivo es incrementar la efectividad de la remoción de petróleo de los poros de la roca (eficiencia de desplazamiento), eliminando o minimizando las fuerzas capilares que retienen al petróleo, utilizando la fuerza de gravedad para la segregación vertical de fluidos en el yacimiento, disminuyendo la densidad del petróleo de manera que éste fluya más fácilmente, y por último, incrementando la eficiencia de barrido causando que los fluidos inyectados tengan mayor contacto con el petróleo remanente en el yacimiento.<sup>[5]</sup>

Los procesos de recobro de petróleo deben ser evaluados de acuerdo a las normas propias de cada compañía operadora. Así el operador elige cuál proceso es el más adecuado para un proyecto dado. Más abajo de una profundidad de 2500 pies los proyectos con desplazamiento de vapor son más difíciles para diseñar y operar porque pueden ocurrir problemas mecánicos con el revestidor y con elevada pérdida de calor. Sin embargo, estos aspectos no afectan los procesos de combustión en sitio. En muchos casos los altos costos de desarrollo pueden ser compensados utilizando espaciamientos amplios entre pozos cuando la operación es a alta presión y a grandes profundidades. La evaluación

económica usualmente favorece al mecanismo de la combustión cuando se aplica a formaciones más abajo de los 3000 pies. Por encima de los 3000 pies, los procesos térmicos con vapor y combustión son evaluados en detalle para seleccionar el mejor. <sup>[6]</sup>

### **III.3. Pozos Horizontales**

Son aquellos que son perforados de manera direccional, paralelos a los planos de estratificación de un yacimiento, a una profundidad y dirección establecida, donde está ubicado el yacimiento.

#### **III.3.1. Aplicaciones de los Pozos Horizontales**

- *En Yacimientos de Crudos Pesados*, ya que en la producción mediante un pozo horizontal las caídas de presión son más bajas y permiten que se retarde la conificación del agua y el gas, al presentar estos una mayor movilidad que el crudo por tener menor viscosidad que el petróleo.
- *En Yacimientos de Espesor Delgado*, ya que el pozo se comporta como una fractura de conductividad infinita con una longitud igual a la del pozo horizontal.
- *En la Recuperación Mejorada de Petróleo*, en procesos tales como: inyección de agua, fluidos miscibles y recuperación de petróleo por métodos térmicos, ya que este tipo de pozo puede ser empleado como productor o inyector.
- *Para Reducir el Número de Localizaciones*, para reducir costos en zonas donde se requiere minimizar el número de pozos para drenar un volumen dado del yacimiento.
- *En Yacimientos Naturalmente Fracturados*, puede lograrse el contacto del pozo con las fracturas de una manera más fácil que con pozos verticales, si éste (pozo horizontal) es perforado con un ángulo adecuado; mejorando la productividad del pozo al interceptar mayor número de fracturas.
- *En yacimientos con Empuje de Agua o Capa de Gas*, el pozo horizontal tiene mayor contacto con la formación, por lo que la caída de presión para la misma

tasa de producción es menor que en caso de un pozo vertical. Esto reduce la tendencia del agua o gas a conificarse.

- *En Localizaciones Inaccesibles*, zonas urbanas, industriales o áreas para las cuales las actividades de perforación representan un riesgo ambiental.

### **III.3.2. Clasificación de los Pozos Horizontales**

Los pozos horizontales se clasifican de acuerdo a su radio de curvatura, longitud horizontal y tasa de incremento del ángulo:

#### **III.3.2.1. Radio Ultra Corto**

- Radio de curvatura entre 1 y 3 pies.
- Angulo de desviación entre 45 y 60 grados.
- Longitud de 100 a 200 pies.

#### **III.3.2.2. Radio Corto**

- Radio de curvatura de 20 a 40 pies.
- Angulo de desviación de 2 a 5 grados por pie.
- Longitud de 300 a 800 pies.

#### **III.3.2.3. Radio Medio**

- Radio de curvatura entre 300 y 800 pies.
- Angulo de desviación entre 8 y 35 `grados por cada 100 pies.
- Longitud hasta 4000 pies.

#### **III.3.2.4. Radio Largo**

- Radio de curvatura entre 1000 y 3000 pies.
- Angulo de desviación de 2 a 6 grados por cada 100 pies.
- Longitud entre 4000 y 6000 pies.

### **III.3.3. Ventajas de los Pozos Horizontales**

Para los pozos horizontales se indican las siguientes ventajas:

- Mejoran la eficiencia de barrido en proyectos de recuperación de petróleo
- Aumentan el índice de productividad de 3 a 5 veces para una misma caída de presión
- Aumentan la inyectividad, en casos de inyección de fluidos
- Incrementan el área de drenaje por pozo en el yacimiento
- Dan la factibilidad de producir yacimientos en los que con pozos verticales no resulta económico su desarrollo
- Aceleran el recobro debido a las altas tasas de producción, además de que se reduce el número de pozos requeridos para desarrollar un yacimiento
- Pueden hacerse perforaciones horizontales perpendiculares a las fracturas, en yacimientos naturalmente fracturados para aumentar la productividad
- Reducen la conificación de agua y/o gas en formaciones con problemas de interfase de fluidos y producción de arena

### **III.3.4. Desventajas de los Pozos Horizontales**

Para los pozos horizontales se han identificado las siguientes desventajas:

- Las barreras de permeabilidad vertical limitan la eficiencia de barrido vertical.
- El daño a la formación, la excesiva ondulación de la trayectoria del pozo y los bajos gradientes de presión podrían dificultar la limpieza del mismo. En formaciones con producción de arena, las secciones onduladas pueden ser taponadas por acumulación de arena.
- Las opciones de recompletación son limitadas en los casos en que se deseen controlar los problemas ocasionados por altos cortes de agua y/o altas relaciones gas-petróleo.

- Se requiere mayor tiempo de perforación que en un pozo vertical, y debido a la mayor complejidad de las operaciones hay un incremento del riesgo a presentarse problemas operacionales.

#### III.4. Recuperación Térmica

Estos procesos suministran energía en forma de calor al yacimiento, reduciendo la viscosidad del petróleo y aumentando su movilidad, permitiendo que fluya más fácilmente a los pozos productores. Además del calor agregado, procesos como la inyección continua de vapor, proveen una fuerza de empuje (presión) para desplazar el petróleo a los pozos. <sup>[6]</sup>

Una alta porosidad, alta saturación de petróleo y alta permeabilidad son las características de yacimiento **deseables** para la aplicación de un proceso térmico de extracción. Obviamente, el contenido de petróleo debe ser **lo más alto posible** para que exceda el combustible requerido para el proceso térmico. Una alta permeabilidad conduce a una baja presión y bajas gastos operativos. Sin embargo, los yacimientos menos porosos o consolidados encontrados a mayores profundidades, a menudo tienen otros rasgos que hacen factible la aplicación de los procesos térmicos. <sup>[6]</sup>

##### III.4.1. Ventajas de la recuperación térmica:

Para la recuperación térmica se han identificado las siguientes ventajas:

- En el caso de petróleos viscosos (5 a 20 °API), se utiliza calor para mejorar la eficiencia de desplazamiento y de la extracción.
- Los procesos térmicos reducen la saturación residual de petróleo en las zonas calentadas, mejorando la eficiencia de barrido.
- Las altas temperaturas generadas originan en el yacimiento procesos de destilación y craqueo del crudo contenido en el sitio, pudiendo aumentar la calidad del mismo.
- Las altas temperaturas generadas reducen o minimizan la tensión interfacial y las fuerzas capilares.

### III.4.2. Clasificación de los procesos Térmicos de Recobro:

Según el origen o fuente generadora del calor:

- Externos. Aquellos que implican la inyección de calor al yacimiento mediante un fluido transportador.
  - a) Inyección de agua caliente o de vapor: continua o alternada
  - b) Explosiones nucleares
  - c) Aplicación de electricidad
- Internos. Aquellos que utilizan la generación del calor en el propio yacimiento.
  - a) Combustión en el yacimiento: convencional o progresiva (seca o húmeda) y en reverso
  - b) Calor geotérmico

Según la función que cumplen:

- Desplazamientos Térmicos. En estos procesos, el fluido se inyecta continuamente en un número de pozos inyectoros para desplazar el petróleo y obtener producción en otros pozos. La presión requerida para mantener la inyección del fluido también aumenta las fuerzas de empuje en el yacimiento, aumentando así el flujo de crudo. Un ejemplo de este proceso es la Inyección Continua de Vapor.
- Tratamientos de Estimulación. En estos procesos solamente se calienta la parte del yacimiento cercana a los pozos productores o únicamente el pozo, aumentando las tasas de extracción una vez que se reduce la resistencia al flujo.
  - a) Vapor para remover sólidos orgánicos o de otros tipos de los orificios en el revestimiento, en el liner ranurado o de la malla de alambre
  - b) Acidificación

Ambos procesos pueden combinarse (estimulación con desplazamiento) y, en este caso, las fuerzas impelentes son ambas: naturales e impuestas.

De los procesos antes mencionados, los más comúnmente utilizados son la combustión en el yacimiento, la inyección de vapor y la inyección de agua caliente.

En este Trabajo Especial de Grado se estudiará más a fondo la inyección alternada de vapor (IAV) también llamada inyección cíclica de vapor.

### **III.4.3. Combustión en sitio**

El principio de la combustión en sitio consiste en la realización de un proceso de combustión en una formación saturada de crudo (ya que el crudo presenta la propiedad de oxidarse fácilmente dando lugar a reacciones exotérmicas), inyectando aire, para quemar parte del crudo y generar energía calórica suficiente para facilitar la producción de las fracciones no quemadas.<sup>[6]</sup>

En un proceso de combustión en sitio intervienen diferentes mecanismos:

- Reducción de la viscosidad del petróleo y modificación de la relación de movilidad
- Expansión térmica de la roca y los fluidos
- Empuje con vapor
- Vaporización y condensación de las fracciones más livianas del petróleo
- Craqueo térmico
- Variación de la saturación residual de petróleo y modificación de las permeabilidades relativas

#### **III.4.3.1. Espaciamiento y Arreglo de Pozos**

La disposición de los pozos en arreglos o patrones y su respectivo espaciamiento permiten el avance de un proceso térmico de extracción de crudo en un yacimiento. En un campo en desarrollo, los pozos existentes en el yacimiento son

utilizados para dicho proceso. Sin embargo, a menudo se perforan nuevos pozos productores e inyectores para mejorar la eficiencia de barrido y cubrir adecuadamente todas las secciones del yacimiento. Previo a los antes mencionado, se realiza una prueba piloto para obtener respuestas a problemas específicos relacionados con la factibilidad de aplicación de un **proceso** en un yacimiento en particular. <sup>[6]</sup>

#### III.4.3.2. Pruebas Piloto

Los Proyectos Piloto se usan normalmente en operaciones de extracción por métodos térmicos para probar algunos **aspectos críticos** del proceso bajo consideración. El problema puede estar relacionado con el yacimiento, con el proceso, con el aspecto económico o con alguna interacción entre éstos. En un caso, por ejemplo, es posible que solamente se requiera mostrar que un frente de combustión se propague en un yacimiento ya inundado con agua. <sup>[6]</sup>

Un Proyecto Piloto, tiene como objetivo fundamental, reducir los riesgos técnicos y económicos de una operación comercial propuesta. Esta debe realizarse en un arreglo invertido de pozos en vez de un patrón normal de pozos, usado en pruebas de inyección de agua convencional. Por ejemplo, en un arreglo normal de cinco pozos se requiere la ignición separada en los cuatro pozos inyectores, es decir, cuatro frentes de ignición separados y por lo tanto la inversión en equipo compresor de aire es unas tres veces mayor que los requerimientos para un arreglo invertido de cinco pozos de las mismas dimensiones. <sup>[6]</sup>

El arreglo de pozos apropiado para la Prueba Piloto **también debe ser seleccionado**. Si el proyecto se realiza en un campo desarrollado de petróleo, los pozos existentes pueden ser usados en un patrón que se adapte al sistema de dichos pozos existentes. Si el área no esta desarrollada o se perforará nuevos pozos pilotos, se pueden considerar varios patrones de flujo, teniendo cada uno sus propias ventajas. <sup>[6]</sup>

#### III.4.4. Inyección de Vapor

Es el método térmico más utilizado en la industria, mediante el cual la energía necesaria para disminuir la viscosidad la provee el calor que se le suministra al yacimiento.<sup>[6]</sup>

Existen dos métodos de inyección de vapor:

- Inyección Continua de Vapor a un pozo para incrementar la producción en pozos vecinos
- Inyección Alternada de Vapor a un pozo productor logrando su estimulación

Ambos métodos consisten en la inyección de vapor dentro de la formación. La razón vapor-agua puede variar. A mayor cantidad de **vapor** mayor **calidad** de la mezcla, y viceversa.

A pesar que en este trabajo solo se estudia el proceso de IAV, es conveniente mencionar que este proceso tiene dos variantes, que pueden mejorar la eficiencia de recobro dependiendo del campo donde sea aplicado:

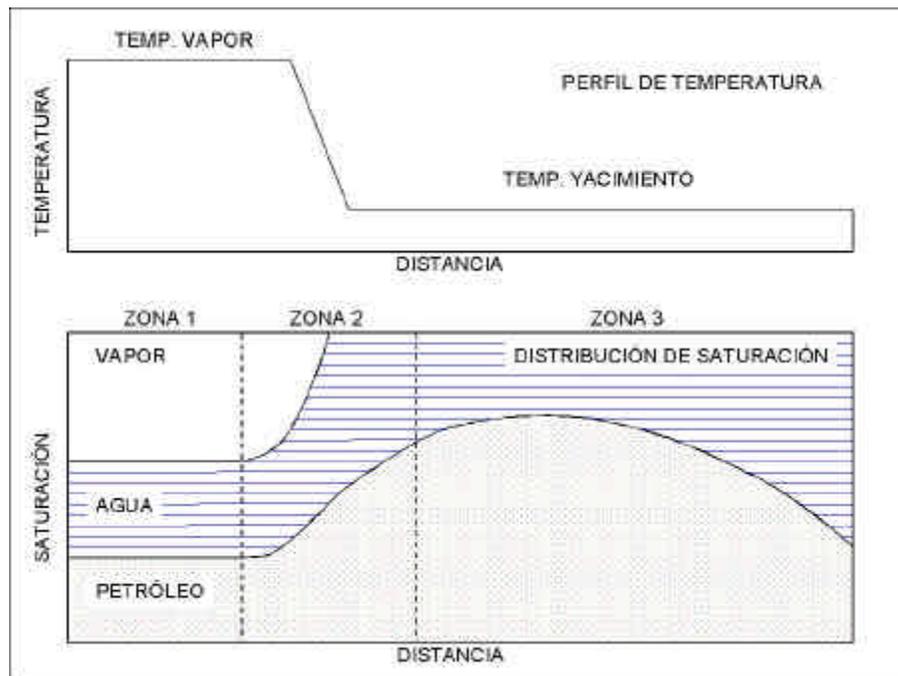
- Inyección de vapor con aditivos
- Inyección de un tapón de solventes empujado por vapor

##### III.4.4.1. Inyección Continua de Vapor

La inyección continua de vapor es otro proceso térmico utilizado para incrementar la temperatura en el yacimiento y desplazar petróleo.<sup>[6]</sup>

Además de involucrar los mecanismos de desplazamiento y los fenómenos térmicos presentes en la inyección de agua caliente (mejora en la eficiencia de desplazamiento como resultado de la disminución de la viscosidad del crudo por el calor, reducción de las fuerzas capilares, y la expansión del crudo por calor), los desplazamientos con vapor también causan destilación de los componentes livianos del crudo mediante vapor, promueven la formación de un banco de petróleo de baja viscosidad cerca del frente de condensación, generan muy bajas

saturationes de petróleo residual y mejoran la relación de movilidad efectiva con respecto al petróleo, dentro del proceso de desplazamiento. [6]



**Figura III.1. Distribución de Temperatura y Saturación durante un proceso de inyección continua de vapor**

*Fuente: Mannucci, Jesús. Recobro Adicional de Petróleo por Métodos No Convencionales*

En la parte inferior de la Figura 1, se muestran las diferentes zonas de desplazamiento originadas por la inyección de vapor. La zona 1 es el área más cercana al pozo inyector y es la zona barrida por el vapor. En ella el petróleo se ha reducido a su saturación residual. Delante de la zona 1 se presenta una región donde ocurre la condensación del vapor y corresponde a la zona 2, donde el agua caliente desplaza el petróleo hacia la zona 3, la cual constituye un **banco de petróleo** a la temperatura del yacimiento, pero con una saturación de petróleo **mayor que la inicial** debido al desplazamiento ocurrido en la zona de vapor y en la zona de agua caliente. [6]

En la parte superior de la misma figura, se muestra la distribución de la temperatura a la que el vapor entra a la formación petrolífera a una determinada presión de inyección. A medida que el vapor se aleja del pozo inyector, la temperatura decrece gradualmente hasta alcanzar la temperatura del yacimiento en el frente de vapor, debido a la disminución de la presión en la formación. Al llegar aquí, la temperatura disminuye repentinamente hasta alcanzar la temperatura del yacimiento. <sup>[6]</sup>

#### III.4.4.2. Inyección Alternada de Vapor

Consiste en inyectar vapor en un pozo de petróleo durante un período corto o largo (una a tres semanas), a continuación se cierra el pozo por un corto período (normalmente de 3 a 7 días) y luego ponerlo nuevamente en producción. El pozo producirá a una tasa aumentada durante un cierto tiempo, que en general es del orden de 4 a 6 meses y luego declinará a la tasa original de producción. Un segundo ciclo de inyección puede aplicarse y de nuevo la tasa de producción aumentará y luego declinará. Ciclos adicionales pueden realizarse de forma similar. Sin embargo, el petróleo recuperado durante tales ciclos **será cada vez menor**, y la duración de los períodos de producción será cada vez mayor pero a menor tasa. El proceso de inyección alternada de vapor se repite hasta que el recobro por ciclo cae debajo de un límite económico. Aunque se conocen casos de hasta 22 ciclos, se duda que más de tres ciclos sean atractivos comercialmente en nuestro país. <sup>[6]</sup>

Otra aplicación de la inyección cíclica es en la limpieza de pozos de inyección y/o producción en un proceso de inyección con agua. <sup>[6]</sup>

Hay tres razones importantes para estudiar la Inyección Alternada de Vapor (IAV) en pozos horizontales. Primero, la eficiencia térmica de las operaciones cíclicas es alta. Segundo, el proceso alternado de vapor provee un calentamiento inicial efectivo del yacimiento, que puede ser útil para luego realizar una inyección continua de vapor. Por último, **la distribución uniforme de vapor a lo largo del**

**pozo es un factor importante para el éxito de las operaciones cíclicas con pozos horizontales.**<sup>[6]</sup>

#### **III.4.4.2.1. Modelos Matemáticos Existentes**

En principio, los simuladores numéricos de yacimiento arrojan respuestas bastantes precisas, pero generalizar es posible sólo después de realizar varias simulaciones (Aziz y Gontijo, 1984). Además, el simulador numérico de yacimientos es sensible a la información requerida que a veces es desconocida o no confiable. Es natural que para desarrollar modelos analíticos (Boberg y Lantz, 1966) se tomen en cuenta los mecanismos importantes involucrados en este proceso, y a partir del cual se pueden generar conclusiones generales acerca de la productividad. Distintos modelos y correlaciones están disponibles en la literatura, para operaciones cíclicas para pozos verticales e inyección de vapor continua en pozos horizontales (Butler *et al.* 1980).

La mayoría de los modelos aplican a la inyección continua de vapor, pero todos tienen los mismos principios.

Marx y Langenheim (1959) describen un método para estimar las tasas de invasión térmica, área calentada acumulada y los límites económicos teóricos para mantener una inyección de fluido caliente a una **tasa constante en un yacimiento ideal**. Indican los autores que la forma más simple de calcular el recobro de petróleo mediante estimulación con vapor consiste en calcular el radio calentado para una determinada tasa de inyección, calidad y presión del vapor, espesor de la formación, propiedades de las rocas y de los fluidos, y luego suponer flujo radial a través de un sistema radial compuesto de dos elementos de flujo en serie.<sup>[6]</sup>

Jones (1977) presentó un modelo simple de Inyección Alternada de Vapor para petróleo pesado, presión agotada, y yacimientos que drenan por gravedad. Boberg y Lantz (1966) presentaron un procedimiento que fue usado como base para la forma del yacimiento y cálculos de temperatura vs. tiempo. Este modelo asume que la única energía del yacimiento para la producción es la gravedad, de

aquí que, el modelo tiende a calcular tasas iniciales de petróleo más bajas que las observadas en campo.

Van Lookeren (1977) presentó métodos de cálculo para flujo lineal y radial de vapor en el yacimiento.

Butler et al. (1980) presentaron ecuaciones teóricas para el drenaje por gravedad de petróleo pesado durante el calentamiento por vapor en sitio. El método consiste en una zona de vapor que se expande como resultado de la inyección de vapor y la producción de petróleo mediante el mecanismo de drenaje por gravedad a lo largo de la interfase vapor-petróleo de la cámara de vapor. El petróleo se produce a través del pozo horizontal ubicado en el fondo de la cámara de vapor. La tasa de petróleo se calcula a partir de la Ley de Darcy. La transferencia de calor toma en cuenta la difusividad térmica del yacimiento y es proporcional a la raíz cuadrada de la fuerza que origina la energía del yacimiento. En el caso de un yacimiento infinito, una expresión analítica adimensional describe la posición de la interface. En cambio, cuando se considera un yacimiento finito, la posición de la interface y la tasa de petróleo se calculan numéricamente. Éste método es limitado al drenaje por gravedad y al flujo lineal de crudos pesados en pozos horizontales.

Jones (1981) presentó un modelo de producción por vapor que básicamente combina los métodos de Van Lookeren (1977) y el de Myhill y Stegemeier (1978). Se limita a inyección continua de vapor y utiliza factores empíricos para cotejar las tasas calculadas con los valores medidos.

Vogel (1982) consideró los cálculos de calor para inyecciones de vapor al igual que Van Lookeren (1977). El método funciona suponiendo que el vapor alcanza instantáneamente el tope del yacimiento. Después que esto sucede, la cámara de vapor aumenta de arriba hacia abajo a muy baja velocidad. Las pérdidas de calor a las formaciones adyacentes se calculan resolviendo el problema de conducción de calor a partir de un plano infinito. El modelo caracteriza dos métodos principales de producción: drenaje por gravedad y arrastre por vapor. En sus

conclusiones, Vogel indica que, por encima de cierto límite, las tasas de inyección tienen una pequeña influencia en la producción de petróleo.

Finalmente, Aziz y Gontijo (1984) presentaron un modelo que considera el potencial de flujo de una combinación de caída de presión y fuerzas de gravedad. La ecuación de flujo se origina de la producción de petróleo y agua basada en el método ilustrado por Butler et al. (1980).

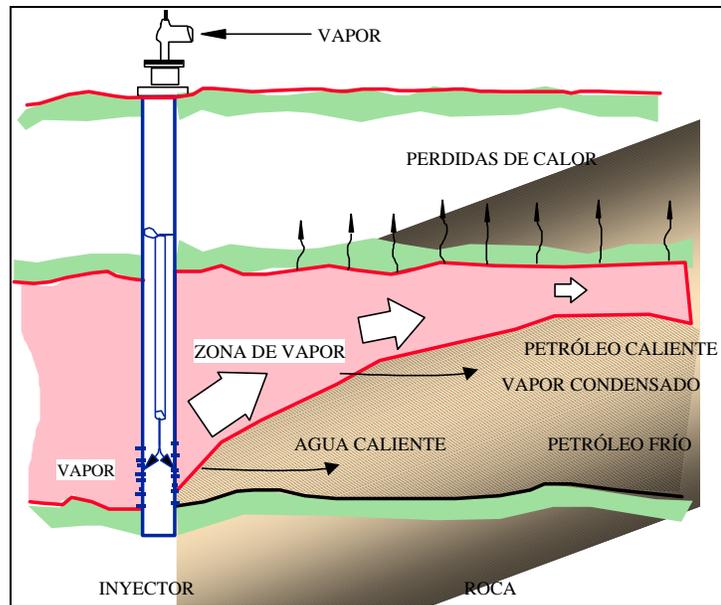
**Es importante mencionar que aún no se tiene suficiente información histórica del comportamiento de la estimulación cíclica de vapor en pozos horizontales, por lo que es importante realizar estudios de este proceso, que permitan establecer criterios y/o correlaciones para su aplicación.**

#### **III.4.4.2.2. Descripción del Proceso de IAV**

El proceso de la inyección alternada de vapor se divide en tres etapas:

##### **Etapas de Inyección**

Se inyecta vapor durante 2 o 3 semanas a través de un pozo (inyector-productor). La tasa de inyección debe ser aquella que permita **minimizar las pérdidas de calor** a través de las paredes del pozo y el tiempo en que el pozo se encuentra sin producir, lograr el máximo radio calentado y la máxima temperatura en la zona calentada. Para determinar la cantidad **óptima** de vapor a inyectar por ciclo en los pozos de un proyecto, debe tenerse en cuenta todos los factores que intervienen en la respuesta a la inyección de vapor, como son: la viscosidad del petróleo, espesor de las arenas, distribución vertical del vapor, presión del yacimiento, saturación de petróleo, saturación de agua, etc.



**Figura III.2. Etapa de Inyección**

Fuente: Tesis de Grado de Frank Martínez <sup>[7]</sup>

### Etapa de Remojo

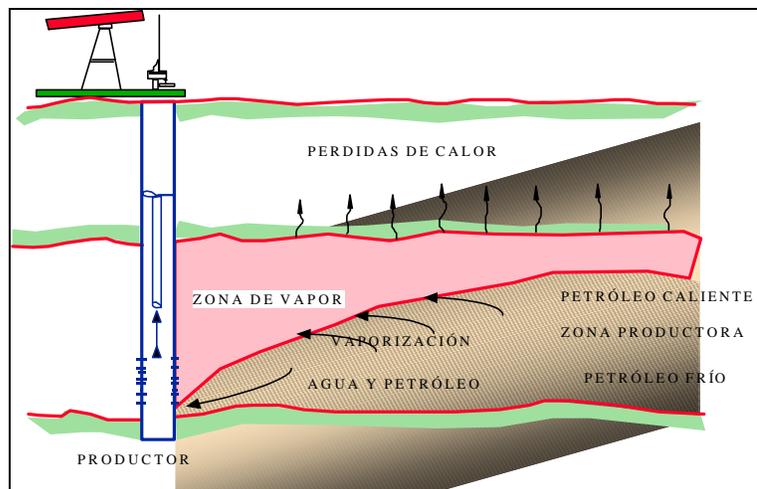
Se cierra el pozo durante 1 a 7 días para que el vapor ceda su calor a la formación y a sus fluidos. El tiempo de remojo se estima de acuerdo a la experiencia del campo, por lo que se puede recomendar lo siguiente:

- Si el yacimiento tiene activos los mecanismos de producción primaria y suficiente presión se recomienda dejar un tiempo de remojo suficiente, para que el vapor ceda calor al yacimiento.
- Si el yacimiento tiene poca presión, se recomienda dejar poco tiempo de remojo con el fin de utilizar el aumento de presión del yacimiento en las cercanías del pozo para empujar el petróleo hacia el fondo de los pozos.

### Etapa de Producción

Una vez culminado el tiempo de remojo se abre el pozo a producción. Inicialmente el pozo va a producir agua caliente y vapor, y al cabo de una a dos semanas debe empezar a producir petróleo caliente, en mayor cantidad que la producción de petróleo frío, que estaba produciendo el pozo antes de la estimulación con vapor.

Esta etapa termina cuando la **tasa** alcanza valores similares a la tasa que producía el pozo en frío (Fig.3), culminando así el **ciclo** de Inyección Alternada de Vapor.



**Figura III.3. Etapa de producción**

Fuente: Tesis de Grado de Frank Martínez<sup>[7]</sup>

#### III.4.4.2.3. Parámetros involucrados en el proceso de IAV

Los parámetros que inciden en el proceso de IAV se dividen en dos grandes grupos:

##### 1. Controlables

- La calidad del vapor
- Tiempo de remojo
- Frecuencia y número de ciclos
- Volumen de vapor a inyectar

##### 1. No Controlables (asociados al pozo o al yacimiento)

- Presión del yacimiento
- Espesor de la arena
- Permeabilidad de la formación

- Viscosidad y gravedad API del petróleo
- Tamaño del acuífero y del yacimiento
- Heterogeneidad del yacimiento
- Volumen del petróleo a drenar
- Características humectantes de la roca y su variación con temperatura

#### III.4.4.2.4. Tipos de Inyección Alternada de Vapor

La Inyección Alternada de Vapor se puede clasificar de la siguiente manera:

##### **Inyección Convencional**

En este caso, todo el intervalo abierto del pozo es expuesto al vapor, es decir, no se intenta forzar la entrada de vapor en una sección determinada de dicho intervalo. La inyección debe programarse en pozos con las siguientes características:

- Ubicados en zonas donde se desconoce la distribución vertical del pozo
- Con características geológicas homogéneas que no ameritan otro tipo de inyección
- Con condiciones mecánicas que no permiten otro tipo de inyección

##### **Inyección Selectiva**

Es aquella en la que se inyecta vapor en una **zona determinada** del intervalo abierto en el pozo. Este tipo de inyección se aplica en yacimientos y a pozos que por su actividad de inyección/producción presentan arenas que han sido más drenadas que otras y los cambios de presión resultan ser importantes dentro del yacimiento, provocando así la **entrada preferencial** del vapor por una arena en particular durante la estimulación.

### **Inyección Selectiva-Consecutiva**

Consiste en varias inyecciones selectivas en un mismo ciclo. Es decir, se trata de forzar la entrada de vapor sucesivamente en varias zonas del intervalo abierto del pozo.

Para la selección del tipo de inyección, se deben tomar en cuenta los siguientes parámetros:

- Conocimiento de la distribución vertical del vapor en el pozo
- Número de ciclos y tipo de inyección previamente realizados
- Comportamiento de producción del pozo ante los ciclos de inyección
- Comportamiento de producción de pozos vecinos

#### **III.4.4.2.5. Mecanismo de Recobro en la Inyección Alternada de Vapor**

El mecanismo principal de recobro en un proceso de inyección de vapor varía de un yacimiento a otro. En general pueden considerarse dos casos opuestos:

- Yacimientos con presión utilizable como energía, produciendo a una tasa muy baja debido a una alta viscosidad del petróleo. En este caso, la inyección de vapor origina una zona calentada de baja viscosidad del petróleo, lo cual resulta en un aumento de la producción de petróleo bajo la presión diferencial **existente**.
- Yacimientos con energía muy baja en forma de presión (crudos pesados y arenas bituminosas), en los cuales la producción se deberá principalmente al drenaje por gravedad.

Sin embargo, el elemento común a todo yacimiento, en mayor o menor magnitud, es la mejora en la **razón de movilidad agua-petróleo** debido a la disminución de la viscosidad del petróleo como efecto resultante del aumento de temperatura. Una vez mejorada la movilidad del petróleo, la fuerza de expulsión que hace que el petróleo fluya hacia el pozo puede ser una de las siguientes:

- Presión del yacimiento en caso que exista

- Drenaje por gravedad
- Compactación de la roca del yacimiento
- Vapor no condensado
- Expansión térmica del petróleo
- Efecto de la temperatura sobre permeabilidades relativas
- Calentamiento más allá de la zona contactada por el vapor

#### **III.4.4.2.6. Criterios de Diseño para Inyección Alternada de Vapor**

Los criterios a utilizarse en la escogencia de un yacimiento al cual aplicar inyección alternada de vapor son el resultado de experiencia de campo, y entre ellos se tienen los siguientes:<sup>[6]</sup>

- Petróleo original en sitio mayor a 1200 BN/acre-pie, para que el proyecto sea económicamente atractivo
- Yacimiento con permeabilidad suficientemente alta para permitir una rápida inyección de vapor y una alta tasa de flujo de crudo
- Yacimientos con presiones que permitan que las temperaturas y presiones de inyección de vapor sean operacionalmente factibles
- Crudos de altas viscosidades (mayores a 4000 cP) a condiciones de yacimiento, aunque hay casos exitosos con viscosidad más baja, hasta del orden de 200 cP
- En general, la gravedad del crudo más conveniente es entre 8 y 15° API
- Se prefiere una profundidad que permita inyectar a presiones operacionalmente deseables
- Tasa de inyección de vapor que permita minimizar las pérdidas de calor durante el proceso

- En pozos verticales, el espesor de arena neta debe ser mayor de 30 pies, con presión del yacimiento moderadamente alta, aunque hay casos exitosos con presión de yacimiento del orden de 40 lpc
- Tiempo de remojo entre 1 a 7 días, aunque puede ser mayor. El tiempo de producción estimulada puede durar entre seis meses hasta 3 años, como se ha visto en campos venezolanos, aunque a veces dura muy poco. El tiempo de inyección normal es de tres semanas y el número de ciclos en general es tres
- La cantidad de vapor a inyectarse es un parámetro difícil de determinar. Quizás la mejor guía es en base al radio calentado que se desea obtener

#### **III.4.4.2.7. Ventajas de la Inyección Alternada de Vapor**

La inyección alternada de vapor ofrece las siguientes ventajas:

- Permite acelerar la producción de petróleo
- La respuesta del yacimiento es inmediata
- En pozos verticales, el proceso no se ve afectado muy significativamente por las heterogeneidades del yacimiento
- Debido al poco tiempo de contacto del vapor con el crudo, ocurre menos producción de H<sub>2</sub>S que en caso de la inyección continua de vapor
- La rentabilidad del proceso es alta y el tiempo de retorno de la inversión es corto

#### **III.4.4.2.8. Desventajas de la Inyección Alternada de Vapor**

Para inyección alternada de vapor se han identificado las siguientes desventajas:

- La inyección cíclica de vapor es fundamentalmente un proceso de estimulación y como tal, generalmente no conduce a un incremento importante en el factor de recobro total y final de petróleo del yacimiento. Apenas en yacimientos con crudos pesados, donde el recobro primario es del orden de 10% la recuperación por estimulación con vapor, incluida la primaria, será del orden

del 15, a corto plazo, siempre y cuando se considere presente la energía natural que aporta la compactación de la roca.

- Sólo una parte (30 a 50%) del agua inyectada como vapor es producida nuevamente. De modo que en el yacimiento se forman zonas de **alta saturación de agua alrededor** de los pozos, lo cual en un futuro si se quieren aplicar procesos de desplazamiento, no es deseable ya que la eficiencia areal del barrido será afectada negativamente.
- En caso de existir arcillas sensibles al agua, la inyección de vapor de agua producirá la expansión de las mismas, deteriorando la permeabilidad del yacimiento.
- La estimulación con vapor puede ser indeseable en yacimientos con problemas de compactación, ya que se reflejará en la superficie de esa región (subsistencia).
- Hay riesgo de que la expansión térmica cause daños al revestimiento (casing) mientras el vapor esta siendo inyectado, si no se toman las provisiones necesarias de aislamiento y cabezales térmicos.

#### III.4.5. Selección del Método de Recobro

En la selección del mejor proceso de recobro a aplicarse a un yacimiento, deben considerarse varios aspectos. Fundamentalmente, el **contenido de petróleo** en el yacimiento debe ser lo suficientemente atractivo para justificar el proyecto. La porosidad, la saturación de petróleo y el espesor de la formación afectan directamente el contenido de petróleo. Estos factores deben evaluarse **antes** que cualquier otro aspecto. El siguiente paso que debe completarse es estudiar las características del yacimiento. El tipo de roca es importante. La permeabilidad de la formación determina la presión del proceso. Las características del crudo también deben evaluarse. Todos estos factores **conjuntamente** con la profundidad de la formación son importantes para la selección del proceso de recuperación térmica y el análisis económico del proyecto.<sup>[6]</sup>

En cuanto a la geología, la estructura del yacimiento más deseable para operaciones térmicas depende de una amplia extensión en la movilidad del petróleo contenido en el yacimiento. Cuando el petróleo del yacimiento es movable, ambas operaciones de producción e inyección son simplificadas, y el recobro de crudo es alto. Sin embargo, los métodos térmicos (o cualquier otro proceso) usualmente requieren diferentes técnicas para producir crudos de baja movilidad. <sup>[6]</sup>

La inyección continua de vapor, a pesar de su alto costo, generalmente resulta ser el proceso de recuperación térmica más favorable de todos, debido a la mayor estabilidad, mayor eficiencia areal y por una mayor cantidad de calor transportado por unidad de masa de fluido inyectado. Sin embargo, el desplazamiento de petróleo con agua caliente **puede llegar a ser un método competitivo en yacimientos que contengan crudos relativamente livianos y móviles**, con gran espaciado entre pozos y altas presiones de yacimiento, de modo que una cantidad dada de calor inyectado contacte mayores superficies a menores temperaturas de operación. <sup>[6]</sup>

Las pérdidas de calor juegan un papel muy importante en la eficiencia térmica de la operación, ya que las mismas pueden alcanzar valores de hasta 50%. Si, en adición, se toma en cuenta el hecho de que gran parte del calor es retenido por la roca del yacimiento, entonces se concluye que sólo una pequeña parte del calor inyectado se usa para calentar los fluidos. Por lo tanto, el problema es obtener **el más alto recobro de crudo al menor gasto de energía térmica**. <sup>[6]</sup>

En yacimientos pequeños o que tengan relativamente pobre continuidad, podría ser imposible perforar suficientes pozos para llevar a cabo una operación de desplazamiento (Inyección Continua de Vapor). Entonces, quizás no exista otra opción sino considerar un tratamiento de estimulación para aumentar tanto las tasas de extracción como la extracción económica total. Cuando existe crudo de alta viscosidad, la Inyección Alternada de Vapor ha demostrado tener éxito como técnica de estimulación siempre que exista la energía expulsora natural para producir el crudo una vez que su viscosidad haya sido reducida. Se ha

comprobado que la estimulación por combustión tiene éxito en quemar las partículas orgánicas, estabilizar las arcillas y en aumentar la permeabilidad absoluta en las cercanías del pozo tratado. Estos efectos son muy atractivos para el tratamiento de yacimientos de baja permeabilidad.<sup>[6]</sup>

La inyección alternada de vapor también ha sido usada como precursora para la inyección continua de vapor, debido a que en yacimientos que contienen crudos muy viscosos, la resistencia al flujo entre pozos puede ser tan grande, que en un proceso de desplazamiento las tasas de inyección están limitadas, dando lugar a procesos de inyección continua de vapor ineficientes desde el punto de vista técnico y económico. Entonces, en estas situaciones se recomienda utilizar la inyección alternada de vapor, ya que reduce dicha resistencia alrededor del pozo donde la misma es más pronunciada, mejorándose posteriormente la tasa de inyección durante el proceso de inyección continua de vapor. Además, la repetición de la inyección alternada reduce cada vez más la resistencia al flujo más lejos de los pozos y puede conducir a la conexión entre las zonas calentadas de pozos adyacentes y así mejorar más adelante las operaciones de inyección continua de vapor.<sup>[6]</sup>

Otras de las razones muy importantes que justifican la aplicación del proceso de IAV, es la eficiencia térmica. Ésta aumenta cuando existe un alto valor de calor latente de vaporización, calor que es liberado cuando el vapor se condensa. De esta manera los proyectos a baja presión tienden a comportarse mejor que proyectos a alta presión.<sup>[6]</sup>

La Inyección Alternada de Vapor en muchas ocasiones se utiliza por razones económicas, ya que por ser un proceso de estimulación, acelera la producción del crudo, y como el período de inyección sólo dura pocas semanas y la producción resultante varios meses, se utilizan generadores portátiles de vapor.<sup>[6]</sup>

#### **III.4.5.1. Características del Crudo**

**III.4.5.1.1. Gravedad del Crudo.** Los procesos térmicos pueden aplicarse a cualquier tipo de crudo, habiendo efectuado pruebas de campo en el intervalo 7-

40° API. La mayoría de los crudos del orden de 7° API requerirán una fuente secundaria para calentar los pozos productores **previamente a que los alcance el frente de calor**. Los crudos cercanos a los 40° API normalmente tienen un alto recobro primario y muy pocos yacimientos con este tipo de crudo dejan suficientes reservas remanentes que garanticen la aplicación de métodos térmicos en ellos. Entonces, el intervalo común de gravedad de crudo para aplicar los procesos térmicos de extracción está entre 12-32° API. Lógicamente, dichos procesos deben competir con **otros métodos** de recobro adicional cuando el yacimiento contiene crudo de alta gravedad y baja viscosidad.<sup>[6]</sup>

**III.4.5.1.1 Crudos Pesados y Extrapesados.** Son crudos muy viscosos, en la escala de 1200 a 95000 cps a condiciones de yacimiento, con gravedades menores de 21,9°API. Los crudos pesados se encuentran dentro del rango de 10,0 a 21,9°API, mientras los extrapesados en el rango de 0,0 a 9,9°API. **Este tipo de crudo se encuentra generalmente a profundidades someras**, es decir, menores a 3000 pies de profundidad vertical (TVD). Otra característica de estos crudos, es que tienen un alto contenido porcentual de azufre (1 a 8%), así como también pueden tener un contenido apreciable de sal (100 a 500 ppm) y de metales (níquel y vanadio entre otros), razón por la que tienen un alto poder corrosivo. De igual manera, a veces puede contener sulfuro de hidrógeno, el cual es corrosivo y venenoso.<sup>[13]</sup>

**III.4.5.1.2. Viscosidad del Crudo.** El intervalo de viscosidad encontrado en campos producidos por combustión en sitio es muy amplio. La mayoría de estos procesos, se aplican a yacimientos con crudos que tengan viscosidades en el orden de 100-2000 cP. Generalmente para la aplicación de combustión en sitio convencional es alrededor de 5000 cP a la temperatura y presión de yacimiento. De 5000-50000 cP, alguna forma de calor **suplementario** es requerida en los pozos productores **previamente a la llegada del calor a los pozos**. Para yacimientos productores de crudo con una viscosidad mayor a 50000 cP se requiere combustión en reverso e inyección de vapor.<sup>[6]</sup>

**III.4.5.1.3. Movilidad.** Cada yacimiento debe ser analizado individualmente para pronosticar su reacción ante un método térmico de extracción. La clave para ello es la movilidad del crudo del yacimiento ( $Ko/\mu_o$ ). Un yacimiento con una tasa promedio potencial baja (5-10 BN/D por pozo antes del inicio de operaciones térmicas) puede esperarse que responda tempranamente en operaciones de combustión en sitio o de vapor. Si el tamaño del arreglo o patrón es de 10 acres o menos, este incremento inicial de producción causado por el empuje de la presión del aire inyectado puede ser del orden 50-100% previo a la llegada del frente de calor. Este tipo de respuesta ocurre en yacimientos permeables con buena saturación residual de crudo y con una viscosidad de petróleo de 500-1000 cP. A presiones de 250-1000 lpc (donde operan la mayoría de los proyectos con una razón de movilidad del petróleo de 1-2 mD/cP), los procesos por empuje térmico tienen una excelente oportunidad de rendimiento económico altamente favorable. Comúnmente, varias combinaciones de espaciamiento de pozos, arreglos de pozos, tasas de inyección y presión permitirán al proceso térmico seguir adelante y resultar en altas tasas de crudo. <sup>[6]</sup>

Los procesos térmicos afectan tanto a la permeabilidad como a la viscosidad y por ende a la movilidad. Se considera a continuación la aplicación de un recobro terciario de crudo usando un empuje térmico para desplazar el petróleo residual remanente en un yacimiento agotado por recobro primario y por operaciones de inyección de agua. En este caso, la baja movilidad del petróleo no se debe a la viscosidad sino que se debe fundamentalmente a la baja permeabilidad efectiva del petróleo, la cual está relacionada directamente con la saturación de petróleo en el yacimiento. Sin embargo, a medida que el frente de desplazamiento térmico se mueve a través de la formación, el petróleo se desplaza hacia los pozos productores. Como el yacimiento se llena, la saturación y, en consecuencia, la permeabilidad efectiva al petróleo aumenta gradualmente. Dependiendo del contenido de crudo y de las características de flujo del yacimiento, este proceso puede originar que las tasas de crudo aumenten gradualmente durante la vida del proyecto. <sup>[6]</sup>

Muchos yacimientos que producen a bajas tasas de crudo no están afectados por una pobre permeabilidad sino que ello se debe a la alta viscosidad del petróleo. A medida que el frente de calor se mueve a través de la formación incrementa la temperatura en el yacimiento, incrementando drásticamente la movilidad del crudo, aumentando en esa forma y muy significativamente la tasa de petróleo durante el proyecto. Este tipo de yacimiento responde frecuentemente a las estimulaciones térmicas de corta duración, tales como la inyección alternada de vapor o estimulaciones a altas temperaturas. El efecto del incremento de la movilidad del petróleo en las tasas de producción puede evaluarse rápidamente. Para espaciamientos moderados de pozo, una o dos estimulaciones usualmente permiten que el frente de calor alcance la mayoría de los pozos de arreglo. Entonces las tasas de producción aceleradas pueden ser mantenidas por períodos largos.<sup>[6]</sup>

Comúnmente, muchos proyectos son planificados para arenas bituminosas con movilidad de crudo prácticamente cero. Aunque las estimulaciones térmicas cortas en estas arenas son algunas veces muy efectivas, la mejor solución a este problema es precalentar rápidamente el yacimiento en el área del arreglo. Este proceso puede ser realizado usando combustión en sitio, vapor o inyección de agua caliente, dependiendo del yacimiento y del análisis económico. Después que la viscosidad del crudo ha sido reducida, se inicia el desplazamiento térmico. Entonces el crudo, a una muy alta movilidad, es desplazado y producido en una forma normal.<sup>[6]</sup>

### **III.5. Simulación Numérica**

La ingeniería de yacimientos siempre ha tenido como uno de sus objetivos fundamentales, la estimación de las reservas recuperables de los yacimientos y predecir sus tasas de recuperación.

Para estimar las reservas recuperables, primero es necesario estimar los volúmenes de fluidos en sitio, lo cual puede lograrse mediante el uso de información geológica, análisis de núcleos, perfiles eléctricos, datos de

producción, balance de materiales, etc. Por otro lado, las reservas se pueden estimar estudiando el comportamiento de los fluidos en el yacimiento, usando varias técnicas de simulación. De igual manera, estas técnicas pueden ayudar a establecer los mecanismos de producción y así estimar el factor de recobro de un determinado yacimiento para una estrategia de explotación y así obtener finalmente las reservas recuperables.

Para estimar las tasas de producción de petróleo necesarias a fin de obtener un recobro máximo, se utilizan técnicas adecuadas de extrapolación para predecir el comportamiento futuro del campo bajo diferentes condiciones de operación. De esta manera, se tiene que una tarea importante del ingeniero de yacimientos es cotejar o hacer coincidir el comportamiento simulado con el comportamiento real del sistema en estudio, para apoyar sus planes futuros.

Se entiende entonces por simulación de yacimientos, el proceso de inferir el comportamiento real a partir del comportamiento de un modelo bajo una variedad de escenarios. El modelo puede ser físico, (tal como modelos a escala de laboratorio), conceptual o numérico. Para los propósitos de este Trabajo Especial de Grado, un modelo numérico de un sistema físico es un conjunto de ecuaciones de conservación de masa y/o energía que **describen adecuadamente los procesos del sistema en estudio**, sea un pozo, yacimiento o campo. Los procesos que ocurren en los yacimientos de petróleo son básicamente, flujo de fluidos y transferencia de masa y energía en medios porosos y/o fracturados, gobernados por sus respectivas leyes físicas (Darcy, Fick, Fourier, etc.) y sus modificaciones mediante el concepto de permeabilidad relativa. <sup>[7]</sup>

Finalmente, los modelos numéricos de simulación, son un conjunto de programas de computación que usan métodos numéricos para obtener una **solución aproximada** del modelo matemático. En estos casos el yacimiento se visualiza como un conjunto de bloques o celdas que representan volúmenes discretos de una malla en la cual se ha subdividido el yacimiento. Estos métodos numéricos son necesarios debido a que las ecuaciones en derivadas parciales del modelo matemático representan:

- Heterogeneidades del yacimiento, permeabilidad y porosidad variable y geometría irregular
- No linealidades de permeabilidades relativas y presión capilar con relación a las saturaciones
- No linealidades en las propiedades PVT de fluidos en función de la presión, composición y temperatura. Dada la gran cantidad de cálculos asociados a con la solución, el uso de computadoras es imprescindible

Los métodos numéricos son extremadamente útiles en su aplicación y han probado ser altamente satisfactorios en la obtención de soluciones para condiciones complejas de yacimientos. Esto hace a los modelos numéricos de simulación la herramienta más completa y flexible del ingeniero de yacimientos. <sup>[7]</sup>

Actualmente, varias herramientas de simulación numérica están disponibles en la industria petrolera. Ellas difieren en el grado de precisión de sus resultados, y de su aplicación.

La simulación de yacimientos ha estado en práctica desde el mismo comienzo de la ingeniería de petróleo. Sin embargo, el término simulación empezó a ser común en los años 60 como método predictivo dedicado primordialmente a problemas de yacimientos de petróleo negro (aquel que no presenta cambios composicionales con respecto a las variaciones de la presión). Los procesos simulados estaban limitados a agotamiento natural y mantenimiento de presión. Para entonces fue posible desarrollar un solo simulador capaz de manejar los problemas más comunes de los yacimientos. <sup>[7]</sup>

Durante los años 70, el panorama cambió radicalmente. El incremento rápido en los precios del petróleo y algunas tendencias gubernamentales hacia la liberación de regulaciones y soporte financiero de Proyectos Piloto, condujo a la proliferación de procesos de recuperación mejorada. Esto motivó a la simulación de nuevos procesos que se extendieron de los métodos convencionales de agotamiento y mantenimiento de presión a procesos miscibles, químicos, CO<sub>2</sub>, vapor, agua caliente y combustión en sitio. <sup>[7]</sup>

En los últimos años, la simulación numérica de yacimientos ha ganado una amplia aceptación en la industria petrolera, como consecuencia de tres factores principales:

- Mayor poder de computación en términos de velocidad y memoria
- Mejoras en los algoritmos numéricos para solucionar las ecuaciones en derivadas parciales
- Las capacidad de los simuladores en modelar más realísticamente la amplia variedad de yacimientos que existen a nivel mundial

La simulación juega un rol muy importante en los procesos de gerencia de yacimientos, ya que se utilizan para desarrollar y evaluar el plan de administración del mismo, monitorear y luego evaluar su desempeño.

### **III.5.1. Tipos de Simuladores de Yacimientos**

Los simuladores de yacimientos son generalmente clasificados en tipos de petróleo negro, composicional, térmico y químico, dependiendo de las características de flujo de fluidos y el comportamiento de transferencia de masa y calor. <sup>[7]</sup>

La selección del simulador apropiado para representar un yacimiento en particular requiere de un amplio conocimiento del yacimiento, del proceso de recuperación al que va a ser sometido, y también de una cuidadosa revisión de los datos disponibles. <sup>[7]</sup>

#### **III.5.1.1. Simuladores de Petróleo Negro**

Se utilizan fundamentalmente para simular procesos isotérmicos, flujo simultáneo de petróleo, gas y agua debido a fuerzas gravitacionales, viscosas y capilares. El término petróleo negro se usa cuando se señala que la fase hidrocarburo se considera como un líquido único y gas, y no hay cambio en la composición química. Por lo tanto, la composición de las fases permanece constante si la solubilidad del gas en el petróleo y agua se toma en cuenta. <sup>[7]</sup>

### III.5.1.2. Simuladores Composicionales

Considera la variación de la composición de las fases con la presión. Se utilizan para desarrollar estudios en yacimientos de gas condensado y petróleo volátil. <sup>[7]</sup>

### III.5.1.3. Simuladores Químicos

Consideran el flujo de fluidos, el transporte de masa debido a dispersión, adsorción, filtración, cinética de reacción y cambios de comportamiento de fases. Se utilizan en procesos de inyección de surfactantes, polímeros, emulsiones, sistemas gelificantes y flujo de compuestos alcalinos. <sup>[7]</sup>

### III.5.2. Aplicación de la simulación de yacimientos

La aplicación válida de la simulación de yacimientos generalmente gira alrededor de los siguientes aspectos:

1. *Planificación de escenarios de desarrollo*: probablemente uno de los usos más comunes de la simulación de yacimientos es la planificación de escenarios de desarrollo. Los estudios de simulación de yacimientos pueden conducirse desde una etapa muy temprana del desarrollo, donde pueden hacerse simplificaciones como una pequeña extensión de las técnicas clásicas. En la medida en que la planificación del desarrollo progresa, se van construyendo modelos más complicados, con la incorporación de información nueva, que permitirán ayudar en la toma de decisiones así como determinar y cuantificar la incertidumbre de parámetros claves de yacimientos. De igual manera, estos modelos serán extremadamente útiles como apoyo para la modificación de los esquemas de desarrollo si las nuevas condiciones así lo exigen. <sup>[7]</sup>
2. *Perfiles de producción y estimación de reservas*: entre las tareas más importantes del ingeniero de yacimientos están las de estimar los futuros perfiles de producción y las reservas. Estas cifras se requieren con **mucha frecuencia** para los análisis económicos y evaluaciones de campo así como también para atender disposiciones regulatorias. Es frecuentemente necesario tener disponible “un rango de perfiles de producción” para cubrir el rango de

las incertidumbres en los parámetros críticos y en las alternativas de desarrollo. Un modelo de simulación de yacimientos es ideal para generar tales perfiles. [7]

3. *Monitoreo de yacimiento*: los modelos de simulación están reconocidos por ser la herramienta más importante para la evaluación de los esquemas de explotación. En esta área se incluye perforación, estrategias de producción e inyección, justificación de reparaciones, estimulaciones, perforación horizontal y recuperación adicional. Un modelo de simulación detallado se puede usar para obtener y evaluar rápidamente las bondades de cualquiera de estas alternativas. Con un ajuste en la historia se puede mantener actualizado el modelo, de tal manera que el monitoreo del yacimiento puede ser ajustado continuamente para tomar en cuenta los cambios en los datos de campo. [7]
4. *Distribución de producción*: muchos campos que contienen sus yacimientos agrupados verticalmente, por lo general, presentan problemas de distribución de producción, si estos son explotados simultáneamente. Esta política de explotación de campo pudiera contravenir el esquema de explotación de un yacimiento en particular al no disponer de los pozos necesarios para su explotación óptima. Estos problemas de “competencia de producción” de yacimientos que comparten los mismos pozos pueden ser adecuadamente tratados con modelos de simulación conceptualizados para tales fines. [7]

### **III.5.3. Simulador Numérico STARS (Steam, Thermal, and Advanced Processes Reservoir Simulator)**

El simulador STARS constituye la nueva generación de simuladores de procesos avanzados para yacimientos de CMG (Computer Modelling Group). Este simulador se califica actualmente como uno de los mejores para representar el comportamiento de yacimientos de crudo pesado y extrapesado sometido a procesos térmicos. STARS es un simulador trifásico, multicomponente, composicional y térmico, con gran versatilidad en el uso de mallas cilíndricas, cartesianas, de espesor y/o profundidad variable. Una de sus propiedades

fundamentales, es evaluar los cambios en la composición de las fases, la cual varía cuando la presión desciende por debajo de la presión de burbujeo, o de rocío en yacimientos de gas condensado, permitiendo simular cualquier tipo de yacimiento. STARS fue desarrollado para simular múltiples procesos, como son: flujo de vapor, inyección cíclica de vapor, inyección de vapor con aditivos, combustión en sitio y combustión seca y húmeda, entre otros. [7]

#### **III.5.3.1. Datos de entrada del Simulador**

Los datos de entrada para un simulador convencional de petróleo negro generalmente comprenden características generales del yacimiento, y son obtenidos de mapas de contornos de yacimiento, análisis de núcleos y perfiles, y pruebas de productividad de pozos. [7]

Datos de fluidos y roca

- Presión inicial del yacimiento
- Profundidad de los contactos iniciales petróleo-agua y gas-petróleo
- Permeabilidades relativas
- Presiones capilares
- Compresibilidad de la roca
- Datos PVT, obtenidos de ensayos de laboratorio y correlaciones

Datos de la malla:

- Definición de la malla
- Número de capas
- Datos geológicos (elevaciones, espesores netos de la arena petrolífera, permeabilidades, porosidades y saturaciones iniciales de los fluidos).

Datos de producción e inyección por pozos:

- Producción de petróleo, gas y agua
- Historia de inyección
- Localizaciones de los pozos
- Índice de productividad
- Factor de daño
- Intervalos completados por cada pozo
- Entre otros

### III.5.3.2. Tipos de Mallas

Existe una gran variedad de sistemas de mallado:

Unidimensionales, multicapas, mallas tridimensionales, o mallas de geometría radial. La selección del tipo de malla depende del **objetivo específico** del estudio de simulación. Existen mallas radiales, también diferentes tipos de mallas cartesianas:

- Unidimensional horizontal: son utilizadas para adelantar cálculos simples de balance de materiales, simulación de secciones de yacimientos, comportamiento de acuíferos, estudios especializados del comportamiento de empuje lineal y simulación de experimentos de laboratorios.
- Unidimensional vertical: son usadas para simular sistemas drenados por gravedad, análisis de equilibrio vertical, operaciones de un pozo y simulaciones de eficiencia de influjo vertical de agua.
- Bidimensional horizontal: son útiles en estudios de grandes estructuras con muchos pozos, heterogeneidades areales en las propiedades de la roca, pequeñas variaciones verticales de las propiedades de la roca y fluidos, y selección de procesos de mantenimiento óptimo de presión y recuperación secundaria.

- Tridimensionales: son usadas para simulación de yacimientos perforados con varios pozos, secciones del yacimiento con espesores productivos variables, sistemas estratificados con comunicación parcial o presencia de un acuífero y existencia de flujo de fluidos entre las capas.
- Las mallas tridimensionales, sin comunicación entre capas, son ampliamente usadas para grandes yacimientos con varios horizontes productores, pozos con múltiples completaciones, patrones de flujo estratificado y existencia de barreras de flujo vertical como lutita, anhidrita o dolomita impermeable.
- Las mallas radiales son utilizadas frecuentemente para estudios de conificación de gas o agua en los pozos.

# **CAPÍTULO IV**

## **METODOLOGÍA**

## IV. Metodología

Para alcanzar los objetivos que se plantearon al comienzo de la investigación se llevaron a cabo las siguientes actividades:

### IV.1. PRIMERA ETAPA.

#### IV.1.1. Revisión Bibliográfica

Con el fin de tener un mejor entendimiento del tema, fue necesario realizar una revisión bibliográfica de los diferentes conceptos relacionados con los objetivos del trabajo. Esta actividad comprendió la búsqueda de textos, tesis de grado, “papers” y todo tipo de información referente al proceso de Inyección Alternada de Vapor y otros procesos de recuperación térmica. La misma se realizó a través de la base de datos RIPPET (Figura IV.1), la cual consiste en un buscador en línea de libros y publicaciones disponibles en el Centro de Información Técnica (CIT) de PDVSA Intevep o en las bibliotecas de la empresa PDVSA.



Figura IV.1. Pantalla Principal de Base de Datos RIPPET

Fuente: Intranet de PDVSA

### **IV.1.2. Preparación Básica para la utilización del Simulador Numérico STARS**

Para el manejo del simulador numérico de yacimientos STARS se realizó un curso básico en las oficinas principales de Computer Modelling Group (CMG), Caracas, Venezuela. Durante la realización del proyecto se logró una adecuada capacitación del pasante en el manejo del simulador, a través de su continua utilización.

## **IV.2. SEGUNDA ETAPA**

### **IV.2.1. Datos utilizados para la simulación numérica de yacimientos**

Las propiedades de yacimiento fueron obtenidas a partir de una base de datos creada en la Gerencia de Crudos Pesados y Extrapesados de PDVSA Intevep, llamada BADYPEP (Base de Datos para Yacimientos Pesados y Extrapesados). Las propiedades del fluido utilizado, para cada uno de los casos base, se obtuvieron de informes técnicos y análisis PVT de un crudo extrapesado del Dtto. San Tomé, Campo Bare, específicamente del pozo MFB-356, ya que se contaba con una amplia información del mismo.

### **IV.2.2. Determinación de los casos base a través de simulaciones MonteCarlo**

Se generaron cuatro (4) Casos Base como guía para iniciar las simulaciones numéricas y sensibilidades. Cada uno de estos casos tiene diferentes propiedades de yacimiento, generadas aleatoriamente con el “software” Crystal Ball.

Estas propiedades son:

- Espesor de la arena petrolífera
- Porosidad
- Permeabilidad Horizontal
- Kv/Kh (Relación entre la permeabilidad vertical y la horizontal)
- Presión Inicial de Yacimiento

- Saturación Inicial de Petróleo ( $S_o$ )

Estas seis propiedades son independientes. Sin embargo, la presión inicial de yacimiento, depende, al igual que la temperatura, de la profundidad a la que se encuentra el yacimiento.

Para construir los Casos Base, se crearon histogramas de frecuencia de propiedades de yacimiento a partir de la base de datos de crudos pesados y extrapesados BADYPEP. Se definieron las distribuciones y rangos para cada propiedad (ver reporte generado por Crystal Ball en el Apéndice A), con las que se realizaron 100 iteraciones en Crystal Ball, generando aleatoriamente igual número de Casos Base con valores de propiedades de yacimientos. Ver Apéndice B.

#### **IV.2.3. Definición de las distribuciones y rangos de las propiedades de yacimiento mediante el software Crystal Ball**

El software Crystal Ball, creado por Decisioneering – Advanced Analytic Tools, se utiliza básicamente para realizar análisis de sensibilidad y simulaciones sobre un modelo de valoración (o de otro tipo) ya construido, generando reportes analíticos y gráficos para su posterior análisis.

Para la construcción de los Casos Base en este Trabajo Especial de Grado, se utilizó el Crystal Ball únicamente para generar escenarios aleatorios regidos por los siguientes parámetros: tipos de distribución y rangos. Estos se definieron introduciendo los valores de las propiedades de yacimiento obtenidos en la base de datos BADYPEP, a fin de que el Crystal Ball construyese histogramas de frecuencia **para cada propiedad** y comparase estos con los tipos de distribuciones contenidos en dicho software, definiendo así los parámetros antes mencionados.

Los tipos de distribución y rangos utilizados pueden observarse en la siguiente tabla:

**Tabla IV.1. Parámetros definidos en Crystal Ball**

Propiedades de Yacimiento	Tipo de distribución	Rango de valores	
		mínimo	máximo
Espesor (pies)	Log Normal	1.95	145.00
Porosidad	Normal	14.96%	42.35%
Permeabilidad (mD)	Log Normal	1500	16245
Presion inicial (lpc)	Log Normal	416	3828
Kv/Kh (adimensional)	Uniforme	0.2	0.8
Saturación de Petróleo Inicial	Triangular	49.3%	92.8%

Una vez elaborado el modelo, se realizaron 100 iteraciones, generando igual número de Casos Base (escenarios) con valores aleatorios de propiedades de yacimientos. De éstos, se escogieron cuatro (4) representativos, para minimizar el tamaño de la matriz de simulaciones. Los escenarios seleccionados fueron los siguientes:

**Tabla IV.2. Escenarios seleccionados como Casos Base**

Caso Base	Espesor (pies)	Porosidad (%)	Kh (mD)	Presion Inicial (lpc)	Kv/Kh	So (%)
1	28.12	21.1	9738	746	0.4	86.8
2	132.23	35.1	1889	1230	0.3	60.8
3	39.05	29.8	4095	1156	0.3	72.7
4	71.07	17.6	3104	1301	0.2	64.7

#### **IV.2.4. Presión Inicial y Temperatura: propiedades dependientes de la profundidad del yacimiento**

En Venezuela, tanto en Oriente como en Occidente, los yacimientos de crudo pesado y extrapesado fueron depositados en agua hace millones de años, por lo que la presión inicial de yacimiento corresponde a la multiplicación del gradiente de presión normal del agua de 0,433 lpc/pie por la profundidad del yacimiento en pies. De aquí se despejó esta última variable debido a que la presión inicial del yacimiento fue uno de los valores generados en el Cristal Ball. Por otro lado, el

promedio del gradiente térmico de los yacimientos de crudo pesado de Venezuela se encuentra alrededor de 1,74 °F/100 pies, por lo que la temperatura de yacimiento se calculó a partir de la profundidad del mismo, considerando una temperatura de superficie de 85°F (29,4°C) como valor promedio para toda Venezuela. Las ecuaciones utilizadas para los cálculos antes mencionados fueron:

$$\text{Profundidad} = \frac{\text{Presión inicial de Yacimiento}}{\text{Gradiente de Presión Normal}}$$

$$\text{Temp. de yacimiento} = (1,74^{\circ}\text{F}/100\text{pies} \times \text{Profundidad}) + \text{Temp. superficie}$$

#### **IV.2.5. Propiedades PVT del crudo a evaluar**

Para simplificar la matriz de sensibilidades, las propiedades de un mismo fluido fueron utilizadas para evaluar cada uno de los casos base y sus sensibilidades. Este fluido corresponde a un crudo extrapesado del Dtto. San Tomé, como se mencionó anteriormente, y fue seleccionado porque éste presenta un amplio estudio de un análisis PVT, además de ser un crudo ya evaluado en diversas simulaciones numéricas en la Gerencia de Crudos Pesado y Extrapesado de PDVSA Intevep, con resultados verificados experimentalmente. A este fluido se le omitieron las propiedades de crudo espumante para facilitar la construcción y simulación de los modelos numéricos, ya que el principal objetivo de este Trabajo Especial de Grado es la realización de un amplio número de sensibilidades con parámetros de yacimiento y de inyección alternada de vapor, a fin de que la correlación obtenida sea funcional para un amplio rango de propiedades roca-fluido de los yacimientos de crudo pesado y extrapesado de Venezuela. Este crudo presenta una gravedad de 9.3 °API (Gravedad Específica de 1,0048).

### **IV.3. TERCERA ETAPA**

#### **IV.3.1. Verificación de los parámetros utilizados en los datos de entrada del Simulador Numérico STARS**

Para la introducción de los datos al simulador, se construyó un programa en MS Excel basado en el lenguaje de programación Visual Basic, el cual automáticamente generó los archivos de entrada (en el ambiente computacional, aquellos de extensión “.dat”). Este programa se basó en una plantilla similar para cada caso, variando únicamente aquellos datos que diferencian una sensibilidad de otra.

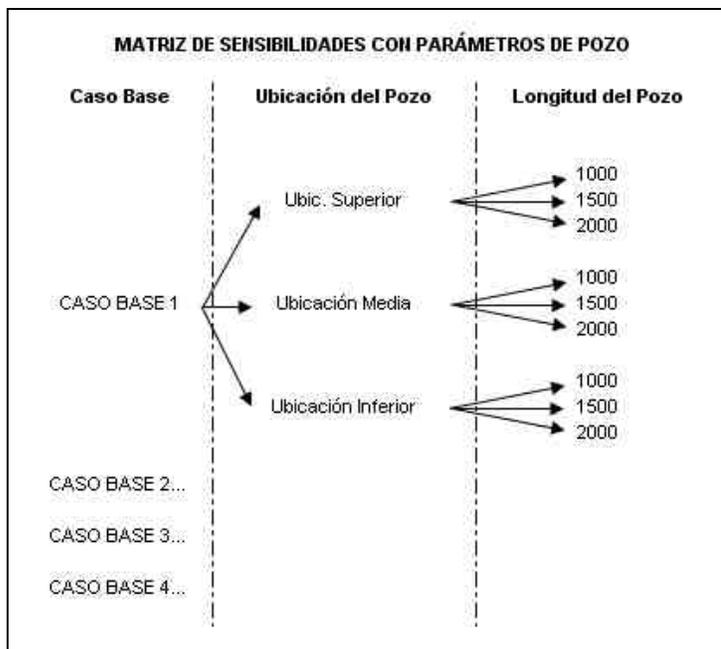
Fue necesario verificar los “keywords” y otros parámetros de entrada del simulador numérico STARS, entre los que se encuentran: constantes de equilibrio, pesos moleculares, temperaturas y presiones críticas y de referencia, profundidades, tamaño de la malla, etc.

#### **IV.3.2. Realización de sensibilidades con los parámetros de pozo para la producción en frío**

Se realizaron sensibilidades con ubicación de la sección horizontal del pozo dentro del espesor de la arena neta petrolífera, y de la longitud del mismo. Para ello se modelaron 4 Casos Base, cada uno con las siguientes sensibilidades:

- 1000, 1500 y 2000 pies de longitud de la sección horizontal del pozo
- Ubicación de la sección horizontal en tres localidades: en el medio del espesor de la arena neta petrolífera, y en las mitades superior e inferior de las secciones resultantes al dividir en dos el espesor antes mencionado

Esto resultó en una matriz de 9 sensibilidades por cada caso base, obteniéndose un total de 28 simulaciones numéricas.



**Figura IV.2. Matriz de Sensibilidades para la construcción del Modelo Numérico. Producción en Frío.**

*Fuente: Esquema realizado en MS Excel.*

Estas sensibilidades constituyen el cimiento para el posterior análisis comparativo entre estas y las realizadas con los parámetros de Inyección Alternada de Vapor.

### **IV.3.3. Realización de sensibilidades con los parámetros de inyección para el primer ciclo de Inyección Alternada de Vapor**

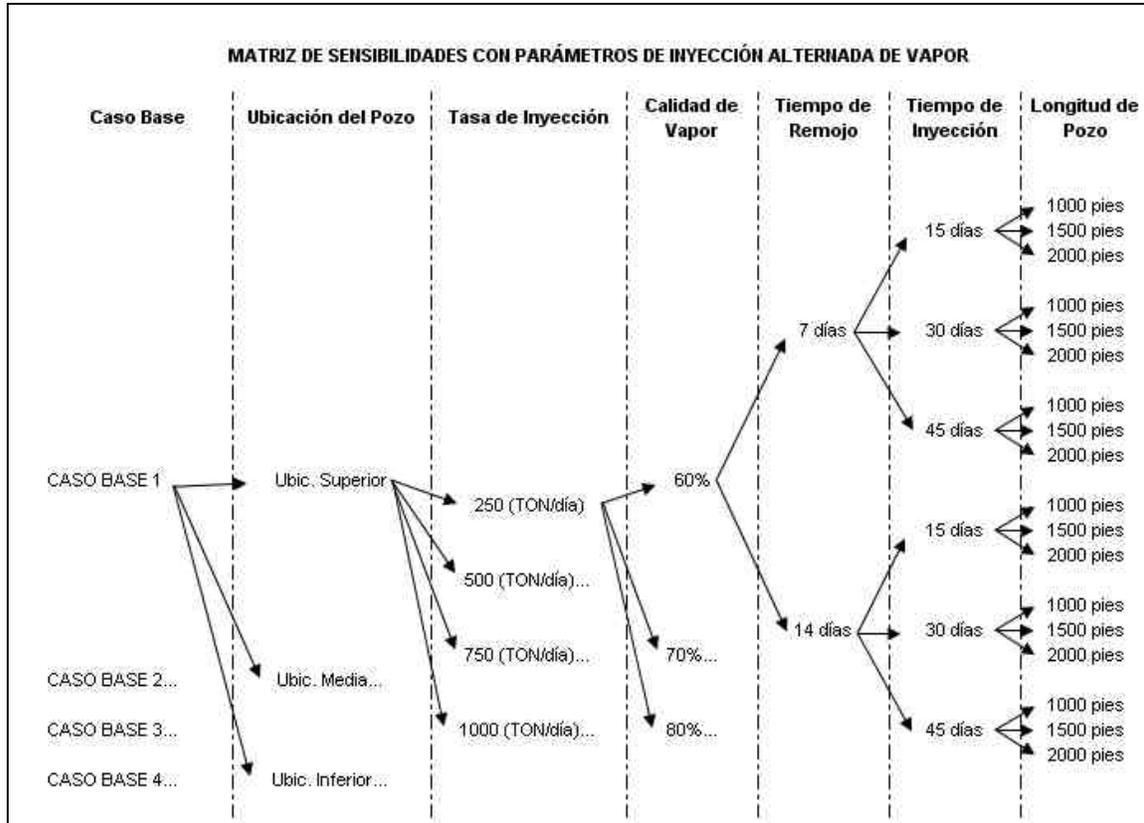
Se realizaron sensibilidades de calidad de vapor, tiempo de remojo, tiempo de inyección de vapor y tasa de inyección de vapor.

Para la realización de las sensibilidades con los parámetros de Inyección Alternada de Vapor se utilizaron como punto de partida las sensibilidades realizadas con los parámetros de pozo para la producción en frío, adicionando las siguientes:

- Tasas de inyección de vapor de 250, 500, 750 y 1000 TON/Día/pie
- Tiempo de remojo de 7 y 14 días
- Tiempo de inyección de 15, 30 y 45 días

- Calidad de vapor de 60, 70 y 80%

Resultando una matriz de 648 sensibilidades por cada caso base, obteniendo un total de 2592 simulaciones numéricas ordenadas de la siguiente manera:



**Figura IV.3. Matriz de Sensibilidades para la construcción del Modelo Numérico. IAV**

*Fuente: Esquema realizado en MS Excel*

A cada simulación numérica se le aplicó un condicionamiento de presión mínima de formación (Bottom Hole Pressure). Esto con la finalidad de comparar y evaluar la producción de los yacimientos modelados, limitando estos a una máxima declinación de presión del yacimiento, manteniendo un  $\Delta P$  fijo de 400 lpc a partir de la presión inicial.

#### **IV.3.4. Análisis del comportamiento del proceso de IAV ante un primer ciclo de inyección y su comparación con el comportamiento de producción en frío**

Para la realización del análisis comparativo entre los resultados de las sensibilidades con parámetros de pozo y los parámetros de Inyección Alternada de Vapor, fue necesaria, **para cada una de las simulaciones**, extraer los valores de producción acumulada de petróleo ( $N_p$ ) a lo largo de 15 años, horizonte de producción fijado desde el comienzo de la realización de este estudio para una completa visualización del comportamiento de los yacimientos en un largo período de vida del pozo. Así se puede identificar las posibles ventajas y desventajas en cuanto a producción que proporciona el método de recuperación mejorada “Inyección Alternada de Vapor”.

### **IV.4. CUARTA ETAPA**

#### **IV.4.1. Generación de una correlación estadística, que permita predecir el comportamiento del proceso IAV en pozos horizontales**

La correlación fue generada a partir de análisis multivariable, empleando el paquete estadístico “STATISTICA”.

En primer lugar, el software permite hacer un estudio de las variables identificando las que son dependientes e independientes con el objetivo de descartar las primeras. Luego, se identificó el **peso** que cada variable independiente tiene sobre el resultado de la correlación a construir, con el objetivo de que los términos que la constituyen sean únicamente aquellos que influyen en mayor grado en su resultado. El método en que este paquete estadístico halla la correlación está basado en la realización de **iteraciones**, variando en cada una de ellas los parámetros de mayor peso escogidos anteriormente, y luego por aproximación lineal o no lineal, se aplican los métodos de quasi-Newton, Simplex, Hooke-Jeeves, entre otros. Al converger uno de los métodos se verificó la precisión del procedimiento considerando dos aspectos: el coeficiente de correlación y la línea de tendencia sobre la gráfica de “ $N_p$  Estimada en el primer ciclo de IAV Vs.  $N_p$  Real en el primer ciclo de IAV”. Si ésta no se adaptaba en primer lugar a una

aproximación lineal, se probaba con una aproximación no lineal, como es el caso de un comportamiento cuadrático, logarítmico, exponencial, etc., hasta hallar la mejor.

Una vez obtenida los valores de los coeficientes de cada uno de los términos de la ecuación a la que es igual la Producción Acumulada Estimada de Petróleo en el Primer Ciclo de IAV, se construyó una gráfica de Tiempo del Primer Ciclo de IAV vs. la variable antes mencionada, con el fin de identificar su comportamiento y hallar una segunda correlación que dé un aproximado, con un bajo margen de error, de los días que durará este primer ciclo para los parámetros de yacimiento y de inyección que se quieran estudiar.

#### **IV.4.2. Evaluación de la correlación estadística obtenida**

Para la validación de la correlación se realizó una serie de análisis comparativos entre la producción simulada de seis casos (6) construidos aleatoriamente por medio del “Crystal Ball” como se hizo anteriormente con los cuatro casos base, y la producción que resulta al evaluar la correlación, permitiendo analizar los resultados y logros obtenidos. Identificando así el margen de error, rangos y condicionamientos para la misma.

# **CAPÍTULO V**

## **ANÁLISIS DE LOS RESULTADOS**

## V. Análisis de los Resultados

La investigación realizada consiste en hallar y evaluar una correlación que permita pronosticar el comportamiento de producción de yacimientos de crudos pesados bajo Inyección Alternada de Vapor a partir de simulaciones numéricas. El motivo de dicho estudio radica en que los modelos **analíticos** existentes hasta la fecha **no** representan adecuadamente el comportamiento de los yacimientos venezolanos.

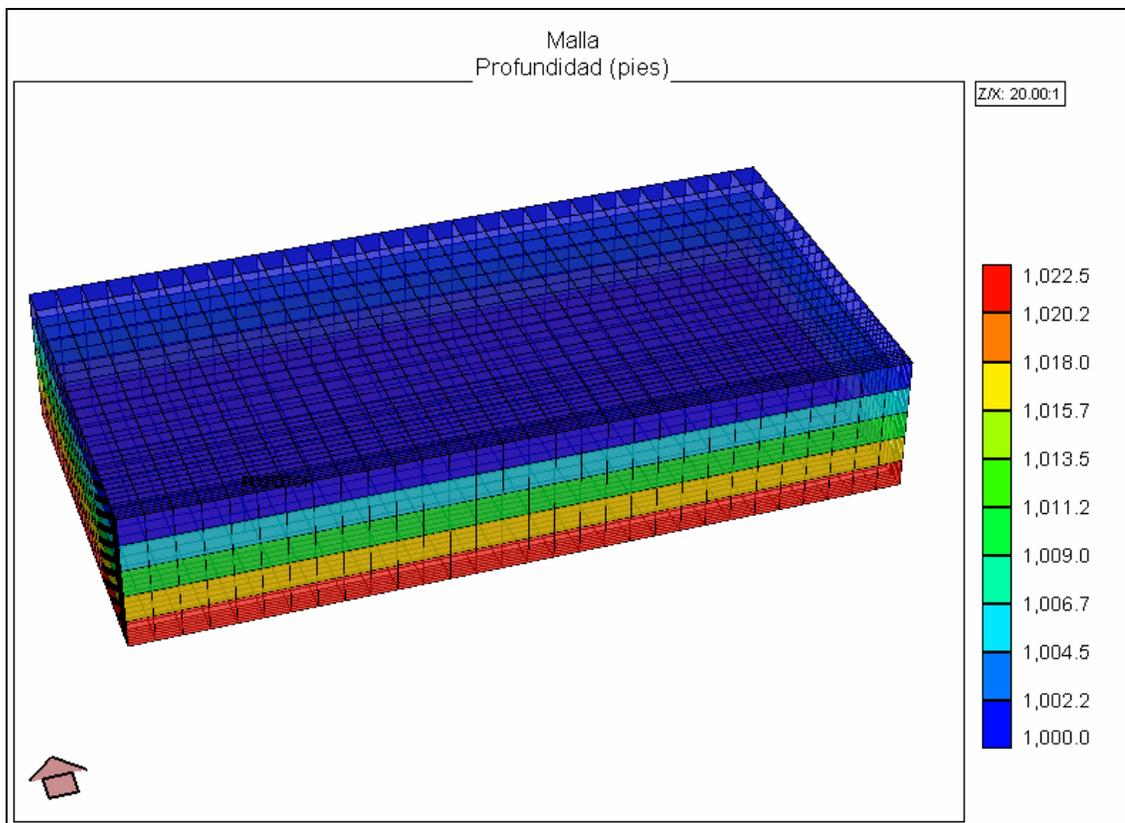
### V.1. Parámetros de Yacimiento

#### V.1.1. Determinación de la malla en el modelo de simulación numérica

La construcción de la malla utilizada para cada caso base es distinta en la dirección “k” (vertical), ya que fue necesario dividir en un mayor número de secciones los casos con mayor espesor de la arena neta petrolífera, aproximando la longitud de cada sección a 5 pies como se puede observar en la Tabla V.1. En cuanto a la dirección “i” se dividió en 30 secciones iguales de 100 pies cada una, mientras que en la dirección “j” se realizó un refinamiento de la malla en las zonas adyacentes al pozo de la siguiente manera: comenzando por la zona más lejos del pozo hasta llegar a este se fijaron 2 secciones de 40 pies, 3 de 30 pies, 10 de 20 pies, 10 de 10 pies y 6 de 5 pies. La otra mitad de la malla en esta dirección no se construyó con el fin de que el simulador numérico la construyese por simetría para sus cálculos internos y así simplificar el modelo y tiempo de simulación. Por consiguiente la sección transversal de la mitad de la malla (plano “i”, “j”) tiene un tamaño de 3000 x 500 pies. Ver Figura V.1.

**Tabla V.1. Espesor por sección de para cada Caso Base utilizado para la construcción de la malla en la dirección “k”**

Caso Base	Espesor de la arena (pies)	Secciones en la dirección “k”	Espesor por sección (pies)
1	28.12	5	5.625
2	132.23	25	5.289
3	39.05	7	5.579
4	71.07	14	5.076



**Figura V.1. Malla para el modelo de simulación numérica del Caso Base 1**

*Fuente: Builder Versión 2002.10. Software de Construcción del Modelo de Simulación*

**V.1.2. Determinación de la porosidad en el modelo de simulación numérico**

La porosidad para cada Caso Base se introdujo de la siguiente manera:

**Tabla V.2. Porosidad para cada Caso Base**

Caso Base	Porosidad (%)
1	21.1
2	35.1
3	29.8
4	17.6

**V.1.3. Determinación de la permeabilidad en el modelo de simulación numérico**

Cada Caso Base tiene una permeabilidad horizontal y una relación  $K_v/K_h$  (el origen de estos valores está explicado en la metodología). De acuerdo a ésta

relación se obtiene la permeabilidad vertical. Por consiguiente, el modelo numérico queda así:

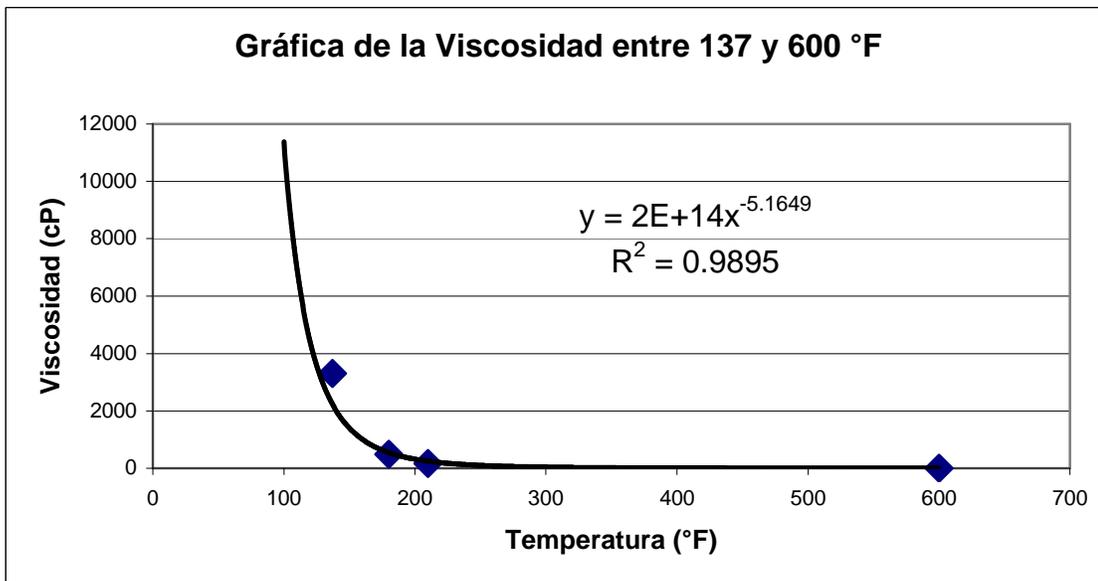
**Tabla V.3. Permeabilidad para cada Caso Base**

Caso Base	Permeabilidad Horizontal (mD)	Kv/Kh	Permeabilidad Vertical (mD)
1	9738	0.4	3895
2	1889	0.3	567
3	4095	0.3	1229
4	3104	0.2	621

#### **V.1.4. Determinación de la viscosidad en el modelo de simulación numérico**

En un principio sólo se contaba con cuatro mediciones de viscosidad del crudo muerto y del gas del fluido estudiado (9.3 °API) a diferentes temperaturas, por lo que fue necesario construir una tabla de Viscosidad vs. Temperatura más extensa, ya que el simulador numérico no es capaz de realizar extrapolaciones al momento de ser necesaria una viscosidad a una temperatura fuera del rango disponible. Para la construcción de la nueva tabla se construyeron gráficas a partir de los datos extraídos de los análisis PVT obteniendo una correlación que se adaptara al comportamiento real de viscosidades del fluido y así ampliar la información original.

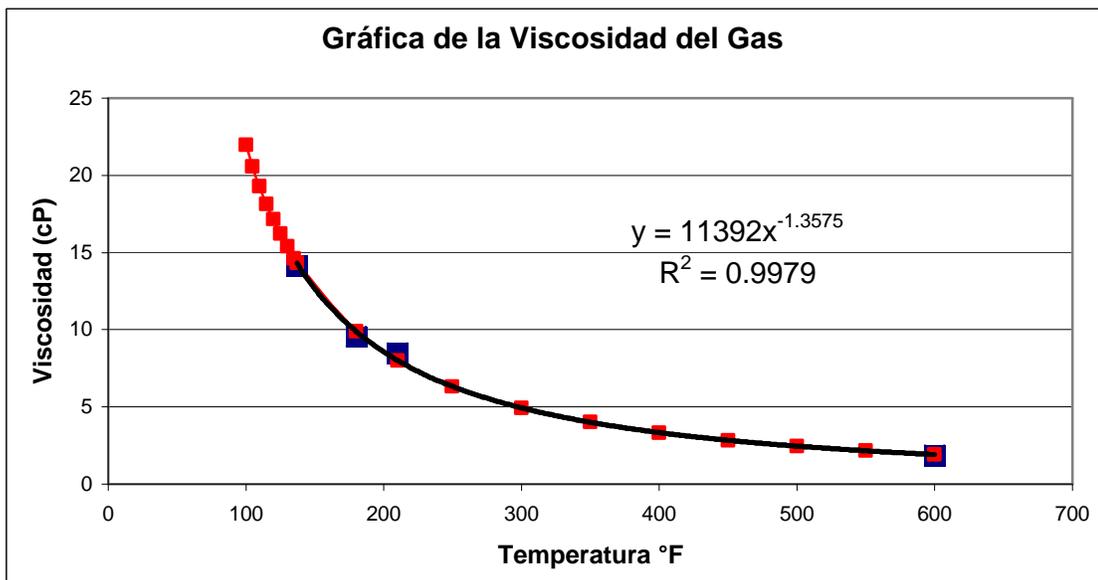
Como se puede observar en la Figura V.2, el coeficiente de correlación  $R^2$  de la ecuación allí mostrada es de 0.9895, por lo que podría decirse que la misma se adapta satisfactoriamente al comportamiento real de viscosidades del crudo muerto.



**Figura V.2. Gráfica de Viscosidad del Crudo Muerto vs. Temperatura (137 – 600°F)**

*Fuente: Gráfica realizada en MS Excel*

Para la viscosidad del gas, se cumplió el mismo procedimiento. En la siguiente gráfica puede observarse como la correlación obtenida, representada por la curva de color rojo, se adapta casi en un 100% a la curva origen de color azul oscuro.



**Figura V.3. Gráfica de Viscosidad del Gas vs. Temperatura (100 – 600°F)**

*Fuente: Gráfica realizada en MS Excel*

A partir de las tres gráficas y ecuaciones anteriores se logró ampliar la tabla, quedando de la siguiente manera:

**Tabla V.4. Viscosidad para cada Caso Base**

Tabla de Viscosidad vs. Temperatura			
	Temp. °F	mod (cP)	mg (cP)
Datos disponibles	137	3311	14.1279
	180	483	9.5541
	210	164	8.5041
	600	1.2542	1.9084
Datos estimados	100	31496.33	21.96
	105	22327.25	20.55
	110	16082.85	19.29
	115	11755.06	18.16
	120	8707.27	17.14
	125	6529.20	16.22
	130	4951.57	15.38
	135	3794.54	14.61
	137	3420.74	14.32
	180	499.00	9.89
	210	165.97	8.02
	250	73.88	6.33
	300	31.69	4.94
	350	15.49	4.01
	400	8.34	3.34
	450	4.83	2.85
500	2.96	2.47	
550	1.90	2.17	
600	1.27	1.93	

#### V.1.5. Determinación de la Temperatura en el modelo de simulación numérico

Los valores de temperatura de yacimiento para cada Caso Base se obtuvieron a partir de las fórmulas expuestas anteriormente en la metodología, obteniéndose la tabla siguiente:

**Tabla V.5. Temperatura a partir de la Profundidad de Yacimiento**

Caso Base	Temperatura (°F)	Profundidad (pies)
1	115	1723
2	134	2841
3	131	2671
4	137	3005

### V.1.6. Determinación de la Presión Inicial de Yacimiento en el modelo de simulación numérico

La presión inicial de yacimiento se determinó a partir de la profundidad del mismo, considerando un gradiente de presión normal de 0,433 lpc/pie, resultando la siguiente tabla:

**Tabla V.6. Presión Inicial a partir de la Profundidad de Yacimiento**

Caso Base	Presión Inicial (lpc)	Profundidad (pies)
1	746	1723
2	1230	2841
3	1156	2671
4	1301	3005

### V.1.7. Determinación de la Porosidad y Saturación Inicial de Petróleo en el modelo de simulación numérico

Los valores de porosidad y de  $S_{oi}$  son los generados aleatoriamente como se explicó en la metodología presentándose la siguiente tabla:

**Tabla V.7. Porosidad y Saturación Inicial de Petróleo**

Caso Base	Porosidad (%)	$S_o$ (%)
1	21.1	86.8
2	35.1	60.8
3	29.8	72.7
4	17.6	64.7

## V.2. Parámetros de Pozo

### V.2.1. Determinación de la Ubicación del Pozo en el modelo de simulación numérico

Para las simulaciones con parámetros de pozo se realizaron tres sensibilidades con la ubicación de la sección horizontal del pozo, colocando éste **en tres posiciones**: en el medio del espesor de la arena neta petrolífera, y en las mitades superior e inferior de las secciones resultantes al dividir en dos el espesor antes mencionado. Debido a que la sección transversal de la malla representada por el plano “k”,”j” se encuentra dividida en capas de 5 pies aproximadamente, y el número de estas es distinto en cada Caso Base, la ubicación del pozo se introduce en el simulador **colocando el número de la capa en la cual se encuentra (Kdir), siendo la capa número uno (1) la más profunda, aumentando su valor en dirección ascendente.** Los datos introducidos en el modelo de simulación numérico son los siguientes:

**Tabla V.8. Ubicación del Pozo dentro del espesor de la arena neta petrolífera**

Caso 1		Número de capas = 5				
kdir calculado	Distancia a partir de la base (pies)	$\Delta h$ entre ubic. de pozos (pies)	Kdir a utilizar	Distancia a partir de la base (pies)	$\Delta h$ entre ubic. de pozos (pies)	Error de la ubicación del pozo
1.25	7.03	7.03	2	8.44	8.44	1.41%
2.50	14.06	7.03	3	14.06	5.63	0.00%
3.75	21.09	7.03	4	19.69	5.63	1.41%
Espesor =	28.12				8.44	

Caso 2		Número de capas = 25				
kdir calculado	Distancia a partir de la base (pies)	$\Delta h$ entre ubic. de pozos (pies)	Kdir a utilizar	Distancia a partir de la base (pies)	$\Delta h$ entre ubic. de pozos (pies)	Error de la ubicación del pozo
6.25	33.06	33.06	6	29.09	29.09	3.97%
12.50	66.12	33.06	13	66.16	37.02	0.00%
18.75	99.17	33.06	19	97.85	31.74	1.32%
Espesor =	132.23				34.38	

Caso 3		Número de capas = 7				
kdir calculado	Distancia a partir de la base (pies)	$\Delta h$ entre ubic. de pozos (pies)	Kdir a utilizar	Distancia a partir de la base (pies)	$\Delta h$ entre ubic. de pozos (pies)	Error de la ubicación del pozo
1.75	9.76	9.76	2	8.37	8.37	1.39%
3.50	19.53	9.76	4	19.53	11.16	0.00%
5.25	29.29	9.76	6	30.68	11.16	1.39%
Espesor =	39.05				8.37	

Caso 4		Número de capas = 14				
kdir calculado	Distancia a partir de la base (pies)	$\Delta h$ entre ubic. de pozos (pies)	Kdir a utilizar	Distancia a partir de la base (pies)	$\Delta h$ entre ubic. de pozos (pies)	Error de la ubicación del pozo
3.50	17.77	17.77	4	17.77	17.77	0.00%
7.00	35.53	17.77	7	33.00	15.23	2.54%
10.50	53.30	17.77	11	53.30	20.31	0.00%
Espesor =	71.07				17.77	

### V.2.2. Determinación de la Longitud del Pozo en el modelo de simulación numérico

Se escogieron **tres longitudes** para realizar las sensibilidades con parámetros de pozo, 1000, 1500 y 2000 pies.

### V.3. Parámetros de Inyección de Vapor

#### V.3.1. Determinación de la Tasa y Tiempo de Inyección de Vapor, así como de la Calidad del Vapor y Tiempo de Remojo en el modelo de simulación numérico

Para estos parámetros se seleccionaron aquellos valores más utilizados en los pozos de Venezuela en que se aplica el proceso de IAV actualmente. Estos son:

**Tabla V.9. Parámetros de Inyección de Vapor seleccionados**

Tasa de Inyección de Vapor (Ton/día)	Calidad del Vapor (%)	Tiempo de Remojo (días)	Tiempo de Inyección de Vapor (días)
250	60	7	15
500			30
750	80	14	45
1000			

### V.3.2. Determinación de la Presión de Inyección de Vapor en el modelo de simulación numérico

La presión de Inyección de Vapor depende de la presión inicial de yacimiento ya que su valor se encuentra 100 lpc por encima de ésta. Esta suposición se hizo basándose en las operaciones de IAV realizadas en campo.

**Tabla V.10. Presión de Inyección de Vapor en el modelo de simulación numérico**

Caso Base	Presión Inicial (lpc)	Presión de Inyección (lpc)
1	746	846
2	1230	1330
3	1156	1256
4	1301	1401

Con el fin de comprobar que a estas presiones de inyección se logró inyectar la tasa de vapor deseada, se anexa en el Apéndice H, un ejemplo de registro de las simulaciones numéricas corridas para cada Caso Base y algunas sensibilidades. Sin embargo, para aplicaciones en las que se requiera evaluar tasas de inyección de vapor mayores a 1000 TON/día, es necesario estudiar su factibilidad técnica, ya que puede ser necesario aumentar la presión de inyección a fin de lograr la tasa de inyección deseada. En el Apéndice H, también puede observarse como los ciclos de inyección comienzan en el instante en que la tasa de petróleo es de 150 bls/día, valor utilizado generalmente como punto de inicio en los procesos de IAV en Venezuela.

Debido a que el modelo numérico fue construido por simetría de una malla cartesiana, los valores de producción mostrados en los registros, excluyendo el RGP, representan la mitad del valor real. Por ejemplo: una tasa de inyección de vapor de 125 TON/día mostrada en el registro es sólo para la mitad de la malla, por lo que para el modelo completo representa 250 TON/día.

### V.3.3. Determinación de la Temperatura de Inyección de Vapor en el modelo de simulación numérico

La Temperatura de Inyección de Vapor se obtiene a partir de la Tabla de Vapor Saturado con que realiza los cálculos el simulador numérico (Apéndice C). La presión de inyección se toma como presión de saturación del vapor, y a partir de este valor se obtiene, mediante interpolación, la temperatura de inyección, resultando la siguiente tabla:

**Tabla V.11. Temperatura de Inyección de Vapor en el modelo de simulación numérico**

Caso Base	Presión de Saturación del Vapor (lpc)	Temperatura de Inyección (°F)
1	846	524
2	1330	581
3	1256	573
4	1401	588

### V.4. Archivos de Entrada para el modelo de simulación numérico. “Datasets”

Un ejemplo de los archivos de entrada se incluye en los Apéndice D y E. En el primero se observa un “dataset” para un modelo de simulación de producción en frío (Flujo Natural), mientras que en el segundo es para un modelo de simulación de producción mediante el proceso de IAV. El color rojo representa aquellos valores que varían de acuerdo a la sensibilidad realizada.

### V.5. Comportamiento de Producción en Frío sensibilizando con parámetros de pozo

Las simulaciones de los modelos numéricos de producción en frío se hicieron con la finalidad de poder comparar éstas con las realizadas sensibilizando parámetros de inyección de vapor, para conocer cómo el proceso de IAV afecta positiva o negativamente el comportamiento de producción.

En estas simulaciones se observó un comportamiento de producción normal como se esperaba, y los resultados expuestos a continuación aplican tanto a la producción por flujo natural como a la sometida al proceso de IAV:

- La producción acumulada crece al aumentar el espesor de la arena neta petrolífera. Mientras mayor sea este último, mayor será el volumen de petróleo recuperado al final de la vida de producción del pozo. En la Figura V.4 se puede observar que la mayor producción acumulada corresponde al Caso Base 2, quien posee el mayor espesor (132 pies), seguido por los Casos Base 4, 3 y 1 con 71, 39 y 28 pies respectivamente.
- La presión inicial del yacimiento, a pesar de ser una propiedad de gran importancia para la producción por flujo natural, en la Figura V.4 se observa como el espesor de la arena neta petrolífera opaca su efecto. El Caso Base 2 (línea punteada de color azul) tiene **mayor espesor de arena, menor presión inicial**, y mayor **producción acumulada**, en cambio, el Caso Base 4 (línea rosada) con mayor presión inicial, produce menos petróleo. Este comportamiento fue estudiado bajo un rango de presión inicial de yacimiento comprendido entre 750 y 1300 lpc aproximadamente.

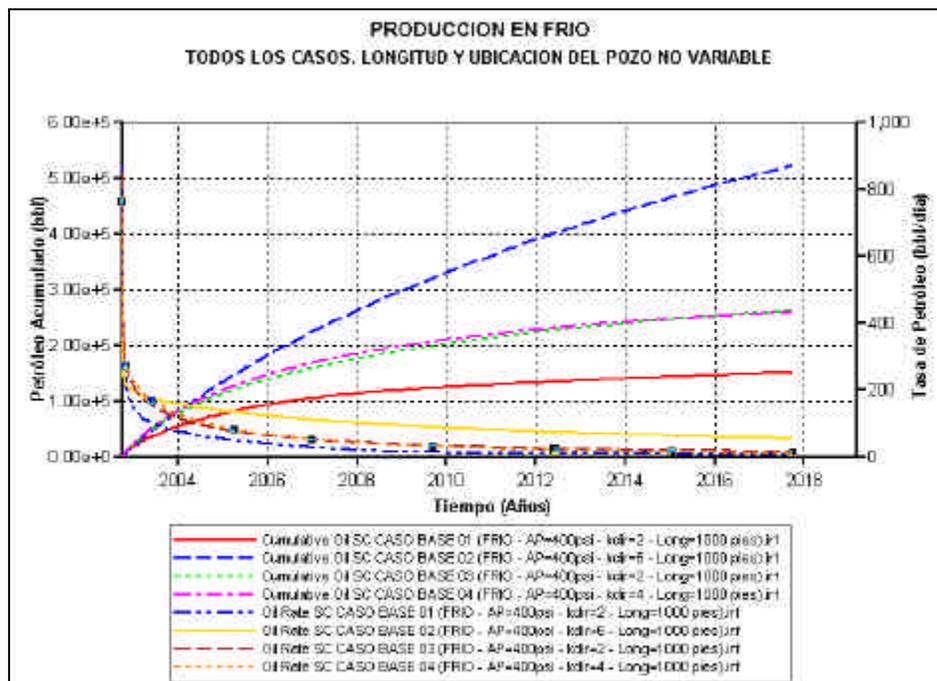
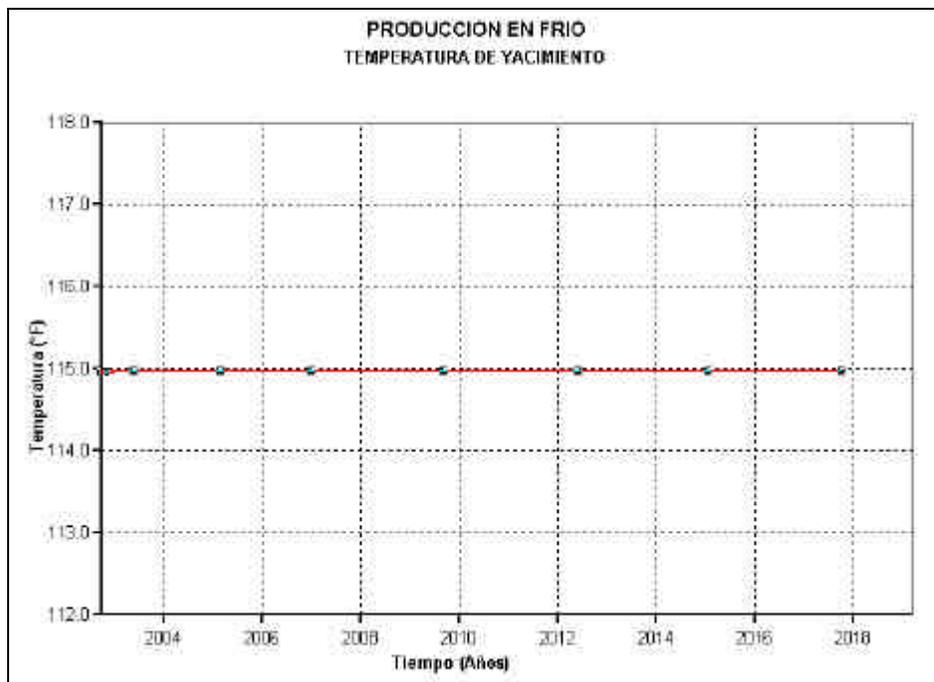


Figura V.4.  $N_p$  y  $Q$  vs. tiempo. Longitud y Ubicación del pozo no variable. Todos los Casos Base

Fuente: Gráfica realizada en Results Graph 2002.11. Módulo del "software" de simulación

- No existe variación de la temperatura del yacimiento a lo largo de la vida de producción en frío del pozo. Ver Figura V.5.
- A mayor longitud de la sección horizontal del pozo, mayor producción acumulada, así como mayor tasa de producción. Ver Figura V.6. Esta afirmación es válida hasta cierto punto en que la fricción del pozo limite el crecimiento de la tasa de producción al aumentar la longitud del pozo.
- Mientras más cerca se encuentre ubicado el pozo de la parte inferior del espesor de la arena petrolífera, mayor es la producción acumulada y la tasa de producción, debido al drenaje gravitacional del fluido, siempre y cuando esta ubicación tenga cierta holgura con respecto al límite superior e inferior de la arena. Ver Figura V.7.



**Figura V.5. Temperatura del yacimiento vs. tiempo. Caso Base 3**

Fuente: Gráfica realizada en Results Graph 2002.11. Módulo del "software" de simulación

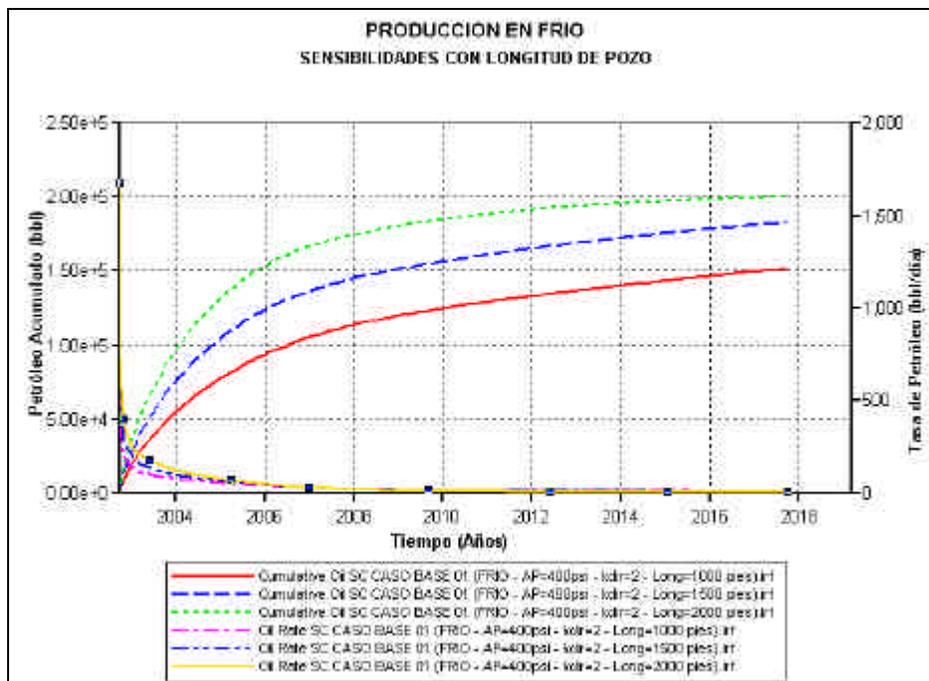


Figura V.6.  $N_p$  y  $Q$  vs. tiempo. Sensibilidades con Longitud de pozo. Ubicación del pozo no variable. Caso Base 1

Fuente: Gráfica realizada en Results Graph 2002.11. Módulo del "software" de simulación

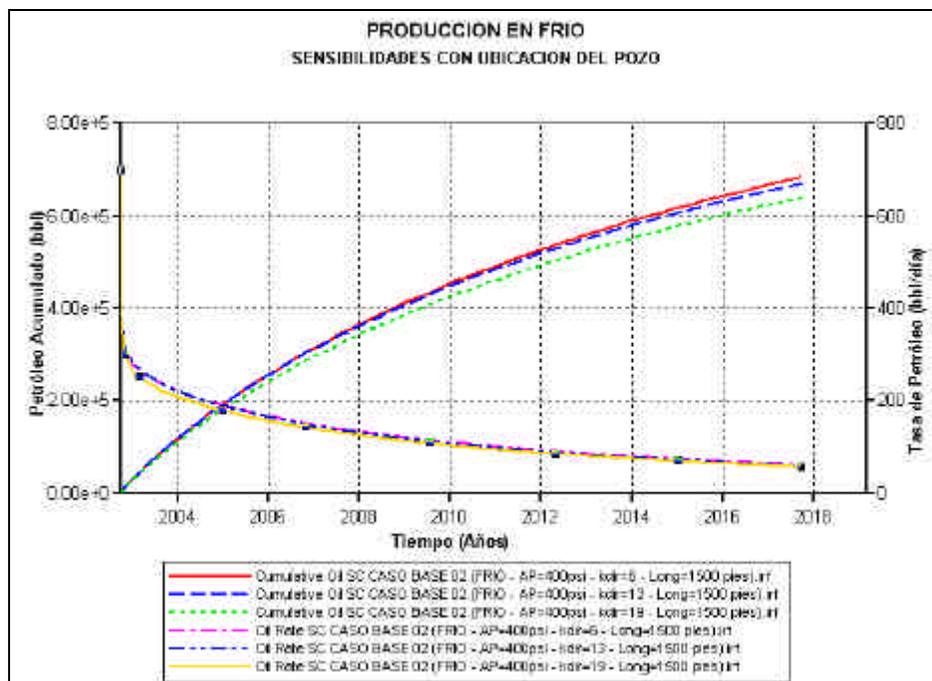


Figura V.7.  $N_p$  y  $Q$  vs. tiempo. Sensibilidades con Ubicación del pozo. Longitud del pozo no variable. Caso Base 4

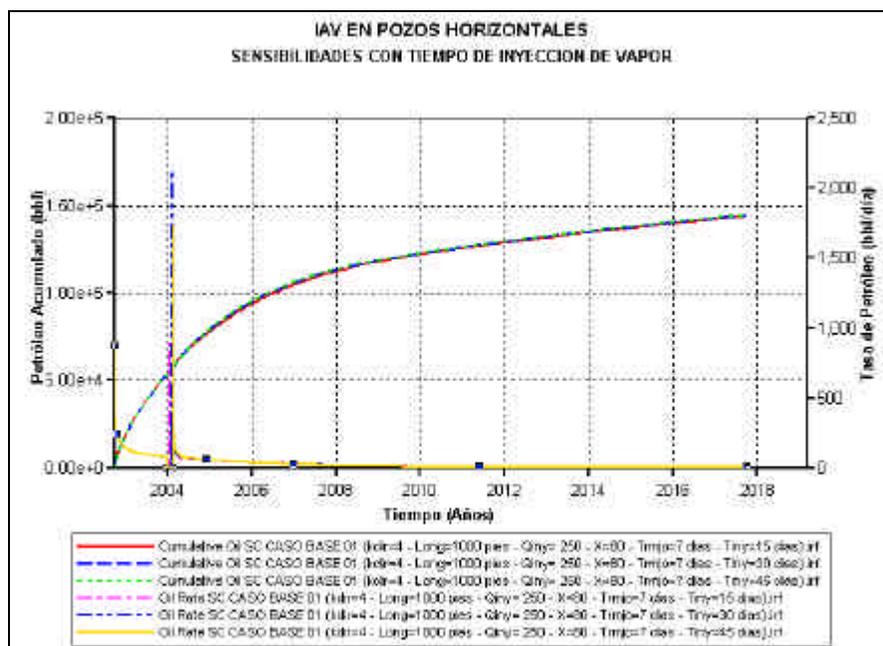
Fuente: Gráfica realizada en Results Graph 2002.11. Módulo del "software" de simulación

## V.6. Comportamiento de Producción con IAV sensibilizando con parámetros de inyección de vapor

Para facilitar el análisis de tan amplio estudio de sensibilidades, sólo se hará referencia al Caso Base 1, ya que **no es necesario comparar con otros escenarios** debido a que el objetivo de este punto es **diferenciar** los distintos comportamientos considerando únicamente los parámetros de inyección utilizados. A continuación se presenta independientemente cada uno de estos parámetros:

### V.6.1. Tiempo y Tasa de Inyección de Vapor, Tiempo de Remojo y Calidad

A pesar de ser factores influyentes en la producción acumulada de petróleo en un ciclo de Inyección Alternada de Vapor, éste proceso no altera el factor de recobro del yacimiento, por lo que las curvas de  $N_p$ , luego de alejarse levemente al concluir el período de remojo, tienden a superponerse al acercarse el final de la vida productiva del pozo. Ver Figuras V.8, V.9, V.10 y V.11.



**Figura V.8.  $N_p$  y  $Q$  vs. tiempo. Sensibilidades con Tiempo de Inyección de Vapor. Longitud, Ubicación, Tasa de Inyección de Vapor, Tiempo de Remojo, Calidad del Vapor y Temperatura de Inyección no variable. Caso Base 1**

Fuente: Gráfica realizada en Results Graph 2002.11. Módulo del "software" de simulación

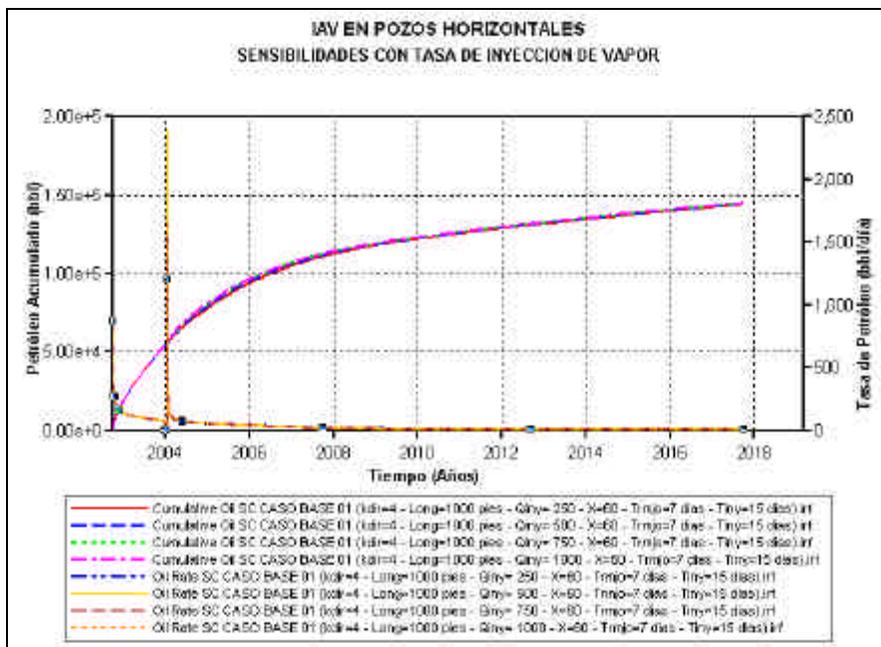


Figura V.9. Np y Q vs. tiempo. Sensibilidades con Tasa de Inyección de Vapor. Longitud, Ubicación, Tiempo de Inyección de Vapor, Tiempo de Remojo, Calidad del Vapor y Temperatura de Inyección no variable. Caso Base 1

Fuente: Gráfica realizada en Results Graph 2002.11. Módulo del "software" de simulación

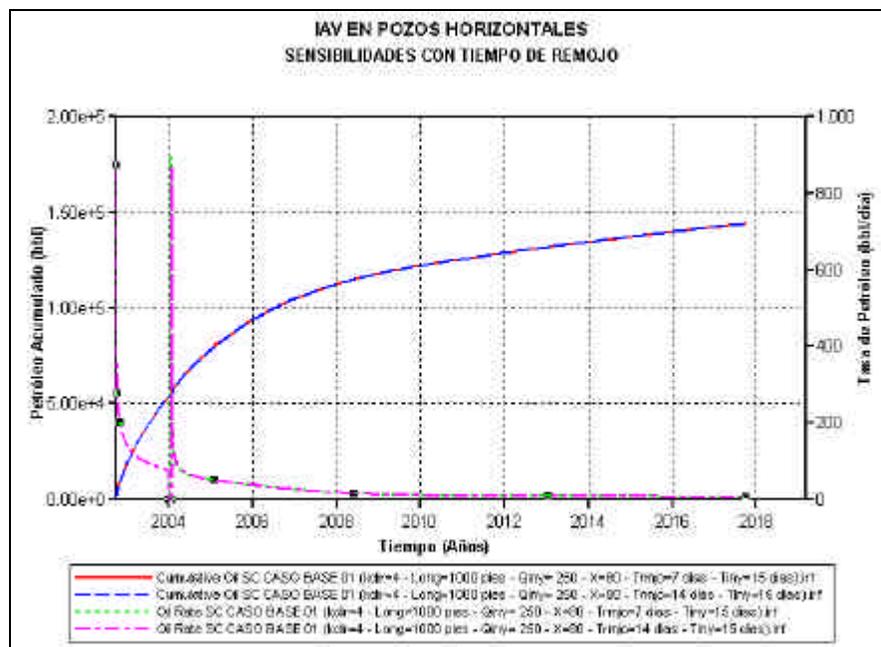
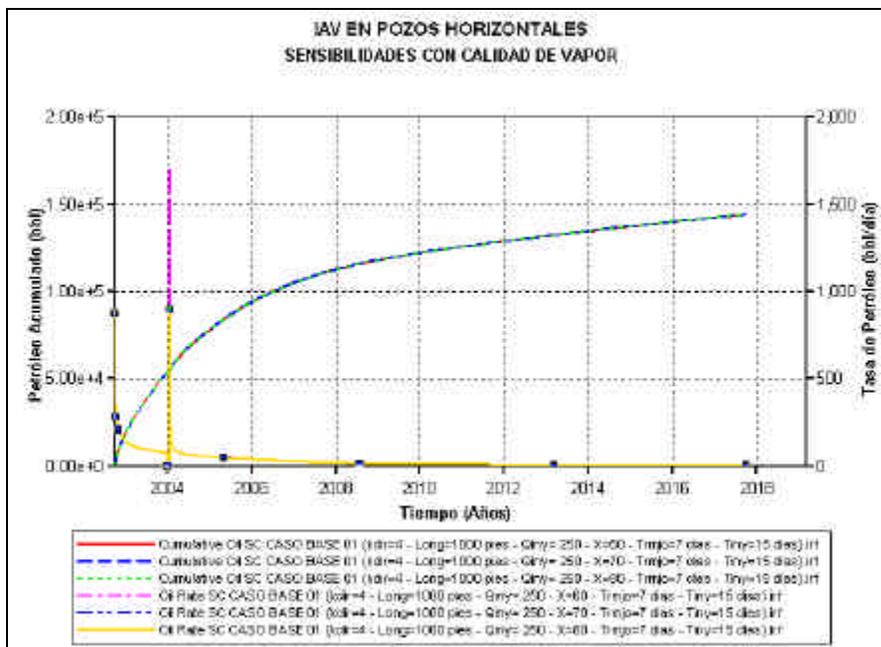


Figura V.10. Np y Q vs. tiempo. Sensibilidades con Tiempo de Remojo. Longitud, Ubicación, Tasa de Inyección de Vapor, Tiempo de Inyección de Vapor, Calidad del Vapor y Temperatura de Inyección no variable. Caso Base 1

Fuente: Gráfica realizada en Results Graph 2002.11. Módulo del "software" de simulación



**Figura V.11. Np y Q vs. tiempo. Sensibilidades con Calidad del Vapor. Longitud, Ubicación, Tasa de Inyección de Vapor, Tiempo de Inyección de Vapor, Tiempo de Remojo y Temperatura de Inyección no variable. Caso Base 1**

Fuente: Gráfica realizada en Results Graph 2002.11. Módulo del “software” de simulación

En las dos figuras anteriores, puede observarse que el tiempo de remojo y la calidad del vapor no parecen afectar en gran medida la producción acumulada del pozo. Esta baja influencia sobre la producción puede deberse a que la presión mínima de la formación está limitada a 400 lpc por debajo de la presión inicial de yacimiento, bajo un condicional en el modelo numérico, así como por las bajas tasas de inyección aplicadas. El nivel de afectación para el tiempo de remojo y calidad del vapor, se encuentra por debajo del 1%, mientras que para el tiempo y tasa de inyección está por el orden del 15% en un ciclo de IAV.

**V.6.2. Temperatura de Inyección de Vapor**

Este es un parámetro que depende directamente de la presión de inyección. Ver Sección V.3.3.

### V.7. Análisis comparativo de la Producción en Frío y con Inyección Alternada de Vapor

Como se esperaba, la producción acumulada a lo largo de la vida productiva del pozo es mayor luego de aplicar el proceso de recuperación mejorada IAV. En la siguiente gráfica puede observarse con el color rojo la curva que representa la producción acumulada de la producción en frío, y es de interés mencionar como luego de aplicar la inyección de vapor y abrir producción (comportamiento representado por el pico que forma la curva de color rosado), la curva de color azul se separa de la roja representando el aumento en la producción acumulada motivada al proceso de IAV. Las curvas de color rosado y verde claro representan las tasas de producción con IAV y por flujo natural respectivamente.

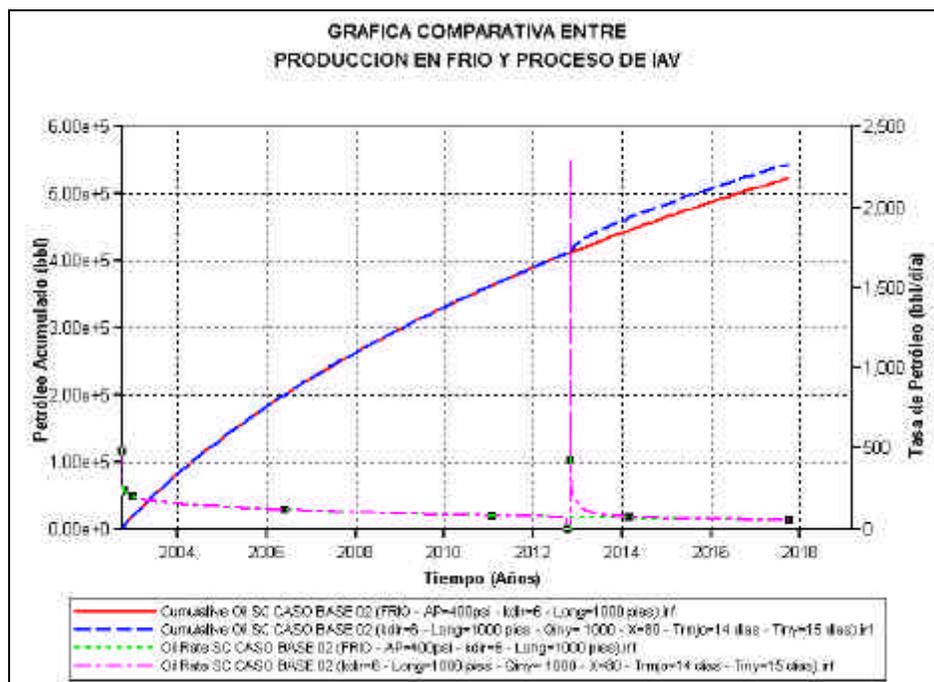


Figura V.12. Np y Q vs. tiempo. Producción en Frío y Producción con IAV. Caso Base 2

Fuente: Gráfica realizada en Results Graph 2002.11. Módulo del "software" de simulación

### V.8. Identificación de los parámetros necesarios para la construcción de la correlación estadística

En un principio, se introdujeron todos los parámetros de yacimiento, pozo e inyección de vapor en el paquete estadístico "STATISTICA", que mediante un

análisis multivariable, permitió identificar las variables independientes y también aquellas variables que tienen un **peso de afectación** muy bajo sobre el resultado de la correlación.

Se identificó como el parámetro de mayor peso al espesor de la arena neta petrolífera con un 67,2% sobre el DNp del primer ciclo del proceso, seguido por el tiempo y tasa de inyección de vapor con 15,4 y 15% respectivamente, presión de inyección con 1.2%, longitud del pozo con 0.06% y por último el tiempo de remojo y la calidad del vapor con 0.04 y 0.03%.

Es importante mencionar que estos niveles de afectación corresponden a los rangos evaluados para la construcción de la correlación, por lo que valores fuera de este rango posiblemente inducirían a mayores porcentajes de variación sobre el resultado de la correlación.

Tabla V.12. Rangos evaluados para la construcción de la correlación estadística

	Rango	
	Mínimo	Máximo
Espesor (pies)	28.12	132.23
Porosidad (%)	17.6	35.1
Kh (mD)	1889	9738
Presión Inicial (lpc)	746	1301
Kv/Kh (adimensional)	0.2	0.4
So (%)	60.8	86.8
Temp. de Yac. (°F)	115	137
Profundidad (pies)	1721	3003
Ubicación del pozo	Indiferente	
Longitud de Pozo (pies)	1000	2000
Tasa de Inyección (TON/día)	250	1000
Calidad del Vapor (%)	60	80
Tiempo de Remojo (días)	7	14
Tiempo de Inyección (días)	15	45
Temp. de Inyección (°F)	524	588
POES (MBLS)	2205.90	12049.64

### V.9. Evaluación y Validación de la correlación estadística obtenida

La correlación obtenida en esta investigación puede ser aplicada como una **primera aproximación** para cualquier campo de crudo de gravedad promedio 9.3

°API, donde se requiera evaluar la producción de un yacimiento mediante el proceso de Inyección Alternada de Vapor con pozos horizontales durante su primer ciclo. **Su aplicación en otro tipo de crudo no fue estudiada en esta investigación.**

La curva que mejor se adaptó al comportamiento de producción mediante IAV con las propiedades características de los yacimientos de crudo pesado y extrapesado de Venezuela fue la exponencial, con un coeficiente de correlación de 0,903, quedando de la siguiente manera:

$$E\Delta Np = e^{(A_0 + A_1 \times \text{Espesor} + A_2 \times \text{Tiny} + A_3 \times \text{Qiny} + A_4 \times \text{Piny})} + A_5 \times \text{Lpozo} + A_6 \times \text{Trem} + A_7 \times X$$

...donde:

$E\Delta Np$ : Estimado de la Producción Acumulada de Petróleo en el primer ciclo de IAV (MBIs)

$A_x$ : Coeficientes obtenidos a través del “software” STATISTICA

Espesor: Espesor de la Arena Neta Petrolífera (pies)

Tiny: Tiempo de Inyección de Vapor (días)

Qiny: Tasa de Inyección de Vapor (TON/Día)

Lpozo: Longitud del pozo (pies)

Trem: Tiempo de remojo (días)

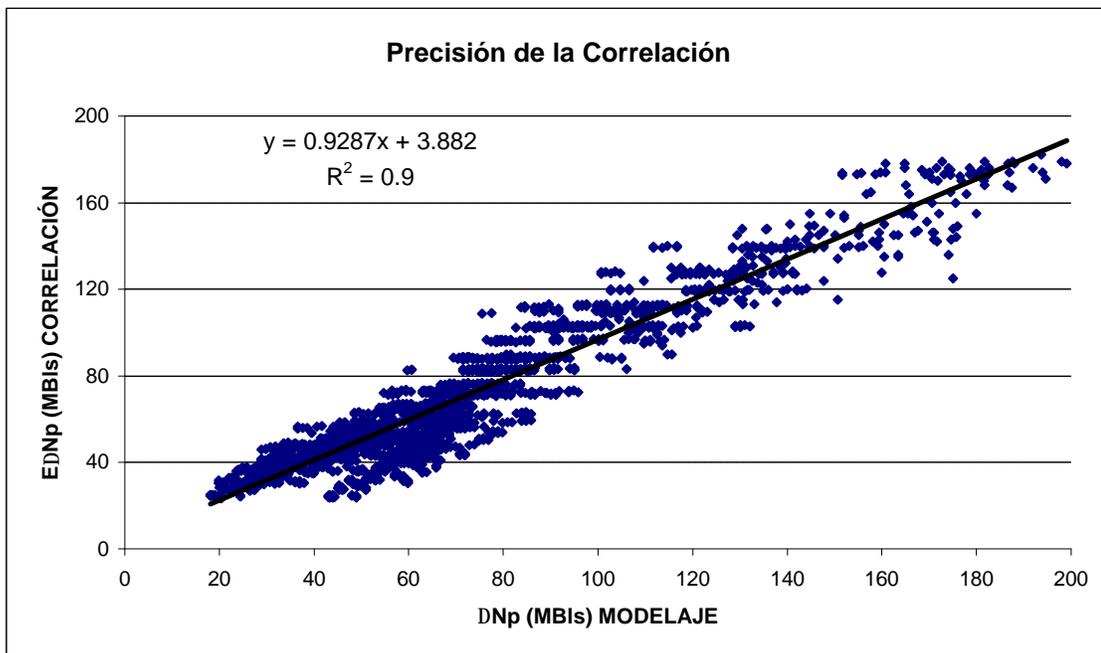
X: Calidad del vapor (%)

Los coeficientes para la correlación son los siguientes:

**Tabla V.13. Coeficientes de los términos de la Correlación Estadística**

Coeficientes de la Correlación	
A <sub>0</sub>	2.06474784E+00
A <sub>1</sub>	9.18568416E-03
A <sub>2</sub>	1.48913709E-02
A <sub>3</sub>	6.34606290E-04
A <sub>4</sub>	5.50524026E-04
A <sub>5</sub>	4.45098760E-04
A <sub>6</sub>	1.07536946E-01
A <sub>7</sub>	1.51318576E-02

En la siguiente gráfica de N<sub>p</sub> vs. EΔN<sub>p</sub>, se observa cómo los puntos provenientes de los valores de la producción acumulada del modelaje y los que se obtienen de la correlación, forman una diagonal, representando que los valores estimados (EΔN<sub>p</sub>), son bastantes similares ( $R^2= 0.9$ ) a los simulados numéricamente, para todas las sensibilidades realizadas con IAV (2592 simulaciones),



**Figura V.13. Gráfica de EN<sub>p</sub> vs. N<sub>p</sub>**

*Fuente: Gráfica realizada en MS Excel*

Con el objetivo de obtener resultados **más completos**, se decidió hallar una segunda correlación que permitiera conocer el tiempo que dura el primer ciclo de inyección de vapor, considerando que este comienza cuando la tasa de producción de petróleo por flujo natural llega a 150 bl/día, culminando al llegar nuevamente a este valor. Esta tasa fue escogida basándose en la experiencia sobre procesos de IAV aplicados en los campos petroleros de crudo pesado y extrapesado de Occidente y la Faja Petrolífera.

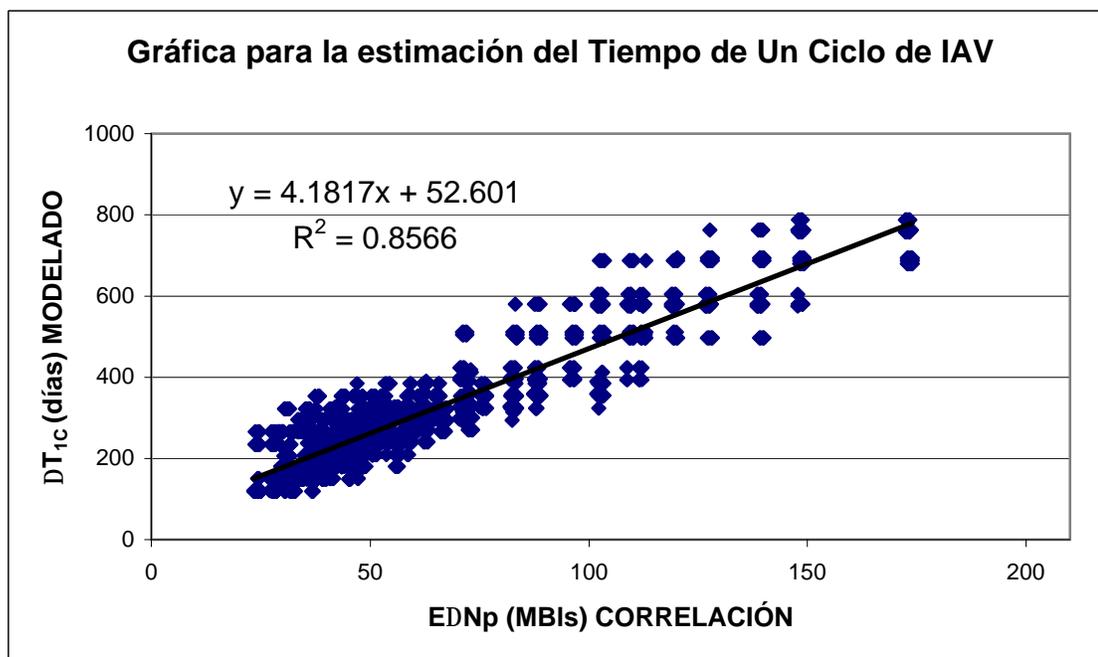
Para hallar la correlación que permite conocer el tiempo del primer ciclo de IAV se graficó el Tiempo Modelado de este ciclo ( $\Delta T_{1C}$ ) vs.  $E\Delta N_p$ , obteniendo la ecuación:

$$E\Delta T_{1C} = 4.1817x E\Delta N_p + 52.601$$

...donde:

$E\Delta T_{1C}$ = Estimado del Tiempo del primer ciclo de IAV (días)

$E\Delta N_p$ : Estimado de la Producción Acumulada de Petróleo en el primer ciclo de IAV (MBIs)



**Figura V.14. Gráfica de  $T_{1C}$  vs.  $EN_p$**

*Fuente: Gráfica realizada en MS Excel*

Para la validación de las correlaciones halladas, se evaluaron seis (6) casos con distintos escenarios cada uno, de propiedades de yacimiento y parámetros de inyección de vapor diferentes resultando lo siguiente:

**Tabla V.14. Resultados de las simulaciones realizadas para validar la Correlación que determina el EDNp**

ESCENARIOS	Np 1er Ciclo de IAV (Mbls)	EDNp 1er Ciclo de IAV (Mbls)	Error Estandar (%)
1	40.54	45.09	11.22
2	57.52	53.70	6.63
3	29.45	27.96	5.06
4	48.70	53.11	9.05
5	124.32	136.02	9.41
6	61.94	60.52	2.29

**Tabla V.15. Resultados de las simulaciones realizadas para validar la Correlación que determina el EDT<sub>1C</sub>**

ESCENARIOS	Tiempo 1er Ciclo de IAV (días)	EDTiempo 1er Ciclo de IAV (días)	Error Estandar (%)
1	214	243	13.46
2	303	279	7.93
3	180	171	5.06
4	238	276	16.17
5	580	625	7.68
6	298	308	3.22

Como se puede concluir en las Tablas V.14 y V.15, la correlación aplica satisfactoriamente a distintos escenarios, considerando que el estimado de la producción acumulada de petróleo para un ciclo de IAV se encuentra por debajo de un error estándar del 12%, y para el estimado del tiempo de duración de dicho ciclo, por debajo del 17%. Los datos utilizados para cada uno de los seis escenarios se encuentran en el APÉNDICE G.

Es importante mencionar que estas correlaciones **aplican únicamente a crudos extrapesados de 9.3 °API, pues su validación considerando otros tipo de fluido no fue un objetivo considerado en este Trabajo Especial de Grado.**

## Conclusiones

En base al trabajo realizado se ofrecen las siguientes conclusiones:

- La correlación estadística obtenida permite predecir, **en forma preliminar**, el comportamiento de producción bajo IAV de los campos venezolanos para un crudo de gravedad promedio de 9.3 °API, con un margen de error menor al 12%, siempre y cuando esté condicionada por rangos específicos en los parámetros de yacimiento, pozo e inyección.
- Se lograron identificar los parámetros de yacimiento, pozo e inyección de vapor que afectan el comportamiento del proceso de Inyección Alternada de Vapor en Pozos Horizontales, siendo el de mayor peso **el espesor de la arena neta petrolífera con un 67,2%** sobre el  $\Delta N_p$  del primer ciclo del proceso, seguido por el tiempo y tasa de inyección de vapor con 15,4 y 15% respectivamente, presión de inyección con 1.2%, longitud del pozo con 0.06% y por último el tiempo de remojo y la calidad del vapor con 0.04 y 0.03%.
- La pequeña diferencia que existe en la producción acumulada de petróleo, en los análisis de sensibilidades con parámetros de inyección presentados en este estudio, pueden deberse a condicionamientos aplicados al modelo numérico, como: presión mínima de la formación, longitud de pozo menores a 2000 pies, tasas de inyección entre 250 y 1000 TON/día.
- La correlación estadística hallada puede ser sumamente útil para predecir el comportamiento de producción bajo IAV de nuevos pozos en yacimientos de crudo pesado con propiedades PVT similares a las estudiadas en esta investigación. Sin embargo, el uso de esta correlación para situaciones **diferentes** a la cual fue desarrollada, pueden dar origen a errores importantes.

## Recomendaciones

Una vez alcanzadas las conclusiones ya descritas, se ofrecen las siguientes recomendaciones:

- Se deberá garantizar la competitividad tecnológica de la Industria Petrolera Venezolana mediante el Desarrollo, Innovación o Adopción de Métodos de Recuperación, orientados hacia la complejidad característica de yacimientos venezolanos, con el objetivo de incrementar las tasas de producción en un corto, mediano y largo plazo de yacimientos de crudo pesado y extrapesado, de manera rentable y en armonía con el medio ambiente.
- Se recomienda usar un simulador térmico composicional para predecir el comportamiento de las operaciones de inyección alternada de vapor de crudos con propiedades PVT distintas a un crudo promedio de 9,3 °API, mientras no exista un análisis de sensibilidades similar al presentado en este Trabajo Especial de Grado con fluidos de distintas gravedades, viscosidades y composiciones.
- Es aconsejable ampliar este estudio realizando un mayor número de sensibilidades, partiendo igualmente de un mayor número de Casos Base, con el objetivo de que la correlación estadística que se obtiene abarque un mayor rango de las propiedades de yacimientos característicos de Venezuela.
- Se recomienda realizar estudios comparativos de diferentes métodos de recuperación mejorada, para conocer los procesos más eficientes en cada uno de los distintos campos con yacimientos de crudo pesado y extrapesado de Venezuela.

## Referencias Bibliográficas

1. Alvarado D. y Bánzer C. *Recuperación Térmica de Petróleo*. Maracaibo, Venezuela: CIED, marzo de 1998. 2 v., (varias paginaciones).
2. Barberii, Efraín. *El Pozo Ilustrado*. 4ta. Edición. Caracas, Venezuela: Ediciones FONCIED, Septiembre de 1998. 671 p.
3. Butler, Roger M. *Horizontal Wells for the Recovery of Oil, Gas and Bitumen*. Canada: The Petroleum Society of the Canadian Institute, 1994, Petroleum Society Monograph, no.2. 228 p.
4. Diwan, U. y Kovscek, A.R. *An Analytical Model for Simulating Heavy Oil Recovery by Cyclic Steam Injection Using Horizontal Wells*. Oklahoma, USA: U.S. Department of Energy, julio de 1999. TR 118. Work Performed Under Contract No. DE-FG22-96BC14994. 73 p.
5. Haynes, H.J. *et al. Enhanced Oil Recovery: An Analysis of the Potential for Enhanced Oil Recovery from Known Fields in the United States – 1976 to 2000*. Washington, USA: National Petroleum Council, diciembre de 1976. 231 p.
6. Mannucci, Jesús E. *Recobro Adicional de Petróleo por Métodos No Convencionales*. Maracaibo, Venezuela: LUZ, agosto de 1990. 1 v, (varias paginaciones).
7. Martínez, Frank L. *Estudio de Sensibilidad del Proceso de Inyección Alternada de Vapor en Pozos Horizontales usando el Simulador Numérico STARS*. Tesis de Ingeniería de Petróleo inédita, Universidad de Oriente, Núcleo de Anzoátegui, julio de 2002. 118 p.
8. *Métodos de Recuperación: Visión, Misión y Organización*. [en línea] Los Teques, Venezuela: PDVSA. Portal de INTEVEP. [Consulta: 15 de agosto de 2002]. Disponible en la Intranet en: <<http://www.intevep.pdv.com>>.
9. Nuñez, Gustavo Adolfo. *La Innovación tecnológica en la industria petrolera*. [en línea] Venezuela: Ministerio de Ciencia y Tecnología. Ciclo de Foros

Nacionales. [Consulta: 5 de septiembre de 2002]. Disponible en Internet en: <<http://www.mct.gov.ve/cicloforos/innova37.html>>.

10. *Petróleo. Información Mundial: Origen del Petróleo*. [en línea] Argentina: ALFINAL.COM. [Consulta: 9 de septiembre de 2002]. Disponible en Internet en: <<http://alfinal.com/petroleo/petroleo.shtml>>.
11. Prats, Michael. *Thermal Recovery*. New York: Henry L. Doherty Memorial Fund of AIME, 1982, SPE monograph series; v. 7 Henry L. Doherty series. 283 p.
12. Proyecto 5228. *Recuperación Mejorada*. [presentación en Power Point] Los Teques, Venezuela: PDVSA, Intevep. Gerencia de Explotación de CP/XP. Marzo de 2002.
13. Ramírez, Kelly. *Efecto de la Arquitectura de Pozo en la Economía y Producción de los Pozos Multilaterales del Área la Orlyana, Yac. U2,3 MFB-53, Campo Bare, Faja del Orinoco*. Tesis de Ingeniería de Petróleo inédita, Universidad Central de Venezuela, Caracas, marzo de 2003. 136 p.
14. *Venezuela: Extract from the Survey of Energy Resources 2001*. [en línea] London, United Kingdom: World Energy Council (WEC). [Consulta: 17 de mayo de 2003]. Disponible en Internet en: <<http://www.worldenergy.org/wec-geis/edc/countries/Venezuela.asp>>.

## Otro Material Consultado

1. *Guía de la Biblioteca de la Universidad de Sevilla. Ayudas para el estudio y la investigación: Elaboración de referencias bibliográficas. (documento PDF)* [en línea] España, Octubre de 2002. [Consulta: 15 de agosto de 2002]. Disponible en la World Wide Web en: <<http://bib.us.es/guias/menu.asp>>.
2. *STARS Advanced Process and Thermal Reservoir Simulator. Version 2002: User's Guide.* Canada: Computer Modelling Group LTD, 2002.

# **APÉNDICE A**

## **REPORTE DEL CRYSTAL BALL**

## Crystal Ball Report

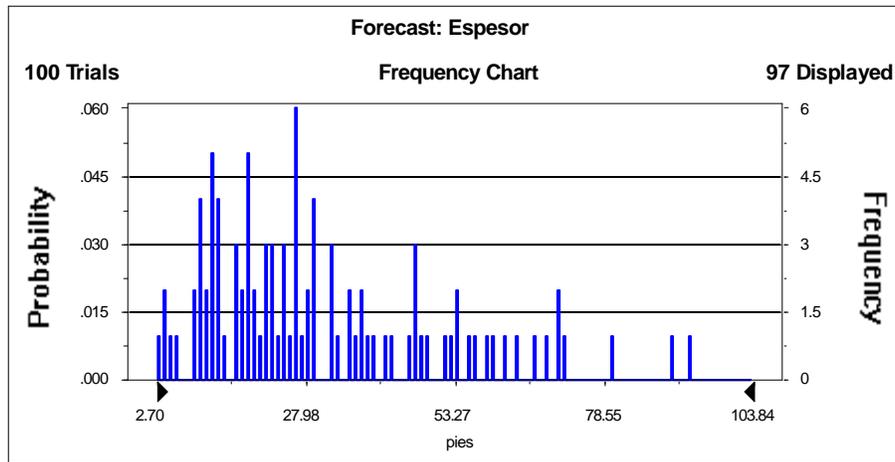
### Forecast: Espesor

**Summary:**

Display Range is from 2.70 to 103.84 pies  
 Entire Range is from 2.70 to 143.91 pies  
 After 100 Trials, the Std. Error of the Mean is 2.68

**Statistics:**

	Value
Trials	100
Mean	34.28
Median	26.56
Mode	---
Standard Deviation	26.75
Variance	715.70
Skewness	1.82
Kurtosis	7.00
Coeff. of Variability	0.78
Range Minimum	2.70
Range Maximum	143.91
Range Width	141.21
Mean Std. Error	2.68



## Forecast: Porosidad

### Summary:

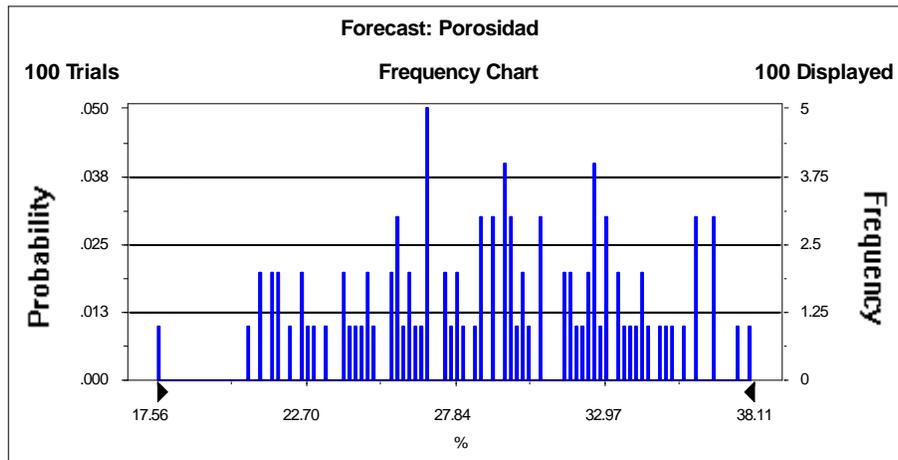
Display Range is from 17.56 to 38.11 %

Entire Range is from 17.56 to 38.11 %

After 100 Trials, the Std. Error of the Mean is 0.46

### Statistics:

	Value
Trials	100
Mean	29.13
Median	29.25
Mode	---
Standard Deviation	4.61
Variance	21.29
Skewness	-0.14
Kurtosis	2.21
Coeff. of Variability	0.16
Range Minimum	17.56
Range Maximum	38.11
Range Width	20.55
Mean Std. Error	0.46



## Forecast: Presión Inicial

### Summary:

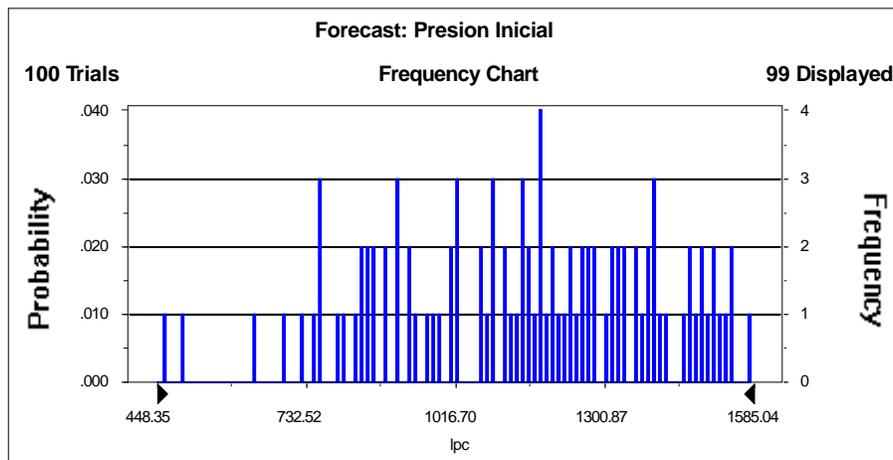
Display Range is from 448.35 to 1585.04 lpc

Entire Range is from 437.86 to 1585.04 lpc

After 100 Trials, the Std. Error of the Mean is 26.47

### Statistics:

	Value
Trials	100
Mean	1136.65
Median	1160.51
Mode	---
Standard Deviation	264.73
Variance	70082.58
Skewness	-0.44
Kurtosis	2.55
Coeff. of Variability	0.23
Range Minimum	437.86
Range Maximum	1585.04
Range Width	1147.18
Mean Std. Error	26.47



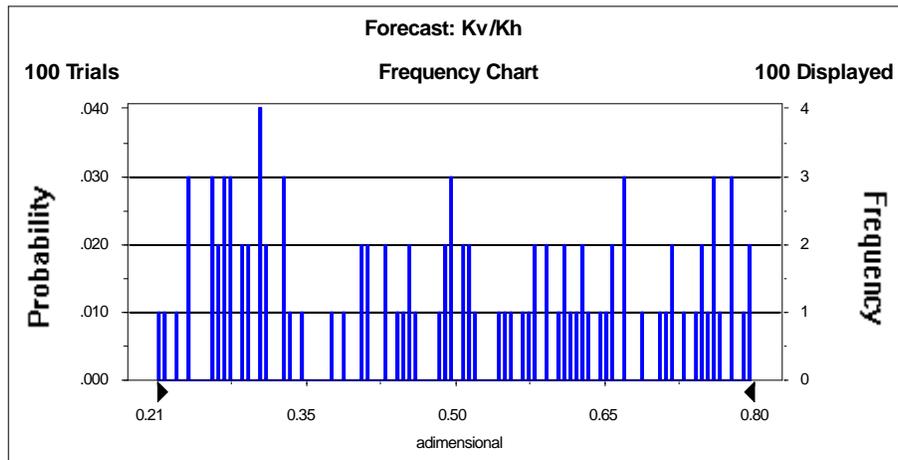
## Forecast: Kv/Kh

### Summary:

Display Range is from 0.21 to 0.80 adimensional  
Entire Range is from 0.21 to 0.80 adimensional  
After 100 Trials, the Std. Error of the Mean is 0.02

### Statistics:

	Value
Trials	100
Mean	0.50
Median	0.50
Mode	---
Standard Deviation	0.18
Variance	0.03
Skewness	0.04
Kurtosis	1.64
Coeff. of Variability	0.36
Range Minimum	0.21
Range Maximum	0.80
Range Width	0.59
Mean Std. Error	0.02



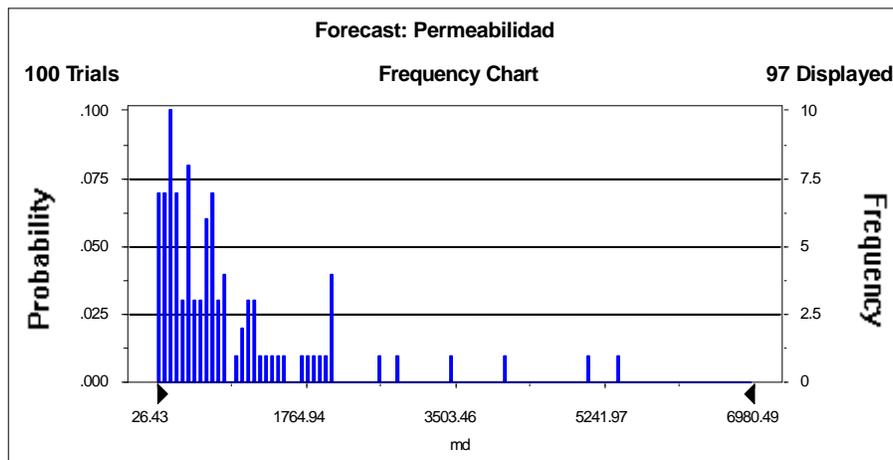
## Forecast: Permeabilidad

### Summary:

Display Range is from 26.43 to 6980.49 md  
Entire Range is from 26.43 to 14706.50 md  
After 100 Trials, the Std. Error of the Mean is 221.80

### Statistics:

	Value
Trials	100
Mean	1213.57
Median	591.67
Mode	---
Standard Deviation	2218.05
Variance	4919725.26
Skewness	4.31
Kurtosis	23.59
Coeff. of Variability	1.83
Range Minimum	26.43
Range Maximum	16146.62
Range Width	16500.35
Mean Std. Error	221.80



**Forecast: Saturación de Petróleo Inicial**

Summary:

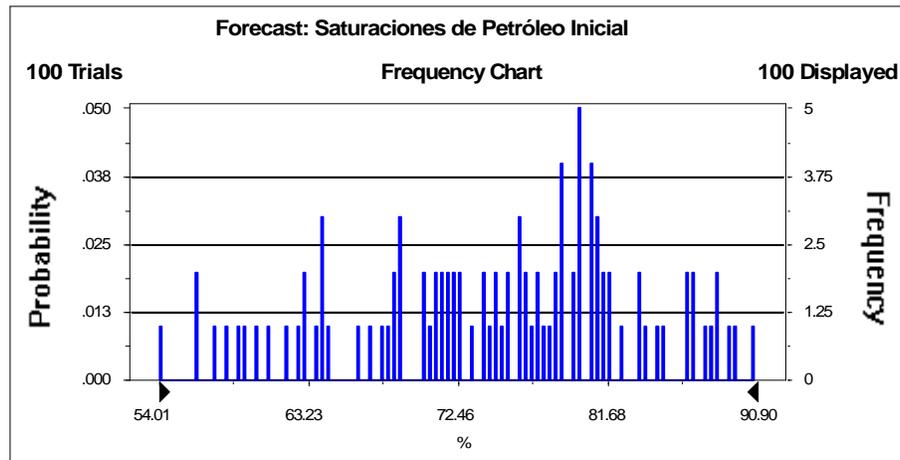
Display Range is from 54.01 to 90.90 %

Entire Range is from 54.01 to 90.90 %

After 100 Trials, the Std. Error of the Mean is 0.87

Statistics:

	<u>Value</u>
Trials	100
Mean	74.80
Median	76.41
Mode	---
Standard Deviation	8.73
Variance	76.25
Skewness	-0.37
Kurtosis	2.40
Coeff. of Variability	0.12
Range Minimum	54.01
Range Maximum	90.90
Range Width	36.89
Mean Std. Error	0.87



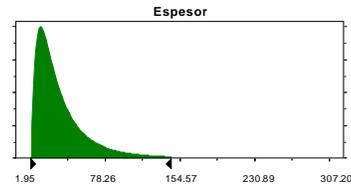
## Assumptions

### Assumption: Espesor

Lognormal distribution with parameters:

Mean	34.94
Standard Dev.	35.56

Selected range is from 0.00 to 145.00

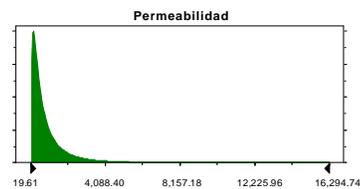


### Assumption: Permeabilidad

Lognormal distribution with parameters:

Mean	1,058.97
Standard Dev.	1,677.34

Selected range is from 0.00 to +Infinity

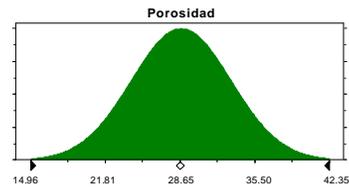


### Assumption: Porosidad

Normal distribution with parameters:

Mean	28.65
Standard Dev.	4.56

Selected range is from -Infinity to +Infinity

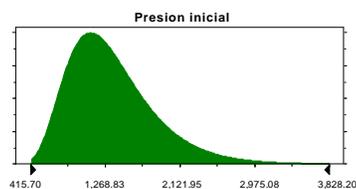


### Assumption: Presión inicial

Lognormal distribution with parameters:

Mean	1,350.89
Standard Dev.	517.48

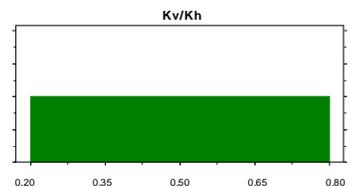
Selected range is from 0.00 to +Infinity



### Assumption: Kv/Kh

Uniform distribution with parameters:

Minimum	0.20
Maximum	0.80



**Assumption:**

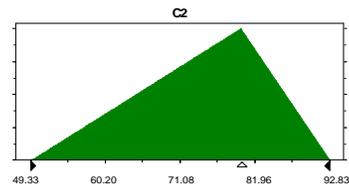
**C2**

**So**

Triangular distribution with parameters:

Minimum	49.33
Likeliest	80.00
Maximum	92.83

Selected range is from 49.33 to 92.83



# **APÉNDICE B**

## **ESCENARIOS GENERADOS POR EL CRYSTAL BALL (100 CASOS BASE)**

Iteración	Espesor	Porosidad	Permeabilidad	Presión Inicial	Kv/Kh	So
1	28.12	21.13	9737.89	745.91	0.4	86.84
2	21.77	28.80	2465.74	884.88	0.6	79.72
3	29.78	21.72	1810.64	851.93	0.4	78.96
4	53.28	34.25	1834.25	463.13	0.5	74.81
5	132.23	35.07	1889.03	1230.10	0.3	60.79
6	33.91	26.16	2069.69	632.30	0.6	74.47
7	8.97	24.22	3939.07	1378.34	0.6	74.13
8	24.58	32.71	1791.49	1508.89	0.6	60.79
9	13.05	28.51	2637.37	1321.79	0.7	90.90
10	53.06	36.12	1722.28	1078.35	0.4	78.49
11	39.05	29.76	4095.36	1156.45	0.3	72.70
12	51.49	26.95	2373.23	1018.96	0.2	81.10
13	46.76	30.80	2986.84	1141.99	0.5	85.23
14	46.71	26.99	1905.14	1497.76	0.3	68.79
15	12.93	32.70	1849.63	1068.28	0.7	64.69
16	18.30	30.23	1697.58	1027.39	0.2	76.44
17	18.38	20.72	4193.39	1478.01	0.8	86.54
18	16.62	27.63	2058.84	1206.71	0.5	60.01
19	71.07	17.56	3104.39	1301.36	0.2	64.69
20	32.88	36.12	3050.50	1308.60	0.5	76.85
21	63.55	33.11	5468.04	979.36	0.7	78.73
22	19.72	38.11	3919.86	1183.05	0.7	78.70
23	72.20	34.44	5468.04	1230.10	0.6	81.42
24	13.62	26.32	2622.65	1012.63	0.3	79.87
25	21.95	36.09	1790.39	1343.02	0.5	80.75
26	4.97	29.52	2361.88	1150.14	0.3	81.52
27	4.12	29.80	2304.64	839.88	0.8	63.19
28	63.55	26.98	2274.67	1238.98	0.4	88.63
29	10.63	29.49	4095.36	933.31	0.5	68.92
30	29.01	21.76	3564.72	962.28	0.8	72.47
31	69.10	22.68	1736.67	841.28	0.2	78.25
32	11.88	31.93	1802.02	1460.05	0.8	81.18
33	12.33	33.90	2482.10	1418.78	0.3	63.17
34	55.63	36.69	11267.74	1065.34	0.6	75.50
35	32.32	25.95	1980.87	1385.08	0.5	67.91
36	13.09	21.50	5947.90	1242.50	0.4	80.19
37	132.23	35.07	1889.03	1230.10	0.3	60.79
38	20.71	25.66	5074.80	1545.53	0.6	58.29
39	70.87	24.56	1677.69	1175.90	0.2	71.56
40	16.13	32.32	5807.66	1129.66	0.5	80.06
41	12.05	33.49	5490.37	1147.01	0.3	61.91
42	89.92	31.97	4314.30	1401.56	0.3	68.46
43	10.42	27.00	3047.38	1176.72	0.5	80.60
44	42.64	26.70	1716.37	1275.47	0.4	71.79
45	118.29	38.11	13795.69	860.13	0.2	82.77
46	9.80	27.83	2830.37	1491.47	0.4	87.72
47	53.27	29.15	2690.97	860.13	0.7	59.49
48	2.70	24.00	2308.05	1217.38	0.8	75.19
49	12.45	22.16	6443.28	1200.87	0.4	71.63
50	24.97	30.40	2443.15	1317.01	0.5	56.37
51	143.91	36.88	2148.99	1513.98	0.3	77.12
52	17.86	35.66	3605.36	722.30	0.7	74.75

53	21.51	25.99	6749.36	1096.02	0.6	63.76
54	23.44	24.93	2205.59	1287.74	0.3	87.01
55	26.31	30.05	1723.76	1197.82	0.6	78.74
56	22.57	32.52	13795.69	1276.46	0.7	76.41
57	93.59	26.57	16146.62	1455.57	0.5	68.18
58	46.13	27.90	7591.40	1005.56	0.7	67.24
59	16.49	31.92	3576.55	852.78	0.3	64.13
60	39.05	29.76	4095.36	1156.45	0.3	72.70
61	21.48	27.56	2783.95	756.73	0.5	78.94
62	127.09	29.25	1761.50	1381.75	0.6	70.44
63	61.52	24.02	2865.98	1585.04	0.8	79.79
64	49.07	34.14	1950.74	942.81	0.3	64.33
65	5.94	33.67	1557.17	1283.36	0.3	70.88
66	26.87	28.01	1530.97	1141.64	0.6	79.85
67	26.56	35.27	4390.78	1361.21	0.3	56.52
68	11.77	22.64	1806.40	868.16	0.7	84.86
69	4.54	24.41	1603.44	793.85	0.3	80.59
70	27.77	28.10	1868.77	1460.87	0.3	89.44
71	26.61	31.62	1522.19	763.82	0.8	79.92
72	59.31	28.81	1727.95	691.88	0.3	72.18
73	24.04	29.77	1844.41	1381.75	0.3	68.55
74	26.76	32.52	8141.24	807.78	0.3	66.36
75	18.44	36.75	1587.35	1264.40	0.4	77.48
76	80.43	23.50	8141.24	1527.51	0.8	89.44
77	18.06	25.68	3660.35	1357.83	0.5	77.37
78	66.83	23.50	2005.50	909.67	0.5	83.99
79	71.07	17.56	3104.39	1301.36	0.2	64.69
80	42.02	21.12	2465.77	1540.36	0.8	86.51
81	16.98	30.24	1526.18	500.46	0.8	71.13
82	10.69	26.33	6195.56	992.64	0.8	77.91
83	12.01	22.93	2376.24	1533.93	0.5	71.23
84	19.40	21.54	1504.77	911.51	0.3	88.63
85	36.49	31.73	2367.45	823.72	0.8	89.15
86	14.79	37.67	2253.54	1175.59	0.6	75.59
87	35.58	29.11	2155.64	1178.17	0.6	81.72
88	29.51	25.03	2533.47	1160.51	0.3	73.30
89	39.41	33.13	1813.83	1088.26	0.7	83.62
90	37.38	32.94	1915.97	437.86	0.7	83.80
91	35.42	32.67	1857.56	1340.23	0.7	74.23
92	32.48	25.96	2207.64	1398.15	0.3	71.99
93	37.25	34.97	1608.46	1263.87	0.5	57.51
94	24.16	32.59	2457.60	1488.00	0.6	76.54
95	29.05	30.89	1815.04	1413.43	0.7	81.78
96	9.38	34.32	2082.65	1114.87	0.2	62.52
97	63.55	33.11	5468.04	979.36	0.7	78.73
98	28.61	28.71	1658.80	1245.11	0.4	81.30
99	47.35	17.56	2694.90	934.17	0.6	58.96
100	26.42	24.79	2189.31	882.50	0.7	70.42

# **APÉNDICE C**

## **TABLA DE SATURACIÓN DEL VAPOR**

SATURATED STEAM ENTHALPY TABLE				
Temperatura	Temperatura	Presión	Entalpía Liq.	Entalpía Vap.
°F	°C	lpc	1.0E+03	btu/lbmol
32	0.00	0.00	-1.88973	17.46949
40	4.44	0.01	-1.74520	17.53336
50	10.00	0.02	-1.56439	17.61306
60	15.56	0.06	-1.38400	17.69256
70	21.11	0.11	-1.20376	17.77176
80	26.67	0.20	-1.02387	17.85057
90	32.22	0.34	-0.84420	17.92888
100	37.78	0.54	-0.66457	18.00661
110	43.33	0.82	-0.48500	18.08369
120	48.89	1.20	-0.30547	18.16012
130	54.44	1.72	-0.12580	18.23611
140	60.00	2.39	0.05391	18.31114
150	65.56	3.24	0.23387	18.38500
160	71.11	4.32	0.41380	18.45765
170	76.67	5.66	0.59402	18.52907
180	82.22	7.30	0.77445	18.59939
190	87.78	9.28	0.95506	18.67209
200	93.33	11.65	1.13590	18.74074
210	98.89	14.48	1.31705	18.80449
220	104.44	17.80	1.49851	18.86956
230	110.00	21.69	1.68034	18.93394
240	115.56	26.20	1.86249	18.99673
250	121.11	31.42	2.04512	19.05767
260	126.67	37.40	2.22820	19.11678
270	132.22	44.23	2.41172	19.17469
280	137.78	51.99	2.59581	19.23118
290	143.33	60.76	2.78046	19.28641
300	148.89	70.65	2.96577	19.33887
310	154.44	81.73	3.15171	19.38852
320	160.00	94.12	3.33833	19.43597
330	165.56	107.91	3.52575	19.48131
340	171.11	123.22	3.71397	19.52433
350	176.67	140.16	3.90303	19.56493
360	182.22	158.86	4.09297	19.60200
370	187.78	179.43	4.28386	19.63674
380	193.33	202.01	4.47572	19.66869
390	198.89	226.73	4.66865	19.69842
400	204.44	253.73	4.86267	19.72258
410	210.00	283.16	5.05794	19.74377
420	215.56	315.17	5.25463	19.75861
430	221.11	349.92	5.45266	19.77341
440	226.67	387.56	5.65225	19.78498
450	232.22	428.27	5.85351	19.79054
460	237.78	472.22	6.05643	19.78835
470	243.33	519.58	6.26127	19.78784
480	248.89	570.54	6.46820	19.77901
490	254.44	625.30	6.67731	19.76084
500	260.00	684.04	6.88898	19.73953
510	265.56	746.98	7.10341	19.71594

520	271.11	814.31	7.32094	19.68356
530	276.67	886.25	7.54164	19.63869
540	282.22	963.02	7.76588	19.58693
550	287.78	1044.84	7.99410	19.53253
560	293.33	1131.96	8.22661	19.46908
570	298.89	1224.60	8.46357	19.40759
580	304.44	1323.01	8.70656	19.31380
590	310.00	1427.45	8.95463	19.21796
600	315.56	1538.16	9.21069	19.10090
610	321.11	1655.41	9.47535	18.97333
620	326.67	1779.47	9.74964	18.84495
630	332.22	1910.62	10.03270	18.61857
640	337.78	2049.15	10.32892	18.42945
650	343.33	2195.33	10.64448	18.32232
660	348.89	2349.46	10.97294	18.11170
670	354.44	2511.85	11.34783	17.76776
680	360.00	2682.81	11.73433	17.29986
690	365.56	2862.65	12.29323	16.90668
700	371.11	3051.70	13.17401	16.05803

Table based on zero liquid enthalpy at 137.00 Deg F

# **APÉNDICE D**

## **“DATASET” PRODUCCIÓN EN FRÍO**

RESULTS SIMULATOR STARS  
RESULTS SECTION INOUT

\*\*

\*TITLE1 'IAV EN POZOS HORIZONTALES'  
\*TITLE2 'CASO BASE 1'  
\*TITLE3 'PRODUCCION EN FRIJO DESDE 10/2002 HASTA 10/2017 - 15 AÑOS - 5479 DIAS'

\*INUNIT \*FIELD

\*INTERRUPT \*INTERACTIVE  
\*RANGECHECK  
\*WPRN \*GRID \*TIME  
\*WPRN \*SECTOR 0  
\*WSRF \*WELL 1  
\*WSRF \*GRID \*TIME  
\*WSRF \*SECTOR \*TIME  
\*WPRN \*ITER \*TIME  
\*OUTPRN \*WELL \*NONE  
\*OUTPRN \*GRID \*NONE  
\*OUTPRN \*RES \*ALLSMALL  
\*OUTPRN \*ITER \*BRIEF  
\*OUTSRF \*WELL \*COMPONENT \*ALL \*LAYER \*ALL \*DOWNHOLE  
\*OUTSRF \*GRID \*SO \*SW \*SG \*PRES \*TEMP \*VISO  
\*OUTSRF \*SPECIAL \*AVGVAR PRES

\*XDR \*ON  
\*PRINT\_REF \*ON  
\*OUTSOLVR \*OFF  
\*MAXERROR 20  
\*SR2PREC \*DOUBLE  
\*DIM \*MDPTGL 100

GRID CART 30 31 5  
KDIR UP  
DI CON 100.  
DJ JVAR 6\*5. 10\*10. 10\*20. 3\*30. 2\*40.  
DK CON 5.624755033  
\*\*ESPESOR CASO BASE 1 = 28.123775163358 PIES

RESULTS SECTION POR  
POR CON 0.211304427 \*\*POROSIDAD (%)

RESULTS SECTION PERMS  
PERMI CON 9737.89  
PERMJ EQUALSI  
PERMK EQUALSI \* 0.4

RESULTS SECTION TRANS  
TRANSK CON 1.  
END-GRID

ROCKTYPE 1  
CPOR 7.E-05  
ROCKCP 30.  
THCONR 30.  
THCONW 30.  
THCONO 30.  
THCONG 30.  
HLOSSTDIF 0.01  
HLOSSPROP OVERBUR 30.  
UNDERBUR 30. 30.

RESULTS SECTION GRIDOTHER  
RESULTS SECTION MODEL

\*MODEL 3 3 3 1  
\*COMPNAME 'H2O' 'CRUD-PES' 'GAS-SOL'  
\*KV1 0.E+00 0.E+00 4.77736823E+03  
\*KV3 0.E+00 0.E+00 2.13145006E+00  
\*KV4 0.E+00 0.E+00 -3.526E+02  
\*KV5 0.E+00 0.E+00 -4.5967E+02  
\*CMM 18.02 512.17 18.1157  
\*PCRIT 3.2062E+3 0.0E+0 6.9267E+2  
\*TCRIT 7.054E+2 0.0E+0 -1.0135E+2  
\*CPG1 0.0E+0 0.0E+0 5.072396E+0  
\*CPL1 0.0E+0 2.56085E+2 9.05785E+0  
\*AVG 1.13E-5 2.923E-6 2.9967E-5

*BVG	1.075E+0	1.307566E+0	9.341589E-1
*PRSR	14.7		
*TEMR	137		
*PSURF	14.7		
*TSURF	60		
*MASSDEN	0.0E+0	6.09021E+1	1.861537E+0
*CP	0.0E+0	3.0E-6	1.997E-3
*CT1	0.0E+0	3.783E-4	3.783E-4
*CT2	0.0E+0	0.0E+0	0.0E+0
*VISCTABLE			
** TEMP	VISC H2O	VISC OIL	VISC GAS
100	0	31496.33	21.96
105	0	22327.25	20.55
110	0	16082.85	19.29
115	0	11755.06	18.16
120	0	8707.27	17.14
125	0	6529.20	16.22
130	0	4951.57	15.38
135	0	3794.54	14.61
137	0	3420.74	14.32
180	0	499.00	9.89
210	0	165.97	8.02
250	0	73.88	6.33
300	0	31.69	4.94
350	0	15.49	4.01
400	0	8.34	3.34
450	0	4.83	2.85
500	0	2.96	2.47
550	0	1.90	2.17
600	0	1.27	1.93

\*VSMIXCOMP 'GAS-SOL'  
 \*VSMIXENDP 0 0.289  
 \*VSMIXFUNC 0 0.06 0.103 0.142 0.172 0.204 0.227 0.243 0.262 0.28 0.289

RESULTS SECTION MODELARRAYS  
 RESULTS SECTION ROCKFLUID

\*\* ===== ROCK-FLUID PROPERTIES =====

\*ROCKFLUID

\*RPT 1 \*WATWET \*STONE2

*SWT			
**SW	KRW	KROW	PCOW
0.131554627642607	0.00000000	0.9480000000000000	0.000000
0.179801592773573	0.03116540	0.7856540630083560	0.000000
0.228048557904539	0.07159930	0.6367325354162090	0.000000
0.276295523035506	0.11647120	0.5016084755937250	0.000000
0.324542488166472	0.16449210	0.3807182398562690	0.000000
0.372789453297438	0.21499930	0.2745842034295890	0.000000
0.421036418428404	0.26758050	0.1838516815807380	0.000000
0.469283383559371	0.32195160	0.1093546559169370	0.000000
0.517530348690337	0.37790360	0.0522500461646221	0.000000
0.565777313821303	0.43527530	0.0143666939771607	0.000000
0.614024278952270	0.48985370	0.0000000000000000	0.000000
0.662271244083236	0.55378890	0.0000000000000000	0.000000
0.710518209214202	0.61473860	0.0000000000000000	0.000000
0.758765174345168	0.67671380	0.0000000000000000	0.000000
0.807012139476135	0.73965060	0.0000000000000000	0.000000
0.855259104607101	0.80349380	0.0000000000000000	0.000000
0.903506069738067	0.86819440	0.0000000000000000	0.000000
0.951753034869033	0.93370930	0.0000000000000000	0.000000
1.000000000000000	1.00000000	0.0000000000000000	0.000000

*SLT			
**SL	KRG	KROG	PCOG
0.2465546276	0.2500000000	0.00000000	0.000000
0.2967769400	0.1738740000	0.0032093	0.000000
0.3469992523	0.1174630000	0.0137633	0.000000

0.3972215646	0.0766897000	0.0322558	0.000000
0.4474438769	0.0480743000	0.0590260	0.000000
0.4976661892	0.0286880000	0.0943203	0.000000
0.5478885015	0.0161084000	0.1383330	0.000000
0.5981108138	0.0083732000	0.1912270	0.000000
0.6483331261	0.0039342000	0.2531420	0.000000
0.6985554384	0.0016101000	0.3241980	0.000000
0.748777508	0.0005395000	0.4045060	0.000000
0.7990000631	0.0001318000	0.4941640	0.000000
0.8492223754	0.0000181000	0.5932620	0.000000
0.8994446877	0.0000006052	0.7018840	0.000000
0.9496670000	0.0000000000	0.9480000	0.000000

\*\* ===== INITIAL CONDITIONS =====

\*INITIAL  
\*VERTICAL \*OFF  
\*INITREGION 1  
\*REFDEPTH 1721.473526  
\*REFPRES 745.9144786

RESULTS SECTION INITARRAYS

SW CON 0.131554628  
PRES CON 745.9144786  
SO CON 0.868445372  
TEMP CON 114.9536393  
MFRAC\_OIL 'CRUD-PES' CON 0.783614253  
MFRAC\_OIL 'GAS-SOL' CON 0.216385747

RESULTS SECTION NUMERICAL

\*\* ===== NUMERICAL CONTROL =====

\*NUMERICAL  
\*DTMAX 15.  
\*SDEGREE 1  
\*PIVOT \*ON  
\*NORM \*PRESS 100.  
\*SATUR 0.8  
\*TEMP 30.  
\*Y 0.8  
\*X 0.8  
\*W 0.8  
\*CONVERGE \*PRESS 3.  
\*SATUR 0.01  
\*TEMP 1.  
\*Y 0.01  
\*X 0.01  
\*W 0.01  
\*MAXPRES 1.450377E+05

RUN

\*\* ===== DATA RECURRENTE =====

DATE 2002 10 01.  
DTWELL 0.0001  
\*DTMAX 5.  
WELL 1 'POZO' \*FRAC 0.5  
PRODUCER 'POZO'  
OPERATE MAX STL 8000  
OPERATE MIN BHP 345.9144786 CONT

\*\* DIRECTION RAD GEOFRAC  
GEOMETRY I 0.2917083 0.363  
PERF GEO 'POZO'

5:15 1 2 1. \*\*Longitud de pozo= 1000 PIES

DATE	2002	11	5.
DATE	2002	11	10.
DATE	2002	11	15.
DATE	2002	11	20.
DATE	2002	11	25.
DATE	2002	12	1.

DATE	2002	12	15.
DATE	2003	1	1.
*DTMAX 30.			
DATE	2003	2	1.
DATE	2003	3	1.
DATE	2003	4	1.
DATE	2003	5	1.
DATE	2003	6	1.
DATE	2003	7	1.
DATE	2003	8	1.
DATE	2003	9	1.
DATE	2003	10	1.
DATE	2003	11	1.
DATE	2003	12	1.
DATE	2004	1	1.
DATE	2004	2	1.
DATE	2004	3	1.
DATE	2004	4	1.
DATE	2004	5	1.
DATE	2004	6	1.
DATE	2004	7	1.
DATE	2004	8	1.
DATE	2004	9	1.
DATE	2004	10	1.
DATE	2004	11	1.
DATE	2004	12	1.
DATE	2005	1	1.
DATE	2005	2	1.
DATE	2005	3	1.
DATE	2005	4	1.
DATE	2005	5	1.
DATE	2005	6	1.
DATE	2005	7	1.
DATE	2005	8	1.
DATE	2005	9	1.
DATE	2005	10	1.
DATE	2005	11	1.
DATE	2005	12	1.
DATE	2006	1	1.
DATE	2006	2	1.
DATE	2006	3	1.
DATE	2006	4	1.
DATE	2006	5	1.
DATE	2006	6	1.
DATE	2006	7	1.
DATE	2006	8	1.
DATE	2006	9	1.
DATE	2006	10	1.
DATE	2006	11	1.
DATE	2006	12	1.
*DTMAX 50.			
DATE	2007	6	1.
DATE	2007	12	1.
DATE	2008	6	1.
DATE	2008	12	1.
DATE	2009	6	1.
DATE	2009	12	1.
DATE	2010	6	1.
DATE	2010	12	1.
DATE	2011	6	1.
DATE	2011	12	1.
DATE	2012	6	1.
DATE	2012	12	1.
DATE	2013	6	1.
DATE	2013	12	1.
DATE	2014	6	1.
DATE	2014	12	1.
DATE	2015	6	1.
DATE	2015	12	1.
DATE	2016	6	1.
DATE	2016	12	1.
DATE	2017	6	1.
DATE	2017	10	1.

STOP

\*\*

"

>

# **APÉNDICE E**

## **“DATASET” PRODUCCIÓN CON IAV**

RESULTS SIMULATOR STARS  
RESULTS SECTION INOUT

\*\*

\*TITLE1 'IAV EN POZOS HORIZONTALES'  
\*TITLE2 'CASO BASE 1'  
\*TITLE3 PRODUCCION CON IAV DESDE 10/2002 HASTA 10/2017 - 15 AÑOS - 5479 DIAS'

\*INUNIT \*FIELD

\*INTERRUPT \*INTERACTIVE  
\*RANGECHECK  
\*WPRN \*GRID \*TIME  
\*WPRN \*SECTOR 0  
\*WSRF \*WELL 1  
\*WSRF \*GRID \*TIME  
\*WSRF \*SECTOR \*TIME  
\*WPRN \*ITER \*TIME  
\*OUTPRN \*WELL \*NONE  
\*OUTPRN \*GRID \*NONE  
\*OUTPRN \*RES \*ALLSMALL  
\*OUTPRN \*ITER \*BRIEF  
\*OUTSRF \*WELL \*COMPONENT \*ALL \*LAYER \*ALL \*DOWNHOLE  
\*OUTSRF \*GRID \*SO \*SW \*SG \*PRES \*TEMP \*VISO  
\*OUTSRF \*SPECIAL \*AVGVAR PRES

\*XDR \*ON  
\*PRINT\_REF \*ON  
\*OUTSOLVR \*OFF  
\*MAXERROR 20  
\*SR2PREC \*DOUBLE  
\*DIM \*MDPTGL 100

GRID CART 30 31 5  
KDIR UP  
DI CON 100.  
DJ JVAR 6\*5. 10\*10. 10\*20. 3\*30. 2\*40.  
DK CON 5.624755033  
\*\*ESPESOR CASO BASE 1 = 28.123775163358 PIES

RESULTS SECTION POR  
POR CON 0.211304427 \*\*POROSIDAD (%)

RESULTS SECTION PERMS  
PERMI CON 9737.89  
PERMJ EQUALSI  
PERMK EQUALSI \* 0.4

RESULTS SECTION TRANS  
TRANSK CON 1.  
END-GRID

ROCKTYPE 1  
CPOR 7.E-05  
ROCKCP 30.  
THCONR 30.  
THCONW 30.  
THCONO 30.  
THCONG 30.  
HLOSSTDIF 0.01  
HLOSSPROP OVERBUR 30.  
UNDERBUR 30.

RESULTS SECTION GRIDOTHER  
RESULTS SECTION MODEL

\*MODEL 3 3 3 1  
\*COMPNAME 'H2O' 'CRUD-PES' 'GAS-SOL'  
\*KV1 0.E+00 0.E+00 4.77736823E+03  
\*KV3 0.E+00 0.E+00 2.13145006E+00  
\*KV4 0.E+00 0.E+00 -3.526E+02  
\*KV5 0.E+00 0.E+00 -4.5967E+02  
\*CMM 18.02 512.17 18.1157  
\*PCRIT 3.2062E+3 0.0E+0 6.9267E+2  
\*TCRIT 7.054E+2 0.0E+0 -1.0135E+2  
\*CPG1 0.0E+0 0.0E+0 5.072396E+0  
\*CPL1 0.0E+0 2.56085E+2 9.05785E+0  
\*AVG 1.13E-5 2.923E-6 2.9967E-5

*BVG	1.075E+0	1.307566E+0	9.341589E-1
*PRSR	14.7		
*TEMR	137		
*PSURF	14.7		
*TSURF	60		
*MASSDEN	0.0E+0	6.09021E+1	1.861537E+0
*CP	0.0E+0	3.0E-6	1.997E-3
*CT1	0.0E+0	3.783E-4	3.783E-4
*CT2	0.0E+0	0.0E+0	0.0E+0
*VISCTABLE			
** TEMP	VISC H2O	VISC OIL	VISC GAS
100	0	31496.33	21.96
105	0	22327.25	20.55
110	0	16082.85	19.29
115	0	11755.06	18.16
120	0	8707.27	17.14
125	0	6529.20	16.22
130	0	4951.57	15.38
135	0	3794.54	14.61
137	0	3420.74	14.32
180	0	499.00	9.89
210	0	165.97	8.02
250	0	73.88	6.33
300	0	31.69	4.94
350	0	15.49	4.01
400	0	8.34	3.34
450	0	4.83	2.85
500	0	2.96	2.47
550	0	1.90	2.17
600	0	1.27	1.93

\*VSMIXCOMP 'GAS-SOL'  
 \*VSMIXENDP 0 0.289  
 \*VSMIXFUNC 0 0.06 0.103 0.142 0.172 0.204 0.227 0.243 0.262 0.28 0.289

RESULTS SECTION MODELARRAYS  
 RESULTS SECTION ROCKFLUID

\*\* ===== ROCK-FLUID PROPERTIES =====

\*ROCKFLUID

\*RPT 1 \*WATWET \*STONE2

*SWT			
**SW	KRW	KROW	PCOW
0.131554627642607	0.00000000	0.9480000000000000	0.000000
0.179801592773573	0.03116540	0.7856540630083560	0.000000
0.228048557904540	0.07159930	0.6367325354162090	0.000000
0.276295523035506	0.11647120	0.5016084755937250	0.000000
0.324542488166472	0.16449210	0.3807182398562690	0.000000
0.372789453297438	0.21499930	0.2745842034295890	0.000000
0.421036418428405	0.26758050	0.1838516815807380	0.000000
0.469283383559371	0.32195160	0.1093546559169370	0.000000
0.517530348690337	0.37790360	0.0522500461646221	0.000000
0.565777313821303	0.43527530	0.0143666939771607	0.000000
0.614024278952270	0.48985370	0.0000000000000000	0.000000
0.662271244083236	0.55378890	0.0000000000000000	0.000000
0.710518209214202	0.61473860	0.0000000000000000	0.000000
0.758765174345169	0.67671380	0.0000000000000000	0.000000
0.807012139476135	0.73965060	0.0000000000000000	0.000000
0.855259104607101	0.80349380	0.0000000000000000	0.000000
0.903506069738067	0.86819440	0.0000000000000000	0.000000
0.951753034869034	0.93370930	0.0000000000000000	0.000000
1.000000000000000		1 0.0000000000000000	0.000000

*SLT			
**SL	KRG	KROG	PCOG
0.2465546276	0.2500000000	0.00000000	0.000000
0.2967769400	0.1738740000	0.0032093	0.000000
0.3469992523	0.1174630000	0.0137633	0.000000

0.3972215646	0.0766897000	0.0322558	0.000000
0.4474438769	0.0480743000	0.0590260	0.000000
0.4976661892	0.0286880000	0.0943203	0.000000
0.5478885015	0.0161084000	0.1383330	0.000000
0.5981108138	0.0083732000	0.1912270	0.000000
0.6483331261	0.0039342000	0.2531420	0.000000
0.6985554384	0.0016101000	0.3241980	0.000000
0.748777508	0.0005395000	0.4045060	0.000000
0.7990000631	0.0001318000	0.4941640	0.000000
0.8492223754	0.0000181000	0.5932620	0.000000
0.8994446877	0.0000006052	0.7018840	0.000000
0.9496670000	0.0000000000	0.9480000	0.000000

\*\* ===== INITIAL CONDITIONS =====

\*INITIAL  
\*VERTICAL \*OFF  
\*INITREGION 1  
\*REFDEPTH 1721.473526  
\*REFPRES 745.9144786

RESULTS SECTION INITARRAYS

SW CON 0.131554628  
PRES CON 745.9144786  
SO CON 0.868445372  
TEMP CON 114.9536393  
MFRAC\_OIL 'CRUD-PES' CON 0.783614253  
MFRAC\_OIL 'GAS-SOL' CON 0.216385747

RESULTS SECTION NUMERICAL

\*\* ===== NUMERICAL CONTROL =====

\*NUMERICAL  
\*DTMAX 15.  
\*SDEGREE 1  
\*PIVOT \*ON  
\*NORM \*PRESS 100.  
\*SATUR 0.8  
\*TEMP 30.  
\*Y 0.8  
\*X 0.8  
\*W 0.8  
\*CONVERGE \*PRESS 3.  
\*SATUR 0.01  
\*TEMP 1.  
\*Y 0.01  
\*X 0.01  
\*W 0.01  
\*MAXPRES 1.450377E+05

RUN

\*\* ===== DATA RECURRENTE =====

DATE 2002 10 01.

DTWELL 0.0001  
\*DTMAX 1.

WELL 1 'POZO' \*FRAC 0.5  
PRODUCER 'POZO'  
OPERATE MAX STL  
OPERATE MIN BHP

8000  
345.9144786 CONT

\*\*  
GEOMETRY DIRECTION RAD GEOFRAC  
I 0.2917083 0.363  
PERF GEO 'POZO' 5:25 1 4 1. \*\*Longitud de pozo= 2000 PIES

WELL 2 'INYECTOR' \*FRAC 0.5  
INJECTOR MOBWEIGHT 'INYECTOR'

TINJW	524.3931719	**Corresponde a 845.914478625818 LPC de Inyección	
QUAL	0.8		
INCOMP *WATER 1.0 0.0 0.0			
OPERATE MAX STW	1000	CONT	
OPERATE MAX BHP	845.9144786	CONT	
**	DIRECTION	RAD	GEOFRACT
GEOMETRY	I	0.2917083	0.363
PERF GEO 'INJECTOR'			
	5:25 1 4 1.	**Longitud de pozo= 2000 PIES	

SHUTIN 2

DATE	2002	10	2.
DATE	2002	10	3.
DATE	2002	10	4.
DATE	2002	10	5.
DATE	2002	10	6.
DATE	2002	10	7.
DATE	2002	10	8.
DATE	2002	10	9.
DATE	2002	10	10.
DATE	2002	10	11.
DATE	2002	10	12.
DATE	2002	10	13.
DATE	2002	10	14.
DATE	2002	10	15.
DATE	2002	10	16.
DATE	2002	10	17.
DATE	2002	10	18.
DATE	2002	10	19.
DATE	2002	10	20.
DATE	2002	10	21.
DATE	2002	10	22.
DATE	2002	10	23.
DATE	2002	10	24.
DATE	2002	10	25.
DATE	2002	10	26.
DATE	2002	10	27.
DATE	2002	10	28.
DATE	2002	10	29.
DATE	2002	10	30.
DATE	2002	10	31.
*DTMAX 5.			
DATE	2002	11	5.
DATE	2002	11	10.
DATE	2002	11	15.
DATE	2002	11	20.
DATE	2002	11	25.
DATE	2002	11	30.
DATE	2002	12	5.
DATE	2002	12	10.
DATE	2002	12	15.
DATE	2002	12	20.
DATE	2002	12	25.
DATE	2002	12	30.
*DTMAX 30.			
DATE	2003	1	1.
DATE	2003	2	1.
DATE	2003	3	1.
DATE	2003	4	1.
DATE	2003	5	1.
DATE	2003	6	1.
DATE	2003	7	1.
DATE	2003	8	1.
DATE	2003	9	1.
DATE	2003	10	1.
DATE	2003	11	1.
DATE	2003	12	1.
DATE	2004	1	1.
DATE	2004	2	1.
DATE	2004	3	1.
DATE	2004	4	1.
DATE	2004	5	1.
DATE	2004	6	1.
DATE	2004	7	1.
DATE	2004	8	1.
DATE	2004	9	1.

DATE	2004	10	1.
DATE	2004	11	1.
DATE	2004	12	1.
DATE	2005	1	1.
DATE	2005	1	2.
*DTMAX 1.			
OPEN 2			
SHUTIN 1			
DATE	2005	1	3.
DATE	2005	1	4.
DATE	2005	1	5.
DATE	2005	1	6.
DATE	2005	1	7.
DATE	2005	1	8.
DATE	2005	1	9.
DATE	2005	1	10.
DATE	2005	1	11.
DATE	2005	1	12.
DATE	2005	1	13.
DATE	2005	1	14.
DATE	2005	1	15.
DATE	2005	1	16.
DATE	2005	1	17.
DATE	2005	1	18.
DATE	2005	1	19.
DATE	2005	1	20.
DATE	2005	1	21.
DATE	2005	1	22.
DATE	2005	1	23.
DATE	2005	1	24.
DATE	2005	1	25.
DATE	2005	1	26.
DATE	2005	1	27.
DATE	2005	1	28.
DATE	2005	1	29.
DATE	2005	1	30.
DATE	2005	1	31.
DATE	2005	2	1.
DATE	2005	2	2.
DATE	2005	2	3.
DATE	2005	2	4.
DATE	2005	2	5.
DATE	2005	2	6.
DATE	2005	2	7.
DATE	2005	2	8.
DATE	2005	2	9.
DATE	2005	2	10.
DATE	2005	2	11.
DATE	2005	2	12.
DATE	2005	2	13.
DATE	2005	2	14.
DATE	2005	2	15.
DATE	2005	2	16.
SHUTIN 2			
DATE	2005	2	17.
DATE	2005	2	18.
DATE	2005	2	19.
DATE	2005	2	20.
DATE	2005	2	21.
DATE	2005	2	22.
DATE	2005	2	23.
DATE	2005	2	24.
DATE	2005	2	25.
DATE	2005	2	26.
DATE	2005	2	27.
DATE	2005	2	28.
DATE	2005	3	1.
DATE	2005	3	2.
OPEN 1			
DATE	2005	3	3.
DATE	2005	3	4.
DATE	2005	3	5.
DATE	2005	3	6.
DATE	2005	3	7.
DATE	2005	3	8.
DATE	2005	3	9.
DATE	2005	3	10.

DATE	2005	3	11.
DATE	2005	3	12.
DATE	2005	3	13.
DATE	2005	3	14.
DATE	2005	3	15.
DATE	2005	3	16.
DATE	2005	3	17.
*DTMAX 30.			
DATE	2005	4	1.
DATE	2005	5	1.
DATE	2005	6	1.
DATE	2005	7	1.
DATE	2005	8	1.
DATE	2005	9	1.
DATE	2005	10	1.
DATE	2005	11	1.
DATE	2005	12	1.
DATE	2006	1.00	1.
DATE	2006	2.00	1.
DATE	2006	3.00	1.
DATE	2006	4.00	1.
DATE	2006	5.00	1.
DATE	2006	6.00	1.
DATE	2006	7.00	1.
DATE	2006	8.00	1.
DATE	2006	9.00	1.
DATE	2006	10.00	1.
DATE	2006	11.00	1.
DATE	2006	12.00	1.
DATE	2007	1.00	1.
DATE	2007	2.00	1.
DATE	2007	3.00	1.
DATE	2007	4.00	1.
DATE	2007	5.00	1.
DATE	2007	6.00	1.
DATE	2007	7.00	1.
DATE	2007	8	1.
DATE	2007	9	1.
DATE	2007	10	1.
DATE	2007	11	1.
DATE	2007	12	1.
*DTMAX 50.			
DATE	2008	6	1.
DATE	2008	12	1.
DATE	2009	6	1.
DATE	2009	12	1.
DATE	2010	6	1.
DATE	2010	12	1.
DATE	2011	6	1.
DATE	2011	12	1.
DATE	2012	6	1.
DATE	2012	12	1.
DATE	2013	6	1.
DATE	2013	12	1.
DATE	2014	6	1.
DATE	2014	12	1.
DATE	2015	6	1.
DATE	2015	12	1.
DATE	2016	6	1.
DATE	2016	12	1.
DATE	2017	6	1.
DATE	2017	10	1.
STOP			

**APÉNDICE F**

**BASE DE DATOS PARA**

**SENSIBILIDADES DE PRODUCCIÓN**

**EN FRÍO**

# Dataset	Caso Base	Espesor (pies)	Porosidad (%)	Kh (mD)	Presión Inicial (lpc)	Kv/Kh	So (%)	Sw (%)	Temperatura (°F)	Profundidad (pies)	BHP Mínimo (lpc)	Kdir a utilizar	Celda final del pozo	Longitud de Pozo (pies)
1	1	28.12	21.13	9737.89	745.91	0.4	86.84	13.16	114.95	1721.47	345.91	2	15	1000
2	1	28.12	21.13	9737.89	745.91	0.4	86.84	13.16	114.95	1721.47	345.91	2	20	1500
3	1	28.12	21.13	9737.89	745.91	0.4	86.84	13.16	114.95	1721.47	345.91	2	25	2000
4	1	28.12	21.13	9737.89	745.91	0.4	86.84	13.16	114.95	1721.47	345.91	3	15	1000
5	1	28.12	21.13	9737.89	745.91	0.4	86.84	13.16	114.95	1721.47	345.91	3	20	1500
6	1	28.12	21.13	9737.89	745.91	0.4	86.84	13.16	114.95	1721.47	345.91	3	25	2000
7	1	28.12	21.13	9737.89	745.91	0.4	86.84	13.16	114.95	1721.47	345.91	4	15	1000
8	1	28.12	21.13	9737.89	745.91	0.4	86.84	13.16	114.95	1721.47	345.91	4	20	1500
9	1	28.12	21.13	9737.89	745.91	0.4	86.84	13.16	114.95	1721.47	345.91	4	25	2000
10	2	132.23	35.07	1889.03	1230.10	0.3	60.79	39.21	134.40	2838.91	830.10	6	15	1000
11	2	132.23	35.07	1889.03	1230.10	0.3	60.79	39.21	134.40	2838.91	830.10	6	20	1500
12	2	132.23	35.07	1889.03	1230.10	0.3	60.79	39.21	134.40	2838.91	830.10	6	25	2000
13	2	132.23	35.07	1889.03	1230.10	0.3	60.79	39.21	134.40	2838.91	830.10	13	15	1000
14	2	132.23	35.07	1889.03	1230.10	0.3	60.79	39.21	134.40	2838.91	830.10	13	20	1500
15	2	132.23	35.07	1889.03	1230.10	0.3	60.79	39.21	134.40	2838.91	830.10	13	25	2000
16	2	132.23	35.07	1889.03	1230.10	0.3	60.79	39.21	134.40	2838.91	830.10	19	15	1000
17	2	132.23	35.07	1889.03	1230.10	0.3	60.79	39.21	134.40	2838.91	830.10	19	20	1500
18	2	132.23	35.07	1889.03	1230.10	0.3	60.79	39.21	134.40	2838.91	830.10	19	25	2000
19	3	39.05	29.76	4095.36	1156.45	0.3	72.70	27.30	131.44	2668.94	756.45	2	15	1000
20	3	39.05	29.76	4095.36	1156.45	0.3	72.70	27.30	131.44	2668.94	756.45	2	20	1500
21	3	39.05	29.76	4095.36	1156.45	0.3	72.70	27.30	131.44	2668.94	756.45	2	25	2000
22	3	39.05	29.76	4095.36	1156.45	0.3	72.70	27.30	131.44	2668.94	756.45	4	15	1000
23	3	39.05	29.76	4095.36	1156.45	0.3	72.70	27.30	131.44	2668.94	756.45	4	20	1500
24	3	39.05	29.76	4095.36	1156.45	0.3	72.70	27.30	131.44	2668.94	756.45	4	25	2000
25	3	39.05	29.76	4095.36	1156.45	0.3	72.70	27.30	131.44	2668.94	756.45	6	15	1000
26	3	39.05	29.76	4095.36	1156.45	0.3	72.70	27.30	131.44	2668.94	756.45	6	20	1500
27	3	39.05	29.76	4095.36	1156.45	0.3	72.70	27.30	131.44	2668.94	756.45	6	25	2000
28	4	71.07	17.56	3104.39	1301.36	0.2	64.69	35.31	137.26	3003.36	901.36	4	15	1000
29	4	71.07	17.56	3104.39	1301.36	0.2	64.69	35.31	137.26	3003.36	901.36	4	20	1500
30	4	71.07	17.56	3104.39	1301.36	0.2	64.69	35.31	137.26	3003.36	901.36	4	25	2000
31	4	71.07	17.56	3104.39	1301.36	0.2	64.69	35.31	137.26	3003.36	901.36	7	15	1000
32	4	71.07	17.56	3104.39	1301.36	0.2	64.69	35.31	137.26	3003.36	901.36	7	20	1500
33	4	71.07	17.56	3104.39	1301.36	0.2	64.69	35.31	137.26	3003.36	901.36	7	25	2000
34	4	71.07	17.56	3104.39	1301.36	0.2	64.69	35.31	137.26	3003.36	901.36	11	15	1000
35	4	71.07	17.56	3104.39	1301.36	0.2	64.69	35.31	137.26	3003.36	901.36	11	20	1500
36	4	71.07	17.56	3104.39	1301.36	0.2	64.69	35.31	137.26	3003.36	901.36	11	25	2000

# **APÉNDICE G**

## **DATOS PARA LA VALIDACION DE LA CORRELACIÓN ESTADÍSTICA.**

Escenario	Espesor (pies)	Porosidad (%)	Kh (mD)	Presion Inicial (lpc)	Kv/Kh	So (%)	Temperatura (°F)	Profundidad (pies)	Xg
1	43.54	33.11	5468.04	979.36	0.74	78.73	124.36	2261.81	0.2609
2	55.63	35.03	11267.74	1065.34	0.63	75.50	127.81	2460.36	0.2755
3	28.15	21.13	9737.89	745.91	0.40	86.84	114.97	1722.67	0.2164
4	93.59	26.57	16146.62	1455.57	0.50	68.18	143.49	3361.60	0.3314
5	127.09	29.25	1761.50	1381.75	0.62	70.44	140.53	3191.11	0.3220
6	80.43	23.50	8141.24	1527.51	0.78	89.44	146.38	3527.73	0.3402

Escenario	BHP Minimo (lpc)	Longitud de Pozo (pies)	Tasa de Inyección (Ton/día)	Calidad (%)	Tiempo de remojo (días)	Tiempo de Inyección (días)	Presión de Inyección	Temperatura de Inyección (°F)	POES (MBbls)
1	579.36	2000	1000	70	14	15.00	1079.36	553.96	7082.14
2	665.34	1000	750	70	7	30.00	1165.34	563.60	6586.05
3	345.91	1000	250	80	7	30.00	845.91	524.39	2205.90
4	1055.57	2000	250	60	7	15.00	1555.57	601.49	7246.50
5	981.75	1500	1000	60	14	30.00	1481.75	594.90	11192.43
6	1127.51	1000	250	70	14	45.00	1627.51	607.62	7225.72

**APÉNDICE H**  
**REGISTROS. SIMULACIONES**  
**NUMÉRICAS. CICLO IAV.**

CASO BASE 04 (kdir=4 - Long=2000 pies - Qiny= 1000 - X=60 - Trnj=7 dias - Tiny=30 dias).out

S T A R S   T I M E   S T E P   S U M M A R Y  
IAV EN POZOS HORIZONTALES  
CASO BASE 4  
PRODUCCION CON IAV DESDE 10/2002 HASTA 10/2017 - 15 A?OS - 5479 DIAS

---Time Step---		-----Time-----		-----Production-----						--Injection--		Mt		---Maximum Changes--	
No.	Size days	C IT T	U days	yy/mm/dd	Oil bbl/d	Gas ft3/d	Water bbl/d	GOR ft3 /bbl	Wat. Cut %	Gas ft3/d	Water bbl/d	Bal Err %	Pres psi	Sat w/o/g	Temp deg F
81	30.00	1	426.0	2003/12/01	205.1	1.95e4	24.78	95.06	10.78			44e-3	-10.3	0.0019g	-67e-6
82	31.00	1	457.0	2004/01/01	194.8	1.84e4	23.35	94.77	10.70			46e-3	-10.3	0.0019g	-65e-6
83	31.00	1	488.0	2004/02/01	185.2	1.75e4	22.03	94.49	10.63			48e-3	-9.86	0.0026g	-62e-6
84	29.00	1	517.0	2004/03/01	176.9	1.66e4	20.87	94.24	10.55			50e-3	-8.86	0.0019g	-55e-6
85	31.00	1	548.0	2004/04/01	168.5	1.58e4	19.76	93.97	10.49			51e-3	-9.08	0.0020g	-57e-6
86	30.00	1	578.0	2004/05/01	160.9	1.50e4	18.73	93.73	10.43			53e-3	-8.42	0.0020g	-54e-6
87	31.00	1	609.0	2004/06/01	153.5	1.43e4	17.76	93.51	10.37			54e-3	-8.34	-.0019o	-54e-6
88	30.00	1	639.0	2004/07/01	146.7	1.36e4	16.87	93.33	10.31			55e-3	-7.73	-.0019o	-51e-6
89	31.00	1	670.0	2004/08/01	140.1	1.30e4	16.02	93.15	10.26			56e-3	-7.65	-.0017o	-51e-6
90	31.00	1	701.0	2004/09/01	133.9	1.24e4	15.22	93.00	10.21			57e-3	-7.33	-.0015o	-50e-6
91	30.00	1	731.0	2004/10/01	128.2	1.19e4	14.50	92.86	10.16			58e-3	-6.84	-.0013o	-47e-6
92	31.00	1	762.0	2004/11/01	122.6	1.13e4	13.80	92.72	10.11			59e-3	-6.82	-.0014o	-47e-6
93	30.00	1	792.0	2004/12/01	117.6	1.08e4	13.16	92.60	10.07			59e-3	-6.36	-.0011o	-44e-6
94	31.00	1	823.0	2005/01/01	112.6	1.04e4	12.55	92.48	10.03			60e-3	-6.34	-.0013o	-44e-6
95	11.00	1	834.0	2005/01/12	110.9	1.02e4	12.24	92.44	9.942			60e-3	-2.18	-.0004o	-15e-6
96	1.000	1	835.0	2005/01/13							104.0	60e-3	49.25	0.0611w	16.78
97	4.1e-2	8	835.0	2005/01/13							9855	60e-3	74.44	0.0747w	67.58
98	2.4e-2	5	835.1	2005/01/13							500.0	60e-3	44.25	0.0167w	2.862
99	3.5e-2	1	835.1	2005/01/13							500.0	60e-3	13.67	0.0037w	3.908
100	7.0e-2	1	835.2	2005/01/13							499.9	61e-3	7.373	0.0036g	7.350
101	.1237	1	835.3	2005/01/13							500.0	61e-3	5.960	0.0049g	12.33
102	.1865	1	835.5	2005/01/13							500.0	61e-3	4.932	0.0068g	17.73
103	.2434	1	835.7	2005/01/14							500.0	61e-3	3.900	-.0099o	22.30
104	.2745	2	836.0	2005/01/14							500.0	61e-3	2.963	-.0140o	24.15
105	.3089	2	836.3	2005/01/14							500.0	61e-3	2.856	-.0169o	25.76
106	.3361	2	836.6	2005/01/15							500.0	61e-3	2.733	-.0195o	26.71
107	.3550	2	837.0	2005/01/15							500.0	61e-3	2.797	-.0205o	26.30
108	.3819	2	837.4	2005/01/15							500.0	61e-3	2.807	-.0207o	25.98
109	.4136	2	837.8	2005/01/16							500.0	61e-3	2.956	-.0210o	25.39
110	.2045	1	838.0	2005/01/16							500.0	61e-3	1.497	-.0097o	11.90
111	.3121	1	838.3	2005/01/16							500.0	61e-3	2.215	-.0136o	16.63
112	.4187	1	838.7	2005/01/17							500.0	61e-3	2.662	-.0160o	19.67
113	.2692	1	839.0	2005/01/17							500.0	61e-3	1.693	0.0103g	11.48
114	.4159	1	839.4	2005/01/17							500.0	61e-3	2.800	0.0161g	15.72
115	.5841	1	840.0	2005/01/18							499.9	61e-3	3.415	0.0208g	19.39
116	.7321	1	840.7	2005/01/19							499.9	61e-3	3.631	0.0624g	21.39
117	.2679	1	841.0	2005/01/19							499.9	61e-3	2.071	0.0780g	11.46
118	.6077	2	841.6	2005/01/20							500.0	61e-3	2.886	0.0428g	28.91
119	.3923	1	842.0	2005/01/20							500.0	61e-3	1.685	0.0250g	17.59
120	.5137	1	842.5	2005/01/21							500.0	61e-3	1.925	0.0299g	21.78
121	.4863	1	843.0	2005/01/21							500.0	61e-3	1.715	0.0277g	19.31
122	.6107	2	843.6	2005/01/22							500.0	61e-3	1.906	0.0349g	22.45
123	.3893	1	844.0	2005/01/22							500.0	61e-3	1.171	0.0165g	13.72
124	.5644	1	844.6	2005/01/23							500.0	61e-3	1.602	0.0244g	18.83
125	.4356	1	845.0	2005/01/23							500.0	61e-3	1.222	0.0215g	13.97
126	.6271	1	845.6	2005/01/24							500.0	61e-3	1.931	0.0236g	18.93
127	.3729	1	846.0	2005/01/24							500.0	61e-3	1.163	0.0145g	10.88
128	.5865	1	846.6	2005/01/25							500.0	61e-3	1.457	0.0151g	16.45

129	.4135	1	847.0	2005/01/25					500.0	61e-3	1.237	0.0089g	11.22
130	.6437	1	847.6	2005/01/26					500.0	61e-3	1.717	0.0180g	16.58
131	.3563	1	848.0	2005/01/26					500.0	61e-3	1.144	0.0121g	8.807
132	.5974	1	848.6	2005/01/27					500.0	61e-3	1.622	0.0201g	14.16
133	.4026	1	849.0	2005/01/27					500.0	61e-3	1.029	0.0126g	9.314
134	.6644	1	849.7	2005/01/28					500.0	61e-3	1.647	0.0200g	14.97
135	.3356	1	850.0	2005/01/28					500.0	61e-3	.7388	0.0072g	7.382
136	.5951	1	850.6	2005/01/29					500.0	61e-3	1.397	0.0101g	12.71
137	.4049	1	851.0	2005/01/29					500.0	61e-3	.8622	0.0120g	8.437
138	.6871	1	851.7	2005/01/30					500.0	61e-3	1.365	0.0199g	13.64
139	.3129	1	852.0	2005/01/30					500.0	61e-3	.6971	0.0203g	6.080
140	.6854	1	852.7	2005/01/31					500.0	61e-3	1.351	0.0322g	12.70
141	.3146	1	853.0	2005/01/31					500.0	61e-3	.9087	0.0366g	6.726
142	.6854	1	853.7	2005/02/01					500.0	61e-3	1.260	0.0375g	15.57
143	.3146	1	854.0	2005/02/01					500.0	61e-3	.7742	0.0246g	7.238
144	.6305	1	854.6	2005/02/02					500.0	61e-3	1.054	0.0253g	14.49
145	.3695	1	855.0	2005/02/02					500.0	61e-3	.8379	0.0191g	8.336
146	.6290	1	855.6	2005/02/03					500.0	61e-3	1.199	0.0333g	14.06
147	.3710	1	856.0	2005/02/03					500.0	61e-3	.7715	0.0289g	8.095
148	.6366	1	856.6	2005/02/04					500.0	61e-3	1.270	0.0140g	13.52
149	.3634	1	857.0	2005/02/04					500.0	61e-3	.7274	0.0159g	7.544
150	.6350	1	857.6	2005/02/05					500.0	61e-3	1.334	0.0221g	12.92
151	.3650	1	858.0	2005/02/05					500.0	61e-3	.7629	0.0240g	7.279
152	.6434	1	858.6	2005/02/06					500.0	61e-3	1.382	0.0236g	12.52
153	.3566	1	859.0	2005/02/06					500.0	61e-3	.7529	0.0113g	6.795
154	.6390	1	859.6	2005/02/07					500.0	61e-3	1.368	0.0112g	12.00
155	.3610	1	860.0	2005/02/07					500.0	61e-3	.7558	0.0105g	6.640
156	.6504	1	860.7	2005/02/08					500.0	61e-3	1.368	0.0129g	11.71
157	.3496	1	861.0	2005/02/08					500.0	61e-3	.7165	0.0148g	6.168
158	.6485	1	861.6	2005/02/09					500.0	61e-3	1.330	0.0201g	11.39
159	.3515	1	862.0	2005/02/09					500.0	61e-3	.7013	0.0189g	6.079
160	.6485	1	862.6	2005/02/10					500.0	61e-3	1.291	0.0212g	11.05
161	.3515	1	863.0	2005/02/10					500.0	61e-3	.6804	0.0163g	5.866
162	.6505	1	863.7	2005/02/11					500.0	61e-3	1.254	0.0108g	10.62
163	.3495	1	864.0	2005/02/11					500.0	61e-3	.6552	0.0073g	5.586
164	.1089	1 2	864.1	2005/02/11						61e-3	-7.56	-.1031g	-4.06
165	.1076	12 1	864.2	2005/02/11						61e-3	-33.1	-.3756g	-11.5
166	.1544	6	864.4	2005/02/11						61e-3	-22.7	-.3504g	-12.6
167	.2270	5	864.6	2005/02/12						61e-3	-17.7	-.4073g	-13.3
168	.3155	3	864.9	2005/02/12						61e-3	7.733	-.3267g	-10.2
169	8.6e-2	1	865.0	2005/02/12						61e-3	3.961	-.0061g	-2.46
170	.3900	1	865.4	2005/02/12						61e-3	3.416	-.0230g	-9.76
171	.6100	1	866.0	2005/02/13						61e-3	2.079	0.0259w	-13.8
172	.8819	1	866.9	2005/02/14						61e-3	1.245	0.0231w	-17.9
173	.1181	1	867.0	2005/02/14						61e-3	.2865	0.0017w	-2.36
174	.8819	1	867.9	2005/02/15						61e-3	1.057	0.0171w	-16.0
175	.1181	1	868.0	2005/02/15						61e-3	.1636	0.0011w	-2.10
176	.8819	1	868.9	2005/02/16						62e-3	.8690	0.0123w	-14.3
177	.1181	1	869.0	2005/02/16						62e-3	.1355	0.0009w	-1.89
178	.8819	1	869.9	2005/02/17						62e-3	.7586	0.0106w	-12.9
179	.1181	1	870.0	2005/02/17						62e-3	9.1e-2	0.0008w	-1.71
180	.8819	1	870.9	2005/02/18						62e-3	.6520	0.0089w	-11.8
181	.1181	1	871.0	2005/02/18						62e-3	8.1e-2	0.0008w	-1.55
182	.8819	11	871.9	2005/02/19	916.3	4.26e4	3082	46.59	77.09	62e-3	-104	-.3533w	-47.3
183	.1181	2	872.0	2005/02/19	1591	8.33e4	2409	52.43	60.23	62e-3	-11.5	0.0355g	-6.13
184	.5454	1	872.5	2005/02/20	1119	8.92e4	1771	79.73	61.28	61e-3	-16.3	0.0266g	-19.3
185	.4546	1	873.0	2005/02/20	898.6	7.49e4	1664	83.40	64.94	61e-3	-9.12	-.0107g	-13.0
186	.6731	1	873.7	2005/02/21	717.7	5.98e4	1571	83.38	68.65	61e-3	-9.58	-.0097g	-15.0
187	.3269	1	874.0	2005/02/21	653.2	5.57e4	1496	85.37	69.61	61e-3	-4.39	-.0036g	-6.59
188	.6162	1	874.6	2005/02/22	563.3	4.84e4	1342	86.04	70.44	61e-3	-6.88	-.0075g	-10.7
189	.3838	1	875.0	2005/02/22	519.9	4.50e4	1240	86.60	70.46	61e-3	-3.92	-.0036g	-6.14

190	.7036	1	875.7	2005/02/23	464.8	4.01e4	1073	86.41	69.78	62e-3	-5.85	-.0066g	-10.0
191	.2964	1	876.0	2005/02/23	446.7	3.87e4	1004	86.76	69.21	62e-3	-2.29	0.0021o	-3.99
192	.7036	1	876.7	2005/02/24	412.3	3.57e4	868.6	86.70	67.81	62e-3	-4.21	0.0052o	-8.42
193	.2964	1	877.0	2005/02/24	401.1	3.48e4	815.8	86.92	67.04	62e-3	-1.61	0.0019o	-3.38
194	.7036	1	877.7	2005/02/25	379.4	3.29e4	715.4	86.87	65.35	62e-3	-3.02	0.0046o	-7.21
195	.2964	1	878.0	2005/02/25	372.3	3.24e4	677.4	87.03	64.53	62e-3	-1.17	0.0016o	-2.92
196	.7036	1	878.7	2005/02/26	357.4	3.10e4	603.9	87.00	62.82	62e-3	-2.57	0.0041o	-6.35
197	.2964	1	879.0	2005/02/26	352.5	3.07e4	576.1	87.13	62.04	62e-3	-1.00	0.0015o	-2.58
198	.7036	1	879.7	2005/02/27	341.3	2.97e4	520.9	87.11	60.42	62e-3	-2.21	0.0037o	-5.71
199	.2964	1	880.0	2005/02/27	337.5	2.94e4	499.9	87.20	59.70	62e-3	-.865	0.0014o	-2.34
200	.7036	1	880.7	2005/02/28	328.1	2.86e4	456.8	87.29	58.20	62e-3	-1.91	0.0032o	-5.21

CASO BASE 01 (kdir=4 - Long=1000 pies - Qiny= 250 - X=60 - Trnjo=7 dias - Tiny=15 dias)

S T A R S   T I M E   S T E P   S U M M A R Y  
 I A V   E N   P O Z O S   H O R I Z O N T A L E S  
 C A S O   B A S E   1  
 P R O D U C I O N   C O N   I A V   D E S D E   1 0 / 2 0 0 2   H A S T A   1 0 / 2 0 1 7   -   1 5   A Ñ O S   -   5 4 7 9   D I A S

---Time Step---		-----Time-----		-----Production-----					--Injection--		Mt	---Maximum Changes---			
No.	Size days	C IT T	U days	yy/mm/dd	Oil bbl/d	Gas ft3/d	Water bbl/d	GOR /bbl	Wat. Cut %	Gas ft3/d	Water bbl/d	Bal Err %	Pres psi	Sat w/o/g	Temp deg F
81	5.000	1	70.00	2002/12/10	156.0	1.11e4	3.846	71.77	2.406			48e-4	-4.91	-.0022o	-17e-4
82	5.000	1	75.00	2002/12/15	152.1	1.09e4	3.780	72.10	2.424			51e-4	-4.60	0.0020g	-18e-4
83	5.000	1	80.00	2002/12/20	148.6	1.07e4	3.712	72.41	2.436			53e-4	-4.33	0.0019g	-17e-4
84	5.000	1	85.00	2002/12/25	145.4	1.05e4	3.645	72.68	2.445			56e-4	-4.08	0.0018g	-18e-4
85	5.000	1	90.00	2002/12/30	142.4	1.03e4	3.579	72.94	2.452			58e-4	-3.87	0.0017g	-17e-4
86	2.000	1	92.00	2003/01/01	141.3	1.03e4	3.527	73.03	2.436			58e-4	-1.49	0.0007g	-15e-4
87	4.576	1	96.58	2003/01/06	138.8	1.01e4	3.502	73.23	2.462			60e-4	-3.32	0.0014g	-18e-4
88	10.22	1	106.8	2003/01/16	133.9	9858	3.402	73.64	2.478			67e-4	-6.80	0.0030g	-21e-4
89	16.20	1	123.0	2003/02/01	127.3	9467	3.252	74.36	2.491			84e-4	-9.55	0.0043g	-23e-4
90	28.00	1	151.0	2003/03/01	118.6	8908	3.046	75.08	2.503			12e-3	-14.1	0.0065g	3.5e-3
91	31.00	1	182.0	2003/04/01	110.9	8439	2.841	76.09	2.498			16e-3	-13.7	0.0068g	3.3e-3
92	30.00	1	212.0	2003/05/01	104.8	8645	2.679	82.52	2.493			10e-3	-12.1	0.0064g	-27e-4
93	31.00	1	243.0	2003/06/01	99.45	8414	2.545	84.60	2.495			33e-4	-11.7	0.0066g	-28e-4
94	30.00	1	273.0	2003/07/01	94.93	7569	2.426	79.73	2.492			54e-4	-10.7	0.0063g	-29e-4
95	31.00	1	304.0	2003/08/01	90.77	7444	2.310	82.02	2.482			60e-4	-10.3	0.0064g	-29e-4
96	31.00	1	335.0	2003/09/01	87.05	7129	2.210	81.90	2.476			83e-4	-9.68	0.0063g	-29e-4
97	30.00	1	365.0	2003/10/01	83.74	6959	2.120	83.10	2.469			10e-3	-8.80	0.0062g	-30e-4
98	31.00	1	396.0	2003/11/01	80.57	6827	2.041	84.73	2.470			12e-3	-8.54	0.0066g	-30e-4
99	30.00	1	426.0	2003/12/01	77.68	6717	1.966	86.46	2.469			14e-3	-7.78	0.0064g	-30e-4
100	31.00	1	457.0	2004/01/01	74.88	6632	1.901	88.57	2.475			15e-3	-7.59	0.0067g	-30e-4
101	1.000	1	458.0	2004/01/02						30.13		16e-3	40.18	-.0334g	9.457
102	.1667	6	2	458.2	2004/01/02					2337		16e-3	136.7	0.1407w	119.5
103	6.1e-2	6	458.2	2004/01/02						125.0		16e-3	-96.6	0.0510g	4.554
104	6.2e-2	1	458.3	2004/01/02						125.0		16e-3	20.56	0.0139w	2.677
105	.1151	1	458.4	2004/01/02						124.9		16e-3	10.31	-.0076w	5.290
106	.2175	1	458.6	2004/01/03						125.0		16e-3	7.531	-.0091o	10.03
107	.3762	1	459.0	2004/01/03						125.0		16e-3	4.504	-.0149o	16.60
108	.5052	1	459.5	2004/01/04						125.0		16e-3	4.971	-.0205o	21.81
109	.4948	1	460.0	2004/01/04						125.0		16e-3	5.428	-.0195o	19.66
110	.6161	1	460.6	2004/01/05						124.9		16e-3	4.832	-.0178o	21.60
111	.3839	1	461.0	2004/01/05						125.0		16e-3	3.666	-.0137o	12.72
112	.5722	1	461.6	2004/01/06						124.9		16e-3	3.818	-.0164w	15.75
113	.4278	1	462.0	2004/01/06						124.9		16e-3	3.310	-.0093w	10.66
114	.6773	1	462.7	2004/01/07						125.0		17e-3	4.231	-.0129o	14.78
115	.3227	1	463.0	2004/01/07						125.0		17e-3	2.198	0.0076g	6.325
116	.6311	1	463.6	2004/01/08						125.0		17e-3	3.408	-.0117o	11.84
117	.3689	1	464.0	2004/01/08						125.0		17e-3	2.205	0.0077g	6.714
118	.6629	1	464.7	2004/01/09						125.0		17e-3	3.372	-.0116o	10.79
119	.3371	1	465.0	2004/01/09						125.0		17e-3	1.746	0.0067g	5.287
120	.6629	1	465.7	2004/01/10						125.0		17e-3	3.048	-.0113o	9.530
121	.3371	1	466.0	2004/01/10						125.0		17e-3	1.614	-.0055o	4.611
122	.6629	1	466.7	2004/01/11						125.0		17e-3	2.731	-.0093o	8.257
123	.3371	1	467.0	2004/01/11						125.0		17e-3	1.513	-.0048o	4.296
124	.6629	1	467.7	2004/01/12						125.0		17e-3	2.599	-.0083o	7.624
125	.3371	1	468.0	2004/01/12						125.0		17e-3	1.475	-.0044o	3.715
126	.6750	1	468.7	2004/01/13						125.0		17e-3	2.887	-.0085o	7.058
127	.3250	1	469.0	2004/01/13						125.0		17e-3	1.730	-.0037o	3.282
128	.6750	1	469.7	2004/01/14						125.0		17e-3	2.616	-.0082o	6.520



CASO BASE 01 (kdir=4 - Long=1000 pies - Qiny= 500 - X=80 - Trnjo=14 dias - Tiny=15 dias)

S T A R S   T I M E   S T E P   S U M M A R Y  
 I A V   E N   P O Z O S   H O R I Z O N T A L E S  
 C A S O   B A S E   1  
 P R O D U C I O N   C O N   I A V   D E S D E   1 0 / 2 0 0 2   H A S T A   1 0 / 2 0 1 7   -   1 5   A Ñ O S   -   5 4 7 9   D I A S

---Time Step---		-----Time-----		-----Production-----					--Injection--		Mt	---Maximum Changes--			
No.	Size	C	U	Oil	Gas	Water	GOR	Wat.	Gas	Water	Bal	Pres	Sat	Temp	
days	IT	T	days	yy/mm/dd	bbbl/d	ft3/d	bbbl/d	/bbl	%	ft3/d	bbbl/d	%	psi	w/o/g	deg F
81	5.000	1	70.00	2002/12/10	156.0	1.11e4	3.846	71.77	2.406			48e-4	-4.91	-.0022o	-17e-4
82	5.000	1	75.00	2002/12/15	152.1	1.09e4	3.780	72.10	2.424			51e-4	-4.60	0.0020g	-18e-4
83	5.000	1	80.00	2002/12/20	148.6	1.07e4	3.712	72.41	2.436			53e-4	-4.33	0.0019g	-17e-4
84	5.000	1	85.00	2002/12/25	145.4	1.05e4	3.645	72.68	2.445			56e-4	-4.08	0.0018g	-18e-4
85	5.000	1	90.00	2002/12/30	142.4	1.03e4	3.579	72.94	2.452			58e-4	-3.87	0.0017g	-17e-4
86	2.000	1	92.00	2003/01/01	141.3	1.03e4	3.527	73.03	2.436			58e-4	-1.49	0.0007g	-15e-4
87	4.576	1	96.58	2003/01/06	138.8	1.01e4	3.502	73.23	2.462			60e-4	-3.32	0.0014g	-18e-4
88	10.22	1	106.8	2003/01/16	133.9	9858	3.402	73.64	2.478			67e-4	-6.80	0.0030g	-21e-4
89	16.20	1	123.0	2003/02/01	127.3	9467	3.252	74.36	2.491			84e-4	-9.55	0.0043g	-23e-4
90	28.00	1	151.0	2003/03/01	118.6	8908	3.046	75.08	2.503			12e-3	-14.1	0.0065g	3.5e-3
91	31.00	1	182.0	2003/04/01	110.9	8439	2.841	76.09	2.498			16e-3	-13.7	0.0068g	3.3e-3
92	30.00	1	212.0	2003/05/01	104.8	8645	2.679	82.52	2.493			10e-3	-12.1	0.0064g	-27e-4
93	31.00	1	243.0	2003/06/01	99.45	8414	2.545	84.60	2.495			33e-4	-11.7	0.0066g	-28e-4
94	30.00	1	273.0	2003/07/01	94.93	7569	2.426	79.73	2.492			54e-4	-10.7	0.0063g	-29e-4
95	31.00	1	304.0	2003/08/01	90.77	7444	2.310	82.02	2.482			60e-4	-10.3	0.0064g	-29e-4
96	31.00	1	335.0	2003/09/01	87.05	7129	2.210	81.90	2.476			83e-4	-9.68	0.0063g	-29e-4
97	30.00	1	365.0	2003/10/01	83.74	6959	2.120	83.10	2.469			10e-3	-8.80	0.0062g	-30e-4
98	31.00	1	396.0	2003/11/01	80.57	6827	2.041	84.73	2.470			12e-3	-8.54	0.0066g	-30e-4
99	30.00	1	426.0	2003/12/01	77.68	6717	1.966	86.46	2.469			14e-3	-7.78	0.0064g	-30e-4
100	31.00	1	457.0	2004/01/01	74.88	6632	1.901	88.57	2.475			15e-3	-7.59	0.0067g	-30e-4
101	1.000	1	458.0	2004/01/02						23.03	16e-3	39.10	-.0323g	8.399	
102	.1667	4	2	458.2	2004/01/02					1558	16e-3	95.47	0.1018w	98.74	
103	7.2e-2	11	458.2	2004/01/02						250.0	16e-3	117.3	-.0690o	7.943	
104	6.5e-2	4	458.3	2004/01/02						250.0	16e-3	-89.5	0.0305w	5.924	
105	6.9e-2	1	458.4	2004/01/02						250.0	16e-3	-13.4	0.0062g	6.447	
106	.1267	1	458.5	2004/01/03						250.0	16e-3	4.949	-.0087o	11.83	
107	.1938	1	458.7	2004/01/03						250.1	16e-3	3.393	-.0143o	18.94	
108	.2455	1	458.9	2004/01/03						250.0	16e-3	4.912	-.0196o	22.50	
109	5.9e-2	1	459.0	2004/01/03						250.0	16e-3	1.402	0.0068g	6.355	
110	.2269	1	459.2	2004/01/03						250.0	16e-3	3.861	-.0201o	22.18	
111	.2666	1	459.5	2004/01/03						250.0	16e-3	4.903	-.0232o	22.50	
112	.3110	1	459.8	2004/01/04						250.0	18e-3	4.601	-.0268o	22.50	
113	.1955	1	460.0	2004/01/04						250.0	18e-3	3.936	-.0191o	17.26	
114	.2581	1	460.3	2004/01/04						250.2	18e-3	5.790	0.0207g	20.74	
115	.3134	1	460.6	2004/01/05						249.9	18e-3	7.466	0.0470g	20.29	
116	.3845	1	461.0	2004/01/05						250.0	23e-3	7.569	0.0805g	22.50	
117	4.3e-2	1	461.0	2004/01/05						250.1	23e-3	4.062	0.0091g	2.802	
118	.4047	1	461.4	2004/01/05						250.0	24e-3	7.658	0.0626g	22.50	
119	.4722	3	461.9	2004/01/06						250.0	24e-3	9.790	0.0822g	21.70	
120	.1231	1	462.0	2004/01/06						250.1	24e-3	3.375	0.0298g	7.593	
121	.4378	2	462.4	2004/01/06						250.0	24e-3	9.319	0.0525g	25.18	
122	.4820	1	462.9	2004/01/07						250.0	30e-3	4.707	0.0368g	22.50	
123	8.0e-2	1	463.0	2004/01/07						250.0	30e-3	3.308	0.0086g	3.519	
124	.4820	1	463.5	2004/01/07						250.0	30e-3	4.255	-.0214o	19.80	
125	.5180	1	464.0	2004/01/08						249.9	30e-3	4.546	-.0216o	21.27	
126	.6212	2	464.6	2004/01/09						250.0	30e-3	4.476	0.0353g	24.39	
127	.3788	1	465.0	2004/01/09						250.0	30e-3	2.895	0.0236g	14.59	
128	.5362	1	465.5	2004/01/10						250.0	30e-3	4.238	0.0266g	19.83	

129	.4638	1	466.0	2004/01/10						250.0	30e-3	3.181	-.0178o	15.81
130	.6357	1	466.6	2004/01/11						250.0	30e-3	3.827	-.0255o	20.75
131	.3643	1	467.0	2004/01/11						250.0	30e-3	2.334	0.0167g	11.27
132	.5664	1	467.6	2004/01/12						250.0	30e-3	3.211	0.0256g	18.53
133	.4336	1	468.0	2004/01/12						250.0	30e-3	2.540	0.0216g	13.77
134	.6275	1	468.6	2004/01/13						250.0	30e-3	3.563	0.0319g	20.11
135	.3725	1	469.0	2004/01/13						250.0	30e-3	2.349	0.0211g	11.77
136	.5706	1	469.6	2004/01/14						250.0	30e-3	3.001	0.0311g	18.06
137	.4294	1	470.0	2004/01/14						250.0	30e-3	2.460	0.0253g	13.39
138	.6282	1	470.6	2004/01/15						250.0	30e-3	3.167	0.0351g	19.19
139	.3718	1	471.0	2004/01/15						250.0	30e-3	2.139	0.0242g	10.93
140	.5839	1	471.6	2004/01/16						250.0	31e-3	2.928	0.0328g	16.24
141	.4161	1	472.0	2004/01/16						250.0	31e-3	2.284	0.0234g	10.70
142	.6580	15	472.7	2004/01/17							31e-3	-18.7	-.4997g	-31.9
143	.3420	5	473.0	2004/01/17							31e-3	-10.6	-.3496g	-22.3
144	.4008	3	473.4	2004/01/17							31e-3	-11.3	-.3838g	-21.5
145	.4777	1	473.9	2004/01/18							32e-3	6.676	0.0328w	-15.3
146	.1216	1	474.0	2004/01/18							32e-3	1.174	-.0046g	-2.83
147	.5427	1	474.5	2004/01/19							32e-3	.6329	-.0232g	-11.8
148	.4573	1	475.0	2004/01/19							32e-3	.4931	-.0168g	-9.42
149	.7522	1	475.8	2004/01/20							32e-3	.7607	-.0268g	-14.2
150	.2478	1	476.0	2004/01/20							32e-3	.4890	-.0062g	-4.55
151	.7522	1	476.8	2004/01/21							32e-3	.7324	-.0217g	-12.8
152	.2478	1	477.0	2004/01/21							32e-3	.6206	-.0051g	-4.07
153	.7522	1	477.8	2004/01/22							32e-3	.7607	-.0181g	-11.5
154	.2478	1	478.0	2004/01/22							32e-3	.4858	-.0043g	-3.66
155	.7522	1	478.8	2004/01/23							32e-3	.7787	-.0153g	-10.3
156	.2478	1	479.0	2004/01/23							32e-3	.4756	-.0037g	-3.30
157	.7522	1	479.8	2004/01/24							32e-3	.7291	-.0131g	-9.32
158	.2478	1	480.0	2004/01/24							32e-3	.6626	-.0032g	-2.99
159	.7522	1	480.8	2004/01/25							33e-3	.8623	-.0113g	-8.45
160	.2478	1	481.0	2004/01/25							33e-3	.5029	-.0028g	-2.71
161	.7522	1	481.8	2004/01/26							33e-3	.7772	-.0098g	-7.68
162	.2478	1	482.0	2004/01/26							33e-3	.4872	-.0025g	-2.46
163	.7522	1	482.8	2004/01/27							33e-3	.9016	-.0086g	-6.99
164	.2478	1	483.0	2004/01/27							33e-3	.5200	-.0021g	-2.25
165	.7522	1	483.8	2004/01/28							33e-3	.8518	-.0073g	-6.38
166	.2478	1	484.0	2004/01/28							33e-3	.3280	0.0019o	-2.05
167	.7522	1	484.8	2004/01/29							33e-3	.9046	-.0063g	-5.85
168	.2478	1	485.0	2004/01/29							33e-3	.6240	0.0021o	-1.88
169	.7522	1	485.8	2004/01/30							33e-3	.9416	0.0064o	-5.39
170	.2478	1	486.0	2004/01/30							33e-3	.3954	0.0020o	-1.74
171	.7522	11	486.8	2004/01/31	691.4	2.67e4	3309	38.62	82.72		33e-3	-116	-.3032w	-54.0
172	.2478	7	487.0	2004/01/31	1452	1.42e5	2548	97.80	63.70		32e-3	-60.3	0.0795g	-16.5
173	.3204	1	487.3	2004/01/31	811.8	8.10e4	1483	99.84	64.63		29e-3	-29.1	0.0228g	-10.4
174	.5112	1	487.8	2004/02/01	537.0	5.39e4	575.4	100.4	51.72		20e-3	-27.7	0.0200g	-7.13
175	.1684	1	488.0	2004/02/01	479.7	4.82e4	190.0	100.6	28.37		20e-3	-9.03	0.0070w	-1.28
176	.7027	2	488.7	2004/02/02	383.7	4.05e4	14.45	105.6	3.630		20e-3	-15.1	0.0178g	-4.41
177	.2973	1	489.0	2004/02/02	351.7	3.80e4	13.01	108.3	3.566		20e-3	-4.69	0.0077g	-1.75
178	.7027	1	489.7	2004/02/03	297.2	3.32e4	9.463	111.8	3.085		20e-3	-9.57	0.0187g	-3.87
179	.2973	1	490.0	2004/02/03	279.7	3.15e4	6.780	112.7	2.367		20e-3	-3.72	0.0078g	-1.61
180	.7027	1	490.7	2004/02/04	249.8	2.85e4	3.653	114.3	1.441		20e-3	-6.27	0.0171g	-3.62
181	.2973	1	491.0	2004/02/04	239.3	2.74e4	2.874	114.9	1.187		20e-3	-2.36	0.0069g	-1.51
182	.7027	1	491.7	2004/02/05	220.2	2.54e4	2.183	115.4	.9817		20e-3	-4.79	0.0144g	-3.43
183	.2973	1	492.0	2004/02/05	213.4	2.47e4	2.202	115.9	1.021		20e-3	-1.86	0.0059g	-1.43
184	.7027	1	492.7	2004/02/06	200.3	2.32e4	2.395	115.9	1.182		20e-3	-3.83	0.0123g	-3.26
185	.2973	1	493.0	2004/02/06	195.5	2.26e4	2.513	116.0	1.269		20e-3	-1.52	0.0049g	-1.36
186	.7027	1	493.7	2004/02/07	185.5	2.14e4	2.341	115.9	1.246		20e-3	-3.16	0.0100g	-3.10
187	.2973	1	494.0	2004/02/07	181.8	2.10e4	2.295	115.9	1.247		20e-3	-1.52	0.0040g	-1.29

CASO BASE 01 (kdir=4 - Long=1000 pies - Qiny= 1000 - X=80 - Trnjo=14 dias - Tiny=15 dias)

S T A R S   T I M E   S T E P   S U M M A R Y  
 I A V   E N   P O Z O S   H O R I Z O N T A L E S  
 C A S O   B A S E   1  
 P R O D U C I O N   C O N   I A V   D E S D E   1 0 / 2 0 0 2   H A S T A   1 0 / 2 0 1 7   -   1 5   A Ñ O S   -   5 4 7 9   D I A S

---Time Step---		-----Time-----		-----Production-----					--Injection--		Mt	---Maximum Changes---			
No.	Size days	C IT T	U days	yy/mm/dd	Oil bbl/d	Gas ft3/d	Water bbl/d	GOR /bbl	Wat. Cut %	Gas ft3/d	Water bbl/d	Bal Err %	Pres psi	Sat w/o/g	Temp deg F
81	5.000	1	70.00	2002/12/10	156.0	1.11e4	3.846	71.77	2.406			48e-4	-4.91	-.0022o	-17e-4
82	5.000	1	75.00	2002/12/15	152.1	1.09e4	3.780	72.10	2.424			51e-4	-4.60	0.0020g	-18e-4
83	5.000	1	80.00	2002/12/20	148.6	1.07e4	3.712	72.41	2.436			53e-4	-4.33	0.0019g	-17e-4
84	5.000	1	85.00	2002/12/25	145.4	1.05e4	3.645	72.68	2.445			56e-4	-4.08	0.0018g	-18e-4
85	5.000	1	90.00	2002/12/30	142.4	1.03e4	3.579	72.94	2.452			58e-4	-3.87	0.0017g	-17e-4
86	2.000	1	92.00	2003/01/01	141.3	1.03e4	3.527	73.03	2.436			58e-4	-1.49	0.0007g	-15e-4
87	4.576	1	96.58	2003/01/06	138.8	1.01e4	3.502	73.23	2.462			60e-4	-3.32	0.0014g	-18e-4
88	10.22	1	106.8	2003/01/16	133.9	9858	3.402	73.64	2.478			67e-4	-6.80	0.0030g	-21e-4
89	16.20	1	123.0	2003/02/01	127.3	9467	3.252	74.36	2.491			84e-4	-9.55	0.0043g	-23e-4
90	28.00	1	151.0	2003/03/01	118.6	8908	3.046	75.08	2.503			12e-3	-14.1	0.0065g	3.5e-3
91	31.00	1	182.0	2003/04/01	110.9	8439	2.841	76.09	2.498			16e-3	-13.7	0.0068g	3.3e-3
92	30.00	1	212.0	2003/05/01	104.8	8645	2.679	82.52	2.493			10e-3	-12.1	0.0064g	-27e-4
93	31.00	1	243.0	2003/06/01	99.45	8414	2.545	84.60	2.495			33e-4	-11.7	0.0066g	-28e-4
94	30.00	1	273.0	2003/07/01	94.93	7569	2.426	79.73	2.492			54e-4	-10.7	0.0063g	-29e-4
95	31.00	1	304.0	2003/08/01	90.77	7444	2.310	82.02	2.482			60e-4	-10.3	0.0064g	-29e-4
96	31.00	1	335.0	2003/09/01	87.05	7129	2.210	81.90	2.476			83e-4	-9.68	0.0063g	-29e-4
97	30.00	1	365.0	2003/10/01	83.74	6959	2.120	83.10	2.469			10e-3	-8.80	0.0062g	-30e-4
98	31.00	1	396.0	2003/11/01	80.57	6827	2.041	84.73	2.470			12e-3	-8.54	0.0066g	-30e-4
99	30.00	1	426.0	2003/12/01	77.68	6717	1.966	86.46	2.469			14e-3	-7.78	0.0064g	-30e-4
100	31.00	1	457.0	2004/01/01	74.88	6632	1.901	88.57	2.475			15e-3	-7.59	0.0067g	-30e-4
101	1.000	1	458.0	2004/01/02						23.03	16e-3	39.10	-.0323g	8.399	
102	.1667	4	2	458.2	2004/01/02					1558	16e-3	95.47	0.1018w	98.74	
103	7.2e-2	4	458.2	2004/01/02						500.0	16e-3	-67.7	0.0398g	14.68	
104	8.8e-2	1	458.3	2004/01/02						500.0	16e-3	19.63	0.0160w	17.56	
105	.1160	1	458.4	2004/01/02						500.1	16e-3	16.58	0.0152w	19.88	
106	.1437	1	458.6	2004/01/03						500.0	16e-3	11.61	-.0211o	22.50	
107	.1677	2	458.8	2004/01/03						500.0	16e-3	8.166	-.0316o	29.47	
108	.1694	2	458.9	2004/01/03						500.0	16e-3	5.604	-.0362o	30.47	
109	7.5e-2	1	459.0	2004/01/03						500.0	16e-3	3.400	-.0170o	14.66	
110	.1072	1	459.1	2004/01/03						500.1	16e-3	5.722	-.0241o	19.47	
111	.1341	1	459.2	2004/01/03						500.0	17e-3	6.735	0.0337g	22.17	
112	.1576	1	459.4	2004/01/03						500.0	17e-3	11.31	0.0466g	22.50	
113	.1839	1	459.6	2004/01/04						500.0	17e-3	11.83	0.0673g	22.50	
114	.2146	3	459.8	2004/01/04						500.0	17e-3	15.67	0.1043g	26.44	
115	.2025	3	460.0	2004/01/04						500.0	17e-3	10.72	0.0652g	30.77	
116	.1996	2	460.2	2004/01/04						500.0	17e-3	6.720	0.0470g	31.78	
117	.1931	2	460.4	2004/01/04						499.9	17e-3	8.021	0.0395g	30.24	
118	.1922	1	460.6	2004/01/05						500.0	17e-3	4.138	0.0315g	22.50	
119	.2242	2	460.8	2004/01/05						500.0	17e-3	5.617	0.0429g	26.93	
120	.1909	1	461.0	2004/01/05						499.8	17e-3	3.952	0.0335g	21.50	
121	.2278	1	461.2	2004/01/05						499.8	17e-3	4.905	0.0342g	21.25	
122	.2734	1	461.5	2004/01/06						500.0	23e-3	4.913	0.0259g	22.50	
123	.3189	2	461.8	2004/01/06						500.0	23e-3	5.564	0.0355g	26.65	
124	.1799	1	462.0	2004/01/06						500.0	23e-3	2.754	0.0220g	14.64	
125	.2544	1	462.3	2004/01/06						500.0	23e-3	4.270	0.0342g	19.47	
126	.3181	1	462.6	2004/01/07						500.0	24e-3	7.928	0.0419g	21.17	
127	.3824	1	463.0	2004/01/07						500.0	24e-3	5.638	0.0421g	20.85	
128	4.5e-2	1	463.0	2004/01/07						500.0	24e-3	2.634	0.0056g	2.404	

129	.4181	1	463.4	2004/01/07						500.0	24e-3	7.602	-.0263o	21.71
130	.4965	2	463.9	2004/01/08						500.0	24e-3	7.450	0.0369g	25.67
131	8.5e-2	1	464.0	2004/01/08						500.0	24e-3	-1.67	0.0062g	4.428
132	.4557	2	464.5	2004/01/08						500.0	24e-3	4.899	0.0366g	24.11
133	.5443	2	465.0	2004/01/09						500.0	24e-3	6.108	0.0446g	29.45
134	.5500	2	465.5	2004/01/10						500.0	24e-3	6.366	0.0461g	29.42
135	.4500	1	466.0	2004/01/10						500.0	30e-3	4.550	0.0359g	22.50
136	.5250	2	466.5	2004/01/11						500.0	30e-3	6.150	0.0464g	24.16
137	.4750	1	467.0	2004/01/11						499.9	30e-3	4.656	0.0421g	20.30
138	.5827	1	467.6	2004/01/12						500.2	34e-3	9.182	0.0664g	22.50
139	.4173	1	468.0	2004/01/12						499.6	34e-3	7.702	0.0607g	14.89
140	.5859	3	468.6	2004/01/13						500.0	34e-3	7.991	0.0609g	36.00
141	.4141	2	469.0	2004/01/13						500.0	34e-3	5.015	0.0510g	24.49
142	.4626	1	469.5	2004/01/13						500.0	42e-3	4.133	0.0411g	22.50
143	.5374	3	470.0	2004/01/14						500.0	42e-3	7.123	0.0317g	25.57
144	.5869	2	470.6	2004/01/15						500.0	42e-3	5.645	-.0308o	26.26
145	.4131	1	471.0	2004/01/15						499.9	42e-3	3.717	0.0240g	17.67
146	.5400	2	471.5	2004/01/16						500.0	42e-3	6.201	0.0359g	24.08
147	.4600	1	472.0	2004/01/16						500.0	42e-3	3.859	0.0311g	21.24
148	.5521	3	472.6	2004/01/17						38e-3	-32.9	-.4915g	-19.9	
149	.4479	2	473.0	2004/01/17						38e-3	-14.6	-.2602g	-18.4	
150	.5755	2	473.6	2004/01/18						47e-3	-7.02	-.3754g	-23.5	
151	.4245	1	474.0	2004/01/18						49e-3	7.766	0.2000w	-10.0	
152	.6855	2	474.7	2004/01/19						55e-3	-4.39	-.4002g	-17.6	
153	.3145	1	475.0	2004/01/19						55e-3	3.716	-.0716g	-5.58	
154	.5881	1	475.6	2004/01/20						55e-3	1.183	-.1618g	-8.71	
155	.4119	1	476.0	2004/01/20						56e-3	.9893	-.0704g	-5.63	
156	.7687	1	476.8	2004/01/21						56e-3	-.570	-.0836g	-9.65	
157	.2313	1	477.0	2004/01/21						56e-3	.3856	-.0151g	-2.88	
158	.7687	1	477.8	2004/01/22						56e-3	.6867	-.0417g	-9.03	
159	.2313	1	478.0	2004/01/22						56e-3	.4394	-.0085g	-2.66	
160	.7687	1	478.8	2004/01/23						56e-3	.5795	-.0270g	-8.33	
161	.2313	1	479.0	2004/01/23						56e-3	.4777	-.0054g	-2.46	
162	.7687	1	479.8	2004/01/24						56e-3	.7250	-.0188g	-7.70	
163	.2313	1	480.0	2004/01/24						56e-3	.4419	-.0039g	-2.27	
164	.7687	1	480.8	2004/01/25						56e-3	.6259	-.0145g	-7.14	
165	.2313	1	481.0	2004/01/25						56e-3	.3713	0.0031w	-2.11	
166	.7687	1	481.8	2004/01/26						56e-3	.6244	-.0118g	-6.63	
167	.2313	1	482.0	2004/01/26						56e-3	.3731	-.0027w	-1.96	
168	.7687	1	482.8	2004/01/27						56e-3	.7127	-.0089g	-6.16	
169	.2313	1	483.0	2004/01/27						56e-3	.3537	-.0025w	-1.82	
170	.7687	1	483.8	2004/01/28						56e-3	.5861	-.0082w	-5.74	
171	.2313	1	484.0	2004/01/28						56e-3	.3978	-.0024w	-1.70	
172	.7687	1	484.8	2004/01/29						56e-3	.5519	-.0079w	-5.35	
173	.2313	1	485.0	2004/01/29						56e-3	.3037	-.0023w	-1.58	
174	.7687	1	485.8	2004/01/30						56e-3	.5775	-.0076w	-4.99	
175	.2313	1	486.0	2004/01/30						56e-3	.2984	-.0023w	-1.48	
176	.7687	9	486.8	2004/01/31	281.6	7903	3718	28.07	92.96	56e-3	-80.4	-.6539w	-40.4	
177	.1157	1	486.9	2004/01/31	412.3	1.16e4	3588	28.15	89.69	56e-3	-9.75	-.0785w	-7.08	
178	.1157	5	487.0	2004/01/31	836.4	2.64e4	3166	31.63	79.10	56e-3	-10.9	0.1490g	-7.31	
179	.2037	2	487.2	2004/01/31	1087	5.02e4	2913	46.22	72.82	55e-3	-21.9	0.1090g	-12.8	
180	.3031	3	487.5	2004/02/01	1287	1.21e5	2713	94.12	67.83	55e-3	-39.4	-.0783g	-16.0	
181	.4133	15	487.9	2004/02/01	1607	1.86e5	2393	115.9	59.82	55e-3	-65.9	0.1393g	-17.0	
182	8.0e-2	1	488.0	2004/02/01	1071	9.62e4	1990	89.91	65.01	54e-3	-7.57	-.0530g	-4.08	
183	.4334	1	488.4	2004/02/01	729.6	6.74e4	1396	92.40	65.68	51e-3	-26.0	-.0650o	-10.6	
184	.5666	1	489.0	2004/02/02	521.3	5.18e4	680.6	99.44	56.63	43e-3	-21.7	0.0438g	-8.89	
185	1.000	1	490.0	2004/02/03	382.4	4.20e4	227.3	110.0	37.28	33e-3	-22.2	-.0465w	-6.50	
186	1.000	1	491.0	2004/02/04	308.0	3.70e4	52.91	120.2	14.66	30e-3	-13.9	0.0164g	-6.25	
187	1.000	3	492.0	2004/02/05	265.1	3.24e4	11.48	122.5	4.150	30e-3	-12.5	0.0169g	-5.90	
188	1.000	1	493.0	2004/02/06	235.2	2.89e4	7.606	123.2	3.132	29e-3	-7.76	0.0172g	-5.57	
189	1.000	1	494.0	2004/02/07	214.2	2.63e4	4.174	122.8	1.912	29e-3	-5.79	0.0170g	-5.31	

CASO BASE 02 (kdir=6 - Long=1500 pies - Qiny= 750 - X=70 - Trnjo=14 dias - Tiny=45 dias).out

S T A R S   T I M E   S T E P   S U M M A R Y  
 IAV EN POZOS HORIZONTALES  
 CASO BASE 2  
 PRODUCCION CON IAV DESDE 10/2002 HASTA 10/2017 - 15 A?OS - 5479 DIAS

---Time Step---		-----Time-----		-----Production-----					--Injection--		Mt	---Maximum Changes---			
No.	Size days	C IT T	U days	yy/mm/dd	Oil bbl/d	Gas ft3/d	Water bbl/d	GOR ft3 /bbl	Wat. Cut %	Gas ft3/d	Water bbl/d	Bal Err %	Pres psi	Sat w/o/g	Temp deg F
201	50.00	1	4361	2014/09/09	75.51	6683	9.769	88.50	11.45			15e-3	-1.76	0.0004g	-34e-4
202	22.00	1	4383	2014/10/01	75.18	6652	9.694	88.48	11.42			15e-3	-.768	0.0002g	-30e-4
203	28.00	1	4411	2014/10/29	74.76	6613	9.641	88.45	11.42			15e-3	-.980	-.0002o	-31e-4
204	1.000	1	4412	2014/10/30							41.54	15e-3	43.86	0.0155w	8.595
205	.5000	14	1	4412	2014/10/31						1083	14e-3	116.5	0.0948g	104.1
206	.2073	4	1	4413	2014/10/31						375.0	14e-3	-80.1	0.0455g	16.00
207	.2338	1	1	4413	2014/10/31						375.0	14e-3	-11.3	-.0087o	17.46
208	5.8e-2	1	1	4413	2014/10/31						375.0	14e-3	-2.30	-.0025o	4.582
209	.2483	1	1	4413	2014/10/31						375.0	14e-3	-5.66	-.0103o	18.19
210	.3203	1	1	4414	2014/11/01						375.0	14e-3	2.959	-.0142o	22.50
211	.3737	2	1	4414	2014/11/01						375.0	14e-3	3.691	-.0181o	25.42
212	5.7e-2	1	1	4414	2014/11/01						375.0	14e-3	.7560	-.0028o	4.083
213	.3517	1	1	4414	2014/11/01						375.1	14e-3	3.368	-.0169o	22.50
214	.4103	2	1	4415	2014/11/02						375.0	14e-3	4.320	-.0198o	24.69
215	.2380	1	1	4415	2014/11/02						375.2	14e-3	2.475	-.0109o	14.03
216	.3421	1	1	4415	2014/11/02						375.0	14e-3	3.391	-.0154o	18.62
217	.4368	1	1	4416	2014/11/03						375.0	14e-3	3.988	-.0165o	21.61
218	.2211	1	1	4416	2014/11/03						375.1	14e-3	2.447	-.0090o	10.53
219	.3514	1	1	4416	2014/11/03						375.0	14e-3	2.859	-.0127o	15.08
220	.4909	1	1	4417	2014/11/04						375.0	14e-3	3.623	-.0156o	18.77
221	.1578	1	1	4417	2014/11/04						375.0	14e-3	1.473	0.0081g	5.614
222	.4666	1	1	4417	2014/11/04						375.0	14e-3	4.371	0.0186g	14.98
223	.5334	1	1	4418	2014/11/05						375.0	14e-3	4.742	0.0226g	15.17
224	.7434	1	1	4419	2014/11/06						375.0	14e-3	5.095	0.0426g	19.69
225	.2566	1	1	4419	2014/11/06						375.0	14e-3	2.880	0.0371g	10.46
226	.6685	2	1	4420	2014/11/07						375.0	14e-3	3.082	0.0263g	27.15
227	.3315	1	1	4420	2014/11/07						375.0	14e-3	1.290	0.0136g	12.77
228	.4936	1	1	4420	2014/11/07						375.0	14e-3	1.705	0.0161g	18.19
229	.5064	1	1	4421	2014/11/08						375.0	14e-3	2.262	0.0163g	17.81
230	.6596	1	1	4422	2014/11/09						375.0	14e-3	2.614	0.0214g	21.76
231	.3404	1	1	4422	2014/11/09						375.0	14e-3	1.473	0.0134g	10.59
232	.5400	1	1	4423	2014/11/10						375.0	14e-3	1.744	0.0129g	16.15
233	.4600	1	1	4423	2014/11/10						375.0	14e-3	1.370	0.0104g	13.10
234	.6784	1	1	4424	2014/11/11						375.0	14e-3	1.865	0.0122g	18.72
235	.3216	1	1	4424	2014/11/11						375.0	14e-3	1.074	0.0097g	8.675
236	.5424	1	1	4425	2014/11/12						375.0	14e-3	1.351	0.0164g	14.30
237	.4576	1	1	4425	2014/11/12						375.0	14e-3	1.668	0.0127g	11.61
238	.7043	1	1	4426	2014/11/13						375.0	14e-3	2.148	0.0174g	17.04
239	.2957	1	1	4426	2014/11/13						375.0	14e-3	.9623	0.0080g	6.881
240	.6394	1	1	4427	2014/11/14						375.0	14e-3	1.681	0.0125g	14.44
241	.3606	1	1	4427	2014/11/14						375.0	14e-3	.7782	0.0075g	7.848
242	.6239	1	1	4428	2014/11/15						375.0	14e-3	1.223	0.0149g	13.49
243	.3761	1	1	4428	2014/11/15						375.0	14e-3	1.241	0.0126g	8.323
244	.6407	1	1	4429	2014/11/16						375.0	14e-3	1.972	0.0160g	13.83
245	.3593	1	1	4429	2014/11/16						375.0	14e-3	1.234	0.0114g	7.572
246	.6273	1	1	4430	2014/11/17						375.0	14e-3	1.640	0.0118g	12.79
247	.3727	1	1	4430	2014/11/17						375.0	14e-3	1.225	0.0077g	7.491
248	.6524	1	1	4431	2014/11/18						375.0	14e-3	1.589	0.0093g	13.56

249	.3476	1	4431	2014/11/18	375.0	14e-3	.7728	0.0051g	7.454
250	.6092	1	4432	2014/11/19	375.0	14e-3	1.406	0.0103g	13.31
251	.3908	1	4432	2014/11/19	375.0	14e-3	.8421	0.0102g	8.617
252	.6594	1	4433	2014/11/20	375.0	14e-3	1.326	0.0161g	14.45
253	.3406	1	4433	2014/11/20	375.0	14e-3	.6829	0.0128g	7.446
254	.5971	1	4434	2014/11/21	375.0	14e-3	1.182	0.0209g	12.94
255	.4029	1	4434	2014/11/21	375.0	14e-3	1.011	0.0140g	8.570
256	.6807	1	4435	2014/11/22	375.0	14e-3	1.481	0.0195g	13.99
257	.3193	1	4435	2014/11/22	375.0	14e-3	.9469	0.0101g	6.365
258	.6600	1	4436	2014/11/23	375.0	14e-3	1.151	0.0172g	12.66
259	.3400	1	4436	2014/11/23	375.0	14e-3	.8990	0.0100g	6.341
260	.6454	1	4437	2014/11/24	375.0	14e-3	1.026	0.0166g	12.03
261	.3546	1	4437	2014/11/24	375.0	14e-3	.9689	0.0094g	6.512
262	.6416	1	4438	2014/11/25	375.0	14e-3	1.256	0.0145g	11.82
263	.3584	1	4438	2014/11/25	375.0	14e-3	.8062	0.0076g	6.455
264	.6498	1	4439	2014/11/26	375.0	14e-3	1.210	0.0160g	11.63
265	.3502	1	4439	2014/11/26	375.0	14e-3	.7463	0.0089g	6.143
266	.6491	1	4440	2014/11/27	375.0	14e-3	1.205	0.0137g	11.31
267	.3509	1	4440	2014/11/27	375.0	14e-3	.5691	0.0089g	5.957
268	.6491	1	4441	2014/11/28	375.0	14e-3	1.084	0.0165g	11.01
269	.3509	1	4441	2014/11/28	375.0	14e-3	.5402	0.0079g	5.840
270	.6500	1	4442	2014/11/29	375.0	14e-3	1.045	0.0119g	10.71
271	.3500	1	4442	2014/11/29	375.0	14e-3	.6056	0.0059g	5.631
272	.6533	1	4443	2014/11/30	375.0	14e-3	.9689	0.0088g	10.50
273	.3467	1	4443	2014/11/30	375.0	14e-3	.4953	0.0064g	5.492
274	.6533	1	4444	2014/12/01	375.0	14e-3	.9426	0.0138g	10.35
275	.3467	1	4444	2014/12/01	375.0	14e-3	.6338	0.0076g	5.392
276	.6533	1	4445	2014/12/02	375.0	14e-3	1.203	0.0168g	10.17
277	.3467	1	4445	2014/12/02	375.0	14e-3	.5146	0.0098g	5.300
278	.6548	1	4446	2014/12/03	375.0	14e-3	.9712	0.0184g	9.928
279	.3452	1	4446	2014/12/03	375.0	14e-3	.4933	0.0092g	5.112
280	.6563	1	4447	2014/12/04	375.0	14e-3	.8905	0.0144g	9.566
281	.3437	1	4447	2014/12/04	375.0	14e-3	.5617	0.0075g	5.274
282	.6563	1	4448	2014/12/05	375.0	14e-3	.8627	0.0137g	10.79
283	.3437	1	4448	2014/12/05	375.0	14e-3	.6120	0.0059g	5.740
284	.6563	1	4449	2014/12/06	375.0	14e-3	1.125	0.0094g	11.31
285	.3437	1	4449	2014/12/06	375.0	14e-3	.7757	0.0048g	5.901
286	.6563	1	4450	2014/12/07	375.0	14e-3	1.056	0.0074g	11.40
287	.3437	1	4450	2014/12/07	375.0	14e-3	.5481	0.0044g	5.958
288	.6563	1	4451	2014/12/08	375.0	14e-3	1.144	0.0089g	11.45
289	.3437	1	4451	2014/12/08	375.0	14e-3	.6870	0.0044g	5.909
290	.6563	1	4452	2014/12/09	375.0	14e-3	1.163	0.0096g	11.28
291	.3437	1	4452	2014/12/09	375.0	14e-3	.5430	0.0073g	5.814
292	.6563	1	4453	2014/12/10	375.0	14e-3	1.045	0.0162g	11.02
293	.3437	1	4453	2014/12/10	375.0	14e-3	.5688	0.0088g	5.670
294	.6563	1	4454	2014/12/11	375.0	14e-3	1.031	0.0162g	10.69
295	.3437	1	4454	2014/12/11	375.0	14e-3	.5041	0.0110g	5.492
296	.6563	1	4455	2014/12/12	375.0	14e-3	.9550	0.0184g	10.31
297	.3437	1	4455	2014/12/12	375.0	14e-3	.4922	0.0107g	5.279
298	.6563	1	4456	2014/12/13	375.0	15e-3	.9093	0.0146g	9.891
299	.3437	1	4456	2014/12/13	375.0	15e-3	.5308	0.0104g	5.068
300	.3281	14	4456	2014/12/13		15e-3	-42.3	-.3383g	-22.4
301	.3839	3	4457	2014/12/14		15e-3	-11.7	-.2096g	-9.84
302	.2880	1	4457	2014/12/14		15e-3	-10.9	-.2179g	-7.82
303	.4919	8	4457	2014/12/14		15e-3	-17.2	-.2480g	-25.2
304	.5081	1	4458	2014/12/15		21e-3	7.946	-.1168g	-12.5
305	.7627	1	4459	2014/12/16		24e-3	-3.88	-.0484g	-15.3
306	.2373	1	4459	2014/12/16		24e-3	2.110	-.0229g	-4.48
307	.7627	1	4460	2014/12/17		25e-3	-2.07	-.0538g	-13.2
308	.2373	1	4460	2014/12/17		25e-3	.9556	-.0087g	-3.98
309	.7627	1	4461	2014/12/18		26e-3	-1.09	-.0278g	-11.8



CASO BASE 02 (kdir=6 - Long=2000 pies - Qiny= 750 - X=70 - Trnjo=14 dias - Tiny=30 dias).out

S T A R S   T I M E   S T E P   S U M M A R Y  
 IAV EN POZOS HORIZONTALES  
 CASO BASE 2  
 PRODUCCION CON IAV DESDE 10/2002 HASTA 10/2017 - 15 A?OS - 5479 DIAS

---Time Step---		-----Time-----		-----Production-----					--Injection--		Mt	---Maximum Changes---			
No.	Size days	C IT T	U days	yy/mm/dd	Oil bbl/d	Gas ft3/d	Water bbl/d	GOR /bbl	Wat. Cut %	Gas ft3/d	Water bbl/d	Bal Err %	Pres psi	Sat w/o/g	Temp deg F
201	50.00	1	4361	2014/09/09	80.04	7015	9.822	87.64	10.93			22e-3	-1.85	0.0004g	-26e-4
202	50.00	1	4411	2014/10/29	79.00	6921	9.679	87.60	10.91			22e-3	-1.83	0.0004g	-31e-4
203	33.00	1	4444	2014/12/01	78.33	6860	9.568	87.57	10.89			22e-3	-1.19	0.0003g	-26e-4
204	31.00	1	4475	2015/01/01	77.71	6803	9.483	87.54	10.88			22e-3	-1.11	0.0003g	-26e-4
205	5.000	1	4480	2015/01/06	77.61	6794	9.441	87.54	10.84			22e-3	-	0.0000g	-18e-5
206	1.000	1	4481	2015/01/07						55.74		22e-3	36.25	0.0157w	8.750
207	.5000	12	1	4482	2015/01/08					1508		22e-3	45.99	-	0.0573g 109.1
208	.1995	4	4482	2015/01/08						375.0		22e-3	-14.6	0.0808g	10.98
209	.3005	1	4482	2015/01/08						375.2		22e-3	-11.4	-	0.0084o 16.00
210	.4098	1	4482	2015/01/08						375.3		22e-3	4.016	-	0.0121o 21.25
211	.4918	2	4483	2015/01/09						375.0		22e-3	3.341	-	0.0160o 24.24
212	9.8e-2	1	4483	2015/01/09						375.0		22e-3	.8515	-	0.0033o 5.104
213	.4538	1	4483	2015/01/09						375.0		22e-3	2.707	-	0.0147o 21.57
214	.5462	2	4484	2015/01/10						375.0		22e-3	3.462	-	0.0185o 24.36
215	.6118	2	4485	2015/01/11						375.0		22e-3	3.662	-	0.0188o 25.08
216	.3882	1	4485	2015/01/11						375.2		22e-3	2.393	-	0.0115o 15.55
217	.5355	1	4486	2015/01/12						375.0		22e-3	2.879	-	0.0151o 19.27
218	.4645	1	4486	2015/01/12						375.0		22e-3	2.508	-	0.0116o 15.34
219	.6444	1	4487	2015/01/13						375.0		22e-3	2.992	-	0.0144o 19.06
220	.3556	1	4487	2015/01/13						375.0		22e-3	1.717	-	0.0082o 9.703
221	.5798	1	4488	2015/01/14						375.0		22e-3	2.100	-	0.0118o 14.03
222	.4202	1	4488	2015/01/14						375.0		22e-3	2.695	-	0.0082o 9.293
223	.6939	1	4489	2015/01/15						375.0		22e-3	2.935	-	0.0125o 13.62
224	.3061	1	4489	2015/01/15						375.0		22e-3	1.677	0.0100g	5.835
225	.6939	1	4490	2015/01/16						375.0		22e-3	2.251	0.0188g	12.06
226	.3061	1	4490	2015/01/16						375.0		22e-3	1.475	0.0156g	5.202
227	.6939	1	4491	2015/01/17						375.0		22e-3	1.866	0.0288g	12.90
228	.3061	1	4491	2015/01/17						375.0		22e-3	1.411	0.0194g	7.129
229	.6939	1	4492	2015/01/18						375.0		22e-3	2.362	0.0235g	19.10
230	.3061	1	4492	2015/01/18						375.0		22e-3	1.017	0.0101g	8.472
231	.5696	1	4493	2015/01/19						375.0		22e-3	1.467	0.0153g	15.72
232	.4304	1	4493	2015/01/19						375.0		22e-3	1.154	0.0119g	11.43
233	.6658	1	4494	2015/01/20						375.0		22e-3	1.379	0.0156g	16.84
234	.3342	1	4494	2015/01/20						375.0		22e-3	.7412	0.0075g	8.050
235	.5743	1	4495	2015/01/21						375.0		22e-3	1.051	0.0123g	13.44
236	.4257	1	4495	2015/01/21						375.0		22e-3	.7654	0.0096g	9.585
237	.6966	1	4496	2015/01/22						375.0		22e-3	1.140	0.0112g	14.95
238	.3034	1	4496	2015/01/22						375.0		22e-3	.5874	0.0057g	6.326
239	.6732	1	4497	2015/01/23						375.0		22e-3	1.007	0.0132g	13.62
240	.3268	1	4497	2015/01/23						375.0		22e-3	.7673	0.0062g	6.375
241	.6518	1	4498	2015/01/24						375.0		22e-3	1.357	0.0104g	12.30
242	.3482	1	4498	2015/01/24						375.0		22e-3	.8126	0.0063g	6.395
243	.6353	1	4499	2015/01/25						375.0		22e-3	1.008	0.0092g	11.37
244	.3647	1	4499	2015/01/25						375.0		22e-3	.8303	0.0053g	6.354
245	.6636	1	4500	2015/01/26						375.0		22e-3	.9771	0.0083g	11.23
246	.3364	1	4500	2015/01/26						375.0		22e-3	.6000	0.0035g	5.540
247	.6636	1	4501	2015/01/27						375.0		22e-3	1.271	0.0082g	10.65
248	.3364	1	4501	2015/01/27						375.0		22e-3	.8075	0.0044g	5.230

249	.6636	1	4502	2015/01/28	375.0	22e-3	1.214	0.0088g	9.991
250	.3364	1	4502	2015/01/28	375.0	22e-3	.5548	0.0043g	4.989
251	.6636	1	4503	2015/01/29	375.0	22e-3	1.100	0.0085g	9.614
252	.3364	1	4503	2015/01/29	375.0	22e-3	.5168	0.0040g	4.771
253	.6636	1	4504	2015/01/30	375.0	22e-3	.9736	0.0078g	9.263
254	.3364	1	4504	2015/01/30	375.0	22e-3	.6496	0.0035g	4.612
255	.6636	1	4505	2015/01/31	375.0	22e-3	.9972	0.0061g	8.882
256	.3364	1	4505	2015/01/31	375.0	22e-3	.4609	0.0034g	4.415
257	.6636	1	4506	2015/02/01	375.0	22e-3	.8617	0.0056g	8.509
258	.3364	1	4506	2015/02/01	375.0	22e-3	.5014	0.0033g	4.235
259	.6636	1	4507	2015/02/02	375.0	22e-3	.8563	0.0076g	8.226
260	.3364	1	4507	2015/02/02	375.0	22e-3	.4213	0.0039g	4.102
261	.6639	1	4508	2015/02/03	375.0	22e-3	.7834	0.0068g	7.919
262	.3361	1	4508	2015/02/03	375.0	22e-3	.4044	0.0048g	3.954
263	.6670	1	4509	2015/02/04	375.0	22e-3	1.249	0.0113g	7.803
264	.3330	1	4509	2015/02/04	375.0	22e-3	.8489	0.0082g	3.918
265	.6670	1	4510	2015/02/05	375.0	22e-3	.9865	0.0142g	7.771
266	.3330	1	4510	2015/02/05	375.0	22e-3	.8688	0.0093g	3.877
267	.1112	1	2	4510	2015/02/05	22e-3	-8.20	-.0579g	-3.18
268	3.7e-2	11	2	4510	2015/02/05	22e-3	-53.4	-.2198g	-10.7
269	5.1e-2	1	4510	2015/02/05	22e-3	-28.4	-.1762g	-7.34	
270	8.7e-2	5	4510	2015/02/05	22e-3	14.38	-.0478g	-5.37	
271	.1645	4	4510	2015/02/05	22e-3	10.70	0.0826g	12.84	
272	.2444	14	4511	2015/02/06	22e-3	-39.0	-.3164g	-28.4	
273	.2521	6	4511	2015/02/06	22e-3	-39.2	-.3643g	-18.7	
274	5.1e-2	4	4511	2015/02/06	22e-3	-51.5	-.0342w	-8.88	
275	.1349	3	1	4511	2015/02/06	22e-3	-72.6	-.2934g	-20.5
276	.1600	9	4511	2015/02/06	22e-3	-89.9	-.3737g	-33.9	
277	.1489	1	4511	2015/02/06	22e-3	46.48	0.2095g	6.980	
278	.2145	1	4512	2015/02/07	22e-3	13.13	0.0180g	-15.8	
279	.2944	1	4512	2015/02/07	23e-3	-15.4	-.1723g	-8.02	
280	4.7e-2	1	4512	2015/02/07	23e-3	19.28	0.1060g	3.568	
281	.4591	1	4512	2015/02/07	23e-3	-10.1	-.0219g	-18.7	
282	.5409	11	4513	2015/02/08	27e-3	-19.1	-.2916g	-37.3	
283	.4748	6	4513	2015/02/08	27e-3	-6.92	-.1186g	-10.5	
284	.5252	1	4514	2015/02/09	28e-3	6.201	-.0142g	-9.87	
285	.8519	1	4515	2015/02/10	28e-3	2.944	-.0157g	-14.4	
286	.1481	1	4515	2015/02/10	28e-3	.5929	-.0015g	-2.45	
287	.8519	1	4516	2015/02/11	28e-3	1.022	-.0122g	-12.9	
288	.1481	1	4516	2015/02/11	28e-3	.3081	-.0012g	-2.20	
289	.8519	1	4517	2015/02/12	29e-3	.4460	-.0091g	-11.6	
290	.1481	1	4517	2015/02/12	29e-3	.2192	-.0010g	-1.99	
291	.8519	1	4518	2015/02/13	29e-3	.4116	-.0073g	-10.6	
292	.1481	1	4518	2015/02/13	29e-3	.1624	-.0008g	-1.81	
293	.8519	1	4519	2015/02/14	29e-3	.3742	-.0060g	-9.70	
294	.1481	1	4519	2015/02/14	29e-3	.1268	0.0007o	-1.66	
295	.8519	1	4520	2015/02/15	29e-3	.3319	-.0050g	-8.91	
296	.1481	1	4520	2015/02/15	29e-3	.1007	0.0007o	-1.53	
297	.8519	1	4521	2015/02/16	29e-3	.3005	-.0043g	-8.21	
298	.1481	1	4521	2015/02/16	29e-3	8.2e-2	0.0006o	-1.41	
299	.8519	1	4522	2015/02/17	29e-3	.2779	-.0037g	-7.60	
300	.1481	1	4522	2015/02/17	29e-3	7.1e-2	0.0006o	-1.30	
301	.8519	1	4523	2015/02/18	30e-3	.2534	0.0035o	-7.05	
302	.1481	1	4523	2015/02/18	30e-3	6.4e-2	0.0006o	-1.21	
303	.8519	1	4524	2015/02/19	30e-3	.2292	0.0034o	-6.56	
304	.1481	1	4524	2015/02/19	30e-3	5.6e-2	0.0006o	-1.13	
305	.8519	12	4525	2015/02/20	1730	1.04e5	2270	60.18	56.75
306	.1481	2	4525	2015/02/20	324.3	2.04e4	820.4	63.18	71.67
307	.5391	5	4526	2015/02/21	660.1	3.97e4	596.3	60.17	47.46
308	.4609	1	4526	2015/02/21	691.4	4.69e4	560.0	67.85	44.75
309	.8116	1	4527	2015/02/22	618.8	4.74e4	614.9	76.73	49.84

CASO BASE 02 (kdir=6 - Long=2000 pies - Qiny= 1000 - X=70 - Trnj=14 dias - Tiny=15 dias).out

S T A R S   T I M E   S T E P   S U M M A R Y  
 IAV EN POZOS HORIZONTALES  
 CASO BASE 2  
 PRODUCCION CON IAV DESDE 10/2002 HASTA 10/2017 - 15 A?OS - 5479 DIAS

---Time Step---		-----Time-----		-----Production-----					--Injection--		Mt	---Maximum Changes---			
No.	Size days	C IT T	U days	yy/mm/dd	Oil bbl/d	Gas ft3/d	Water bbl/d	GOR /bbl	Wat. Cut %	Gas ft3/d	Water bbl/d	Bal Err %	Pres psi	Sat w/o/g	Temp deg F
201	50.00	1	4361	2014/09/09	80.04	7015	9.822	87.64	10.93			22e-3	-1.85	0.0004g	-26e-4
202	50.00	1	4411	2014/10/29	79.00	6921	9.679	87.60	10.91			22e-3	-1.83	0.0004g	-31e-4
203	33.00	1	4444	2014/12/01	78.33	6860	9.568	87.57	10.89			22e-3	-1.19	0.0003g	-26e-4
204	31.00	1	4475	2015/01/01	77.71	6803	9.483	87.54	10.88			22e-3	-1.11	0.0003g	-26e-4
205	5.000	1	4480	2015/01/06	77.61	6794	9.441	87.54	10.84			22e-3	-	0.0000g	-18e-5
206	1.000	1	4481	2015/01/07						55.74		22e-3	36.25	0.0157w	8.750
207	.5000	12	1	4482	2015/01/08					1508		22e-3	45.99	-	0.0573g 109.1
208	.1995	4	4482	2015/01/08						500.0		22e-3	19.04	0.0828g	16.71
209	.2671	1	4482	2015/01/08						500.2		22e-3	-11.6	-	0.0098o 19.05
210	3.3e-2	1	4482	2015/01/08						500.0		22e-3	-1.21	0.0016g	2.493
211	.3040	1	4482	2015/01/08						500.0		22e-3	3.702	-	0.0123o 20.94
212	.3674	2	4483	2015/01/09						500.0		22e-3	3.305	-	0.0163o 24.46
213	.3286	1	4483	2015/01/09						500.0		22e-3	2.759	-	0.0145o 21.25
214	.3942	2	4483	2015/01/09						500.0		22e-3	3.667	-	0.0184o 24.05
215	.4446	2	4484	2015/01/10						500.0		22e-3	4.058	-	0.0196o 25.24
216	.1611	1	4484	2015/01/10						500.4		22e-3	1.575	-	0.0070o 9.156
217	.3278	1	4484	2015/01/10						500.0		22e-3	2.939	-	0.0139o 17.11
218	.4345	1	4485	2015/01/11						500.0		22e-3	3.582	-	0.0160o 20.59
219	.2377	1	4485	2015/01/11						500.1		22e-3	2.500	-	0.0091o 10.93
220	.3734	1	4485	2015/01/11						500.0		22e-3	2.881	-	0.0129o 15.34
221	.5180	1	4486	2015/01/12						500.0		22e-3	3.350	-	0.0151o 18.68
222	.1086	1	4486	2015/01/12						500.1		22e-3	1.262	0.0052g	3.773
223	.5517	1	4487	2015/01/13						500.0		22e-3	4.687	0.0172g	16.88
224	.4483	1	4487	2015/01/13						500.0		22e-3	4.204	0.0193g	12.53
225	.6718	1	4488	2015/01/14						500.0		22e-3	4.541	0.0394g	16.66
226	.3282	1	4488	2015/01/14						500.0		22e-3	2.822	0.0334g	10.99
227	.5726	1	4489	2015/01/15						500.1		22e-3	2.713	0.0272g	22.31
228	.4274	1	4489	2015/01/15						500.1		22e-3	1.646	0.0210g	16.37
229	.5774	1	4490	2015/01/16						500.0		22e-3	2.485	0.0234g	21.38
230	.4226	1	4490	2015/01/16						500.0		22e-3	1.900	0.0152g	14.59
231	.5982	1	4491	2015/01/17						500.0		22e-3	2.254	0.0188g	19.71
232	.4018	1	4491	2015/01/17						500.0		22e-3	1.413	0.0153g	12.48
233	.6029	1	4492	2015/01/18						500.0		22e-3	1.768	0.0173g	17.94
234	.3971	1	4492	2015/01/18						500.0		22e-3	1.137	0.0096g	11.28
235	.6171	1	4493	2015/01/19						500.0		22e-3	1.579	0.0166g	16.85
236	.3829	1	4493	2015/01/19						500.0		22e-3	.9684	0.0114g	10.03
237	.6180	1	4494	2015/01/20						500.0		22e-3	1.405	0.0156g	15.76
238	.3820	1	4494	2015/01/20						500.0		22e-3	1.274	0.0106g	9.481
239	.6271	1	4495	2015/01/21						500.0		22e-3	1.765	0.0106g	14.98
240	.3729	1	4495	2015/01/21						500.0		22e-3	1.080	0.0070g	8.604
241	.1049	1	2	4495	2015/01/21							22e-3	-8.35	-	0.0377g -3.98
242	.1040	13	1	4495	2015/01/21							22e-3	-44.5	-	0.1642g -14.0
243	.1496	3	4495	2015/01/21								22e-3	-38.9	-	0.2010g -13.7
244	.2167	10	4496	2015/01/22								22e-3	-23.9	-	0.1662g -9.10
245	.3600	2	4496	2015/01/22								22e-3	-14.6	-	0.1562g -11.5
246	6.4e-2	1	4496	2015/01/22								22e-3	19.57	0.0382g	-1.84
247	.4912	1	4496	2015/01/22								22e-3	4.870	-	0.0325g -12.9
248	.5088	1	4497	2015/01/23								22e-3	3.178	-	0.0307g -12.5



CASO BASE 02 (kdir=13 - Long=1000 pies - Qiny= 750 - X=70 - Trmjo=7 dias - Tiny=15 dias)

S T A R S   T I M E   S T E P   S U M M A R Y  
 I A V   E N   P O Z O S   H O R I Z O N T A L E S  
 C A S O   B A S E   2  
 P R O D U C I O N   C O N   I A V   D E S D E   1 0 / 2 0 0 2   H A S T A   1 0 / 2 0 1 7   -   1 5   A Ñ O S   -   5 4 7 9   D I A S

---Time Step---		-----Time-----		-----Production-----					--Injection--		Mt	---Maximum Changes---			
No.	Size days	C IT T	U days	yy/mm/dd	Oil bbl/d	Gas ft3/d	Water bbl/d	GOR /bbl	Wat. Cut %	Gas ft3/d	Water bbl/d	Bal Err %	Pres psi	Sat w/o/g	Temp deg F
161	50.00	1	2535	2009/09/09	86.84	7979	12.35	91.88	12.45			56e-4	-2.71	0.0006g	-34e-4
162	50.00	1	2585	2009/10/29	85.94	7888	12.20	91.78	12.44			57e-4	-2.66	0.0005g	-34e-4
163	33.00	1	2618	2009/12/01	85.35	7829	12.09	91.72	12.41			57e-4	-1.73	0.0004g	-32e-4
164	50.00	1	2668	2010/01/20	84.47	7740	11.97	91.63	12.41			58e-4	-2.59	0.0005g	-33e-4
165	50.00	1	2718	2010/03/11	83.62	7654	11.82	91.53	12.39			59e-4	-2.54	0.0005g	-34e-4
166	50.00	1	2768	2010/04/30	82.77	7569	11.68	91.44	12.37			60e-4	-2.50	0.0006g	-34e-4
167	32.00	1	2800	2010/06/01	82.25	7516	11.58	91.38	12.34			60e-4	-1.58	0.0003g	-32e-4
168	50.00	1	2850	2010/07/21	81.43	7433	11.46	91.29	12.34			61e-4	-2.44	0.0005g	-32e-4
169	50.00	1	2900	2010/09/09	80.62	7353	11.33	91.20	12.32			62e-4	-2.39	0.0005g	-34e-4
170	50.00	1	2950	2010/10/29	79.84	7274	11.20	91.11	12.31			63e-4	-2.35	0.0005g	-34e-4
171	33.00	1	2983	2010/12/01	79.32	7223	11.11	91.05	12.28			63e-4	-1.53	0.0003g	-32e-4
172	50.00	1	3033	2011/01/20	78.55	7146	11.00	90.97	12.28			64e-4	-2.29	0.0005g	-34e-4
173	50.00	1	3083	2011/03/11	77.80	7071	10.88	90.89	12.26			65e-4	-2.25	0.0005g	-34e-4
174	50.00	1	3133	2011/04/30	77.05	6997	10.76	90.81	12.25			66e-4	-2.21	0.0005g	-34e-4
175	32.00	1	3165	2011/06/01	76.58	6951	10.67	90.76	12.23			66e-4	-1.39	0.0003g	-32e-4
176	50.00	1	3215	2011/07/21	75.86	6879	10.57	90.69	12.23			67e-4	-2.16	0.0005g	-34e-4
177	50.00	1	3265	2011/09/09	75.14	6809	10.45	90.62	12.21			67e-4	-2.12	0.0005g	-34e-4
178	22.00	1	3287	2011/10/01	74.83	6779	10.38	90.59	12.18			67e-4	-.916	0.0002g	-30e-4
179	28.00	1	3315	2011/10/29	74.44	6740	10.33	90.55	12.19			68e-4	-1.17	0.0002g	-81e-5
180	1.000	1	3316	2011/10/30							27.00	68e-4	49.89	0.0159w	8.276
181	.5000	5	3316	2011/10/31							591.0	68e-4	84.48	0.0579w	89.65
182	.2341	3	3317	2011/10/31							375.0	68e-4	-37.6	0.0173g	27.06
183	.2659	2	3317	2011/10/31							375.0	68e-4	10.03	-.0156o	30.10
184	.2654	2	3317	2011/10/31							375.0	68e-4	6.763	-.0179o	29.51
185	.2679	2	3318	2011/11/01							375.0	68e-4	5.029	-.0194o	28.51
186	.2758	2	3318	2011/11/01							375.0	68e-4	3.655	-.0214o	28.02
187	.1909	1	3318	2011/11/01							375.0	68e-4	2.408	-.0146o	18.52
188	.2443	1	3318	2011/11/01							375.2	69e-4	4.216	-.0180o	22.50
189	.2850	1	3319	2011/11/02							375.0	76e-4	5.547	-.0191o	22.50
190	.3325	2	3319	2011/11/02							375.0	76e-4	6.676	-.0221o	25.64
191	.1382	1	3319	2011/11/02							375.2	77e-4	2.395	-.0086o	10.36
192	.2244	1	3319	2011/11/02							375.0	78e-4	3.789	-.0132o	15.55
193	.3097	1	3320	2011/11/03							375.0	81e-4	4.923	-.0170o	19.28
194	.3892	1	3320	2011/11/03							375.0	86e-4	5.085	0.0239g	21.24
195	7.6e-2	1	3320	2011/11/03							375.1	86e-4	2.469	0.0122g	4.233
196	.3903	1	3320	2011/11/03							375.0	90e-4	6.237	0.0331g	18.86
197	.4955	2	3321	2011/11/04							375.0	90e-4	6.274	0.0479g	25.18
198	.1142	1	3321	2011/11/04							375.0	91e-4	1.253	0.0081g	6.135
199	.4313	1	3321	2011/11/04							375.0	16e-3	3.258	0.0240g	22.50
200	.5032	2	3322	2011/11/05							375.0	16e-3	3.333	0.0308g	26.74
201	6.5e-2	1	3322	2011/11/05							375.1	16e-3	.7257	0.0043g	3.285
202	.4710	1	3322	2011/11/05							375.3	21e-3	2.418	0.0225g	22.50
203	.5290	2	3323	2011/11/06							375.0	21e-3	2.681	0.0263g	23.79
204	.6001	2	3324	2011/11/07							375.0	21e-3	2.802	0.0193g	24.67
205	.3999	1	3324	2011/11/07							375.0	22e-3	1.990	0.0141g	16.00
206	.5454	1	3325	2011/11/08							375.0	22e-3	3.127	0.0217g	20.96
207	.4546	1	3325	2011/11/08							375.0	22e-3	2.126	0.0305g	17.01
208	.6041	1	3326	2011/11/09							375.0	23e-3	2.548	0.0229g	21.22



CASO BASE 03 (kdir=4 - Long=1000 pies - Qiny= 1000 - X=80 - Trmjo=14 dias - Tiny=15 dias)

S T A R S   T I M E   S T E P   S U M M A R Y  
IAV EN POZOS HORIZONTALES  
CASO BASE 3  
PRODUCCION CON IAV DESDE 10/2002 HASTA 10/2017 - 15 A?OS - 5479 DIAS

---Time Step---		-----Time-----		-----Production-----					--Injection--		Mt	---Maximum Changes---			
No.	Size days	C IT T	U days	yy/mm/dd	Oil bbl/d	Gas ft3/d	Water bbl/d	GOR /bbl	Wat. Cut %	Gas ft3/d	Water bbl/d	Bal Err %	Pres psi	Sat w/o/g	Temp deg F
101	31.00	1	488.0	2004/02/01	112.6	9637	8.719	85.58	7.186			21e-3	-7.93	0.0022g	-30e-4
102	29.00	1	517.0	2004/03/01	109.0	9335	8.411	85.61	7.161			22e-3	-7.23	0.0021g	-30e-4
103	31.00	1	548.0	2004/04/01	105.5	9031	8.116	85.64	7.146			22e-3	-7.52	0.0024g	-30e-4
104	30.00	1	578.0	2004/05/01	102.2	8755	7.842	85.68	7.127			23e-3	-7.07	0.0024g	-31e-4
105	31.00	1	609.0	2004/06/01	99.01	8486	7.583	85.71	7.114			24e-3	-7.10	0.0026g	-31e-4
106	30.00	1	639.0	2004/07/01	96.11	8240	7.345	85.74	7.100			24e-3	-6.66	0.0026g	-31e-4
107	31.00	1	670.0	2004/08/01	93.27	7999	7.119	85.76	7.092			25e-3	-6.68	0.0028g	-31e-4
108	31.00	1	701.0	2004/09/01	90.59	7771	6.904	85.78	7.081			25e-3	-6.47	0.0029g	-31e-4
109	30.00	1	731.0	2004/10/01	88.13	7562	6.706	85.80	7.071			26e-3	-6.06	0.0029g	-31e-4
110	31.00	1	762.0	2004/11/01	85.72	7356	6.517	85.81	7.065			26e-3	-6.07	0.0032g	-18e-4
111	30.00	1	792.0	2004/12/01	83.51	7166	6.339	85.81	7.055			27e-3	-5.68	0.0031g	-37e-5
112	31.00	1	823.0	2005/01/01	81.33	6979	6.167	85.82	7.049			27e-3	-5.68	0.0050g	3.0e-4
113	4.000	1	827.0	2005/01/05	81.07	6958	6.073	85.82	6.969			27e-3	-6.690	0.0007g	-20e-4
114	1.000	1	828.0	2005/01/06							39.63	27e-3	43.83	0.0263w	12.82
115	.1667	7	828.2	2005/01/06							1796	27e-3	39.53	0.0262g	96.37
116	7.3e-2	4	828.2	2005/01/06							500.0	27e-3	-11.8	0.0102g	12.95
117	.1090	1	828.3	2005/01/06							500.4	27e-3	4.368	-.0093o	18.63
118	.1392	1	828.5	2005/01/06							500.0	27e-3	6.424	-.0130o	22.50
119	.1624	2	828.7	2005/01/07							500.0	27e-3	4.909	-.0193o	26.98
120	.1723	2	828.8	2005/01/07							500.0	27e-3	5.138	-.0224o	28.08
121	.1769	2	829.0	2005/01/07							500.0	27e-3	5.376	-.0247o	27.89
122	.1843	2	829.2	2005/01/07							500.0	27e-3	5.700	-.0268o	27.89
123	.1920	2	829.4	2005/01/07							500.0	27e-3	5.850	-.0270o	27.14
124	.2031	2	829.6	2005/01/08							500.0	27e-3	6.771	-.0294o	26.86
125	.2160	2	829.8	2005/01/08							500.0	27e-3	7.059	-.0296o	25.57
126	.2046	1	830.0	2005/01/08							500.0	27e-3	6.152	0.0295g	21.79
127	.2425	1	830.2	2005/01/08							499.8	27e-3	7.607	0.0450g	22.14
128	.2852	1	830.5	2005/01/09							500.0	27e-3	11.95	0.0813g	22.50
129	.3327	2	830.9	2005/01/09							500.1	27e-3	8.723	0.0615g	36.19
130	.1395	1	831.0	2005/01/09							500.3	27e-3	2.967	0.0210g	13.52
131	.2034	1	831.2	2005/01/09							500.0	27e-3	3.805	0.0281g	19.41
132	.2548	1	831.5	2005/01/09							500.0	27e-3	4.035	0.0227g	22.50
133	.2973	2	831.8	2005/01/10							500.0	27e-3	4.074	0.0335g	24.63
134	.2445	1	832.0	2005/01/10							499.9	27e-3	3.225	0.0241g	19.22
135	.3077	1	832.3	2005/01/10							500.0	27e-3	3.752	0.0332g	22.50
136	.3590	2	832.7	2005/01/11							500.0	27e-3	4.634	0.0318g	25.13
137	.3333	1	833.0	2005/01/11							499.9	27e-3	3.729	0.0189g	22.22
138	.3913	2	833.4	2005/01/11							500.0	27e-3	4.309	0.0235g	25.88
139	.4245	2	833.8	2005/01/12							500.0	27e-3	4.230	0.0284g	28.21
140	.1842	1	834.0	2005/01/12							500.0	27e-3	1.848	0.0164g	12.14
141	.2792	1	834.3	2005/01/12							500.0	27e-3	2.917	0.0263g	18.09
142	.3611	1	834.6	2005/01/13							500.0	28e-3	3.928	0.0380g	22.36
143	.3597	1	835.0	2005/01/13							500.0	28e-3	4.513	0.0224g	21.07
144	.4334	2	835.4	2005/01/13							500.0	28e-3	6.776	0.0274g	26.19
145	.4673	2	835.9	2005/01/14							500.0	28e-3	4.392	0.0346g	28.88
146	9.9e-2	1	836.0	2005/01/14							500.0	28e-3	1.194	0.0104g	6.133
147	.3781	2	836.4	2005/01/14							500.0	28e-3	3.713	0.0396g	23.41
148	.4324	2	836.8	2005/01/15							500.0	28e-3	4.057	0.0352g	25.58

149	.1894	1	837.0	2005/01/15						500.0	29e-3	1.992	0.0142g	10.86
150	.2981	1	837.3	2005/01/15						500.0	29e-3	2.943	0.0148g	18.62
151	.3806	2	837.7	2005/01/16						500.0	29e-3	3.627	0.0214g	24.54
152	.3213	1	838.0	2005/01/16						500.0	29e-3	2.765	0.0160g	20.71
153	.3903	2	838.4	2005/01/16						500.0	29e-3	3.556	0.0196g	24.38
154	.4371	2	838.8	2005/01/17						500.0	29e-3	3.319	0.0202g	25.96
155	.1726	1	839.0	2005/01/17						500.0	29e-3	1.323	0.0073g	9.916
156	.3010	1	839.3	2005/01/17						500.0	29e-3	2.219	0.0135g	16.42
157	.4060	1	839.7	2005/01/18						500.0	30e-3	2.909	0.0170g	20.50
158	.2931	1	840.0	2005/01/18						500.0	30e-3	2.125	0.0127g	13.73
159	.4248	1	840.4	2005/01/18						500.0	30e-3	2.894	0.0171g	18.53
160	.5752	1	841.0	2005/01/19						500.0	31e-3	3.300	0.0208g	22.16
161	.6761	1	841.7	2005/01/20						500.0	32e-3	3.955	0.0267g	22.16
162	.3239	1	842.0	2005/01/20						500.0	32e-3	2.404	0.0213g	9.883
163	.5250	15	842.5	2005/01/21							32e-3	-45.5	-.2984g	-31.7
164	.4750	1	843.0	2005/01/21							36e-3	-15.5	-.2500g	-20.7
165	.5770	1	843.6	2005/01/22							37e-3	-8.09	-.0603g	-19.3
166	.4230	1	844.0	2005/01/22							38e-3	-4.07	-.1282g	-12.5
167	.6342	1	844.6	2005/01/23							39e-3	-3.18	-.1124g	-16.1
168	.3658	1	845.0	2005/01/23							39e-3	1.844	-.0475g	-8.47
169	.6201	1	845.6	2005/01/24							41e-3	2.832	-.0460g	-12.9
170	.3799	1	846.0	2005/01/24							42e-3	1.646	-.0181g	-7.35
171	.6682	1	846.7	2005/01/25							42e-3	1.526	-.0263g	-11.7
172	.3318	1	847.0	2005/01/25							43e-3	.9250	-.0086g	-5.51
173	.6682	1	847.7	2005/01/26							43e-3	.9540	-.0174g	-10.2
174	.3318	1	848.0	2005/01/26							44e-3	.4560	-.0068g	-4.75
175	.6682	1	848.7	2005/01/27							44e-3	.4756	-.0125g	-8.87
176	.3318	1	849.0	2005/01/27							44e-3	.2562	-.0050g	-4.25
177	.6682	1	849.7	2005/01/28							44e-3	.4239	-.0099g	-7.98
178	.3318	1	850.0	2005/01/28							44e-3	.1976	-.0041g	-3.83
179	.6682	1	850.7	2005/01/29							44e-3	.3766	-.0078g	-7.23
180	.3318	1	851.0	2005/01/29							44e-3	.1767	-.0032g	-3.48
181	.6706	1	851.7	2005/01/30							45e-3	.3667	-.0061g	-6.60
182	.3294	1	852.0	2005/01/30							45e-3	.1776	-.0024g	-3.14
183	.6743	1	852.7	2005/01/31							45e-3	.3677	-.0050g	-6.06
184	.3257	1	853.0	2005/01/31							45e-3	.1729	-.0021g	-2.84
185	.6747	1	853.7	2005/02/01							45e-3	.3564	-.0044g	-5.56
186	.3253	1	854.0	2005/02/01							45e-3	.1662	-.0019g	-2.61
187	.6803	1	854.7	2005/02/02							45e-3	.3425	-.0039g	-5.15
188	.3197	1	855.0	2005/02/02							45e-3	.1551	-.0018g	-2.36
189	.6803	1	855.7	2005/02/03							45e-3	.3237	-.0040g	-4.84
190	.3197	1	856.0	2005/02/03							45e-3	.1579	-.0019g	-2.24
191	.6803	9	856.7	2005/02/04	1447	6.90e4	2553	47.74	63.83		37e-3	-125	-.3334w	-35.0
192	.3197	7	857.0	2005/02/04	2308	2.04e5	1692	88.80	42.29		35e-3	-48.4	0.0813g	-16.4
193	.4316	11	857.4	2005/02/04	927.8	8.16e4	1278	87.96	57.94		36e-3	-21.0	-.0672g	-14.5
194	.5684	1	858.0	2005/02/05	711.3	6.20e4	1298	87.27	64.59		42e-3	-17.4	-.0214g	-16.6
195	.7633	1	858.8	2005/02/06	538.6	4.74e4	1105	88.15	67.22		39e-3	-17.1	-.0165g	-16.8
196	.2367	1	859.0	2005/02/06	493.8	4.39e4	1012	88.91	67.20		39e-3	-5.09	-.0035g	-4.66
197	.7633	1	859.8	2005/02/07	404.2	3.52e4	799.3	87.28	66.42		33e-3	-11.8	-.0093g	-11.6
198	.2367	1	860.0	2005/02/07	380.2	3.30e4	726.4	87.05	65.64		33e-3	-3.48	0.0022o	-3.33
199	.7633	1	860.8	2005/02/08	331.4	2.82e4	566.3	85.15	63.09		31e-3	-8.48	0.0076o	-8.52
200	.2367	1	861.0	2005/02/08	317.7	2.69e4	515.7	84.77	61.88		31e-3	-2.42	0.0022o	-2.48

CASO BASE 04 (kdir=4 - Long=1000 pies - Qiny= 1000 - X=80 - Trmjo=14 dias - Tiny=15 dias)

S T A R S   T I M E   S T E P   S U M M A R Y  
 IAV EN POZOS HORIZONTALES  
 CASO BASE 4  
 PRODUCCION CON IAV DESDE 10/2002 HASTA 10/2017 - 15 A?OS - 5479 DIAS

---Time Step---		-----Time-----		-----Production-----					--Injection--		Mt	---Maximum Changes---			
No.	Size days	C IT T	U days	yy/mm/dd	Oil bbl/d	Gas ft3/d	Water bbl/d	GOR ft3 /bbl	Wat. Cut %	Gas ft3/d	Water bbl/d	Bal Err %	Pres psi	Sat w/o/g	Temp deg F
81	30.00	1	426.0	2003/12/01	130.8	1.26e4	16.42	96.52	11.15			17e-3	-9.80	0.0031g	-57e-6
82	31.00	1	457.0	2004/01/01	126.0	1.21e4	15.79	96.27	11.14			18e-3	-9.71	0.0018g	-57e-6
83	31.00	1	488.0	2004/02/01	121.6	1.16e4	15.21	96.03	11.12			19e-3	-9.30	0.0023g	-56e-6
84	29.00	1	517.0	2004/03/01	117.7	1.12e4	14.68	95.82	11.09			20e-3	-8.32	-.0021o	-51e-6
85	31.00	1	548.0	2004/04/01	113.8	1.08e4	14.17	95.58	11.07			20e-3	-8.50	-.0023o	-53e-6
86	30.00	1	578.0	2004/05/01	110.3	1.05e4	13.69	95.35	11.04			21e-3	-7.86	0.0018g	-50e-6
87	31.00	1	609.0	2004/06/01	106.8	1.01e4	13.23	95.12	11.02			22e-3	-7.76	-.0020o	-50e-6
88	30.00	1	639.0	2004/07/01	103.7	9840	12.79	94.91	10.99			22e-3	-7.17	-.0018o	-47e-6
89	31.00	1	670.0	2004/08/01	100.6	9524	12.38	94.71	10.96			23e-3	-7.08	-.0019o	-47e-6
90	31.00	1	701.0	2004/09/01	97.60	9226	11.98	94.53	10.93			24e-3	-6.76	-.0015o	-45e-6
91	30.00	1	731.0	2004/10/01	94.86	8952	11.61	94.37	10.91			24e-3	-6.26	-.0014o	-42e-6
92	31.00	1	762.0	2004/11/01	92.16	8684	11.25	94.23	10.88			25e-3	-6.18	-.0012o	-42e-6
93	30.00	1	792.0	2004/12/01	89.67	8438	10.92	94.10	10.85			25e-3	-5.72	-.0014o	-40e-6
94	31.00	1	823.0	2005/01/01	87.21	8196	10.60	93.98	10.83			26e-3	-5.66	-.0012o	-40e-6
95	6.000	1	829.0	2005/01/07	86.76	8152	10.46	93.96	10.75			26e-3	-1.04	0.0002g	-75e-7
96	1.000	1	830.0	2005/01/08							40.40	26e-3	57.04	0.0469w	14.25
97	.1667	10 2	830.2	2005/01/08							2603	26e-3	60.12	-.0583o	144.6
98	5.2e-2	4	830.2	2005/01/08							500.0	26e-3	-19.2	0.0118g	10.23
99	8.3e-2	1	830.3	2005/01/08							500.1	26e-3	5.076	0.0087g	15.28
100	.1167	1	830.4	2005/01/08							500.0	26e-3	3.915	-.0131o	20.63
101	.1420	2	830.6	2005/01/09							500.0	26e-3	3.345	-.0180o	24.26
102	.1595	2	830.7	2005/01/09							500.0	26e-3	3.125	-.0207o	26.02
103	.1725	2	830.9	2005/01/09							500.0	26e-3	3.583	-.0226o	26.98
104	.1063	1	831.0	2005/01/09							500.2	26e-3	2.236	-.0138o	16.21
105	.1441	1	831.1	2005/01/09							500.0	26e-3	3.059	-.0171o	20.66
106	.1753	2	831.3	2005/01/09							500.0	26e-3	4.113	0.0217g	23.34
107	.2007	2	831.5	2005/01/10							500.0	26e-3	4.234	-.0222o	24.00
108	.2266	2	831.7	2005/01/10							500.0	26e-3	4.849	0.0298g	23.62
109	.2533	2	832.0	2005/01/10							500.0	26e-3	6.778	0.0612g	23.41
110	.2897	2	832.3	2005/01/10							500.0	26e-3	5.681	0.0615g	26.15
111	.3126	2	832.6	2005/01/11							500.0	26e-3	4.913	0.0542g	32.70
112	.2973	2	832.9	2005/01/11							500.0	26e-3	3.585	0.0457g	29.03
113	.1003	1	833.0	2005/01/11							500.1	26e-3	1.432	0.0157g	9.432
114	.2026	1	833.2	2005/01/11							500.0	26e-3	2.153	0.0279g	18.55
115	.2592	1	833.5	2005/01/11							500.0	26e-3	2.668	0.0320g	22.22
116	.3043	2	833.8	2005/01/12							500.0	26e-3	2.742	0.0360g	24.20
117	.2339	1	834.0	2005/01/12							500.0	26e-3	2.207	0.0235g	18.15
118	.3021	1	834.3	2005/01/12							500.0	26e-3	3.015	0.0579g	22.45
119	.3528	2	834.7	2005/01/13							500.0	26e-3	3.144	0.0321g	24.44
120	.3451	2	835.0	2005/01/13							500.0	26e-3	2.596	0.0322g	25.62
121	.3766	2	835.4	2005/01/13							500.0	26e-3	2.691	0.0285g	28.53
122	.3874	2	835.8	2005/01/14							500.0	26e-3	2.809	-.0176o	28.79
123	.2360	1	836.0	2005/01/14							500.0	26e-3	1.612	-.0109o	17.33
124	.3111	1	836.3	2005/01/14							500.0	26e-3	2.392	-.0148o	22.35
125	.3642	2	836.7	2005/01/15							500.0	26e-3	2.721	-.0178o	24.59
126	.3247	1	837.0	2005/01/15							500.0	26e-3	2.003	-.0150o	20.98
127	.3921	2	837.4	2005/01/15							500.0	26e-3	2.760	0.0190g	23.50
128	.4475	2	837.8	2005/01/16							500.0	26e-3	3.182	0.0295g	25.09

129	.1604	1	838.0	2005/01/16						500.0	26e-3	1.101	0.0134g	8.936
130	.3333	1	838.3	2005/01/16						500.0	26e-3	2.312	0.0361g	17.61
131	.4362	1	838.8	2005/01/17						500.0	26e-3	3.234	0.0545g	20.72
132	.2305	1	839.0	2005/01/17						500.0	26e-3	1.514	0.0381g	11.18
133	.3593	1	839.4	2005/01/17						500.0	26e-3	2.008	0.0387g	17.16
134	.4756	1	839.8	2005/01/18						500.0	26e-3	2.514	0.0497g	22.42
135	.1652	1	840.0	2005/01/18						500.0	26e-3	1.024	0.0280g	7.699
136	.3907	1	840.4	2005/01/18						500.0	26e-3	1.734	0.0412g	17.95
137	.5071	2	840.9	2005/01/19						500.0	26e-3	2.031	0.0401g	25.85
138	.1022	1	841.0	2005/01/19						500.0	26e-3	.4470	0.0058g	5.133
139	.4484	2	841.4	2005/01/19						500.0	26e-3	1.755	0.0183g	23.08
140	.5516	2	842.0	2005/01/20						500.0	26e-3	2.037	0.0136g	28.76
141	.5649	2	842.6	2005/01/21						500.0	26e-3	2.112	0.0247g	29.15
142	.4351	1	843.0	2005/01/21						500.0	26e-3	1.614	0.0187g	21.70
143	.5169	2	843.5	2005/01/22						500.0	26e-3	2.335	0.0469g	24.60
144	.4831	1	844.0	2005/01/22						500.0	26e-3	1.804	0.0262g	22.25
145	.5668	12	844.6	2005/01/23							26e-3	-46.9	-.3945g	-29.7
146	.4332	1	845.0	2005/01/23							26e-3	-6.46	-.1464g	-13.9
147	.6256	1	845.6	2005/01/24							27e-3	4.679	-.2054g	-15.0
148	.3744	1	846.0	2005/01/24							27e-3	5.552	-.0242g	-7.90
149	.6465	1	846.6	2005/01/25							27e-3	2.546	-.0395g	-12.3
150	.3535	1	847.0	2005/01/25							27e-3	1.327	-.0174g	-6.38
151	.6427	1	847.6	2005/01/26							27e-3	1.512	-.0255g	-10.8
152	.3573	1	848.0	2005/01/26							27e-3	.7643	-.0108g	-5.77
153	.6637	1	848.7	2005/01/27							27e-3	1.251	-.0165g	-10.0
154	.3363	1	849.0	2005/01/27							27e-3	.5745	-.0069g	-4.92
155	.6637	1	849.7	2005/01/28							27e-3	1.001	-.0125g	-9.13
156	.3363	1	850.0	2005/01/28							27e-3	.4605	-.0051g	-4.48
157	.6637	1	850.7	2005/01/29							27e-3	.8047	-.0083g	-8.36
158	.3363	1	851.0	2005/01/29							27e-3	.3763	-.0039g	-4.11
159	.6637	1	851.7	2005/01/30							27e-3	.6753	-.0071g	-7.67
160	.3363	1	852.0	2005/01/30							27e-3	.3169	-.0033w	-3.78
161	.6720	1	852.7	2005/01/31							27e-3	.5755	-.0064w	-7.14
162	.3280	1	853.0	2005/01/31							27e-3	.2611	-.0030w	-3.39
163	.6720	1	853.7	2005/02/01							27e-3	.4887	-.0060w	-6.60
164	.3280	1	854.0	2005/02/01							27e-3	.2225	-.0029w	-3.13
165	.6720	1	854.7	2005/02/02							27e-3	.4326	-.0057w	-6.11
166	.3280	1	855.0	2005/02/02							27e-3	.2008	-.0027w	-2.90
167	.6779	1	855.7	2005/02/03							27e-3	.3915	-.0054w	-5.72
168	.3221	1	856.0	2005/02/03							27e-3	.1763	-.0025w	-2.65
169	.6779	1	856.7	2005/02/04							27e-3	.3483	-.0051w	-5.32
170	.3221	1	857.0	2005/02/04							27e-3	.1562	-.0024w	-2.47
171	.6779	1	857.7	2005/02/05							27e-3	.3065	-.0050w	-4.96
172	.3221	1	858.0	2005/02/05							28e-3	.1482	-.0023w	-2.30
173	.6818	13	858.7	2005/02/06	1584	1.10e5	2416	69.87	60.40		29e-3	-200	-.3600w	-33.4
174	.3182	5	859.0	2005/02/06	572.8	3.85e4	1158	67.27	66.89		27e-3	45.76	0.0829o	-16.4
175	.4294	6	859.4	2005/02/06	625.0	4.81e4	1220	77.11	66.13		27e-3	-13.3	0.0810w	-12.5
176	.5706	1	860.0	2005/02/07	530.4	4.44e4	1155	83.74	68.53		27e-3	-12.4	0.0093o	-14.1
177	.8179	2	860.8	2005/02/08	433.8	3.85e4	917.8	88.95	67.91		27e-3	-13.6	0.0097o	-15.0
178	.1821	1	861.0	2005/02/08	416.2	3.74e4	865.9	89.99	67.54		27e-3	-2.68	0.0020o	-3.16
179	.8179	2	861.8	2005/02/09	365.4	3.32e4	675.0	91.12	64.88		27e-3	-8.91	0.0089o	-11.4
180	.1821	1	862.0	2005/02/09	356.4	3.25e4	636.1	91.44	64.09		27e-3	-1.71	0.0016o	-2.42
181	.8179	2	862.8	2005/02/10	328.8	3.01e4	507.8	91.54	60.69		27e-3	-5.74	0.0072o	-9.04
182	.1821	1	863.0	2005/02/10	323.8	2.96e4	481.9	91.63	59.81		27e-3	-1.12	0.0014o	-1.93
183	.8179	1	863.8	2005/02/11	307.3	2.80e4	400.5	91.25	56.58		27e-3	-4.36	0.0062o	-7.41

CASO BASE 04 (kdir=4 - Long=1500 pies - Qiny= 250 - X=60 - Trnjo=14 dias - Tiny=30 dias).out

S T A R S   T I M E   S T E P   S U M M A R Y  
 IAV EN POZOS HORIZONTALES  
 CASO BASE 4  
 PRODUCCION CON IAV DESDE 10/2002 HASTA 10/2017 - 15 A?OS - 5479 DIAS

---Time Step---		-----Time-----		-----Production-----						--Injection--		Mt	---Maximum Changes---		
No.	Size days	C IT T	U days	yy/mm/dd	Oil bbl/d	Gas ft3/d	Water bbl/d	GOR /bbl	Wat. Cut %	Gas ft3/d	Water bbl/d	Bal Err %	Pres psi	Sat w/o/g	Temp deg F
81	30.00	1	426.0	2003/12/01	169.9	1.62e4	21.09	95.64	11.04			29e-3	-10.2	0.0019g	-61e-6
82	31.00	1	457.0	2004/01/01	162.5	1.55e4	20.07	95.38	10.99			31e-3	-10.2	0.0018g	-60e-6
83	31.00	1	488.0	2004/02/01	155.8	1.48e4	19.12	95.12	10.93			32e-3	-9.75	0.0025g	-59e-6
84	29.00	1	517.0	2004/03/01	149.8	1.42e4	18.28	94.88	10.88			33e-3	-8.75	0.0023g	-54e-6
85	31.00	1	548.0	2004/04/01	143.9	1.36e4	17.48	94.63	10.83			35e-3	-8.96	0.0020g	-56e-6
86	30.00	1	578.0	2004/05/01	138.5	1.30e4	16.73	94.40	10.78			36e-3	-8.30	0.0019g	-53e-6
87	31.00	1	609.0	2004/06/01	133.3	1.25e4	16.03	94.18	10.74			37e-3	-8.21	-.0019o	-53e-6
88	30.00	1	639.0	2004/07/01	128.5	1.20e4	15.37	93.98	10.69			38e-3	-7.60	0.0019g	-50e-6
89	31.00	1	670.0	2004/08/01	123.8	1.16e4	14.75	93.80	10.65			38e-3	-7.52	-.0019o	-50e-6
90	31.00	1	701.0	2004/09/01	119.3	1.11e4	14.16	93.64	10.61			39e-3	-7.19	-.0019o	-49e-6
91	30.00	1	731.0	2004/10/01	115.2	1.07e4	13.61	93.49	10.57			40e-3	-6.66	-.0018o	-46e-6
92	31.00	1	762.0	2004/11/01	111.2	1.03e4	13.09	93.36	10.53			41e-3	-6.59	-.0015o	-46e-6
93	30.00	1	792.0	2004/12/01	107.5	1.00e4	12.61	93.24	10.49			41e-3	-6.10	-.0012o	-43e-6
94	31.00	1	823.0	2005/01/01	103.9	9675	12.14	93.12	10.46			42e-3	-6.03	-.0012o	-43e-6
95	11.00	1	834.0	2005/01/12	102.7	9557	11.90	93.08	10.39			42e-3	-2.07	-.0004o	-15e-6
96	1.000	1	835.0	2005/01/13							77.73	42e-3	56.61	0.0606w	16.56
97	4.1e-2	7	835.0	2005/01/13							7200	42e-3	64.83	0.0326g	65.86
98	2.4e-2	6	835.1	2005/01/13							125.0	42e-3	-27.0	-.0085w	1.237
99	4.2e-2	1	835.1	2005/01/13							125.0	42e-3	-14.2	-.0025w	1.980
100	8.3e-2	1	835.2	2005/01/13							125.0	42e-3	-6.96	0.0023g	3.742
101	.1667	1	835.4	2005/01/13							125.0	42e-3	3.923	0.0030g	7.042
102	.2963	1	835.7	2005/01/14							125.0	42e-3	3.359	0.0043g	11.57
103	.3447	1	836.0	2005/01/14							125.0	42e-3	2.376	-.0048o	12.74
104	.5135	1	836.5	2005/01/15							125.0	42e-3	2.429	-.0081o	17.74
105	.4865	1	837.0	2005/01/15							125.0	42e-3	2.080	-.0086o	16.18
106	.6603	1	837.7	2005/01/16							125.0	42e-3	2.747	-.0127o	20.08
107	.3397	1	838.0	2005/01/16							125.0	42e-3	1.284	-.0070o	10.28
108	.5441	1	838.5	2005/01/17							125.0	42e-3	2.014	-.0110o	15.03
109	.4559	1	839.0	2005/01/17							125.0	42e-3	1.559	-.0090o	11.95
110	.6947	1	839.7	2005/01/18							125.0	42e-3	2.242	-.0127o	16.51
111	.3053	1	840.0	2005/01/18							125.0	42e-3	.9307	-.0057o	7.167
112	.6296	1	840.6	2005/01/19							125.0	42e-3	1.834	-.0106o	13.16
113	.3704	1	841.0	2005/01/19							125.0	42e-3	1.050	-.0061o	7.390
114	.6506	1	841.7	2005/01/20							125.0	42e-3	1.694	-.0097o	11.60
115	.3494	1	842.0	2005/01/20							125.0	42e-3	.8618	-.0051o	5.934
116	.6506	1	842.7	2005/01/21							125.0	42e-3	1.524	-.0086o	9.889
117	.3494	1	843.0	2005/01/21							125.0	42e-3	.7943	-.0044o	5.044
118	.6660	1	843.7	2005/01/22							125.0	42e-3	1.424	-.0075o	8.700
119	.3340	1	844.0	2005/01/22							125.0	42e-3	.6543	-.0037o	4.176
120	.6660	1	844.7	2005/01/23							125.0	42e-3	1.283	-.0066o	7.562
121	.3340	1	845.0	2005/01/23							125.0	42e-3	.6086	-.0033o	3.610
122	.6717	1	845.7	2005/01/24							125.0	42e-3	1.190	-.0063o	6.666
123	.3283	1	846.0	2005/01/24							125.0	42e-3	.5511	-.0030o	3.146
124	.6721	1	846.7	2005/01/25							125.0	42e-3	1.112	-.0057o	5.993
125	.3279	1	847.0	2005/01/25							125.0	42e-3	.5133	-.0027o	2.835
126	.6794	1	847.7	2005/01/26							125.0	42e-3	1.042	-.0053o	5.576
127	.3206	1	848.0	2005/01/26							125.0	42e-3	.4685	-.0024o	2.584
128	.6794	1	848.7	2005/01/27							125.0	42e-3	.9821	-.0047o	5.408

129	.3206	1	849.0	2005/01/27						125.0	42e-3	.4406	-.0022o	2.508
130	.6794	1	849.7	2005/01/28						125.0	42e-3	.9205	-.0046o	5.247
131	.3206	1	850.0	2005/01/28						125.0	42e-3	.4163	0.0021g	2.432
132	.6794	1	850.7	2005/01/29						125.0	42e-3	.8915	-.0042o	5.128
133	.3206	1	851.0	2005/01/29						125.0	42e-3	.4556	-.0020o	2.387
134	.6794	1	851.7	2005/01/30						125.0	42e-3	.8600	-.0040o	5.038
135	.3206	1	852.0	2005/01/30						125.0	42e-3	.4236	0.0018g	2.337
136	.6794	1	852.7	2005/01/31						125.0	42e-3	.8100	-.0037o	4.907
137	.3206	1	853.0	2005/01/31						125.0	42e-3	.3655	-.0017o	2.273
138	.6794	1	853.7	2005/02/01						125.0	42e-3	.7536	-.0037o	4.769
139	.3206	1	854.0	2005/02/01						125.0	42e-3	.3456	-.0017o	2.211
140	.6811	1	854.7	2005/02/02						125.0	42e-3	.7237	-.0036o	4.645
141	.3189	1	855.0	2005/02/02						125.0	42e-3	.3327	-.0017o	2.136
142	.6811	1	855.7	2005/02/03						125.0	42e-3	.6953	-.0036o	4.514
143	.3189	1	856.0	2005/02/03						125.0	42e-3	.3176	-.0017o	2.075
144	.6812	1	856.7	2005/02/04						125.0	42e-3	.6669	-.0036o	4.386
145	.3188	1	857.0	2005/02/04						125.0	42e-3	.3049	-.0017o	2.015
146	.6827	1	857.7	2005/02/05						125.0	42e-3	.6439	-.0035o	4.267
147	.3173	1	858.0	2005/02/05						125.0	42e-3	.2900	0.0016w	1.946
148	.6827	1	858.7	2005/02/06						125.0	42e-3	.6193	0.0035w	4.136
149	.3173	1	859.0	2005/02/06						125.0	42e-3	.2799	0.0016w	1.886
150	.6832	1	859.7	2005/02/07						125.0	42e-3	.5977	0.0035w	4.010
151	.3168	1	860.0	2005/02/07						125.0	42e-3	.2692	0.0016w	1.822
152	.6838	1	860.7	2005/02/08						125.0	42e-3	.5772	0.0034w	3.883
153	.3162	1	861.0	2005/02/08						125.0	42e-3	.2737	0.0016w	1.762
154	.6842	1	861.7	2005/02/09						125.0	42e-3	.5605	0.0033w	3.757
155	.3158	1	862.0	2005/02/09						125.0	42e-3	.2573	0.0016w	1.699
156	.6851	1	862.7	2005/02/10						125.0	42e-3	.5427	0.0033w	3.638
157	.3149	1	863.0	2005/02/10						125.0	42e-3	.2479	0.0015w	1.641
158	.6851	1	863.7	2005/02/11						125.0	42e-3	.5308	0.0032w	3.535
159	.3149	1	864.0	2005/02/11						125.0	42e-3	.2401	0.0015w	1.596
160	.6861	1	864.7	2005/02/12						42e-3	-5.74	-.1120g	-14.3	
161	.3139	1	865.0	2005/02/12						42e-3	-1.08	-.0202g	-7.50	
162	.6652	1	865.7	2005/02/13						42e-3	-.915	-.0332g	-14.8	
163	.3348	1	866.0	2005/02/13						42e-3	-.219	-.0075g	-6.87	
164	.6026	1	866.6	2005/02/14						42e-3	.3498	-.0128g	-11.5	
165	.3974	1	867.0	2005/02/14						42e-3	.2260	-.0055g	-7.16	
166	.7033	1	867.7	2005/02/15						42e-3	.3643	-.0085g	-11.8	
167	.2967	1	868.0	2005/02/15						43e-3	.1476	-.0024g	-4.79	
168	.7033	1	868.7	2005/02/16						43e-3	.3534	-.0058g	-10.6	
169	.2967	1	869.0	2005/02/16						43e-3	.1469	-.0018g	-4.32	
170	.7033	1	869.7	2005/02/17						43e-3	.3564	-.0044g	-9.58	
171	.2967	1	870.0	2005/02/17						42e-3	.1465	-.0014g	-3.92	
172	.7033	1	870.7	2005/02/18						43e-3	.3491	-.0034g	-8.72	
173	.2967	1	871.0	2005/02/18						42e-3	.1426	-.0012g	-3.57	
174	.7033	1	871.7	2005/02/19						42e-3	.3364	-.0028g	-7.96	
175	.2967	1	872.0	2005/02/19						42e-3	.1371	0.0011w	-3.26	
176	.7033	1	872.7	2005/02/20						42e-3	.3218	0.0026w	-7.29	
177	.2967	1	873.0	2005/02/20						42e-3	.1309	0.0010w	-3.00	
178	.7033	1	873.7	2005/02/21						42e-3	.3064	0.0024w	-6.71	
179	.2967	1	874.0	2005/02/21						42e-3	.1245	0.0010w	-2.76	
180	.7033	1	874.7	2005/02/22						42e-3	.2909	0.0023w	-6.19	
181	.2967	1	875.0	2005/02/22						42e-3	.1180	0.0009w	-2.55	
182	.7033	1	875.7	2005/02/23						42e-3	.2852	0.0021w	-5.73	
183	.2967	1	876.0	2005/02/23						42e-3	.1157	0.0009w	-2.36	
184	.7033	1	876.7	2005/02/24						42e-3	.2800	0.0020w	-5.32	
185	.2967	1	877.0	2005/02/24						42e-3	.1137	0.0008w	-2.19	
186	.7033	1	877.7	2005/02/25						42e-3	.2747	0.0019w	-4.95	
187	.2967	1	878.0	2005/02/25						42e-3	.1116	0.0007w	-2.04	
188	.7033	13	878.7	2005/02/26	1620	1.63e5	2380	100.9	59.51	42e-3	-264	-.2905w	-40.3	
189	.2967	1	879.0	2005/02/26	31.69	2954	16.22	93.21	33.85	45e-3	75.00	0.2063w	-2.96	

190	.3461	5	879.3	2005/02/26	94.35	8045	813.2	85.27	89.60	45e-3	75.38	0.0669o	-5.26
191	.4028	5	879.7	2005/02/27	161.8	1.29e4	951.0	79.82	85.46	45e-3	7.136	-.0756w	-7.70
192	.2511	2	880.0	2005/02/27	202.7	1.57e4	769.7	77.87	79.15	45e-3	-3.62	-.0327w	-4.21
193	.4935	2	880.5	2005/02/27	242.7	1.86e4	557.6	76.74	69.67	45e-3	-5.18	-.0251w	-6.46
194	.5065	1	881.0	2005/02/28	252.6	1.93e4	407.3	76.76	61.72	45e-3	-3.60	-.0116w	-5.29
195	1.000	1	882.0	2005/03/01	251.2	1.94e4	280.1	77.26	52.72	45e-3	-4.36	0.0101g	-7.75
196	1.000	1	883.0	2005/03/02	244.6	1.90e4	209.2	77.81	46.10	45e-3	-3.48	0.0094g	-6.19
197	1.000	1	884.0	2005/03/03	237.9	1.86e4	161.1	78.33	40.36	45e-3	-2.93	0.0089g	-5.14
198	1.000	1	885.0	2005/03/04	230.5	1.81e4	128.7	78.86	35.82	45e-3	-2.53	0.0083g	-4.42
199	1.000	1	886.0	2005/03/05	224.7	1.78e4	104.8	79.36	31.81	45e-3	-2.21	0.0072g	-3.88
200	1.000	1	887.0	2005/03/06	218.8	1.75e4	88.68	80.09	28.84	45e-3	-1.95	0.0065g	-3.48

CASO BASE 04 (kdir=4 - Long=2000 pies - Qiny= 500 - X=80 - Trnjo=7 dias - Tiny=45 dias).out

S T A R S   T I M E   S T E P   S U M M A R Y  
 I A V   E N   P O Z O S   H O R I Z O N T A L E S  
 C A S O   B A S E   4  
 P R O D U C I O N   C O N   I A V   D E S D E   1 0 / 2 0 0 2   H A S T A   1 0 / 2 0 1 7   -   1 5   A Ñ O S   -   5 4 7 9   D I A S

---Time Step---		-----Time-----		-----Production-----						--Injection--		Mt	---Maximum Changes---		
No.	Size days	C U IT T	days	yy/mm/dd	Oil bbl/d	Gas ft3/d	Water bbl/d	GOR /bbl	Wat. Cut %	Gas ft3/d	Water bbl/d	Bal Err %	Pres psi	Sat w/o/g	Temp deg F
81	30.00	1	426.0	2003/12/01	205.1	1.95e4	24.78	95.06	10.78			44e-3	-10.3	0.0019g	-67e-6
82	31.00	1	457.0	2004/01/01	194.8	1.84e4	23.35	94.77	10.70			46e-3	-10.3	0.0019g	-65e-6
83	31.00	1	488.0	2004/02/01	185.2	1.75e4	22.03	94.49	10.63			48e-3	-9.86	0.0026g	-62e-6
84	29.00	1	517.0	2004/03/01	176.9	1.66e4	20.87	94.24	10.55			50e-3	-8.86	0.0019g	-55e-6
85	31.00	1	548.0	2004/04/01	168.5	1.58e4	19.76	93.97	10.49			51e-3	-9.08	0.0020g	-57e-6
86	30.00	1	578.0	2004/05/01	160.9	1.50e4	18.73	93.73	10.43			53e-3	-8.42	0.0020g	-54e-6
87	31.00	1	609.0	2004/06/01	153.5	1.43e4	17.76	93.51	10.37			54e-3	-8.34	-.0019o	-54e-6
88	30.00	1	639.0	2004/07/01	146.7	1.36e4	16.87	93.33	10.31			55e-3	-7.73	-.0019o	-51e-6
89	31.00	1	670.0	2004/08/01	140.1	1.30e4	16.02	93.15	10.26			56e-3	-7.65	-.0017o	-51e-6
90	31.00	1	701.0	2004/09/01	133.9	1.24e4	15.22	93.00	10.21			57e-3	-7.33	-.0015o	-50e-6
91	30.00	1	731.0	2004/10/01	128.2	1.19e4	14.50	92.86	10.16			58e-3	-6.84	-.0013o	-47e-6
92	31.00	1	762.0	2004/11/01	122.6	1.13e4	13.80	92.72	10.11			59e-3	-6.82	-.0014o	-47e-6
93	30.00	1	792.0	2004/12/01	117.6	1.08e4	13.16	92.60	10.07			59e-3	-6.36	-.0011o	-44e-6
94	31.00	1	823.0	2005/01/01	112.6	1.04e4	12.55	92.48	10.03			60e-3	-6.34	-.0013o	-44e-6
95	11.00	1	834.0	2005/01/12	110.9	1.02e4	12.24	92.44	9.942			60e-3	-2.18	-.0004o	-15e-6
96	1.000	1	835.0	2005/01/13							80.94	60e-3	46.07	0.0476w	14.86
97	.1667	10 2	835.2	2005/01/13							5635	60e-3	78.23	0.0878g	157.7
98	4.8e-2	5	835.2	2005/01/13							250.0	60e-3	-27.0	0.0113g	3.141
99	8.3e-2	1	835.3	2005/01/13							250.0	60e-3	-16.2	0.0044g	4.648
100	.1600	1	835.5	2005/01/13							250.0	60e-3	-9.12	-.0059o	8.401
101	.2718	1	835.7	2005/01/14							250.0	60e-3	-4.83	-.0097o	13.47
102	.2697	1	836.0	2005/01/14							250.0	60e-3	2.088	-.0098o	13.12
103	.3975	1	836.4	2005/01/14							250.0	60e-3	2.556	-.0138o	18.27
104	.5119	1	836.9	2005/01/15							250.0	60e-3	2.720	-.0173o	21.87
105	9.0e-2	1	837.0	2005/01/15							250.0	60e-3	.6562	-.0033o	3.961
106	.5153	1	837.5	2005/01/16							250.2	60e-3	2.327	-.0148o	19.92
107	.4847	1	838.0	2005/01/16							250.1	60e-3	1.971	-.0135o	17.66
108	.6336	1	838.6	2005/01/17							250.0	60e-3	2.606	-.0158o	20.58
109	.3664	1	839.0	2005/01/17							250.1	60e-3	1.408	-.0091o	11.04
110	.5734	1	839.6	2005/01/18							250.0	60e-3	1.818	-.0123o	15.24
111	.4266	1	840.0	2005/01/18							250.0	60e-3	1.641	-.0086o	10.60
112	.6767	1	840.7	2005/01/19							250.0	60e-3	2.215	-.0120o	14.54
113	.3233	1	841.0	2005/01/19							250.0	60e-3	.9903	0.0058g	6.363
114	.6357	1	841.6	2005/01/20							250.0	60e-3	1.617	0.0104g	11.18
115	.3643	1	842.0	2005/01/20							250.0	60e-3	.8679	0.0105g	5.999
116	.6710	1	842.7	2005/01/21							250.0	60e-3	1.752	0.0148g	10.01
117	.3290	1	843.0	2005/01/21							250.0	60e-3	1.179	0.0163g	5.078
118	.6710	1	843.7	2005/01/22							250.0	60e-3	1.590	0.0274g	11.58
119	.3290	1	844.0	2005/01/22							250.0	60e-3	.9114	0.0286g	6.664
120	.6710	1	844.7	2005/01/23							250.0	61e-3	1.353	0.0314g	15.81
121	.3290	1	845.0	2005/01/23							250.0	61e-3	.7126	0.0141g	8.411
122	.5906	1	845.6	2005/01/24							250.0	61e-3	1.125	0.0196g	15.14
123	.4094	1	846.0	2005/01/24							250.0	61e-3	.7353	0.0102g	10.24
124	.6565	1	846.7	2005/01/25							250.0	61e-3	1.120	0.0178g	15.77
125	.3435	1	847.0	2005/01/25							250.0	61e-3	.5644	0.0089g	7.949
126	.5922	1	847.6	2005/01/26							250.0	61e-3	.9506	0.0159g	13.16
127	.4078	1	848.0	2005/01/26							250.0	61e-3	.6295	0.0077g	8.681

128	.6866	1	848.7	2005/01/27	250.0	61e-3	1.031	0.0124g	13.86
129	.3134	1	849.0	2005/01/27	250.0	61e-3	.5627	0.0048g	6.092
130	.6779	1	849.7	2005/01/28	250.0	61e-3	.9628	0.0098g	12.58
131	.3221	1	850.0	2005/01/28	250.0	61e-3	.5154	0.0058g	5.816
132	.6779	1	850.7	2005/01/29	250.0	61e-3	.9110	0.0135g	11.80
133	.3221	1	851.0	2005/01/29	250.0	61e-3	.4967	0.0055g	5.467
134	.6779	1	851.7	2005/01/30	250.0	61e-3	1.014	0.0125g	11.10
135	.3221	1	852.0	2005/01/30	250.0	61e-3	.5520	0.0053g	5.135
136	.6779	1	852.7	2005/01/31	250.0	61e-3	.9615	0.0089g	10.37
137	.3221	1	853.0	2005/01/31	250.0	61e-3	.4948	0.0041g	4.797
138	.6779	1	853.7	2005/02/01	250.0	61e-3	.8914	0.0079g	9.734
139	.3221	1	854.0	2005/02/01	250.0	61e-3	.4279	0.0030g	4.524
140	.6779	1	854.7	2005/02/02	250.0	61e-3	.8202	0.0062g	9.286
141	.3221	1	855.0	2005/02/02	250.0	61e-3	.3840	0.0031g	4.329
142	.6779	1	855.7	2005/02/03	250.0	61e-3	.7680	0.0082g	8.896
143	.3221	1	856.0	2005/02/03	250.0	61e-3	.3741	0.0033g	4.159
144	.6779	1	856.7	2005/02/04	250.0	61e-3	.7328	0.0070g	8.520
145	.3221	1	857.0	2005/02/04	250.0	61e-3	.3502	0.0032g	3.977
146	.6779	1	857.7	2005/02/05	250.0	61e-3	.7032	0.0086g	8.153
147	.3221	1	858.0	2005/02/05	250.0	61e-3	.3356	0.0029g	3.800
148	.6779	1	858.7	2005/02/06	250.0	61e-3	.6691	0.0077g	7.770
149	.3221	1	859.0	2005/02/06	250.0	61e-3	.3222	0.0031g	3.640
150	.6779	1	859.7	2005/02/07	250.0	61e-3	.7511	0.0078g	7.441
151	.3221	1	860.0	2005/02/07	250.0	61e-3	.4726	0.0028g	3.463
152	.6779	1	860.7	2005/02/08	250.0	61e-3	.7446	0.0072g	7.061
153	.3221	1	861.0	2005/02/08	250.0	61e-3	.3297	0.0038g	3.286
154	.6779	1	861.7	2005/02/09	250.0	61e-3	.6845	0.0092g	6.700
155	.3221	1	862.0	2005/02/09	250.0	61e-3	.4530	0.0071g	3.169
156	.6779	1	862.7	2005/02/10	250.0	61e-3	.7686	0.0173g	6.586
157	.3221	1	863.0	2005/02/10	250.0	61e-3	.4390	0.0070g	3.111
158	.6779	1	863.7	2005/02/11	250.0	61e-3	.7576	0.0197g	6.802
159	.3221	1	864.0	2005/02/11	250.0	61e-3	.3577	0.0113g	3.561
160	.6779	1	864.7	2005/02/12	250.0	61e-3	.7811	0.0195g	8.201
161	.3221	1	865.0	2005/02/12	250.0	61e-3	.3670	0.0128g	4.156
162	.6779	1	865.7	2005/02/13	250.0	61e-3	.8042	0.0184g	9.097
163	.3221	1	866.0	2005/02/13	250.0	61e-3	.3768	0.0119g	4.335
164	.6779	1	866.7	2005/02/14	250.0	61e-3	.8175	0.0155g	9.156
165	.3221	1	867.0	2005/02/14	250.0	61e-3	.3813	0.0097g	4.297
166	.6779	1	867.7	2005/02/15	250.0	61e-3	.8199	0.0204g	8.970
167	.3221	1	868.0	2005/02/15	250.0	61e-3	.3809	0.0107g	4.226
168	.6779	1	868.7	2005/02/16	250.0	61e-3	.8140	0.0211g	8.781
169	.3221	1	869.0	2005/02/16	250.0	61e-3	.3773	0.0065g	4.091
170	.6779	1	869.7	2005/02/17	250.0	61e-3	.8027	0.0128g	8.443
171	.3221	1	870.0	2005/02/17	250.0	61e-3	.3715	0.0044g	3.929
172	.6779	1	870.7	2005/02/18	250.0	61e-3	.7879	0.0104g	8.109
173	.3221	1	871.0	2005/02/18	250.0	61e-3	.3644	0.0074g	3.795
174	.6779	1	871.7	2005/02/19	250.0	61e-3	.7712	0.0099g	7.862
175	.3221	1	872.0	2005/02/19	250.0	61e-3	.3564	0.0081g	3.677
176	.6779	1	872.7	2005/02/20	250.0	61e-3	.7534	0.0168g	7.605
177	.3221	1	873.0	2005/02/20	250.0	61e-3	.3481	0.0076g	3.558
178	.6779	1	873.7	2005/02/21	250.0	61e-3	.7352	0.0157g	7.361
179	.3221	1	874.0	2005/02/21	250.0	61e-3	.3398	0.0075g	3.438
180	.6779	1	874.7	2005/02/22	250.0	61e-3	.7171	0.0122g	7.107
181	.3221	1	875.0	2005/02/22	250.0	61e-3	.3315	0.0059g	3.311
182	.6779	1	875.7	2005/02/23	250.0	61e-3	.6993	0.0090g	6.871
183	.3221	1	876.0	2005/02/23	250.0	61e-3	.3233	0.0024g	3.222
184	.6779	1	876.7	2005/02/24	250.0	61e-3	.6819	0.0059g	6.726
185	.3221	1	877.0	2005/02/24	250.0	61e-3	.3153	0.0020g	3.164
186	.6779	1	877.7	2005/02/25	250.0	61e-3	.6650	0.0051g	6.633
187	.3221	1	878.0	2005/02/25	250.0	61e-3	.3075	0.0023g	3.114
188	.6779	1	878.7	2005/02/26	250.0	61e-3	.6486	0.0058g	6.488



# **GLOSARIO**

---

## Glosario

### A

**AGUA Y SEDIMENTOS:** Se refiere a la cantidad de agua y sedimentos emulsionado o suspendida en el petróleo o producto. Está catalogada como impurezas en suspensión.

**ACUÍFERO:** Una zona subterránea de roca permeable saturada con agua bajo presión. Para aplicaciones de almacenamiento de gas un acuífero necesitará estar formado por una capa permeable de roca en la parte inferior y una capa impermeable en la parte superior, con una cavidad para almacenamiento de gas.

**APERTURA PETROLERA:** Con esta denominación se conoce el proceso que Petróleos de Venezuela inició recientemente. De acuerdo con esta nueva política petrolera, será posible que empresas extranjeras y nacionales de capital privado, contribuyan con el desarrollo de la industria petrolera, aportando capital y tecnología. Así será como la industria petrolera se desarrollará plenamente.

**ÁREA PETROLÍFERA:** Zona donde se explotan hidrocarburos. Un área puede comprender varios yacimientos, siendo cada yacimiento una entidad geológica.

**AROMÁTICOS:** Hidrocarburos con una estructura de anillo, generalmente con un olor aromático distintivo y buenas propiedades solventes

**ASFALTENOS:** Compuestos orgánicos de elevado peso molecular que juegan un papel muy importante en la viscosidad del petróleo.

### B

**BARRIL (BBL):** Una medida estándar para el petróleo y para los productos del petróleo. Un barril = 35 galones imperiales, 42 galones US, ó 159 litros.

**BARRILES POR DÍA (BPD OR B/D):** En términos de producción, el número de barriles de petróleo que produce un pozo en un período de 24 horas, normalmente se toma una cifra promedio de un período de tiempo largo.

**BÍTUMEN (BITUMEN):** Producto semi-sólido extremadamente pesado de la refinación del petróleo, compuesto de hidrocarburos pesados utilizado para construcción de caminos y para impermeabilización de techos.

## C

**CO:** Monóxido de carbono.

**CO<sub>2</sub>:** Bióxido de carbono.

**COMPACTACIÓN:** Fenómeno geológico de hundimiento de la roca, que depende de mecanismos como la fuerza de gravedad y procesos tectónicos. Sin embargo, es posible que sea causada por la extracción de minerales, agua e hidrocarburos del subsuelo, que a su vez causa la compactación en la roca que rinde el agua o los hidrocarburos.

**CONDENSADO:** Este puede referirse a cualquier mezcla de hidrocarburos relativamente ligeros que permanecen líquidos a temperatura y presión normales. A diferencia del petróleo crudo, tienen poca o ninguna cantidad de hidrocarburos pesados de los que constituyen el combustible pesado. Hay tres fuentes principales de condensado. a).- Los hidrocarburos líquidos que se separan cuando el gas crudo es tratado. Este condensado típicamente consiste de C5 a C8. b).- Los hidrocarburos líquidos provenientes del gas no asociado que son recuperados en la superficie. c).- Los hidrocarburos líquidos que provienen de los yacimientos de gas/condensado. Estos pueden ser apenas distinguibles de un crudo ligero estabilizado.

**CONIFICACIÓN:** Efecto de cono formado por el agua o gas en las cercanías del pozo que se genera cuando las permeabilidades relativas de estos fluidos son mayores a la del petróleo.

**CORRIENTE - ABAJO (DOWNSTREAM):** Aquellas actividades que tienen lugar entre la carga de petróleo en el terminal de transportación y la utilización del petróleo por el usuario final. Esto comprende la transportación de aceite crudo a través del océano, el abastecimiento y la comercialización, la refinación, la distribución y el mercadeo de los productos derivados del petróleo. Ver también corriente arriba (upstream).

**CORRIENTE ARRIBA (UPSTREAM):** Las actividades relativas a la exploración, producción y entrega a una terminal de exportación de petróleo crudo.

**COSTO DE LEVANTAMIENTO:** Indicador económico que representa los gastos generados por cada barril producido.

**COSTOS OPERATIVOS:** Cantidad de dinero que se debe invertir para la recolección, tratamiento y transporte de un barril de crudo.

**CRUDOS LIVIANOS:** Se le llama así al petróleo que yace en estado líquido en los yacimientos naturales. Se les denomina de esta manera porque pesan un poco más que el agua.

**CRUDOS PESADOS:** Se le llama así al petróleo que yace en estado líquido en los yacimientos naturales. Se les denomina de esta manera porque pesan bastante más que el agua.

## D

**DENSIDAD:** Relación entre el peso de un cuerpo y su volumen.

**DESVIACIÓN:** Distancia horizontal de cualquier punto del hoyo al eje vertical a través del cabezal, también se conoce como deflexión horizontal.

---

## E

**ERROR CUADRÁTICO MEDIO:** Suma de sesgo cuadrado de un estimador más su varianza.

**ERROR ESTÁNDAR:** Desviación estándar de cualquier estadístico.

**EXPLORACIÓN:** Es la búsqueda de yacimientos de petróleo y gas y comprende todos aquellos métodos destinados a detectar yacimientos comercialmente explotables.

**EXPLOTACIÓN (PRODUCCIÓN):** Operación que consiste en la extracción de petróleo y/o gas de un yacimiento

## F

**FACTOR VOLUMÉTRICO DEL GAS:** Volumen de gas ocupado en yacimiento por un pie cúbico de gas a condiciones normales.

**FACTOR VOLUMÉTRICO DEL PETRÓLEO:** Volumen del petróleo del yacimiento requerido para producir un barril de petróleo en superficie.

**FAJA DEL ORINOCO:** Campo de petróleo crudo de peso específico muy alto y de bitumen natural, el mayor depósito de hidrocarburos en el mundo. El campo se conforma de seis áreas productoras principales, de oeste a este, Machete, Zuata, San Diego, Pao, Hamaca y Cerro Negro. La superficie del campo es de 13.600 kilómetros cuadrados. El volumen del petróleo en el sitio es de 188 millardos de metros cúbicos, las tres cuartas partes son petróleo crudo y una cuarta parte es bitumen natural. El petróleo del campo tiene en promedio un 4% por peso de azufre y concentraciones significativas de vanadio y otros metales.

**FAJA PETROLÍFERA:** La extensa área geográfica al sur de la cuenca de Maturín - Estado Monagas que comprende el campo Faja del Orinoco. Inicialmente se la llamó Faja Bituminosa (en inglés, tar belt). La CVP comenzó la evaluación por

pozos de la Faja en 1977: PDVSA en 1979 delimitó arbitrariamente un área de 32.000 Km<sup>2</sup>, para la comprobación y delineación definitiva de las acumulaciones.

**FLUIDO:** En general, sustancia cuyas moléculas pueden moverse unas respecto a las otras. El petróleo es un fluido y su comportamiento físico en los yacimientos es predecible. El gas natural también es un fluido.

**FLUJO NATURAL:** Rendimiento de un pozo por la fuerza propia del yacimiento. Por lo general, la producción por flujo natural se logra en algunos campos durante la etapa inicial de su desarrollo. Como en Venezuela la proporción de crudos de alto peso específico es alta, por declinación natural se pierde la capacidad original y debe ayudarse el rendimiento por balancín, levantamiento por gas y otros medios.

## G

**GAS ASOCIADO (ASSOCIATED GAS):** Gas natural encontrado en asociación con aceite en un yacimiento, ya sea disuelto en el aceite o como una capa arriba del aceite.

**GAS NATURAL:** Gas que se presenta natural en el subsuelo y está constituido principalmente por metano.

**GAS EN SOLUCIÓN (SOLUTION GAS):** Gas natural disuelto en el crudo dentro del yacimiento.

**GASTOS:** Costos operativos anuales calculados en base a la producción del yacimiento para cada año.

**GEOLOGÍA:** Ciencia que estudia la estructura, origen, historia y evolución de la tierra por medio de análisis y examen de rocas, estructuras y fósiles.

**GRAVEDAD API (API/ GRAVITY):** Escala arbitraria del Instituto Americano del Petróleo, que guarda relación con la gravedad específica del petróleo y sus derivados. El grado API indica la ligereza del petróleo. Cuanto más ligero es el

petróleo, mayor es la gravedad API y mientras más pesado es el petróleo la gravedad API será menor.

**GRAVEDAD ESPECÍFICA (SPECIFIC GRAVITY):** La relación de la densidad de una sustancia a determinada temperatura con la densidad de agua en condiciones normales.

## H

**“HUFF & PUFF”:** Nombre dado al método de recuperación mejorada de petróleo Inyección Alternada de Vapor.

**HIDROCARBUROS:** Son el resultado de la combinación del hidrógeno con el carbono. Se les conoce con el nombre técnico de compuestos químicos. El petróleo está formado, fundamentalmente, por hidrocarburos.

## M

**MOVILIDAD:** Cociente entre la permeabilidad y la viscosidad de cada fase.

## O

**ORIMULSIÓN:** Combustible nuevo desarrollado conceptualmente y en la práctica por el Intevep. La orimulsión es una emulsión muy estable del bitumen natural en agua, que puede transportarse largas distancias por tuberías o por barcos, para generar electricidad cuando se quema directamente en calderas. El mercado de la orimulsión comenzó en 1991, luego de varios años de investigación y pruebas piloto en Canadá, Japón y Alemania. La orimulsión está correctamente clasificada para el comercio internacional como producto natural, no elaborado.

---

## P

**PERMEABILIDAD:** Propiedad de la roca que mide la facilidad con que la misma transmite los fluidos o permite el movimiento de ellos a través de una red de poros interconectados, de hecho, si los poros de la roca no se conectan no existe permeabilidad. Se clasifica en:

- Permeabilidad absoluta: Se determina cuando el medio poroso está saturado 100 por ciento del fluido en movimiento.
- Permeabilidad efectiva: Se mide cuando el medio poroso está saturado por más de un fluido, por tanto es una medida de la conductividad de la roca a cada uno de ellos.
- Permeabilidad relativa: Razón entre la permeabilidad efectiva y la permeabilidad absoluta, específicamente a una saturación dada del fluido en estudio.

**PETRÓLEO NEGRO:** Tipo de crudo donde los cambios composicionales no son considerados relevantes.

**PETRÓLEO ORIGINAL EN SITIO (POES):** La estimación de la verdadera cantidad de aceite en un yacimiento, y por lo tanto una cifra superior a las reservas recuperables de yacimiento.

**PETRÓLEO REMANENTE:** Petróleo que permanece en el subsuelo después de producir.

**POROSIDAD:** Medida del espacio intersticial (espacio existente entre grano y grano). Se define como la relación entre el volumen poroso y el volumen total de la roca.

**POZO (WELL):** Agujero perforado en la roca desde la superficie de un yacimiento a efecto de explorar o para extraer petróleo o gas.

**POZO DE AVANZADA:** Es el que se perfora cerca de otro ya productor para determinar los límites del yacimiento.

**POZO DE EXPLORACIÓN:** Es el que se perfora en un área nueva.

**POZO DE EXPLORACIÓN O DESARROLLO:** Es el que se perfora en un yacimiento ya delimitado.

**POZO DE EXPLORACIÓN O DE PRUEBA (WILDCAT WELL):** Pozo exploratorio perforado sin conocimiento detallado de la estructura rocosa subyacente.

**POZO DE GAS (GAS WELL):** Un agujero hecho en la tierra con el objetivo de extraer gas natural y llevarlo hasta la superficie.

**POZO DE INYECCIÓN:** Pozo a través del cual se inyecta agua para mantener la presión de un yacimiento en la operación de recuperación secundaria.

**POZO DESVIADO (DEVIATION WELL):** Un pozo perforado en ángulo con la vertical (perforación desviada), para cubrir el área máxima de un yacimiento de aceite o de gas, o para librar el equipo abandonado en el agujero original.

**POZO SECO (DRY HOLE):** Un pozo que no tuvo éxito, perforado sin haber encontrado cantidades comerciales de aceite o de gas.

**PRESIÓN:** El esfuerzo ejercido por un cuerpo sobre otro cuerpo, ya sea por peso (gravedad) o mediante el uso de fuerza.

**PRESIÓN CRÍTICA:** La presión mínima requerida para licuar un gas a su temperatura crítica.

**PRESIÓN ABSOLUTA:** Esta es la presión manométrica más la presión atmosférica.

**PRESIÓN ATMOSFÉRICA:** El peso de la atmósfera sobre la superficie de la tierra. A nivel del mar, ésta es aproximadamente 14.7 lbs/pulg<sup>2</sup>.

**PRESIÓN DE BURBUJEO:** Es la presión a la cual se forma la primera burbuja de gas al pasar un sistema del estado líquido al estado de dos fases, donde la fase líquida está en equilibrio con una cantidad infinitesimal de gas libre.

**PRESIÓN DE UMBRAL:** Presión límite a la cual comienza un efecto o proceso.

**PRESIÓN MANOMÉTRICA:** La presión que registra un dispositivo de medición normal. Dicho dispositivo mide la presión en exceso de la atmosférica.

**PRODUCCIÓN EN FRÍO:** Producción en la que no se requiere incrementar la temperatura del yacimiento, por medio de métodos de recuperación secundaria, para producir crudo.

## R

**R<sup>2</sup> (R CUADRADO):** indicador de 0 a 1 que revela en qué grado se corresponden los valores estimados con los datos reales. Una línea de tendencia es más fiable cuando su valor R cuadrado es o se acerca a 1. También se le conoce como coeficiente de correlación.

**RECOBRO:** Porcentaje de hidrocarburos que se extraen de un yacimiento en relación a la cantidad total que estaba originalmente en el subsuelo.

**RECUPERACIÓN MEJORADA EOR (ENHANCED OIL RECOVERY):** La recuperación de aceite de un yacimiento utilizando otros medios aparte de la presión natural del yacimiento. Esto puede ser incrementando la presión (recuperación secundaria), o por calentamiento, o incrementando el tamaño de los poros en el yacimiento (recuperación terciaria).

**RECUPERACIÓN PRIMARIA (PRIMARY RECOVERY):** Afluencia natural del petróleo o del gas desde el seno del yacimiento a la superficie por la diferencia de las presiones.

**RECUPERACIÓN SECUNDARIA (SECONDARY RECOVERY):** La recuperación secundaria de hidrocarburos de un yacimiento incrementando la presión del yacimiento mediante la inyección de gas o agua en la roca del yacimiento.

**RELACIÓN GAS PETRÓLEO:** Cociente entre una cantidad de gas y petróleo producidos a condiciones normales.

**RELACIÓN PETRÓLEO-GAS EN SOLUCIÓN:** Número de pies cúbicos normales (PCN) de gas que pueden disolverse en un barril normal (BN) de petróleo, cuando ambos son llevados a las condiciones de presión y temperatura prevalecientes en los yacimientos.

**S**

**SATURACIÓN DE GAS CRÍTICA:** Saturación máxima de gas alcanzada antes de que el gas libre del yacimiento comience a fluir a través de los canales de la roca.

**SATURACIÓN:** Fracción del volumen poroso de la roca ocupado por un fluido determinado. Constituye un factor importante en el estudio de la distribución de los fluidos en el yacimiento.

**T**

**TEMPERATURA CRÍTICA:** La temperatura arriba de la cual un gas no puede ser licuado cualquiera que sea su presión.

**V**

**VISCOSIDAD:** Medida de la fricción interna o resistencia que ofrecen las moléculas de un fluido al movimiento o flujo.

**Y**

**YACIMIENTO DE PETRÓLEO O GAS:** Formación geológica continua de roca porosa y permeable por la que circulan los hidrocarburos, agua y otros gases.

**YACIMIENTO SATURADO:** Petróleo en el cual no se pueden disolver cantidades adicionales de gas natural.

**YACIMIENTO NO SATURADO:** Petróleo en el cual se pueden disolver cantidades adicionales de gas natural.

# **ABREVIATURAS Y SÍMBOLOS**

---

## Abreviaturas y Símbolos

**A:** Área, acres

**ANP:** Arena Neta Petrolífera

**API:** Gravedad del petróleo, °API

**AyS:** Agua y Sedimento

**Bls, BI, bls, bl:** Barriles

**BHP:** BoreHole Pressure

**BHT:** BoreHole Temperature

**BN:** Barriles normales

**BNPD:** Barriles normales por día

**BPPD:** Barriles producidos por día

**B<sub>o</sub>:** Factor volumétrico del petróleo, bls/bls

**B<sub>oi</sub>:** Factor volumétrico inicial del petróleo, bls/bls

**COND:** Condensado

**cP:** centipoise, unidad de viscosidad

**D<sub>p</sub>:** Diferencial de presión, lpcá

**DI:** Diferencial de longitud, pies

**EN<sub>p</sub>:** Estimado de Producción Acumulada de Petróleo, Mbls

**ET<sub>1c</sub>:** Estimado de Tiempo del primer ciclo de IAV, días

**EyP:** Exploración y Producción

**GOES:** Gas original en sitio, PC

**h:** Espesor, pies

**IAV:** Inyección Alternada de Vapor

**ICV:** Inyección Continua de Vapor

**IP, J:** Índice de productividad

**k, K:** Permeabilidad, mD

**K<sub>d</sub>:** Permeabilidad de la zona dañada, mD

**K<sub>o</sub>:** Permeabilidad efectiva del petróleo, mD

**Km:** kilómetro, unidad de longitud

**LGN:** Gas Líquido Natural

**LOES:** Líquido original en sitio

**Ln:** Logaritmo neperiano

**lpc, psi:** libras por pulgada cuadrada

**lpca, psia:** libras por pulgada cuadrada absoluta

**m:** metro, unidad de longitud

**MMBBL:** Millones de barriles.

**MMPCS/D (MMSCF):** Millones de pies cúbicos estándar por día.

**MMPCS (MMSCF):** Millones de pies cúbicos estándar.

**MPCS (MSCF):** Miles de pies cúbicos estándar.

**mD:** milidarcy, unidad de permeabilidad

**N, POES:** Petróleo original en sitio, bls

**P:** Presión, lpc

**P<sub>i</sub>:** Presión inicial, lpca

**P<sub>y</sub>, P<sub>r</sub>, P<sub>e</sub>:** Presión estática del yacimiento, lpca

**P<sub>s</sub>:** Presión de separación, lpca

**PB:** prueba

**PC, pc:** Pies cúbicos

- PCN:** Pies cúbicos normales
- PCNG:** Pies cúbicos normales de gas
- PCGD:** Pies cúbicos de gas por día
- PG:** Producción General
- POES:** Petróleo original en sitio, bls
- DPskin:** Caída de presión por efecto del daño, lpca
- PDVSA:** Petróleos de Venezuela, Sociedad Anónima
- PVT:** Presión, Volumen, Temperatura
- PI:** Presión de la línea de flujo
- P<sub>wh</sub>:** Presión de cabezal
- P<sub>wf</sub>:** Presión de fondo fluyente, lpca
- P<sub>ws</sub>:** Presión estática, lpca
- Q, Q<sub>f</sub>, Q<sub>l</sub>:** tasa de fluido, bls/d
- Q<sub>g</sub>:** tasa de gas, Mpc/d
- Q<sub>o</sub>:** tasa de petróleo, bls/d
- Q<sub>w</sub>:** tasa de agua, bls/d
- RGC:** Relación gas-condensado
- RGL:** Relación gas-líquido, Mpc/bls
- RGP:** Relación gas-petróleo, Mpc/bls
- r<sub>d</sub>:** Radio de la zona dañada
- r<sub>e</sub>:** Radio de drenaje, pies
- r<sub>w</sub>:** Radio del pozo perforado, pies
- S, skin:** Daño a la formación, adimensional
- S<sub>w</sub>:** Saturación de agua

**T:** Temperatura

**T<sub>1c</sub>:** Tiempo del primer ciclo de IAV, días

**TEG:** Trabajo Especial de Grado

**Æ:** Porosidad, adimensional

**%:** porcentaje

**m:** Viscosidad, cp

**m<sub>o</sub>:** Viscosidad del petróleo, cp

**g<sub>o</sub>:** Gravedad específica del petróleo, adimensional