

**TRABAJO ESPECIAL DE GRADO**

**EVALUACIÓN DE LA PRODUCTIVIDAD EN EL CAMPO EL  
FURRIAL POSTERIOR A LAS ESTIMULACIONES  
MATRICIALES NO REACTIVAS.**

Presentado ante la Ilustre  
Universidad Central de Venezuela

Por el Bachiller:

Rodríguez M., Orlando J.

Para optar al Título de

Ingeniero de Petróleo

Caracas, Noviembre 2011

# **TRABAJO ESPECIAL DE GRADO**

## **EVALUACIÓN DE LA PRODUCTIVIDAD EN EL CAMPO EL FURRIAL POSTERIOR A LAS ESTIMULACIONES MATRICIALES NO REACTIVAS.**

TUTOR ACADÉMICO: Ing. Lisbeth Miranda

TUTOR INDUSTRIAL: Ing. Jesús Campos

Presentado ante la Ilustre  
Universidad Central de Venezuela

Por el Bachiller:  
Rodríguez M., Orlando J.

Para optar al Título de  
Ingeniero de Petróleo


Caracas, Noviembre 2011

Caracas, Noviembre del 2011.

Los abajo firmantes, miembros del Jurado designado por el Consejo de Escuela de Ingeniería de Petróleo, para evaluar el Trabajo Especial de Grado presentado por el Bachiller Orlando J. Rodríguez M., titulado:

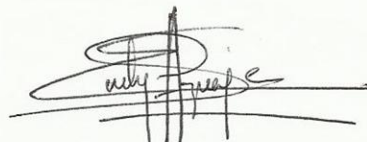
**“EVALUACIÓN DE LA PRODUCTIVIDAD EN EL CAMPO EL  
FURRIAL POSTERIOR A LAS ESTIMULACIONES  
MATICIALES NO REACTIVAS”**

Consideran que el mismo cumple con los requisitos exigidos por el plan de estudios conducente al Título de Ingeniero de Petróleo, y sin que ello signifique que se hacen solidarios con las ideas expuestas por el autor, lo declaran APROBADO.



Prof. Pedro Martorano

Jurado

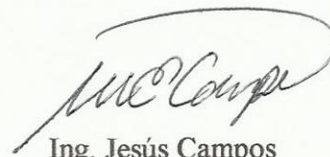


Prof. Evelyn Azuaje

Jurado

Prof. Lisbeth Miranda

Tutor Académico



Ing. Jesús Campos

Tutor Industrial

**DEDICATORIA**

*A mis padres que han sido los pilares fundamentales  
de la consecución de este logro y de mi  
formación como persona.*

***Orlando J. Rodríguez M.***

**AGRADECIMIENTOS**

A *Dios* por protegerme y darme las lecciones y la voluntad para siempre seguir adelante y lograr mis metas.

A *la UCV, mi Ilustre Universidad, la casa que vence las sombras*, por permitirme desarrollarme como profesional, brindarme las herramientas para conseguir la excelencia y darme el orgullo de ser llamado siempre Ucevista.

A *mis tutores*: Ing. Jesús Campos por darme la oportunidad de desarrollar este tema y a la profesora Lisbeth Miranda, por asumir este reto, brindándome una mano ayuda cuando más la necesite.

A mi familia: A mi *Madre*, por estar siempre para mí, ya sea con tus consejos, con tu ayuda o tu apoyo incondicional, mis logros no dejan de ser tuyos también. A mi *Padre*, por estar allí cuando te necesité, por tu esfuerzo para que nunca me faltara nada, por ser mi ejemplo a seguir. A mis hermanos: *Moira y Ramón Andrés* por contar con su ayuda y hacerme la vida más divertida. A todos los amo!!!

A *Daniela*, por ser la mejor novia que he podido tener, inclusive estando a miles de kilómetros de distancia, gracias por llenarme de felicidad, tú me motivas a ser cada vez mejor profesional, mejor persona y mejor novio, no tengo dudas que eres la mujer de mi vida. Te amo!!!

A *Saraí*, más que mi mejor amiga, te considero mi hermana, gracias de nuevo por acompañarme durante toda mi carrera y ser parte fundamental de mis mejores recuerdos. Te adoro!!!

A *Alejandra*, por ser mi amiga y la mejor compañera de estudios que pude tener, siempre cuidándome y preocupándote por mí, mil gracias, te quiero mucho!!!

A *Javier*, por ser mi compadre del alma y saber que puedo contar contigo, un abrazo!!!

A mis compañeros y demás personas que estuvieron conmigo a lo largo de la carrera, en especial a *Karen, Julio, Peretti, La familia de Sarai, La familia de Javier, Lennies*, gracias por brindarse su apoyo y su mano amiga.

Y a la *Schlumberger* por darme las herramientas para desarrollar este proyecto. Agradezco a la Gerencia de Coiled Tubing por la oportunidad dada, a todos los ingenieros por su ayuda, su buena disposición, en especial a *María Inés*, por ser casi mi mentora y dedicarme siempre unos minutos de tu tiempo y a los supervisores y operadores por el apoyo y la ayuda que me brindaron durante las operaciones.

Rodríguez M., Orlando J.

**EVALUACIÓN DE LA PRODUCTIVIDAD EN EL CAMPO EL FURRIAL POSTERIOR A LAS ESTIMULACIONES MATRICIALES NO REACTIVAS.**

**Tutor Académico: Prof. Lisbeth Miranda. Tutor Industrial: Ing. Jesús Campos. Tesis Caracas, UCV. Facultad de Ingeniería Escuela de Ingeniería de Petróleo. Año 2011, 120 pp.**

**Palabras Clave:** Análisis Nodal, Estimulación matricial, *Coiled Tubing*, Campo El Furrial, Producción Óptima, Simulador PIPESIM v.2003

**Resumen.** La declinación de la producción en los pozos del Campo El Furrial, ubicado en el distrito norte del estado Monagas, ha sido estudiado por el departamento de optimización de PDVSA, concluyendo que este problema se debe en su mayoría a daños en la formación producido por la depositación de asfaltenos, generando taponamientos y restricciones de flujo, siendo los tratamientos de inyección de mezclas de solventes mutuales y surfactantes llamados estimulaciones matriciales no reactivas, realizados con equipos de tubería flexible o *Coiled Tubing*, los más solicitados por PDVSA a Schlumberger Venezuela S.A. a fin de lograr la restitución e incremento de la producción.

En este estudio se evaluó la eficacia de los tratamientos de estimulación, basándose en el incremento de producción obtenido posterior a la ejecución de los trabajos de estimulación, mediante la selección de pozos problema ubicados en el área y sometidos a simulación para determinar sus tasas de producción óptimas a través de análisis nodal utilizando una herramienta computacional (simulador PIPESIM). Donde según los resultados obtenidos se determinó que los tratamientos fueron satisfactorios logrando aumentar la tasa de producción de manera significativa en la mayoría de los casos, con una eficacia promedio del 73,65%.

## ÍNDICE GENERAL

<b>CAPÍTULO I: FUNDAMENTOS DE LA INVESTIGACIÓN</b> .....	4
I.1 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA.....	4
I.2 OBJETIVOS DE LA INVESTIGACIÓN .....	5
I.3 JUSTIFICACIÓN .....	5
I.4 ALCANCE .....	6
I.5 LIMITACIONES .....	6
<b>CAPÍTULO II: MARCO TEÓRICO</b> .....	7
II.1 SISTEMA DE PRODUCCIÓN.....	7
II.1.1 Introducción a los Sistemas de Producción. ....	7
II.1.2 Perfil de Presiones a lo Largo del Sistema de Producción. ....	8
II.2 ANÁLISIS NODAL .....	8
II.2.1 Fundamentos .....	8
II.3 ÍNDICE DE PRODUCTIVIDAD (IP).....	12
II.3.1 Tipos de Índice de Productividad.....	13
II.3.2 Rango de Variación del IP .....	16
II.3.3 Importancia del Conocimiento del IP.....	16
II.4 COMPORTAMIENTO DE AFLUENCIA O IPR .....	17
II.4.1 Factores que Afectan el Comportamiento de Afluencia IPR.....	19
II.4.2 Cálculo del IPR por el Método de Vogel.....	19
II. 5 DAÑO A LA FORMACIÓN .....	21
II.5.1 Definición de Daño.....	21
II.5.2 Factor de Daño o <i>Skin</i> .....	23
II.5.3 Pseudodaño y <i>Pseudoskin</i> .....	24
II.5.3.1 Pseudoskins y Condiciones de Producción.....	25
II.5.3.2 Otros Pseudodaños .....	26
II.6 ASFALTENOS.....	26
II.6.1 Precipitación y Depositación de Asfaltenos .....	26

II.6.2 Daño por Precipitación de Asfaltenos .....	27
II.6.2.1 Diagnóstico .....	27
II.6.2.2 Mecanismo .....	27
II.6.2.3 Tratamiento.....	28
II.7 ESTIMULACIÓN MATRICIAL NO REACTIVA .....	28
II.7.1 Definición .....	28
II.6.2 Fluidos de Tratamiento .....	30
II.6.3 Diseño y Planeación del Fluido de Tratamiento .....	31
II.7 UNIDAD DE TUBERÍA FLEXIBLE O <i>COILED TUBING (CT)</i> .....	32
II.7.1 Tubería Flexible o <i>Coiled Tubing</i> .....	32
II.7.2 Elementos de la unidad de <i>Coiled Tubing</i> . .....	32
II.7.3 Ventajas de Operaciones con <i>Coiled Tubing</i> .....	34
II.7.3.1 Intervención en pozos vivos.....	35
II.7.3.2 Circulación Continua .....	35
II.7.3.3 Rápida Movilización y Vestida .....	36
II.7.3.4 Impacto Ambiental .....	36
II.7.3.5 Tiempos de Viaje.....	36
II.7.3.6 Manejo de la Tubería .....	37
II.7.3.7 Tripulación o Cuadrillas .....	37
II.7.3.8 Costos.....	37
II.8 SIMULACIONES NUMÉRICAS .....	37
II.8.1 Simulación Numérica de Flujo Multifásico en Tubería .....	38
II.8.2 Simulador PIPESIM.....	38
<b>CAPÍTULO III: DESCRIPCIÓN DEL ÁREA DE ESTUDIO .....</b>	<b>40</b>
III.1 CAMPO EL FURRIAL .....	40
III.1.1 Ubicación Geográfica y Descripción del Campo El Furrial .....	40
III.1.2 Antecedentes del Campo .....	41
III.1.3 Aspectos Geológicos .....	41
III.1.3.1 Estructura .....	41
III.1.3.2 Estratigrafía .....	42

III.1.3.3 Ambiente de sedimentación .....	45
III.1.4 Propiedades Petrofísicas .....	45
III.1.5 Datos de Producción.....	46
<b>CAPÍTULO IV: MARCO METODOLÓGICO .....</b>	<b>47</b>
IV.1 REVISIÓN BIBLIOGRÁFICA .....	47
IV.2 SELECCIÓN DE LOS POZOS DE ESTUDIO.....	48
IV.3 ANÁLISIS TÉCNICO DE LOS POZOS SELECCIONADOS.....	49
IV.4 SELECCIÓN DE LOS POZOS APTOS PARA REALIZAR LA EVALUACIÓN DE LOS TRATAMIENTOS DE ESTIMULACIÓN MATRICIAL NO REACTIVA .....	52
IV.5 SIMULACIÓN DEL COMPORTAMIENTO DE PRODUCCIÓN DE LOS POZOS SELECCIONADOS.....	52
IV. 6 DETERMINACIÓN DE LA EFICACIA DE LOS TRATAMIENTOS DE ESTIMULACIÓN MATRICIAL NO REACTIVA.....	62
<b>CAPÍTULO V: ANÁLISIS Y DISCUSIÓN DE RESULTADOS .....</b>	<b>63</b>
V.1 CARACTERIZACIÓN DE LOS DATOS DE YACIMIENTO Y PRODUCCIÓN DE LOS POZOS .....	63
V.1.1 Presión de Yacimiento (Pws).....	63
V.1.2 Profundidad al <i>Datum</i> .....	64
V.1.3 Temperatura de Fondo (BHT) .....	65
V.1.4 Gravedad API.....	65
V.1.5 Relación Gas-Petróleo de Producción (RGP).....	66
V.1.6 Porcentaje de Agua y Sedimentos (%AYS) .....	67
V.1.7 Contenido de Ácido Sulfhídrico (H <sub>2</sub> S).....	68
V.1.8 Presión de Cabezal (Pwh).....	69
V.1.9 Máxima Restricción de Tubería.....	70
V.1.10 Máxima Desviación y Perfil del Pozo .....	71
V.1.10 Tipo de Completación .....	73
V.2 SIMULACIÓN Y DETERMINACIÓN DE LA PRODUCCIÓN ÓPTIMA DE LOS POZOS .....	73
V.2.1 Simulación Pozo OR-2.....	75

V.2.2 Simulación Pozo OR-5 .....	77
V.2.3 Simulación Pozo OR-6 .....	80
V.2.4 Simulación Pozo OR-8 .....	81
V.2.5 Simulación Pozo OR-9 .....	84
V.2.6 Simulación Pozo OR-10 .....	87
V.2.7 Simulación Pozo OR-11 .....	89
V.2.8 Simulación Pozo OR-12 .....	92
V.2.9 Simulación Pozo OR-14 .....	94
V.2.10 Simulación Pozo OR-15 .....	96
<b>V.3 DETERMINACIÓN DE LA EFICACIA DE LOS TRATAMIENTOS DE ESTIMULACIÓN MATRICIAL NO REACTIVA.....</b>	<b>98</b>
V.3.1 Pozo OR-2 .....	99
V.3.2 Pozo OR-5 .....	100
V.3.3 Pozo OR-6 .....	101
V.3.4 Pozo OR-8 .....	102
V.3.5 Pozo OR-9 .....	103
V.3.6 Pozo OR-10.....	104
V.3.7 Pozo OR-11.....	105
V.3.8 Pozo OR-12.....	106
V.3.9 Pozo OR-14.....	107
V.3.10 Pozo OR-15.....	108
<b>V.4 COMPARACIÓN DEL INCREMENTO DE PRODUCCIÓN DE LO POZOS. ....</b>	<b>109</b>
<b>CONCLUSIONES .....</b>	<b>112</b>
<b>RECOMENDACIONES .....</b>	<b>114</b>
<b>REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS .....</b>	<b>115</b>
<b>BIBLIOGRAFÍA .....</b>	<b>117</b>

## ÍNDICE DE TABLAS

Tabla III.1: Propiedades Petrofísicas de los Bloques de la Formación Naricual .....	46
Tabla IV.1: Datos de Yacimiento y Producción de los pozos.....	49
Tabla IV.2 Datos adicionales de la Configuración de los pozos.....	50
Tabla IV.3 Datos de Presiones de cabezal y contenido de H <sub>2</sub> S de los pozos.....	51
Tabla IV.4 Criterio de Evaluación de las Estimulaciones .....	62
Tabla V.1: Datos de Entrada al Simulador Pozo OR-2 .....	75
Tabla V.2: Valores de tasa y presión del Análisis Nodal Pozo OR-2 .....	77
Tabla V.3: Datos de Entrada al Simulador Pozo OR-5 .....	78
Tabla V.4: Valores de tasa y presión del Análisis Nodal pozo OR-5.....	79
Tabla V.5: Datos de Entrada al Simulador Pozo OR-6 .....	80
Tabla V.6: Valores de tasa y presión del Análisis Nodal pozo OR-6.....	81
Tabla V.7: Datos de Entrada al Simulador Pozo OR-8 .....	82
Tabla V.8: Valores de tasa y presión del Análisis Nodal pozo OR-8.....	83
Tabla V.9: Datos de Entrada al Simulador Pozo OR-9 .....	84
Tabla V.10: Valores de tasa y presión del Análisis Nodal pozo OR-9.....	86
Tabla V.11: Datos de Entrada al Simulador Pozo OR-10.....	87
Tabla V.12: Valores de tasa y presión del Análisis Nodal pozo OR-10.....	89
Tabla V.13: Datos de Entrada al Simulador Pozo OR-11.....	90
Tabla V.14: Valores de tasa y presión del Análisis Nodal pozo OR-11 .....	91
Tabla V.15: Datos de Entrada al Simulador Pozo OR-12.....	92
Tabla V.16: Valores de tasa y presión del Análisis Nodal pozo OR-12.....	93
Tabla V.17: Datos de Entrada al Simulador Pozo OR-14.....	94
Tabla V.18: Valores de tasa y presión del Análisis Nodal pozo OR-14.....	95
Tabla V.19: Datos de Entrada al Simulador Pozo OR-15.....	96
Tabla V.20: Valores de tasa y presión del Análisis Nodal pozo OR-15.....	97
Tabla V.21: Producción Posterior a las Estimulaciones de los Pozos de estudio .....	98

## ÍNDICE DE FIGURAS

Figura II.1: Elementos Mecánicos de un Sistema de Producción de Petróleo .....	7
Figura II.2: Caídas de Presión a lo largo del Sistema de Producción. ....	8
Figura II.3: Ubicación de los Nodos de estudio de un Análisis Nodal. ....	10
Figura II.4: Esquema de Curvas de Comportamiento de Producción.....	18
Figura II.5: Comportamiento de Afluencia por el Método de Vogel. ....	21
Figura II.6: Modelo de un Pozo y sus principales Zonas. ....	22
Figura II.7: Comportamiento de la Presión de Inyección en el pozo durante una Prueba de Admisión a la Formación.....	29
Figura II.8: Componentes de una Unidad de <i>Coiled Tubing</i> .....	34
Figura III.1: Ubicación Geográfica del Campo El Furrial .....	40
Figura III.2: Mapa Estructural Tipo del Campo El Furrial .....	42
Figura III.3: Columna Estratigráfica del área El Furrial .....	43
Figura III.4: Registro Petrofísico tipo del Campo el Furrial .....	44
Figura IV.1: Diagrama de flujo de la metodología.....	47
Figura IV.2: Esquema Black Oil. Simulador PIPESIM.....	53
Figura IV.3: Esquema Black Oil – Contaminantes. Simulador PIPESIM.....	54
Figura IV.4: Correlaciones de flujo Multifásico. Simulador PIPESIM.....	55
Figura IV.5 Esquema pozo OR-5. Simulador PIPESIM.....	56
Figura IV.6 Datos de entrada de Completación vertical. Simulador PIPESIM .....	57
Figura IV.7: Información Direccional del pozo. Simulador PIPESIM.....	58
Figura IV.8: Datos de Temperatura del pozo. Simulador PIPESIM .....	58
Figura IV.9: Diámetros de Tubería de producción. Simulador PIPESIM .....	59
Figura IV.10: Sección del Estrangulador. Simulador PIPESIM .....	60
Figura IV.11: Operación de Análisis Nodal. Simulador PIPESIM .....	61
Figura V.1 Rango de Presiones de Yacimiento de los Pozos.....	63
Figura V.2: Rango de Profundidad del <i>Datum</i> de los Pozos en medidas TVD. ....	64
Figura V.3: Temperatura de Fondo de los Pozos. ....	65

Figura V.4: Valores de gravedad API encontrados en los crudos de los pozos de estudio.....	66
Figura V.5: Relación Gas-Petróleo de producción de los pozos. ....	67
Figura V.6: Valores de Porcentajes de agua y sedimentos de los Pozos. ....	68
Figura V.7: Contenido de H <sub>2</sub> S de los pozos.....	69
Figura V.8: Presiones de Cabezal de los pozos.....	70
Figura V.9: Reportes de Máxima restricción de tubería en al completación de los pozos. ....	71
Figura V.10: Máxima Desviación de los Pozos. ....	72
Figura V.11: Distribución de Frecuencia de tipos de pozos según su perfil. ....	72
Figura V.12: Distribución de Frecuencia de tipos de completación de los pozos.....	73
Figura V.13: Análisis Nodal Pozo OR-2. Simulador PIPESIM.....	76
Figura V.14: Análisis Nodal Pozo OR-5. Simulador PIPESIM.....	78
Figura V.15: Análisis Nodal Pozo OR-6. Simulador PIPESIM.....	80
Figura V.16: Análisis Nodal Pozo OR-8. Simulador PIPESIM.....	82
Figura V.17: Análisis Nodal Pozo OR-9. Simulador PIPESIM.....	85
Figura V.18: Análisis Nodal Pozo OR-10. Simulador PIPESIM.....	88
Figura V.19: Análisis Nodal Pozo OR-11. Simulador PIPESIM.....	90
Figura V.20: Análisis Nodal Pozo OR-12. Simulador PIPESIM.....	93
Figura V.21: Análisis Nodal Pozo OR-14. Simulador PIPESIM.....	94
Figura V.22: Análisis Nodal Pozo OR-15. Simulador PIPESIM.....	96
Figura V.23: Comparación de tasas de producción obtenidas del Pozo OR-2.....	99
Figura V.24: Comparación de tasas de producción obtenidas del Pozo OR-5.....	100
Figura V.25: Comparación de tasas de producción obtenidas del Pozo OR-6.....	101
Figura V.26: Comparación de tasas de producción obtenidas del Pozo OR-8.....	102
Figura V.27: Comparación de tasas de producción obtenidas del Pozo OR-9.....	103
Figura V.28: Comparación de tasas de producción obtenidas del Pozo OR-10.....	104
Figura V.29: Comparación de tasas de producción obtenidas del Pozo OR-11.....	105
Figura V.30: Comparación de tasas de producción obtenidas del Pozo OR-12.....	106
Figura V.31: Comparación de tasas de producción obtenidas del Pozo OR-14.....	107

Figura V.32: Comparación de tasas de producción obtenidas del Pozo OR-15.....	108
Figura V.33: Comparación de los porcentajes de Incremento de producción obtenidas en los Pozos. ....	109
Figura V.34: Comparación de los porcentajes de Incremento de producción obtenidas en los Pozos OR-6 y OR-11.....	110

## INTRODUCCIÓN

La estimulación matricial es una de las actividades más importantes en el mantenimiento de la producción de los pozos petroleros, que consiste en la inyección de fluidos de tratamiento a tasas de bombeo y presiones por debajo de la presión de fractura, con la finalidad de remover el daño ocasionado por la invasión de los fluidos a la formación durante las etapas de perforación y terminación de pozos, o por otros factores durante su vida productiva; mediante el cual se restituye ó se crea un sistema extensivo de canales en la roca productora de un yacimiento que sirven para facilitar el flujo de fluidos de la formación al pozo, convirtiéndose en una actividad fundamental para el mantenimiento o incremento de la producción de hidrocarburos.

En la industria petrolera se manejan dos términos referentes a estimulación matricial: Estimulación matricial reactiva; en la cual los fluidos de tratamiento reaccionan químicamente disolviendo materiales que ocasionan el daño en la formación así como sólidos de la roca, en este caso se utilizan usualmente los sistemas ácidos. Esta estimulación se emplea para remover en su mayoría daños ocasionados por partículas sólidas (arcillas) o depósitos inorgánicos, etc.

El otro término refiere a la estimulación matricial no reactiva, que es aquella en la cual los fluidos del tratamiento no reaccionan químicamente con los materiales o sólidos de la roca. En este tipo de operaciones se utilizan principalmente soluciones oleosas, alcoholes y/o solventes mutuos con aditivos, principalmente surfactantes. Estas estimulaciones comúnmente se emplean para remover daños por bloqueos de agua, daño por pérdida de lodo o depósitos orgánicos (parafinas, asfaltenos, etc). Operaciones que realiza la empresa Schlumberger Venezuela S.A. con equipos de tubería flexible o *Coiled Tubing* en el este de Venezuela, estado Monagas en el área de El Furrial, encontrada a 35 km al suroeste de la ciudad de Maturín.

En el área del Furrial el crudo muestra de 5% hasta un 15% de asfaltenos, teniendo problemas de daños a la formación debido a la reducción de la permeabilidad absoluta, originada por el obturamiento de los poros interconectados o fisuras de la roca, donde los asfaltenos se depositan por cambios de presión y temperatura, actuando como tapones que emigran de la formación al ser arrastrados por el flujo de fluidos a toda la configuración del pozo, generando caídas en la producción, razón por la cual se realizan las estimulaciones matriciales no reactivas para su restitución.

Este tema de investigación propuesto por Schlumberger Venezuela S.A, se plantea con la finalidad de mejorar los tratamientos realizados en el área, por lo cual este Trabajo Especial de Grado tiene el propósito de evaluar la productividad de los pozos del área el Furrial basándose en la producción arrojada por los pozos después de recibir los tratamientos, teniendo como apoyo en el área de producción el uso del simulador PIPESIM, analizando los datos obtenidos del mismo, para luego realizar una comparación entre las tasas de producción óptima arrojadas en la simulación, contra las tasas de producción obtenidos en campo.

El Trabajo Especial de Grado está dividido para su realización en cinco capítulos:

**Capítulo I:** Fundamentos de la Investigación; en él se establecen, el planteamiento del problema y los objetivos de la investigación, así como las limitaciones, alcance y justificación de la misma.

**Capítulo II:** Marco Teórico; se describen todos los fundamentos teóricos necesarios para la comprensión y desarrollo del tema, entre ellos se tiene todo lo referente a sistemas de producción, Comportamiento de afluencia, índice de productividad, daño a la formación, estimulaciones matriciales no reactivas, unidad de *Coiled Tubing*, entre otros.

**Capítulo III:** Descripción del Área de Estudio; En este capítulo se describen todas las características del Campo el Furrial, entre información disponible están las características geológicas, petrofísicas y condiciones de producción.

**Capítulo IV:** Marco Metodológico, se describe la metodología que será implementada para la realización del Trabajo Especial de Grado, se plantearán todos los procedimientos, fórmulas y pasos seguidos para lograr cumplir los objetivos de la investigación, desde la selección, análisis técnico y caracterización de los pozos en el área, la simulación del comportamiento de producción de los pozos de estudio y la evaluación de las estimulaciones, partiendo de la comparación de tasas de producción de simulación vs las obtenidas en campo.

**Capítulo V:** Análisis de Resultados, en este capítulo se presentarán todos los resultados y análisis de los mismos. Según la metodología utilizada, se analizarán las características de los pozos, los resultados de las simulaciones y los valores de producción reportados en campo.

Finalmente, se presentarán las conclusiones y recomendaciones establecidas luego de realizar el Trabajo Especial de Grado.

**CAPÍTULO I****FUNDAMENTOS DE LA INVESTIGACIÓN****I.1 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA**

Durante la etapa de producción, del pozo, uno de los mecanismos que causan disminución en el caudal, es el daño causado por la floculación de sustancias orgánicas, que causan restricciones y/o bloqueos de flujo, disminuyendo la permeabilidad en la cara de la formación también llamada matriz crítica. Actualmente, esta caída de presión adicional es la principal responsable en las bajas de producción ocurridas en los pozos del Campo el Furrial ubicado en el distrito norte de Monagas, al presentar problemas de depositación y precipitación de asfaltenos, en donde se hace necesario y prioritario lograr restituir la producción, al tratarse de un campo productor de crudo mediano y liviano de gravedad API entre 26 y 30; en donde los tratamientos de estimulación matricial no reactiva se presentan como la alternativa ideal para lograr dicha restitución en la producción de los pozos aquejados con este daño.

A raíz de esta situación es que los servicios de estimulación matricial no reactiva realizados con tubería flexible por Schlumberger Venezuela S.A. están siendo tan demandados en el área, encontrando útil llevar a cabo una evaluación de la eficacia de los tratamientos realizados, basándose en las tasas de producción alcanzada en los pozos sometidos a estas estimulaciones, al compararse con valores óptimos determinados por simulación, debido a que para un corto período de explotación, independientemente del tipo de empuje del yacimiento, la presión del mismo no cambia sensiblemente, por lo que la presión de fondo fluyente se puede considerar constante y en consecuencia el índice de productividad. Dado que el proceso de estimulación de un pozo se realiza en cuestión de horas, se puede considerar que se

realiza en períodos cortos de explotación, por lo que la determinación del índice de productividad y en consecuencia las tasas de producción antes y después de la estimulación puede evaluar su eficacia.

## **I.2 OBJETIVOS DE LA INVESTIGACIÓN**

### **1.2.1 Objetivo General**

Evaluar la Productividad en el Campo El Furrial Posterior a las Estimulaciones Matriciales no Reactivas.

### **1.2.1 Objetivos Específicos**

- 1) Caracterizar los datos de yacimiento, producción y terminación de los pozos sometidos a tratamientos de estimulación matricial no reactiva en el campo El Furrial.
- 2) Calcular la producción óptima de una muestra de pozos sometidos a tratamiento de estimulación matricial no reactiva en el campo El Furrial.
- 3) Comparar los valores de producción obtenidos mediante la herramienta computacional con los valores reportados en campo.
- 4) Determinar la eficacia de los tratamientos de estimulación matricial no reactiva realizados por Schlumberger Venezuela S.A. en el campo el Furrial.

## **I.3 JUSTIFICACIÓN**

El presente trabajo reviste fundamental importancia al evaluar uno de los servicios realizados con tubería flexible más solicitados por PDVSA a la compañía SCHLUMBERGER VENEZUELA S.A. como lo son las estimulaciones matriciales

no reactivas en el campo Furrial, del Distrito Norte del estado Monagas, donde se tienen crudos livianos y medianos, por lo cual su adecuada explotación y optimización de producción es de vital importancia para el país, al tratarse de un crudo que se cotiza con los más altos precios en el mercado y que además sus reservas están en constante agotamiento a nivel mundial.

Evaluación que permitirá optimizar los tratamientos hechos en el área, sirviendo de herramienta para mejorar el servicio prestado y así mantener el liderazgo en estimulaciones matriciales no reactivas, así como el soporte técnico que Schlumberger Venezuela S.A. da a sus clientes como valor agregado a sus operaciones con equipos de tubería flexible en el país.

#### **I.4 ALCANCE**

El alcance de este estudio se basa en lograr una evaluación en base a la producción alcanzada, de los tratamientos de estimulación matricial no reactiva diseñadas por PDVSA y realizados en el campo el Furrial hechos por la compañía SCHLUMBERGER VENEZUELA S.A con tubería flexible en los últimos 2 años, en base a la producción alcanzada posterior a realizarse el tratamiento, comparándola con la producción óptima determinada por simulación, desarrollando una metodología para evaluar la eficacia de los servicios hechos por la compañía.

#### **I.5 LIMITACIONES**

- 1) La incertidumbre de los datos arrojados por el simulador, debido a que algunos datos fueron generados por correlaciones.
- 2) La confiabilidad y disponibilidad de información que se tiene de los pozos a estudiar.

## CAPÍTULO II

### MARCO TEÓRICO

#### II.1 SISTEMA DE PRODUCCIÓN <sup>[1]</sup>

##### II.1.1 Introducción a los Sistemas de Producción.

Un sistema de producción es esencialmente es aquel que tiene la capacidad de transportar fluido desde el yacimiento hasta la superficie y separarlo en petróleo, gas y agua. Si es necesario, el petróleo y el gas, son tratados y preparados para la venta o el transporte desde el Campo. Cualquier caudal de agua producido, también es tratado y preparado para su posible re-inyección en el yacimiento o para su disposición. Los elementos mecánicos básicos del sistema de producción son el pozo, las líneas e tubería vertical y horizontal, el cabezal, el estrangulador o reductor, separadores, equipos de procesos y por último los tanques de almacenamiento. (Ver Figura II.1):

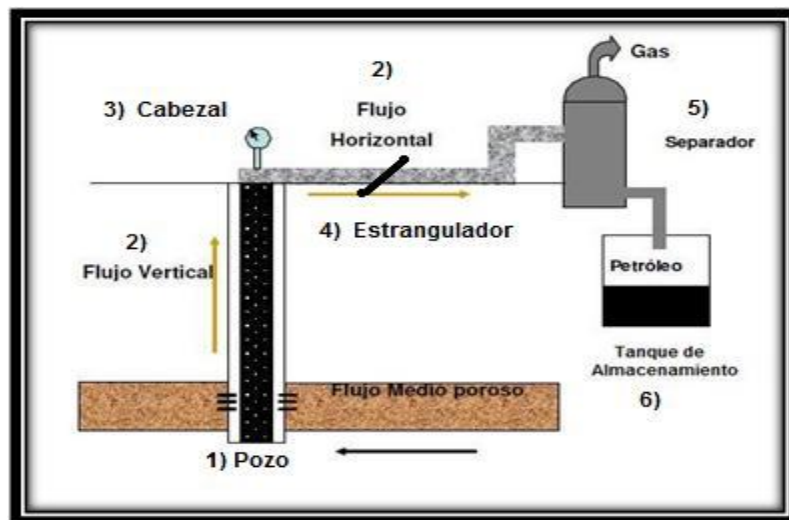


Figura II.1: Elementos Mecánicos de un Sistema de Producción de Petróleo <sup>[1]</sup>

### II.1.2 Perfil de Presiones a lo Largo del Sistema de Producción.

En análisis de presiones a lo largo del camino del fluido (desde el yacimiento hacia la superficie) es uno de los puntos más importantes a la hora de analizar el rendimiento de un pozo y optimizar la producción de un yacimiento. Este análisis de las caídas de presión en los distintos puntos del sistema forma parte del llamado Análisis Nodal (marca registrada de Flopetrol Johnston, una división de Schlumberger). La gráfica II.2 muestra la representación de las caídas de presión a lo largo de las distintas partes del sistema de producción.

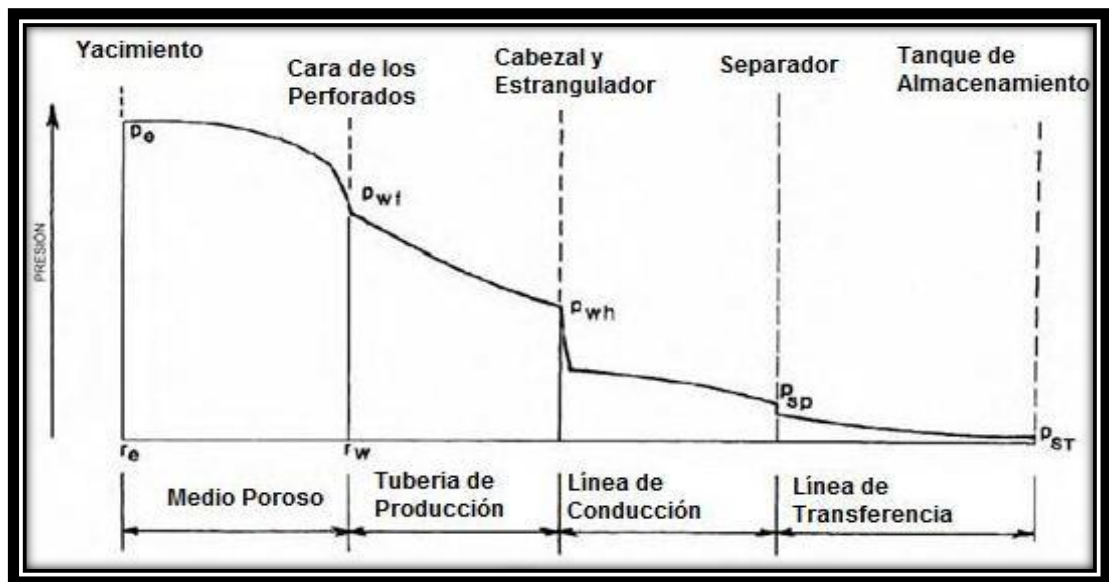


Figura II.2: Caídas de Presión a lo largo del Sistema de Producción. <sup>[1]</sup>

## II.2 ANÁLISIS NODAL <sup>[2]</sup>

### II.2.1 Fundamentos

El análisis nodal de un sistema de producción, realizado en forma sistemática, permite determinar el comportamiento actual y futuro de un pozo productor de

hidrocarburos, y consiste en dividir este sistema de producción en nodos de solución para calcular caídas de presión, así como la tasa de los fluidos producidos, y de esta manera, poder determinar las curvas de comportamiento de afluencia y el potencial de producción de un yacimiento. Como resultado de este análisis se puede optimizar la producción y el mejorar la eficiencia de flujo cuando se trata de un pozo productor, pero cuando se trata de un pozo nuevo, permite definir el diámetro óptimo de las tuberías de producción, del estrangulador, y línea de descarga por el cual debe fluir dicho pozo, así como predecir su comportamiento de flujo (aporte de hidrocarburos) y presión para diferentes condiciones de operación.

El procedimiento del análisis nodal ha sido reconocido en la industria petrolera como un medio adecuado para el diseño y evaluación, tanto en pozos fluyentes como en pozos que cuentan con un sistema artificial de producción, debido a las necesidades de mayor energía, y a los incentivos derivados del precio de los hidrocarburos. En el análisis nodal se evalúa un sistema de producción dividiéndole en tres componentes básicos:

- Flujo a través de un medio poroso (Yacimiento), considerando el daño ocasionado por lodos de perforación, cemento, etc.
- Flujo a través de la tubería vertical (Aparejo de producción), considerando cualquier posible restricción como empacamientos, válvulas de seguridad, estranguladores de fondo, etc.
- Flujo a través de la tubería horizontal (Línea de descarga), considerando el manejo de estranguladores en superficie.

Para predecir el comportamiento del sistema, se calcula la caída de presión en cada componente. Este procedimiento comprende la asignación de nodos en varias de las posiciones claves dentro del sistema (ver Figura II.3). Entonces, variando los caudales y empleando el método y correlación de flujo multifásico que se considere adecuado dependiendo de las características de los fluidos, se calcula la caída de presión entre dos nodos.

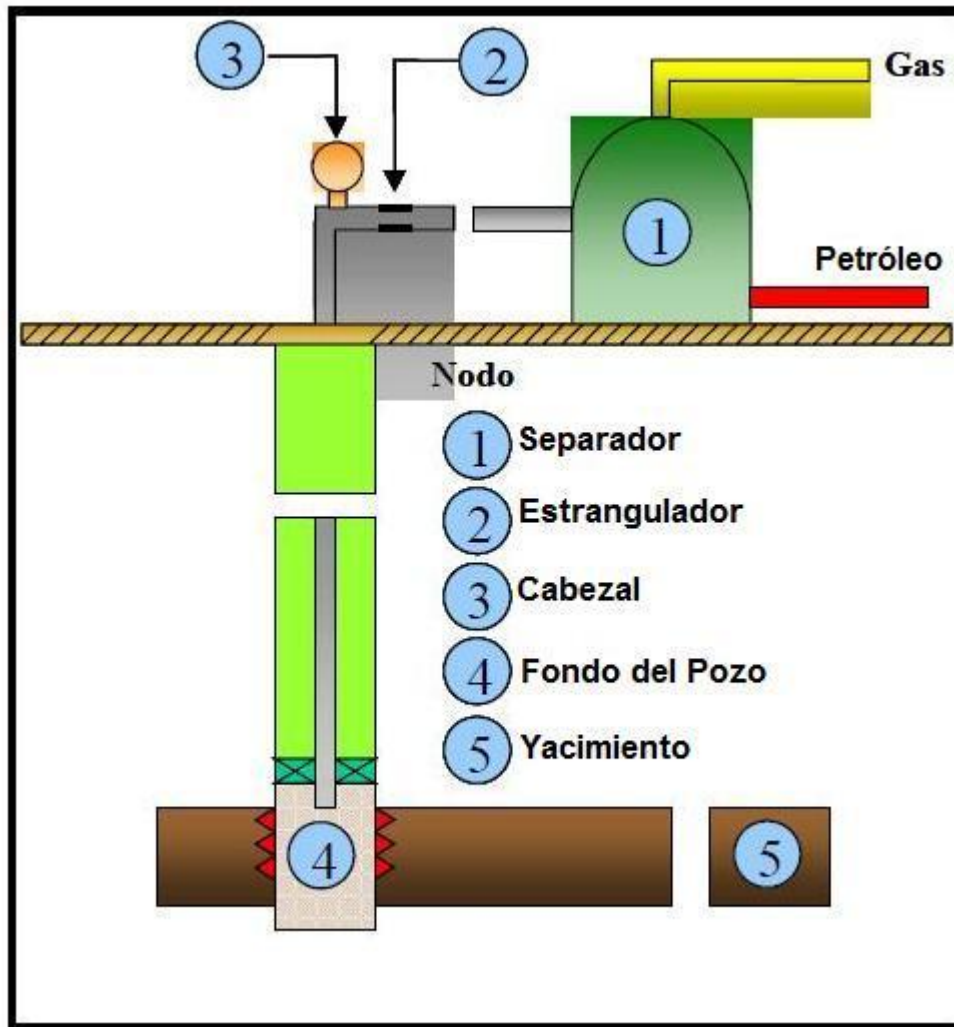


Figura II.3: Ubicación de los Nodos de estudio de un Análisis Nodal. <sup>[2]</sup>

Después de seleccionar un nodo de solución, las caídas de presión son adicionadas o sustraídas al punto de presión inicial o nodo de partida, el cual generalmente es la presión estática del yacimiento, hasta que se alcanza la convergencia en las iteraciones de cálculo para obtener el valor del nodo de solución. Para utilizar el concepto nodal, al menos se deberá conocer la presión en el punto de partida. En un sistema de producción se conocen siempre dos presiones, las cuales se consideran

constantes para fines de cálculo, siendo éstas la presión estática del yacimiento ( $P_e$  o  $P_{ws}$ ) y la presión de separación en la superficie ( $P_{sep}$ ). Por lo tanto, los cálculos pueden iniciar con cualquiera de ellas, para después determinar la presión en los nodos de solución intermedios entre estas posiciones de partida.

Los resultados del análisis del sistema no solamente permitirán la definición de la capacidad de producción de un pozo para una determinada serie de condiciones, sino que también muestran los cambios en cualquiera de los parámetros que afectan su comportamiento. Por lo tanto, el resultado neto es la identificación de los parámetros que controlan el flujo en el sistema de producción.

Las curvas de comportamiento de afluencia obtenidas, son función de los siguientes puntos clave del sistema:

- Características del yacimiento.
- Características de la tubería de producción y línea de descarga.
- Presión en el nodo inicial y final del sistema.
- Porcentaje de agua producido.
- Relación gas-líquido.
- Longitud de las tuberías.
- Temperatura.
- Características de los fluidos a manejar.
- Topografía del terreno en el caso de la línea de descarga.
- Grado de desviación del pozo.

La selección del nodo o nodos iniciales depende grandemente del componente del sistema que se desea evaluar, pero su posición deberá ser tal que muestre, de la mejor manera posible, la respuesta del sistema a una serie de condiciones, para que como resultado final se tenga una evaluación total del problema, dando así una solución

confiable. Un punto importante es que, además de las razones técnicas, se tendrá que aportar también una justificación económica, validando con ello de manera completa la solución encontrada.

### II.3 ÍNDICE DE PRODUCTIVIDAD (IP) <sup>[3]</sup>

El Índice de productividad IP o también abreviado con la letra J, es el potencial o habilidad de un pozo para producir fluido del yacimiento dependiendo de un diferencial de presión, además de ser un parámetro exclusivo del pozo y un indicador de la capacidad productiva del mismo.

La variación del IP depende de cómo fluctúa la tasa de producción y el diferencial de presión o caída de presión también llamada *Draw Down*. El cual permanece constante para un rango amplio de variación de tasa de flujo, en tal forma que ésta es directamente proporcional a la presión diferencial de fondo. Donde la razón de la tasa de producción, en barriles fiscales por días, a la caída de presión ( $P_e - P_{wf}$ ), en libras por pulgadas cuadradas, en el punto medio del intervalo productor, y esto se conoce como la ecuación de índice de productividad:

$$IP = J = \frac{Q_l}{P_e - P_{wf}} = \frac{Q_o + Q_w}{P_e - P_{wf}} \dots\dots\dots Ec.1$$

Donde:

IP/J: Índice de Productividad, BND/lpc.

$P_e$ : Presión estática del yacimiento, lpc.

$P_{wf}$ : Presión dinámica o presión de fondo fluyente, lpc.

$Q_l$ : tasa de producción de líquido, BND.

Qo: tasa de producción de petróleo, BND.

Qw: tasa de producción de agua, BND.

El IP es medido después de un período de cierre del pozo suficientemente largo para obtener equilibrio en la presión del yacimiento, empleando un medidor de presión de fondo para determinar la presión estática (Pe), y luego que el pozo haya producido a una tasa estabilizada por un tiempo determinado se mide la presión de fondo fluyente (Pwf). La diferencia (Pe-Pwf) se denomina presión diferencial o caída de presión. La tasa de flujo se determina por medio de medidas en el tanque de almacenamiento o, en algunos casos, de medidas de los separadores o con medidores de desplazamientos positivos.

**II.3.1 Tipos de Índice de Productividad**

1) Índice de productividad neto (Jn): Solo toma en cuenta la tasa de petróleo.

$$J = \frac{Q_o}{P_e - P_{wf}} \dots\dots\dots \text{Ec. 2}$$

Donde:

J: Índice de Productividad, BNPD/lpc.

Pe: Presión estática del yacimiento, lpc.

Pwf: Presión dinámica o presión de fondo fluyente, lpc.

Qo: tasa de producción de petróleo, BND.

2) Índice de productividad bruto (J): es la tasa de líquido (agua más petróleo).

$$J = \frac{Q_l}{P_e - P_{wf}} = \frac{Q_o + Q_w}{P_e - P_{wf}} \dots\dots\dots \text{Ec.3}$$

Donde:

J: Índice de Productividad, BND/lpc.

Pe: Presión estática del yacimiento, lpc.

Pwf: Presión dinámica o presión de fondo fluvente, lpc.

Ql: tasa de producción de líquido, BND.

Qo: tasa de producción de petróleo, BND.

Qw: tasa de producción de agua, BND.

- 3) Índice de productividad en peso (Jen peso): toma en cuenta es la masa de los fluidos. Es muy poco usado en la industria petrolera.

$$Jen\ peso = \frac{W_o+W_a+W_g}{P_e-P_{wf}} \dots\dots\dots Ec.4$$

Donde:

Jen peso: Índice de Productividad en peso, libras día/lpc.

Pe: Presión estática del yacimiento, lpc.

Pwf: Presión dinámica o presión de fondo fluvente, lpc.

Wo: masa de petróleo, libras/día.

Wa: masa de agua, Libras/día.

Wg: masa de gas, Libras/día.

- 4) Índice de productividad específico (Js): es la habilidad que tiene un pozo para producir fluidos por cada libre de presión diferencial y por cada pie de arena productora.

$$J_s = \frac{Q_o}{H \times (P_e - P_{wf})} \dots\dots\dots \text{Ec.5}$$

Donde:

$J_s$ : Índice de Productividad específico, BND/pie×lpc.

$P_e$ : Presión estática del yacimiento, lpc.

$P_{wf}$ : Presión dinámica o presión de fondo fluyente, lpc.

$Q_o$ : tasa de producción de petróleo, BND.

$H$ : espesor de arena productora, pies.

- 5) Índice de productividad términos radiales ( $J$ ): utiliza la ecuación de Darcy para flujo radial, quedando la ecuación.

$$J = \left( \frac{7,08 \times H}{\ln \frac{R_e}{R_w}} \right) \times \left( \frac{K_o}{\beta_o \times \mu_o} + \frac{K_w}{\beta_w \times \mu_w} \right) \dots\dots\dots \text{Ec.6}$$

Donde:

$J$ : Índice de Productividad radial, BND/pie x lpc.

$H$ : espesor de arena productora, pies.

$R_e$ : Radio de Drenaje, pies.

$R_w$ : Radio del pozo, pies.

$K_o$ : permeabilidad efectiva al petróleo, md.

$K_w$ : permeabilidad efectiva al agua, md.

$\beta_o$ : Factor volumétrico de formación del petróleo, BY/BN.

$\beta_w$ : Factor volumétrico de formación del agua, BY/BN.

$\mu_o$ : viscosidad del petróleo, cp.

$\mu_w$ : viscosidad del agua, cp.

### II.3.2 Rango de Variación del IP

En la práctica los valores de IP son variados dependiendo de las características de variación de cada pozo, de la zona y del país donde se encuentre el pozo.

En base a una experiencia general en Venezuela se han fijado los siguientes valores como indicativos de IP de un pozo.

- $J < 1.0$  BPD/lpc Es un IP bajo
- $1.0 \leq J \leq 2.0$  BPD/lpc Es un IP intermedio
- $J > 2.0$  BPD/lpc Es un IP alto

Aunque son raros los casos, se pueden conseguir valores tan bajos como 0,01 o menores y valores tan altos como 50 o más.

### II.3.3 Importancia del Conocimiento del IP <sup>[4]</sup>

Como se ha podido observar, el IP permite conocer el potencial de la formación y constituye un factor muy importante en la evaluación de un pozo o de un tratamiento que se le realice a dicho pozo. Con el fin de complementar lo afirmado, se revisan los siguientes ejemplos:

- Un pozo produce regularmente durante un tiempo dado y de pronto comienza a disminuir su producción, se supone que dicho pozo produce por bombeo, se tienen las condiciones bajo las cuales produce el pozo:  $q$ ,  $P_{wf}$ , relación gas petróleo (RGL), diámetro de tubería, entre otros. Se puede construir un gráfico de  $P_{wf}$  vs.  $q$  y averiguar si el pozo realmente dejó de producir, debido a que ya la formación no tiene suficiente potencial para hacer mover fluidos o si la bomba está dañada o es que existe algún otro defecto mecánico dentro del pozo.

- A un pozo se le realiza determinado tratamiento con el objeto de estimular la formación. Se comparan los valores de índice de productividad antes y después del tratamiento. Esta información permite determinar si el tratamiento ha tenido éxito o no, y si ha tenido éxito se puede establecer si existe algún daño mecánico dentro del pozo.
- Se desea hacer el diseño completo de un pozo el cual se va a poner a producir de un determinado yacimiento. Haciendo uso del IP se puede determinar cuál debe ser el diámetro óptimo de la tubería que se puede utilizar para obtener una determinada producción. De la misma manera se puede determinar cuál debe ser el tamaño del estrangulador a utilizar para estas condiciones.

#### II.4 COMPORTAMIENTO DE AFLUENCIA O IPR <sup>[5]</sup>

Históricamente el primer intento para construir una curva de comportamiento de afluencia de un pozo o IPR (*Inflow Performance Relationship*), resultó de la suposición de que la IPR era una línea recta. Por lo tanto, bajo esta suposición, el flujo de líquido en un pozo será directamente proporcional a la caída de presión en el fondo del mismo.

Sin embargo, posteriormente W. E. Gilbert (1954) realizó diversas observaciones en campos productores de hidrocarburos y se dio cuenta que esto sólo se cumplía cuando la  $P_{wf}$  se encontraba por encima del punto de burbuja o presión de saturación, mientras que para la mayoría de los pozos, los cuales su  $P_{wf}$  estaba por debajo del punto de burbuja, la IPR graficada formaba una curva debido a que la fase gaseosa presente en el petróleo tenía un efecto en la producción (ver Figura II.4).

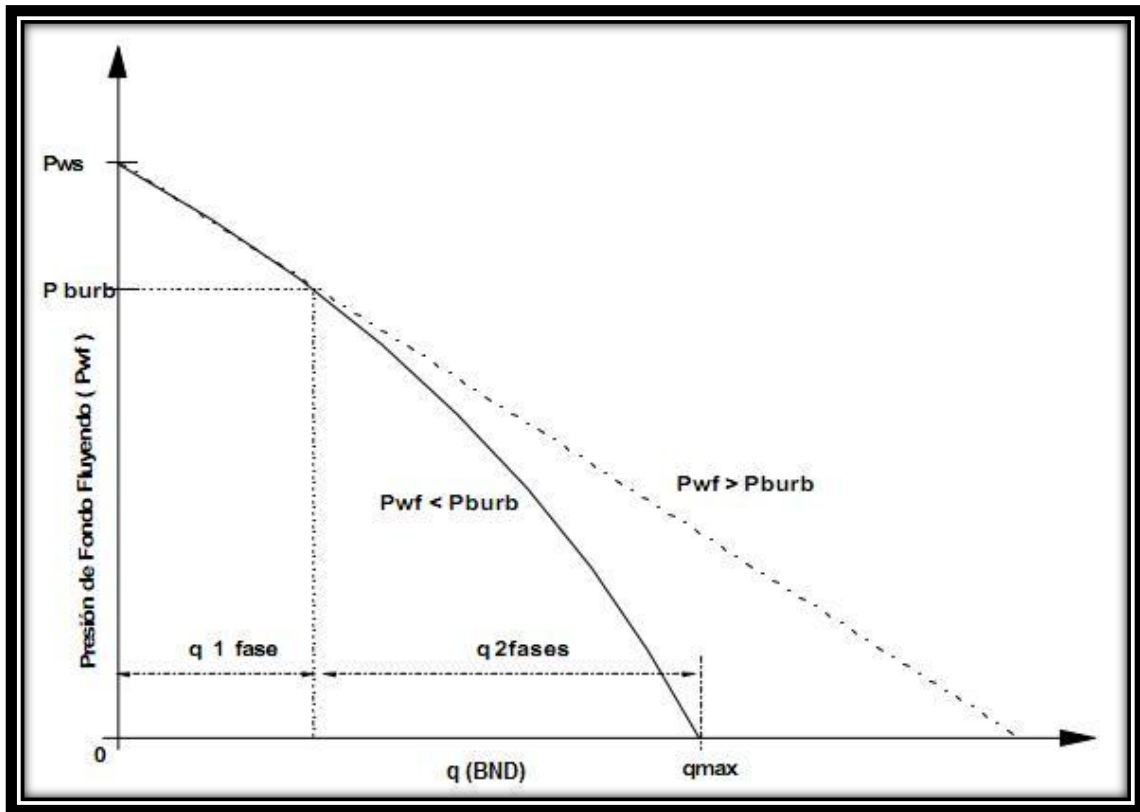


Figura II.4: Esquema de Curvas de Comportamiento de Producción. [5]

Este investigador encontró que el índice de productividad variaba con respecto al tiempo. Esto se debe a que la presión en el yacimiento disminuye conforme a la explotación del mismo, lo cual se traduce en un incremento en la saturación de gas y en un incremento en la resistencia a fluir del crudo. Para una caída constante de presión, el IP también dependerá del mecanismo de empuje del yacimiento.

Para un yacimiento con empuje asociado a un acuífero activo, el IP permanecerá casi constante cuando produzca por encima del punto de burbuja, debido a que no existe gas liberado en el yacimiento que pueda afectar las permeabilidades relativas del petróleo y del agua.

### II.4.1 Factores que Afectan el Comportamiento de Afluencia IPR

- Disminución de la permeabilidad relativa al petróleo ( $K_{ro}$ ) por incremento de la saturación de gas.
- Incremento en la viscosidad del Petróleo como consecuencia de la disminución de la Presión.
- Comportamiento del Factor Volumétrico del Petróleo con presión: debido a que a mayor variación disminuirá la linealidad de la curva.
- Daño o Estímulo a la formación en las cercanías del pozo.
- Agotamiento del Yacimiento. A medida que la producción acumulada aumenta el IPR disminuye.
- Mecanismos de producción del Yacimiento: Gas Disuelto, Capa de Gas, Empuje Hidráulico: Debido al cambio en la linealidad del IPR producto del mantenimiento de la presión, evitando o induciendo la saturación del yacimiento
- Mecanismos Combinados.
- Si la  $P_{wf}$  disminuye, el *draw down* aumenta, por lo tanto la tasa de flujo aumenta y el  $J$  disminuye.
- La temperatura: ya que afecta las propiedades del crudo.

### II.4.2 Cálculo del IPR por el Método de Vogel <sup>[6]</sup>

El método de cálculo de IPR propuesto por Vogel (1968) se define para yacimientos saturados que tienen como mecanismo de producción gas disuelto y ha extendido su aplicabilidad para cualquier yacimiento cuya saturación de gas se incrementa a medida que el yacimiento se agota.

Vogel desarrolló un estudio sobre IPR para yacimientos con empuje por gas en solución derivando ecuaciones que describían los perfiles de presión y saturación de gas desde el fondo del pozo hasta las fronteras del yacimiento. Con estas ecuaciones consideró variaciones en las caídas de presión y en las propiedades roca – fluido, hasta obtener una relación adimensional para el índice de productividad.

La correlación de Vogel para obtener una curva IPR adimensional es la siguiente:

$$\frac{Q}{Q_{max}} = 1 - 0,2 \times \frac{P_{wf}}{P_e} - 0,8 \times \left( \frac{P_{wf}}{P_e} \right)^2 \dots\dots\dots Ec.7$$

Donde:

Q: Tasa de Petróleo, BND.

Qmax: tasa máxima o AOFD por sus siglas en inglés, BND.

Pwf: presión de fondo fluyente, lpc.

Pe: Presión estática del yacimiento, lpc.

Vogel consiguió que el gráfico de presión adimensional (Pwf/Pe) versus tasa de flujo adimensional (qo/qmáxima) para yacimientos de características diferentes (permeabilidades relativas, espaciamento, daño, agotamiento) se acercaran hasta llegar a una forma genérica (Ver Figura II.5).

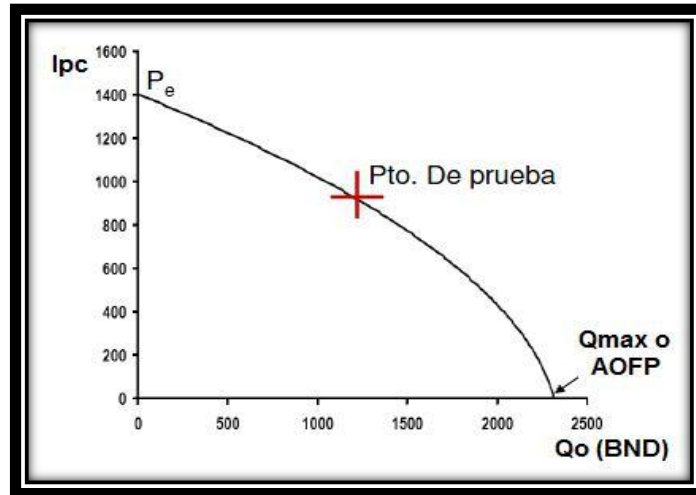


Figura II.5: Comportamiento de Afluencia por el Método de Vogel. <sup>[6]</sup>

En este método se vale de las siguientes suposiciones:

- Yacimiento circular.
- Flujo radial uniforme con saturación de agua constante.
- No existe segregación gravitacional.
- Válido solo para flujo bifásico (petróleo – gas).
- No toma en cuenta el daño a la formación.
- Aplicable a fluidos compresibles.
- Se puede aplicar si al menos se tiene una prueba de producción.

## II. 5 DAÑO A LA FORMACIÓN <sup>[7]</sup>

### II.5.1 Definición de Daño

Se define el daño a la formación como cualquier restricción al flujo de fluidos en el medio poroso, causado por la reducción de la permeabilidad en la vecindad del pozo,

ocasionando una caída de presión adicional en el flujo de fluidos, debido a la introducción de agentes externos (fluidos de perforación y terminación y/o rehabilitación de pozos) u operaciones de perforación, disminuyendo significativamente la productividad del pozo. En la Figura II.6 se muestra un modelo de pozo-yacimiento donde se distinguen tres zonas principales:

- La zona del pozo (vecindad del pozo).
- La zona alterada, zona dañada o matriz crítica.
- El yacimiento (zona no dañada).

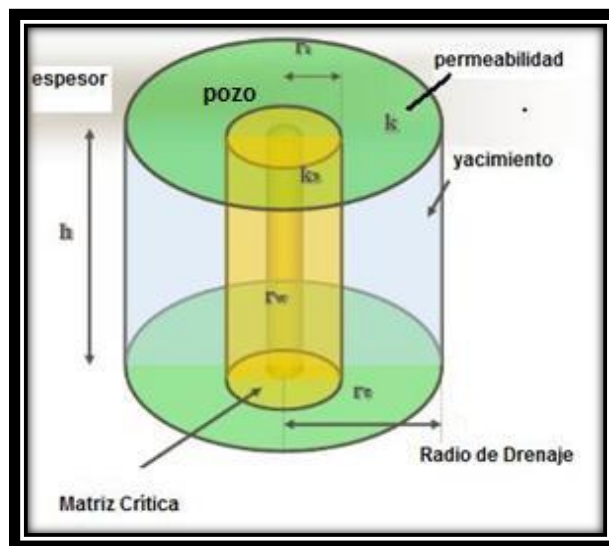


Figura II.6: Modelo de un Pozo y sus principales Zonas. <sup>[10]</sup>

Para el diseño del remedio correcto para restablecer la producción del pozo es necesario determinar no solo la naturaleza del daño sino también el conocimiento del lugar del pozo donde está el daño que más afecta a la producción. Pueden usarse para la estimulación del pozo fluidos similares a lo que se utilizan en la limpieza del mismo, de acuerdo a la naturaleza del daño. La elección del método a utilizar depende pura y exclusivamente del lugar en el pozo donde se encuentra el daño.

**II.5.2 Factor de Daño o *Skin***

El factor de daño o *Skin* (S) se emplea para cuantificar cambios de permeabilidad en la matriz, que relaciona las caídas de presión en el daño con la tasa de flujo y transmisibilidad de la formación.

Usando el concepto de *skin* como un área anular de permeabilidad alterada en la vecindad del pozo, Hawkins desarrolló la ecuación 8 para cuantificar el daño a la formación.

$$S = \left[ \frac{K}{K_d} - 1 \right] \times \ln \left( \frac{r_d}{r_w} \right) \dots\dots\dots \text{Ec. 8}$$

Donde:

K= permeabilidad, md.

Kd = permeabilidad del daño, md.

rd = Radio del daño, pies.

rw = Radio del pozo, pies.

Incluyéndose el factor de daño en la ecuación de Darcy queda la ecuación 9 determinando las tasas obtenidas del pozo con presencia de daño.

$$q = \frac{7,08 \times K \times h \times (P_e - P_{wf})}{\beta_o \times \mu_o \times [\ln(r_e/r_w) + S]} \dots\dots\dots \text{Ec. 9}$$

Donde:

q = tasa de producción, BND.

K = permeabilidad, md.

h = espesor de la arena, pies.

Pe = presión estática del yacimiento, lpc.

Pwf = presión de fondo fluyente, lpc.

$B_o$  = Factor volumétrico de formación del petróleo,  $B_Y/B_N$ .

En base al valor numérico del daño ( $S$ ) se tiene:

- $S > 0$ : Pozo dañado. En este caso, existen restricciones adicionales al flujo hacia el pozo.
- $S = 0$ : Pozo sin daño. El daño es nulo, no existen restricciones de flujo hacia el pozo. El pozo está produciendo con un diámetro igual al real.
- $S < 0$ : Pozo estimulado. El pozo estará produciendo más de lo esperado. Se considerará en este caso, que el pozo produce con un diámetro de pozo mayor que el perforado.

Este daño puede tener diversos valores, que pueden llegar a ser muy grandes. Puede ser mayor a 100 o mayor en pozos con completaciones muy pobres. Sin embargo, el efecto de daño mínimo en una formación altamente estimulada es de alrededor de -5.

### II.5.3 Pseudodaño y *Pseudoskin* <sup>[8]</sup>

Atribuir todo el *skin* a un daño dentro de la formación es un error muy común, hay otras contribuciones no relacionadas al daño, llamadas *pseudoskins* y deben ser extraídas del daño total para poder estimar el verdadero daño de la formación. Hay dos contribuciones al *skin*, la primera está relacionada al daño de formación, actúa directamente en el sistema poroso, disminuyendo la porosidad y permeabilidad en la zona del daño; la segunda está relacionada con un daño superficial en la cara de la formación y tiene que ver con el desgaste mecánico producido por la mecha de perforación y el desgaste mecánico producido por el flujo durante la perforación.

El *skin* de origen mecánico es comúnmente llamado pseudodaño (no es el *pseudoskin*) mientras que el daño de formación es el único realmente originado dentro de la formación, y no tiene efecto ni relación con el *skin* de origen mecánico.

Los *pseudoskins* remanentes después de la terminación pueden ser atribuidos directamente al pozo. No todos estos tienen que ver con el daño verdadero, pueden tener origen mecánico o físico, siempre se encuentran *pseudoskins* negativos en pozos desviados, el alejamiento negativo es función del ángulo de desviación del pozo y de la dureza de la roca yacimiento.

### II.5.3.1 Pseudoskins y Condiciones de Producción

Las condiciones dadas por la tasa y el ángulo de inclinación pueden inducir a caídas de presión adicionales o *pseudoskins*. Si se pone al pozo a producir a elevada tasa, puede originarse flujo turbulento en la formación, al igual que durante la perforación. El correspondiente *pseudoskin* positivo es proporcional a la tasa de flujo por encima de un mínimo dado, debajo de este valor crítico, tal *pseudoskin* no existe, puesto que no hay desgaste mecánico en la cara de la arena producido por la tasa de flujo. La inevitable variación del diámetro del pozo durante la perforación, puede modificar progresivamente el flujo de laminar a turbulento y crear un *pseudoskin* que se suma al daño real de la formación.

Si se perfora a altas velocidades de penetración puede causar que la presión en las inmediaciones del pozo caiga por debajo del punto de burbuja de los hidrocarburos, y puede así crearse un *pseudoskin* positivo como consecuencia del bloqueo producido por el gas, de la misma manera, si se produce gas condensado por debajo del punto de rocío, resultan líquidos emergiendo alrededor de las inmediaciones del pozo y alterando el flujo, ambos fenómenos son efectos de la permeabilidad relativa, pero nunca se manifiestan por sí mismos como *pseudoskins* positivos.

En yacimientos de arena no consolidada, el flujo dependiente del *skin* puede ser causado por modificaciones en los arcos de arena producidos durante la perforación. Se detectan variaciones abruptas del *skin* totalmente dependientes del caudal de flujo.

### II.5.3.2 Otros Pseudodaños

Otras causas del deterioro de la producción son:

- Colapso de la tubería de producción.
- Colapso de perforaciones, se da en formaciones donde se ha sobreestimado la competencia de caudales y presiones entre pozos vecinos.
- Pobre aislamiento entre zonas productivas como resultado de una pobre cementación.
- Pobre diseño del sistema de levantamiento artificial por gas (*Gas-Lift*); diámetro de la tubería de producción insuficiente; presión de operación de *Gas-Lift* inadecuada; diseño incorrecto del sistema de válvulas; contrapresión en superficie demasiado elevada.

## II.6 ASFALTENOS <sup>[9]</sup>

Los asfaltenos constituyen los componentes más pesados del crudo, con un punto de fusión no definido. Se piensa que están disueltos en el crudo como partículas coloidales que le dan la coloración negra-marrón al crudo. Debido a que los asfaltenos contienen una alta complejidad macromolecular, solo se conocen sus estructuras químicas promedios.

### II.6.1 Precipitación y Depositación de Asfaltenos

Los cambios producidos en la presión, la temperatura, la composición y la tasa de corte pueden provocar la precipitación y depositación de asfaltenos. Estos cambios pueden ser inducidos por una diversidad de procesos, incluyendo el agotamiento

primario, la inyección de gas natural o dióxido de carbono, los tratamientos de acidificación y la producción mezclada de fluidos incompatibles entre sí. Los asfaltenos pueden acumularse en muchos lugares a lo largo del sistema de producción, desde el interior de la formación hasta las bombas, la tubería de producción, los cabezales de los pozos, las válvulas de seguridad, las líneas de flujo y las instalaciones de superficie, produciendo daños a la formación y consecuentemente interrupciones y restricciones de la producción.

La sola presencia de asfaltenos en un petróleo crudo no es indicativa de la existencia de problemas de producción asociados con la presencia de asfaltenos. Los crudos pesados, aquellos que poseen las mayores concentraciones de asfaltenos, suelen mantenerse estables durante la producción, y no contribuyen a taponar el pozo. Los problemas de precipitación de asfaltenos son más comunes en crudos más livianos que contienen cantidades menores de asfaltenos y se encuentran en yacimientos cuyas presiones son muy superiores a la del punto de burbuja.

## **II.6.2 Daño por Precipitación de Asfaltenos <sup>[10]</sup>**

### **II.6.2.1 Diagnóstico**

- Muestras localizadas en el pozo (fondo del hoyo, niples, mangas)
- Obstrucción en la línea de flujo y/o en el pozo
- Muestras tomadas con guaya durante verificaciones y calibraciones de fondo
- Aumentos anormales en la relación gas-petróleo
- Análisis físico-químico del hidrocarburo

### **II.6.2.2 Mecanismo**

- 1) Natural:
  - Composición del crudo.

- Caídas de presión y temperatura en el yacimiento y/o en el pozo.
- 2) Inducido:
- Tratamientos inadecuados por uso de fluidos incompatibles con los fluidos de formación, ocasionando cambios en el ph y en la tensión interfacial de los mismos.

### II.6.2.3 Tratamiento

- Estimulaciones matriciales no reactivas utilizando solventes aromáticos, utilizando principalmente Xileno.
- Indispensable realizar pruebas de compatibilidad del fluido del tratamiento con los fluidos de la formación.

## II.7 ESTIMULACIÓN MATRICIAL NO REACTIVA <sup>[11]</sup>

### II.7.1 Definición

La estimulación matricial no reactiva son aquellas en la cual los fluidos del tratamiento no reaccionan químicamente con los materiales o sólidos de la roca. En este tipo de operaciones se utilizan principalmente soluciones oleosas, alcoholes y/o solventes mutuos con aditivos, principalmente surfactantes. Estas estimulaciones comúnmente se emplean para remover daños por bloqueos de agua, daño por pérdida de lodo o depósitos orgánicos (parafinas, asfaltenos, etc).

Los procedimientos de estimulación matricial son caracterizados por tasas y presiones por debajo de los valores por debajo de los valores de fracturamiento de la formación, para definir estos rangos de presión se lleva a cabo una prueba de admisión en el intervalo productor (Ver figura II.7), las tasas seleccionadas para la estimulación serán aquellas apreciados por debajo del punto A (presión de factura) observado en la figura II.4. Esto permitirá una penetración del fluido a la matriz, en forma radial

circular, con un consecuente mejor contacto de la zona cercana a la cara del pozo con el fluido de estimulación.

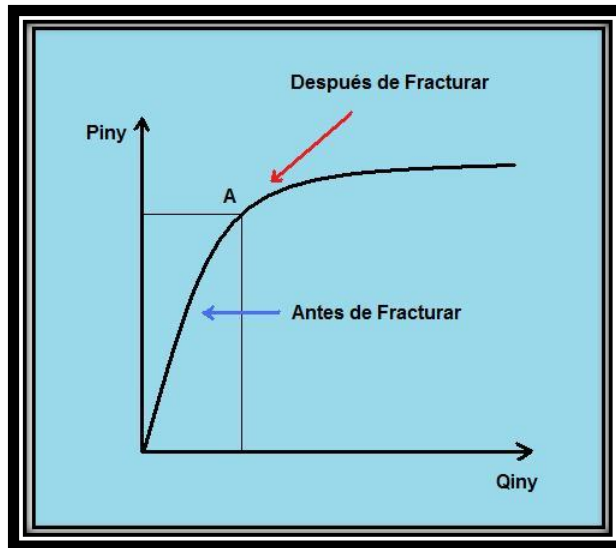


Figura II.7: Comportamiento de la Presión de Inyección en el pozo durante una Prueba de Admisión a la Formación.<sup>[11]</sup>

Si la magnitud de la permeabilidad de la formación se conoce, teóricamente puede estimarse la tasa máxima de inyección a la cual la formación aceptará fluido sin fracturarse. La mayoría de los yacimientos no toleran tasas de inyección muy altas en la entrada radial circular de la matriz, donde altas tasas de inyección provocarán fracturamiento.

El éxito de la estimulación matricial depende primordialmente de la selección apropiada del fluido de tratamiento. El proceso de selección de un fluido es en general muy complejo, debido a muchos parámetros involucrados que varían ampliamente, como son el tipo de daño, las características de la formación, las condiciones del pozo, el criterio económico, etc. Dada esta amplia variedad de condiciones, se han desarrollado un gran número de fluidos de tratamiento, los cuales pueden aplicarse en situaciones específicas.

La selección del fluido óptimo, es decir, aquel que reporte mayores ventajas para la solución de un problema dado, debe basarse en la consideración de todos los parámetros relevantes, como son: La mineralogía de la formación, la identificación y evaluación del daño, la experiencia que se tiene en el área, los resultados de pruebas específicas de laboratorio.

Entre los factores más importantes a considerar están el tipo, severidad y localización del daño a remover, la selección del fluido de tratamiento dependerá básicamente de estos factores y de su compatibilidad con la roca de la formación y sus fluidos.

### **II.6.2 Fluidos de Tratamiento**

Los fluidos utilizados en las estimulaciones matriciales no reactivas para remover daños por precipitación de asfaltenos son:

- 1) Fluido Base: los fluidos base se utilizan para acarrear los aditivos del fluido de tratamiento, son en general acuosos y oleosos, siendo en el segundo el gasoil el fluido más utilizado.
- 2) Solventes Aromáticos: compuestos capaces de disolver sustancias orgánicas, siendo los más utilizados los solventes monoaromáticos como el tolueno, xileno y el gasoil.
- 3) Surfactantes: son productos químicos compuestos por un grupo hidrofílico y otro lipofílico, que tienen la habilidad de disminuir la tensión superficial de un líquido al adsorberse en la interfase de los líquidos inmiscibles, en las estimulaciones de pozos se utilizan para restaurar las condiciones originales de la formación, reduciendo las tensiones interfaciales de los fluidos e invirtiendo la humectabilidad de la roca.

- 4) Solventes mutuales: materiales específicos que son solubles tanto en petróleo como en agua, se utilizan para reducir la saturación de agua en la cercanía del pozo y mantener la mejor permeabilidad relativa al petróleo.

### **II.6.3 Diseño y Planeación del Fluido de Tratamiento**

La planeación y el diseño de una estimulación matricial no reactiva consisten en general, de los siguientes pasos:

- 1) Evaluación del daño: se procede a revisar cuidadosamente las operaciones previas a la situación actual del pozo, basándose en las condiciones en las que se perforó el pozo (fluido de perforación, filtrado, tiempo de exposición), así como también analizar el comportamiento de la producción, tomando en cuenta pruebas de formación y posibles muestras para luego llevarlo a pruebas de laboratorio para así identificarlo y finalmente cuantificarlo a través de métodos de ingeniería como análisis nodal, análisis de pruebas de presión, entre otros. Llevando a cabo la estimulación solo en el caso de identificar de manera confiable el daño.
- 2) Selección de la solución del tratamiento: Si la estimulación está indicada, los fluidos de tratamiento y sus aditivos deberán seleccionarse de acuerdo a procedimientos de laboratorio.
- 3) Tasa y Presión de Inyección: se determinan a través de pruebas de inyectividad, o en caso de no tenerlas se pueden estimar de acuerdo a datos obtenidos de campo como por ejemplo, el gradiente de fractura de la formación.
- 4) Volumen: la determinación del volumen de solución de tratamiento depende de la longitud del intervalo a tratar y a la penetración de la zona dañada, donde se recomienda penetrar la matriz crítica.

- 5) Incremento de la Productividad: de ser posible se debe estimar el incremento de la productividad esperado.
- 6) Programa de Estimulación: consiste en especificar todas las acciones que se tomarán, desde la planeación previa a la estimulación, antes, durante y después de la misma. En este programa debe incluirse los volúmenes, tasas, presiones, tiempos, tipos de fluidos y los antecedentes necesarios del pozo, incluyendo su diagrama mecánico.

## **II.7 UNIDAD DE TUBERÍA FLEXIBLE O *COILED TUBING* (CT) <sup>[12]</sup>**

### **II.7.1 Tubería Flexible o *Coiled Tubing***

La tubería flexible o *Coiled Tubing* (CT, por sus siglas en inglés), se define como cualquier producto tubular fabricado de manera continua en longitudes que requieren que sea enrollado en un carrete durante el proceso de fabricación. La tubería se endereza antes de introducirla en el pozo y se enrolla nuevamente en el carrete al sacarla. Los diámetros generalmente varían entre 0,75 y 4,0 pulgadas, y se comercializan en carretes sencillos, en longitudes que exceden los 30.000 pies en aceros que han soportado fuerzas desde 55.000 lpc hasta 120.000 lpc.

### **II.7.2 Elementos de la unidad de *Coiled Tubing*.**

La unidad de CT está formada por un conjunto completo de equipos necesarios para llevar a cabo actividades estándar en el campo, en operaciones con tubería flexible. La unidad consiste de cuatro elementos básicos (Ver Figura II.8):

- 1) El conjunto de potencia o *Power Pack*: es usualmente un motor a diesel conectado a un arreglo de bombas que genera la potencia hidráulica y neumática requerida para operar los circuitos de la la unidad de CT.
- 2) Cabina de Control: contiene todos los instrumentos y controles necesarios desde la cual el operador del equipo monitorea y controla la operación de CT. Dependiendo de la configuración de la unidad la cabina puede ser portátil o incorporada de manera permanente en el tráiler del conjunto de potencia.
- 3) Carrete o *Reel*: para el almacenamiento, protección y transporte de la CT, el cual posee una unión giratoria que permite la inyección de fluidos hacia la tubería mientras se está enrollando o desenrollando la tubería.
- 4) Cabezal de inyección o Inyector : para suministrar en superficie la fuerza necesaria para introducir y retirar la CT dentro del pozo, cuya configuración es en general dos cadenas opuestas que sirven como componentes de tracción y de tensión. Además contiene un arco guía llamado cuello de ganso o *gooseneck* que lleva a la tubería desde el ángulo con que sale del carrete hasta el ángulo vertical necesario para entrar al inyector.



Figura II.8: Componentes de una Unidad de *Coiled Tubing*.<sup>[13]</sup>

### II.7.3 Ventajas de Operaciones con *Coiled Tubing*<sup>[13]</sup>

Mientras la ventaja inicial del desarrollo de la tubería flexible era poder trabajar en pozos en producción activos, la rapidez y la economía se han convertido en el principal beneficio en la utilización de la tubería enrollada, así como los espacios reducidos y tiempos de operación más cortos en las operaciones de perforación y reparaciones.

Algunas de las ventajas clave asociadas con la utilización de la tecnología CT son las siguientes:

- Seguridad y efectividad para intervenir en pozos activos.
- Rapidez en la movilización y montaje de los equipos.

- Posibilidad de mantener el pozo circulando mientras se introduce y extrae la tubería.
- Disminución de los tiempos de viaje, lo que significa una menor pérdida de producción.
- Reducción en el número de operarios requeridos.
- Los costos pueden ser significativamente reducidos.

### II.7.3.1 Intervención en pozos vivos

Una intervención de reacondicionamiento de pozos de petróleo o gas, también llamado *workover* es un tratamiento de mantenimiento mayor. En muchos casos, una reparación de pozos requiere la eliminación y sustitución de la sarta de tubería de producción una vez esté controlado el pozo, colocando una plataforma o taladro de reacondicionamiento en el lugar.

Las operaciones de CT, sin embargo, se pueden ejecutar a través de la tubería de producción o revestimiento existentes, mientras el pozo sigue en producción gracias a los equipos de control de presión utilizados en cada operación de CT, que permiten llevar a cabo el trabajo de reacondicionamiento de manera segura en un pozo vivo. La capacidad de realizar una intervención sin tener que matar el pozo y eliminar la tubería de producción ahorra al cliente tiempo y dinero evitando además posibles daños a la formación.

### II.7.3.2 Circulación Continua

El *reel* del *Coiled tubing* está equipado con tuberías y una unión giratoria o *Swivel*, lo que permite que el líquido o fluido de tratamiento se bombee a través de la tubería, mientras que el *reel* está girando. Así el *Coiled Tubing* permite la circulación continua durante la ejecución del trabajo, ya sea metiendo o sacando tubería debido a la continuidad de la tubería. En un *workover* convencional, la circulación se debe detener para dividir o sacar cada tramo de tubería. La capacidad de circulación

continua en un tratamiento proporciona un mejor control, lo cual es una de las principales razones por la que las unidades de *Coiled Tubing* son utilizadas para la intervención de pozos vivos.

### **II.7.3.3 Rápida Movilización y Vestida**

Dado que todos los componentes de un equipo de *Coiled Tubing* son modulares y móviles (es decir, portátiles deslizables o montado en un camión o tráiler, que se pueden mover de un lugar a otro con facilidad, una unidad de CT puede ser manipulada con más rapidez que las plataformas o taladros convencionales.

### **II.7.3.4 Impacto Ambiental**

La huella o marca dejada por la unidad CT suele ser mucho menor de un taladro de *workover*. Esto se traduce en menos daños al medio ambiente. Además, debido a que la unidad de CT y su sistema de circulación son auto-contenidos, cualquier líquido derramado también será contenido, protegiendo así al medio ambiente.

### **II.7.3.5 Tiempos de Viaje**

Debido a que la tubería es continua, puede ser corrida y retirada rápidamente del pozo mientras que en el caso de la tubería convencional al estar constituida por tubulares individuales enroscados entre sí, necesitan ser desconectados o conectados cuando se sale o entra al pozo, donde las operaciones de viajes de tubería se traducen en consumo de tiempo, pudiendo también resultar en accidentes a los trabajadores del taladro; por lo que el tiempo ahorrado y la seguridad de la operación es una de las grandes ventajas del *Coiled Tubing*.

**II.7.3.6 Manejo de la Tubería**

El manejo de tubería se refiere a levantar, soltar y mantener las tuberías en buenas condiciones, en donde el manejo de la tubería flexible requiere menos recursos y mano de obra que en el manejo de tuberías individuales.

**II.7.3.7 Tripulación o Cuadrillas**

Las operaciones de CT requieren menos personal que las cuadrillas de equipos convencionales de perforación. Los avances de tecnología en tubería flexible ofrecen soluciones automatizadas eficientes y más seguras que reducen el número de personal requerido aún más al mejorar la eficiencia.

**II.7.3.8 Costos**

Las operaciones con CT es generalmente menos costosas que usar un taladro de perforación convencional para llevar a cabo los servicios de reacondicionamiento, debido a la reducción del tiempo y de personal. Sin embargo, en cada caso, el cliente hace una evaluación económica entre todas las opciones de intervención.

En Operaciones de estimulaciones matriciales el CT tiene como ventaja adicional el permitir colocar con precisión el fluido de tratamiento para asegurar el cubrimiento total de la zona de interés.

**II.8 SIMULACIONES NUMÉRICAS <sup>[14]</sup>**

Actualmente, debido al crecimiento exponencial de la informática y las herramientas computacionales, el uso del modelaje de procesos mediante métodos numéricos ha

crecido tanto que ya es virtualmente posible simular numéricamente cualquier proceso imaginable y obtener resultados similares a un modelo físico experimental. Es por este motivo y aunado a la dificultad de modelar experimentalmente algunos procesos, que debido a sus dimensiones o complejidad resultasen imposibles de realizar físicamente, que las herramientas computacionales son actualmente un método fiable y aceptado al momento de tomar decisiones importantes en proyectos de ingeniería.

### II.8.1 Simulación Numérica de Flujo Multifásico en Tubería

Este tipo de simuladores numéricos usan las diferentes correlaciones de flujo vertical y horizontal para el cálculo de pérdidas de presión, calor, entre otros en los flujos en tubería. Este tipo de simulador numérico es de vital importancia para la generación de modelo de recolección, transporte y distribución de fluidos. Actualmente existen diversos simuladores de este tipo en el mercado, y generalmente cada uno de ellos se enfoca con mayor rigurosidad en algún aspecto de la mecánica de fluidos. Pero en general todos usan las ecuaciones de mecánica de fluidos, termodinámica y transferencia de calor para realizar los cálculos de los modelos generados.

Al igual que los simuladores de yacimientos estos simuladores pueden clasificarse a grandes rasgos en composicionales y *black oil*, donde los *black oil* usan ecuaciones que sólo toman en cuenta máximo tres fases fluyendo (agua, gas y petróleo), a diferencia de los composicionales que usan las ecuaciones de estado y constantes de equilibrio para determinar la composición de la mezcla fluyente e incluyen modelos mucho más complejos.

### II.8.2 Simulador PIPESIM <sup>[15]</sup>

PIPESIM constituye una forma minuciosa, rápida y eficiente de ayudar a incrementar la producción y conocer el potencial de un yacimiento. PIPESIM no sólo modela el flujo multifásico desde el yacimiento hasta el cabezal del pozo, sino que además tiene

en cuenta el desempeño de la línea de flujo y de las instalaciones de superficie para proveer un análisis integral del sistema de producción.

PIPESIM puede:

- Efectuar un análisis nodal integral en cualquier punto de su sistema hidráulico utilizando múltiples parámetros de sensibilidad.
- Diseñar pozos nuevos y analizar los pozos verticales, horizontales y multilaterales existentes.
- Diseñar sistemas de levantamiento artificial y bombeo electrosumergible con el programa sustentado por los servicios de expertos en sistemas de levantamiento artificial de la empresa Schlumberger.
- Conectarse al programa *Oil Field Manager* (OFM) para identificar los candidatos de un campo para estudios adicionales o tratamientos con fines de remediación.
- Generar tablas en formato *Visual Fox Pro* (VFP) como datos de entrada para los modelos de sistemas de simulación de yacimientos ECLIPSE.

## CAPÍTULO III

## DESCRIPCIÓN DEL ÁREA DE ESTUDIO

III.1 CAMPO EL FURRIAL<sup>[16]</sup>

## III.1.1 Ubicación Geográfica y Descripción del Campo El Furrial

El Campo El Furrial está situado al norte del Estado Monagas, vecino al Campo de Jusepín, a unos 35 km al oeste de Maturín, (Ver Figura III.1).

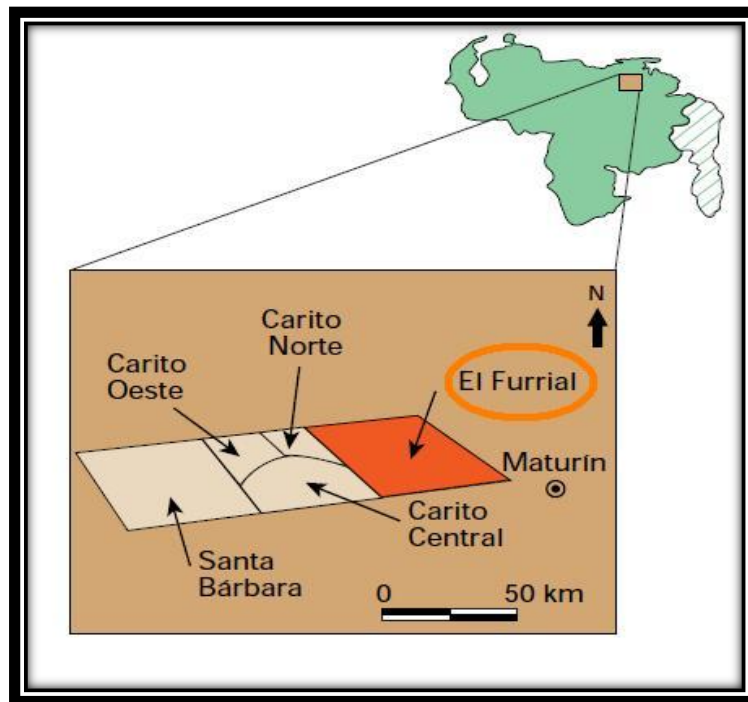


Figura III.1: Ubicación Geográfica del Campo El Furrial<sup>[17]</sup>

La formación que se denomina localmente "Formación Naricual" del Campo El Furrial, con un POES de 6900 MMBN, es una de las mayores reservas de petróleo mediano del área. La columna de hidrocarburos está constituida por un crudo de naturaleza asphalténica, caracterizado por la variación de su gravedad API, del

contenido de asfaltenos y de las propiedades termodinámicas con la profundidad. Los yacimientos se encuentran actualmente agotados, produciendo por mecanismo de gas en solución al caer por debajo del punto de burbuja (Pb).

### **III.1.2 Antecedentes del Campo**

A partir de 1985 la exploración sísmica moderna y la interpretación geológica bajo nuevos conceptos llevaron al descubrimiento de yacimientos profundos de El Furrial en 1986, Musipán en 1987 y Carito en 1988. El pozo descubridor del área, El Furrial-1X, fue completado a 4.565 m con producción de 7.500 b/d de crudo con gravedad 28.5° API. El esfuerzo exploratorio prosiguió hasta principios de 1988 con la perforación de cinco pozos exploratorios profundos. Los pozos que siguieron en el sector El Furrial-Musipán continuaron obteniendo producción excepcional de 5.000 a 6.000 BND/pozo que en algunos sobrepasó los 7.000 BND/pozo.

Inicialmente, los yacimientos eran de tipo volumétrico altamente subsaturados, sin capa de gas, habiéndose determinado que la actividad del acuífero se encontraba inhibida por la presencia de una capa de bitumen. Para evitar la caída de la presión hasta el punto crítico de precipitación de asfaltenos se inyectó agua dentro del yacimiento, incrementando significativamente el recobro final de petróleo.

### **III.1.3 Aspectos Geológicos <sup>[17]</sup>**

#### **III.1.3.1 Estructura**

La estructura en el tope de las areniscas oligocenas, es decir, el tope de la acumulación, es un anticlinal asimétrico de 10 km de ancho por 8 de largo y de rumbo N 70° E. El buzamiento del flanco norte varía entre 18 y 24° y el del flanco

sur entre 16 y 21°. Este anticlinal está cortado en sus flancos por fallas inversas aproximadamente paralelas al eje de la estructura: las del flanco norte con el lado descendido al norte y las del flanco sur con el lado descendido al sur. Un sistema de fallas normales de lados descendidos al este corta transversalmente la estructura como se ilustra en la figura III.2.

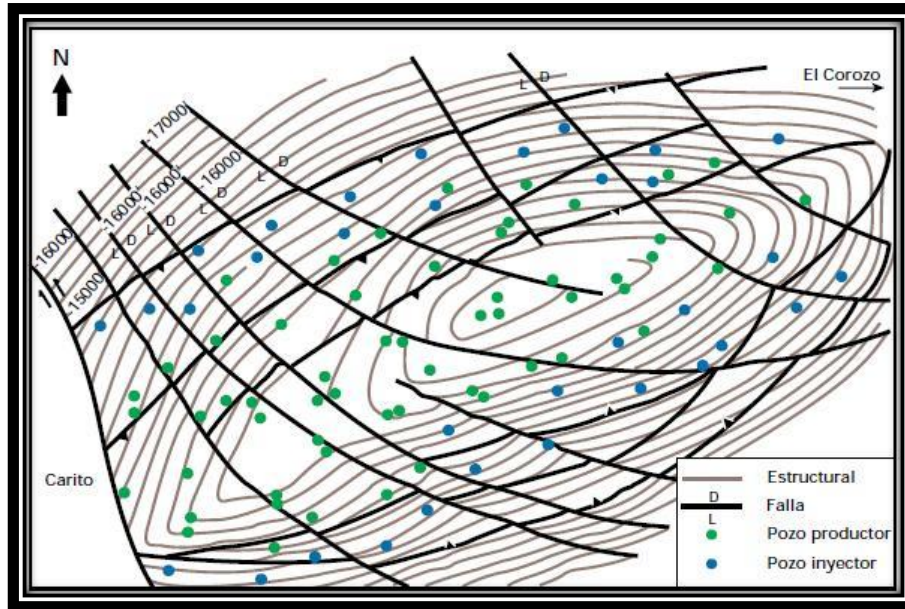


Figura III.2: Mapa Estructural Tipo del Campo El Furrrial <sup>[17]</sup>

Los límites de los yacimientos al norte y al sur están determinados por una capa de bitumen ("Tar mat") presente en toda la estructura, mientras que al este y al oeste los límites están constituidos por fallas normales que separan El Furrrial de los campos adyacentes, El Corozo, y Carito respectivamente.

### III.1.3.2 Estratigrafía

La columna estratigráfica penetrada en El Furrrial comprende más de 16.000 pies de sedimentos, cuyas edades van desde el Cretácico Superior hasta el Reciente (ver figura III.3). Toda la sección es fundamentalmente siliciclástica.

EDAD		FORMACION	ESPES.	DESCRIPCION LITOLOGICA
RECIENTE PLEISTOCENO		MESA	900'	ARCILLAS CON CAPAS DE ARENISCA Y CARBON
PLIOCENO		LAS PIEDRAS	3.400'	LIMOLITAS Y ARENISCAS CON ARCILLAS Y CAPAS DE CARBON
		LA PICA	3.300'	LUTITAS INTERCALADAS CON ARENISCAS DE GRANO FINO Y LIMOLITAS
M I O C E N O	SUPERIOR			
	MEDIO	A	6.000'	ARENISCAS CON LUTITAS LIMOLITAS Y CARBON
		B		LUTITAS CON LIMOLITAS Y ARCILLAS
		C		LUTITAS CON LENTES DE ARENISCA
INFERIOR	E			
OLIGOCENO		NARICUAL	1.550'	ARENISCAS CON LUTITAS Y LIGNITOS
		AREO	70'	LUTITAS Y LIMOLITAS
		LOS JABILLOS	540'	ARENISCAS CON LUTITAS
EOCENO		CARATAS	630'	LIMOLITAS Y ARENISCAS
PALEOCENO		VIDOÑO	220'	LUTITAS, LIMOLITAS Y ARENISCAS

Figura III.3: Columna Estratigráfica del área El Furrial <sup>[16]</sup>

La mayor parte del petróleo del Campo El Furrial, lo mismo que la de los yacimientos del Campo Carito, se encuentra en unas areniscas conocidas localmente como "Formación Naricual", y consideradas hasta el momento de edad Oligoceno. El espesor promedio es de 1.600 pies.

Conforme a las características litológicas de la formación y a la presencia de dos cuerpos lutíticos de gran extensión con 30 a 50 pies de espesor, estas arenas han sido divididas en tres paquetes estratigráficos diferentes, Naricual inferior, medio y superior (ver figura III.4). Naricual Inferior, con espesores de alrededor de 400 pies, Naricual Medio, también de unos 400 pies y Naricual Superior, con un promedio de 700 pies.

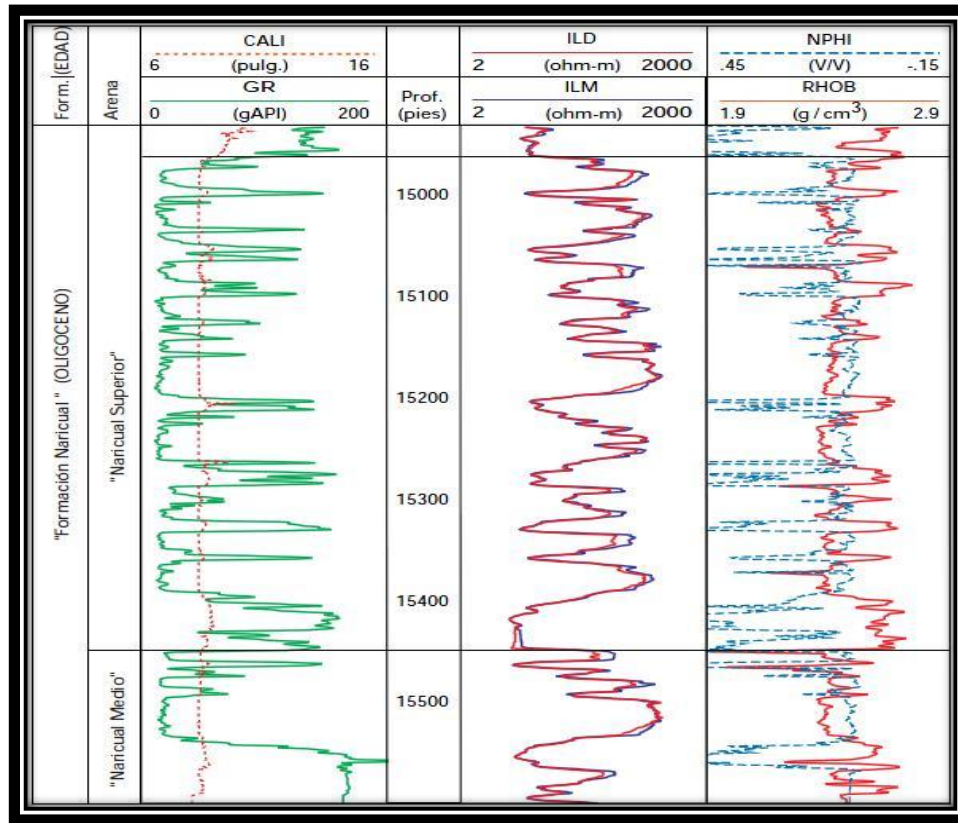


Figura III.4: Registro Petrofísico tipo del Campo el Furrial <sup>[17]</sup>

La "Formación Naricual" suprayace a unas lutitas, muy probablemente preoligocenas, e infrayace a las lutitas de la Formación Caripita, Oligomioceno, que constituye el sello regional para las acumulaciones más antiguas de hidrocarburos en rocas oligocenas de los yacimientos de Sta. Bárbara, Carito Norte, Carito Oeste, Carito Central, El Corozo y El Furrial.

### III.1.3.3 Ambiente de sedimentación

La Formación Naricual (Oligoceno medio a superior) se depositaba inicialmente en un ambiente fluvial gradualmente inundado por sucesivas incursiones marinas. Está formada por una secuencia de areniscas de grano fino a grueso con matriz arcillosa, bien consolidadas, intercaladas con lentes de lutita ligeramente calcárea, limolitas arcillosas, y delgadas capas de carbón hacia la base. El ambiente sedimentario varió al final hasta deltáico o marino somero.

El paquete Naricual Inferior se depositó en un ambiente marino próximo costero, formado por canales estuarinos y de mareas, paleosuelos, barras y bahías litorales. El paquete Naricual Medio estaría depositado en un ambiente nerítico interno con una superficie de condensación en su base y el Naricual Superior, en un ambiente marino costero con predominio de barras y bahías costeras así como canales estuarinos y paleosuelos.

### III.1.4 Propiedades Petrofísicas

En la Tabla III.1 se indican las propiedades petrofísicas promedio para cada paquete de "Arenas de Naricual". A partir de pruebas de restauración de presión y *Drill Steam Test* (DST), desde el punto de vista macroscópico, la "Formación Naricual" puede caracterizarse como relativamente homogénea y de alta capacidad de flujo. Para calcular la saturación de agua (salinidad de aproximadamente 1800 ppm equivalente NaCl) se utilizó la fórmula de Simandoux ( $m = n = 1,89$ ,  $a = 0,81$ ). Se determinó la porosidad mediante una fórmula donde las densidades de la matriz y del fluido eran de 2,65 y 0,89 gr/cc, respectivamente. Se estimó la permeabilidad en función de la porosidad efectiva, la saturación de agua y la arcillosidad, la cual, en las mejores zonas, es inferior al 5%.

Tabla III.1: Propiedades Petrofísicas de los Bloques de la Formación Naricual

Miembro	Porosidad (%)	Permeabilidad (md)	Sat. de agua (%)	ANP (pies)
<b>Naricual Inferior</b>	14,8	268	8,3	290
<b>Naricual Medio</b>	15,1	370	7,7	162
<b>Naricual Superior</b>	15,3	509	7,2	220

### III.1.5 Datos de Producción

La producción se obtiene de arenas esencialmente limpias, consolidadas, con un alto potencial de hidrocarburos. El pozo descubridor, El Furrial-1X, obtuvo sobre los 7.000 BND con 275.6 pies de arena neta petrolífera. El espesor de arenas ha permitido el diseño de completaciones dobles, logrando producción superior a 10.000 BND/pozo.

El crudo de la formación Naricual tiene una gravedad API promedio de 26°, encontrándose a profundidades que rondan los 14.000 pies a 300 °F. El crudo de El Furrial muestra 5% de asfaltenos que llega a 15% en El Carito, razón por la cual la mayoría de los yacimientos del área presentan dificultades en el manejo del crudo debidas al depósito de asfaltenos en el yacimiento y en la tubería de producción.

## CAPÍTULO IV

### MARCO METODOLÓGICO

En la figura IV.1 se muestra un diagrama de flujo de la metodología empleada para el desarrollo del Trabajo Especial de Grado.

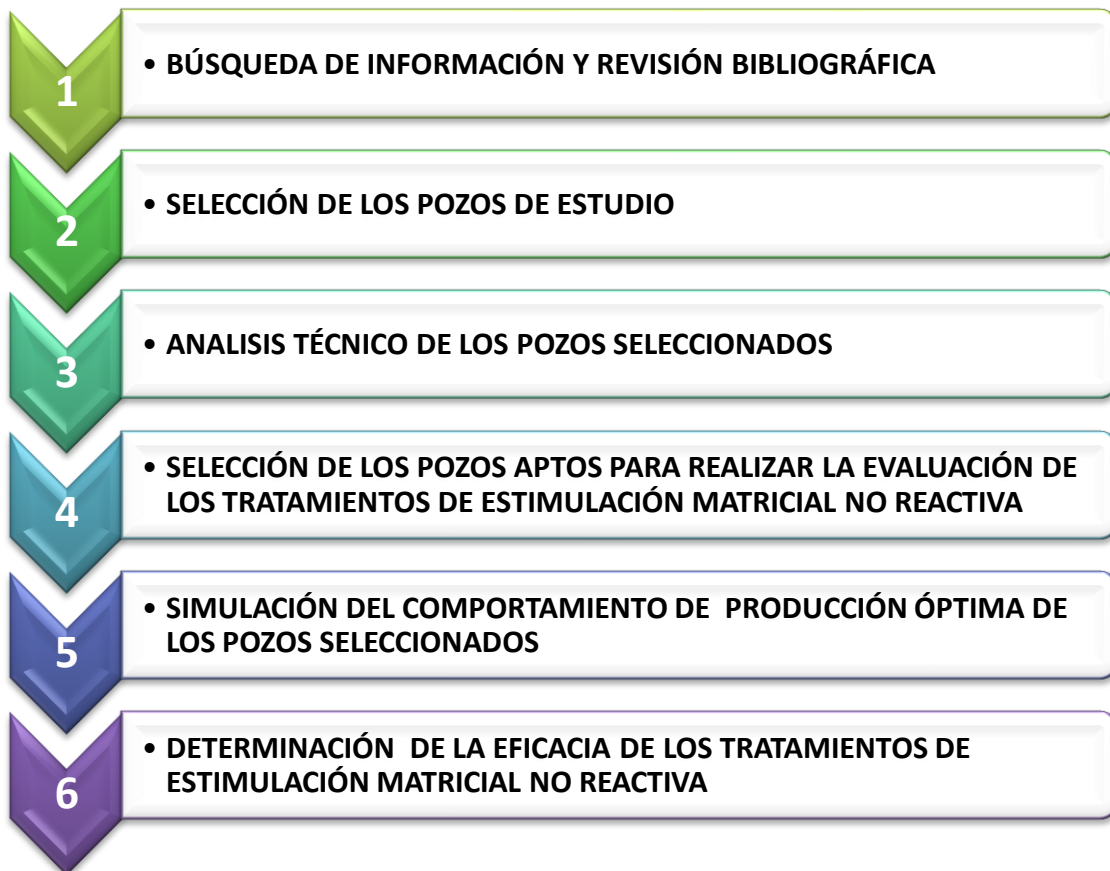


Figura IV.1: Diagrama de flujo de la metodología

#### IV.1 REVISIÓN BIBLIOGRÁFICA

En esta etapa de la investigación se establecieron las bases teóricas que sustentan el

Trabajo Especial de Grado. Para mejorar la búsqueda se subdividieron las áreas del estudio en tres etapas:

- Etapa 1: Consistió en una búsqueda sistemática de información acerca de las estimulaciones matriciales no reactivas, así como de su aplicabilidad, limitaciones, consideraciones, métodos de aplicación y las diferentes herramientas y bases teóricas que se disponen para realizar su evaluación.
- Etapa 2: Se basó en la búsqueda de información de los pozos del Campo el Furrial, los principales problemas que presentan durante la etapa de producción, las causas y los diferentes tratamientos aplicados para solventarlos o mitigarlos, incluyendo requerimientos de PDVSA, programas de trabajo e informes técnicos.
- Etapa 3: Esta etapa final consistió en la búsqueda de información y adiestramiento referente al uso de simuladores numéricos para obtener comportamientos de producción de los pozos y realizar los análisis de interés.

Se revisaron libros, artículos, publicaciones de la Sociedad de Ingenieros de Petróleo (SPE), manuales, y diversas fuentes bibliográficas asociadas con los temas de investigación. Esto permitió establecer los fundamentos básicos para la elaboración del marco teórico, además de generar las bases necesarias para la comprensión del estudio y el desarrollo del mismo.

## **IV.2 SELECCIÓN DE LOS POZOS DE ESTUDIO**

Una vez analizada toda la información disponible de los pozos donde la empresa SCHLUMBERGER VENEZUELA S.A. realizó servicios de estimulación matricial no reactiva mediante equipos de *Coiled Tubing* en el Campo el Furrial, se procedió a seleccionar los pozos que serían objeto de estudio de este Trabajo Especial de Grado. Ubicando en la base de datos de la empresa, los pozos en donde se realizaron estimulaciones matriciales no reactivas en los últimos 2 años, que además tuviesen anexo a estos la información necesaria para llevar a cabo la investigación propuesta.

De esta búsqueda se seleccionaron 15 pozos candidatos a estudio: OR-1, OR-2, OR-3, OR-4, OR-5, OR-6, OR-7, OR-8, OR-9, OR-10, OR-11, OR-12, OR-13, OR-14 y OR-15, ya que todos se encuentran en el Campo el Furrial, presentando problemas de daño a la formación debido a la precipitación de asfaltenos, contando además con los datos del yacimiento y de producción actualizada.

### IV.3 ANÁLISIS TÉCNICO DE LOS POZOS SELECCIONADOS

De los 15 pozos candidatos se revisó toda la información disponible, recopilando la información de interés, mostrada en la tabla IV.1.

Tabla IV.1: Datos de Yacimiento y Producción de los pozos.

Pozo	Prof Datum (pies)	Pws (lpc)	BHT (°F)	Qo (BPND)	RGP (PCN/BND)	%AYS	Gravedad API
OR-1	13800	5400	291	694	1653	60	27,5
OR-2	14500	6500	288	511	5852	1	25,9
OR-3	13800	6355	290	0	1000	50	22,7
OR-4	13800	5914	298	1638	441	70	12
OR-5	14500	8628	297	4679	793	0,1	24,5
OR-6	13800	6923	294	0	S/I	0,1	23,6
OR-7	14000	5500	280	877	1132	80	20,6
OR-8	14500	5500	290	0	696	0	26,2
OR-9	13800	6000	290	0	897	0,1	26,8
OR-10	14040	7130	301	900	708	0,2	29,4
OR-11	13800	6139	285	1322	974	0,1	24,8
OR-12	13800	6488	272	2462	1675	2,22	27,3
OR-13	15182	5500	285	1380	1172	50	24,5
OR-14	14500	7500	284	1326	714	1,8	25
OR-15	13800	6124	285	2583	1243	0,1	26,9

Fuente: PDVSA Distrito Norte

Así mismo de acuerdo a consideraciones de los programas de trabajo de los tratamientos, se recopiló información adicional de gran relevancia al momento de realizar la operación, en donde se toma en cuenta el perfil del pozo, la máxima desviación que presenta, el tipo de completación de los pozos, así como también la máxima restricción de la misma. Mostrado en la tabla IV.2 a continuación.

Tabla IV.2 Datos adicionales de la Configuración de los pozos.

Pozo	Perfil del Pozo	Máx Desviación (grados)	Máx Restricción (pulg)	Tipo de Completación	Objetivo
OR-1	Vertical	10	3,813	Sencillo	Productor Crudo
OR-2	Vertical	8,15	3,791	Sencillo	Productor Crudo
OR-3	Tipo s	29,12	4,5	Sencillo	Productor crudo y gas
OR-4	Desviado	77	4,625	Doble	Productor Crudo
OR-5	Desviado	21,4	3,81	Sencillo	Productor Crudo
OR-6	Vertical	25	3,813	Sencillo	Productor crudo y gas
OR-7	Desviado	9,73	3,81	Sencillo	Productor Crudo
OR-8	Vertical	3,81	3,813	Sencillo	Productor Crudo
OR-9	Vertical	17,2	3,749	Sencillo	Productor Crudo
OR-10	Vertical	9,52	3,813	Sencillo	Productor crudo y gas
OR-11	Vertical	3,5	4,454	Sencillo	Productor Crudo
OR-12	Vertical	4,7	3,769	Sencillo	Productor Crudo
OR-13	Vertical	13,24	3,75	Sencillo	Productor Crudo
OR-14	Vertical	13,22	3,688	Sencillo	Productor Crudo
OR-15	Vertical	3,5	3,5	Sencillo	Productor Crudo

Fuente: PDVSA Distrito Norte

Finalmente se registró la información necesaria para la selección de los equipos de control de pozos a utilizar en la operación en campo, significando los valores de presión de cabezal, máxima presión potencial de cabezal (MPWHP por su siglas en inglés) y el contenido de H<sub>2</sub>S presente en el pozo, datos reportados en la tabla IV.3 mostrada a continuación.

Tabla IV.3 Datos de Presiones de cabezal y contenido de H<sub>2</sub>S de los pozos

Pozo	Pwh (lpc)	MPWHP (lpc)	Cont H2S (ppm)
OR-1	650	120,5	S/I
OR-2	690	1280,5	S/I
OR-3	S/I	1304,6	S/I
OR-4	320	29,6	100
OR-5	1218	4396,5	20
OR-6	400	2204,3	S/I
OR-7	S/I	212,4	45
OR-8	1050	203,4	S/I
OR-9	S/I	985,2	S/I
OR-10	1000	2672,5	0
OR-11	S/I	1091,1	45
OR-12	S/I	1742,4	10
OR-13	830	697,5	40
OR-14	950	2731,8	S/I
OR-15	1400	1176,2	S/I

- S/I: Sin Información.

Fuente: PDVSA Distrito Norte

Ya con la muestra de pozos seleccionada y con su información debidamente registrada se procedió a realizar el análisis técnico de los pozos del área de estudio, basado en métodos estadísticos, obteniendo valores promedios, así como mínimos y máximos esperados, así como también análisis de distribución de frecuencia generando así una caracterización de los mismos.

#### **IV.4 SELECCIÓN DE LOS POZOS APTOS PARA REALIZAR LA EVALUACIÓN DE LOS TRATAMIENTOS DE ESTIMULACIÓN MATRICIAL NO REACTIVA**

Teniendo en consideración el uso del análisis nodal como herramienta para lograr el objetivo del presente Trabajo Especial de Grado y después de registrar y analizar todos los datos disponibles de los pozos, se determinó que el único método aplicable para el cálculo del comportamiento de afluencia de los pozos es el método de Vogel, ya que sólo se cuenta con un único punto de prueba de producción y no se tienen datos precisos de espesores de arena neta petrolífera, de porosidad, ni de permeabilidad, obligando a regir el criterio de selección de pozos a evaluar en base a las consideraciones de dicho método para que el estudio sea confiable.

Una vez cotejado y revisado el rango de aplicabilidad del Método de Vogel con las características de los pozos de estudio, se encontró que los pozos OR-1, OR-3, OR-4, OR-7 Y OR-13 no son candidatos válidos para su aplicación, debido a sus altos cortes de agua de 60, 50, 70, 80 y 50% respectivamente, ya que el Método tolera valores hasta un 30% de AYS.

#### **IV.5 SIMULACIÓN DEL COMPORTAMIENTO DE PRODUCCIÓN DE LOS POZOS SELECCIONADOS.**

Los pozos que cumplían con los requisitos necesarios para realizar el estudio resultaron siendo el OR-2, OR-5, OR-6, OR-8, OR-9, OR-10, OR-11, OR-12, OR-14 y el OR-15, con los cuales se procedió a realizar las simulaciones con PIPESIM para obtener su comportamiento de producción óptimo.

Al ser las simulaciones de todos los pozos bajo el mismo esquema observado en la figura IV.5, resultando en el mismo procedimiento, se mostrará un modelo tipo de simulación, con el pozo OR-5.

Inicialmente se colocó en el simulador la opción black oil (Ver figura IV.2) para indicar que el fluido con el que se trabaja es petróleo, esta opción permite ingresar los valores de corte de agua, relación gas-petróleo de producción (RGP), las gravedades específicas del gas y del agua, además se introduce la gravedad API del crudo.

Respecto a la gravedad específica del agua, que por definición es 1, no se reportó en la información de los pozos, por lo que se tomó el valor de 1,02, debido a que el agua de formación no es completamente dulce, es decir, siempre tiene algún grado de salinidad y/o cualquier otro contaminante que aumente su gravedad específica.

DEFAULT - Black Oil Properties

Black Oil Properties | Viscosity Data (Optional) | Advanced Calibration Data (Optional) | Contaminants (Optional)

Import...  
Export

Fluid Name: oil | Optional Comment:

Stock Tank Properties

WCut: 0.1 %  
GOR: 793 scf/STB  
Gas S.G.: 0.64  
Water S.G.: 1.02  
API: 24.5

Calibration Data at Bubble Point (Optional but Recommended)

Pressure: psia  
Temperature: F  
Sat. Gas: scf/STB

Solution Gas Correlation

Rs and Pb: Lasater

Coning

Enable Coning | Coning Table...

Aceptar | Cancelar | Ayuda

Figura IV.2: Esquema Black Oil. Simulador PIPESIM

Adicionalmente en esta misma opción se introduce los valores de los contaminantes como CO<sub>2</sub> Y H<sub>2</sub>S (Ver Figura IV.3), en donde en el caso de no disponer de estos

valores en los datos de los pozos, se asume que no hay contaminantes, dejando esta opción en blanco.

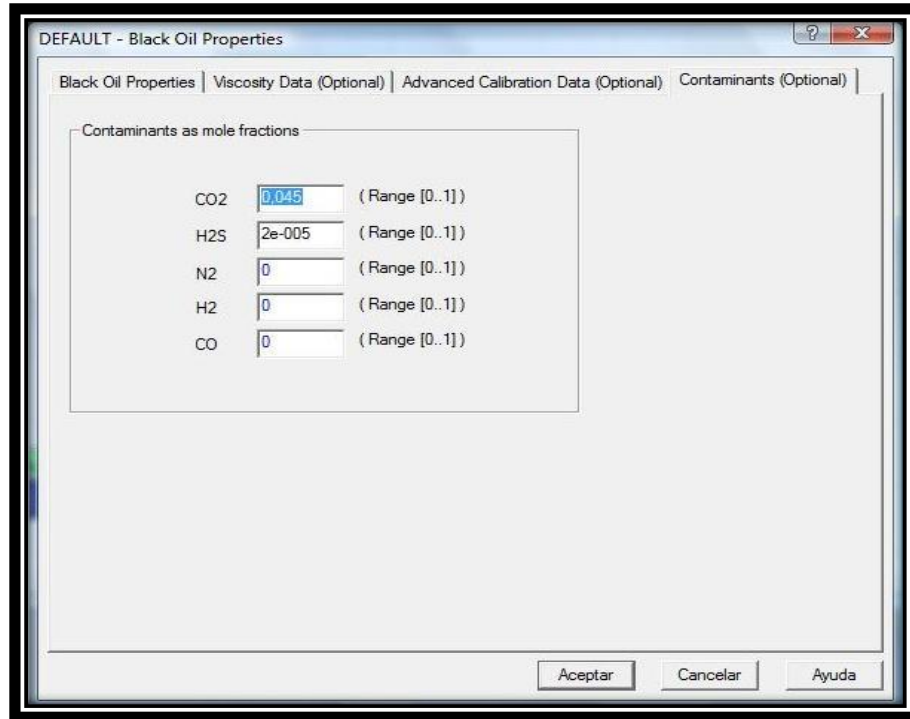


Figura IV.3: Esquema Black Oil – Contaminantes. Simulador PIPESIM

Posteriormente se seleccionaron las correlaciones de flujo del sistema en la opción *Flow Correlations*, siendo las más apropiados debido a las características de los fluidos las correlaciones de Hagedorn & Brown para flujo multifásico vertical ya que los valores de RGP que presentan los pozos son de medianos a bajos y las tasas de bajas a medianas, mientras que para el flujo multifásico horizontal se seleccionó la de Beggs & Brill Revised al ser la que mejor resultados tiene al estimar caídas de presión en tuberías horizontales. (Ver Figura IV.4)

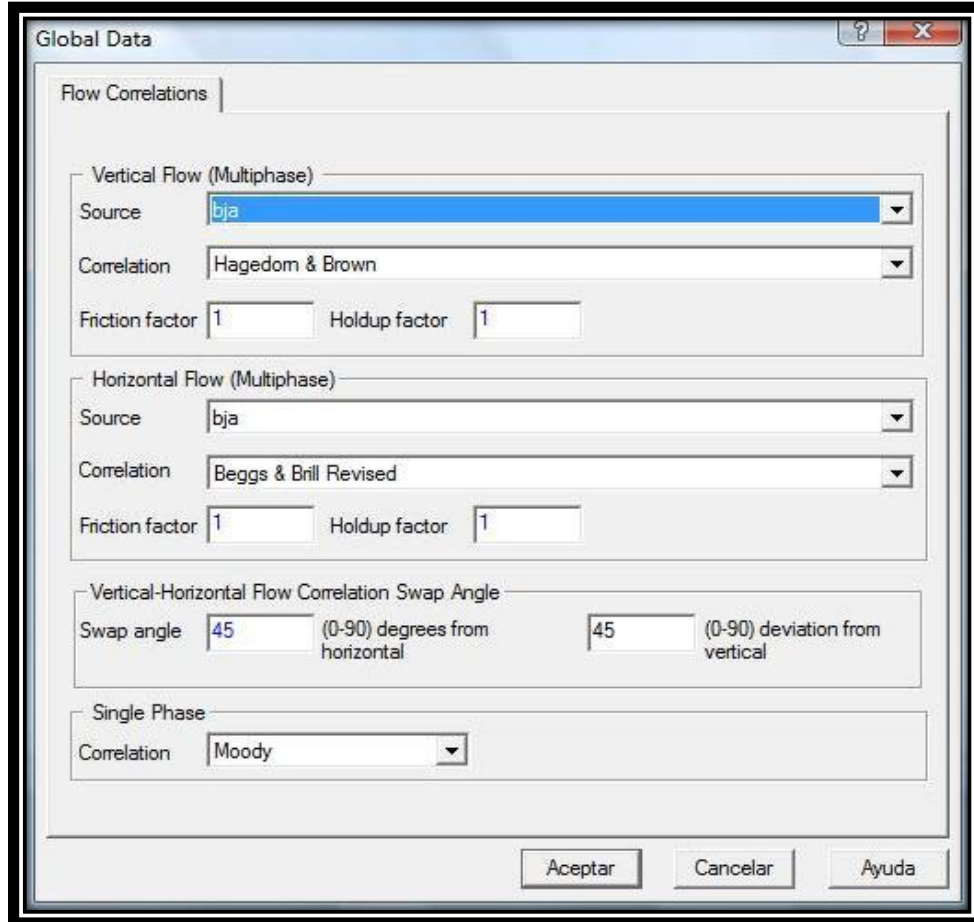


Figura IV.4: Correlaciones de flujo Multifásico. Simulador PIPESIM

En donde esta selección de correlaciones de flujo multifásico se mantuvo para todas las simulaciones realizadas a los demás pozos de estudio.

En la Figura IV.5 que se muestra a continuación se observa el esquema tipo de los pozos para la corrida de las simulaciones. Esquema que consiste en la completación vertical, el punto de análisis nodal para obtener la tasa óptima, seguido de la configuración de tubería de completación y finalmente el estrangulador.

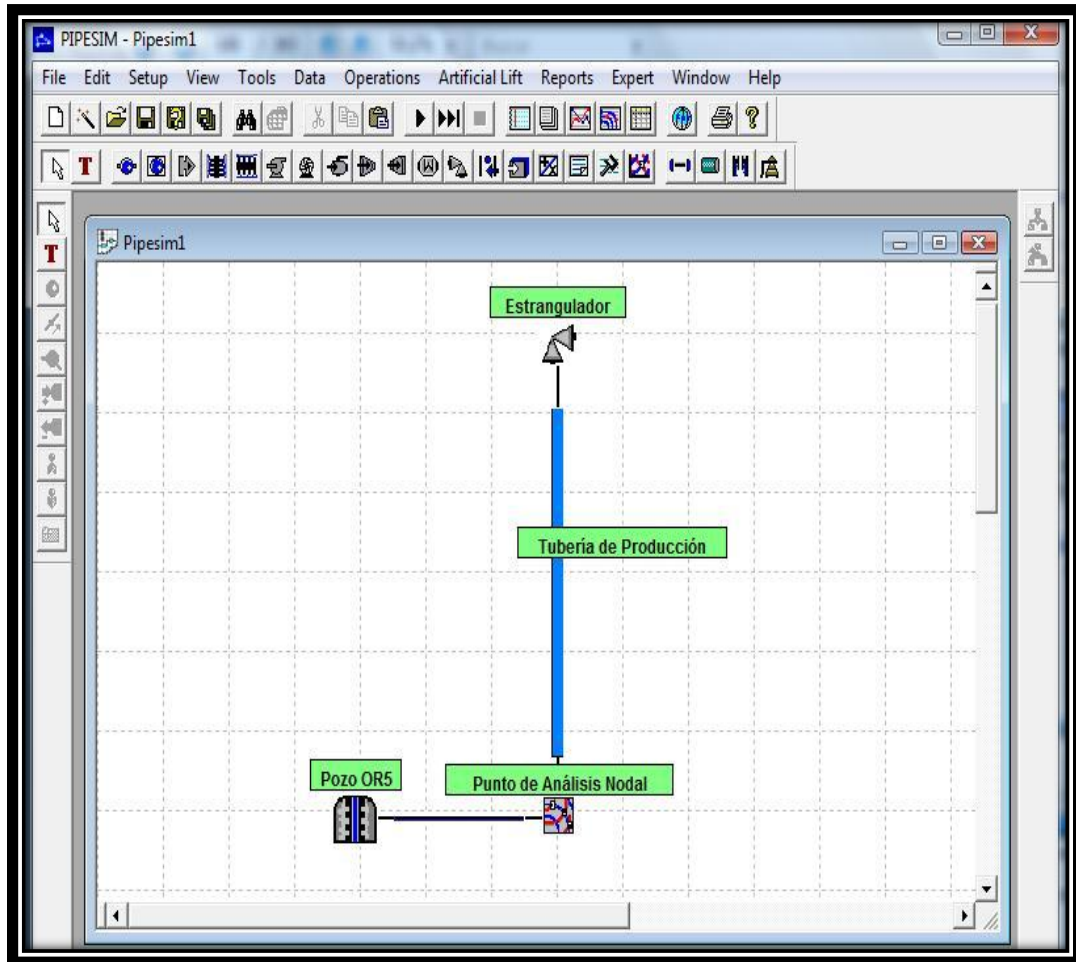


Figura IV.5 Esquema pozo OR-5. Simulador PIPESIM

Las características del yacimiento ingresadas al simulador como datos de entrada en la completación vertical fueron la presión estática y la temperatura, Seleccionando el Modelo de Vogel para el comportamiento de afluencia, ingresando el punto de prueba; es decir, la presión de fondo fluente y la tasa de producción respectiva para sí calcular la máxima tasa que puede aportar el yacimiento (AOFPP por sus siglas en inglés). Ver Figura IV.6

Vertical Completion - Pozo OR5

Properties | General |

Reservoir Data

Static Pressure: 8628 psia

Temperature: 297 F

Completion Model

Model Type: Vogel's Equation

Abs. Open Flow Potential: 14247.364 STB/d

Calculate Absolute Open Hole Potential

Vogel Coefficient: 0.8

Q: 4679 STB/d

Pwf: 6900 psia

Pws: 8628 psia

Calculate ADFP

Aceptar Cancelar Ayuda

Figura IV.6 Datos de entrada de Completación vertical. Simulador PIPESIM

No se contó con datos de efecto de daño, ni de parámetros que permitieran realizar su cálculo, pero no fueron necesarios ya que el Método de Vogel no considera en su fórmula el daño a la formación, por lo cual los datos de producción obtenidos serán los valores óptimos al considerar el  $skin = \text{cero}$ .

En cuanto a la configuración de la tubería de completación se ingresaron los datos en la opción de modelo detallado al contar con la información completa de la desviación del pozo con sus TVD, MD e inclinación, así como también datos de la temperatura de fondo, temperatura de cabezal y los diferentes diámetros de tubería de producción. Mostrado a continuación en la figuras IV.7, IV.8 y IV.9. En los casos en que no se contó con la temperatura de cabezal se tomó la temperatura ambiente promedio del área (90°F).

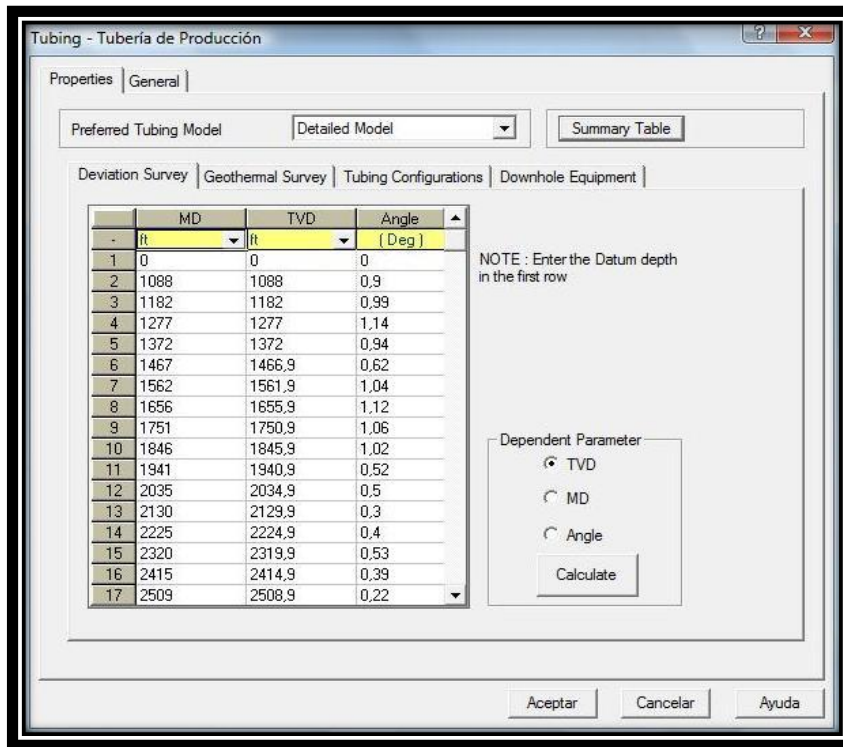


Figura IV.7: Información Direccional del pozo. Simulador PIPESIM

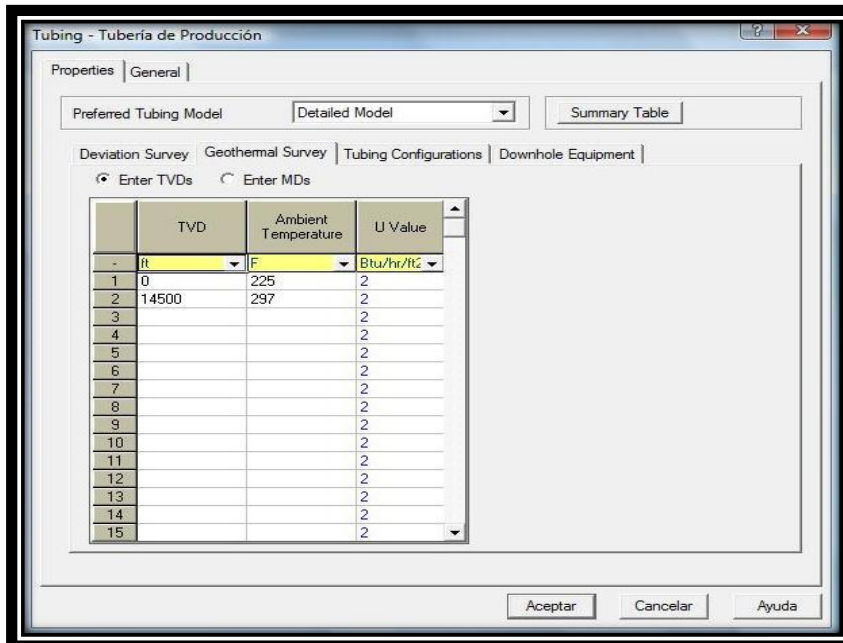


Figura IV.8: Datos de Temperatura del pozo. Simulador PIPESIM

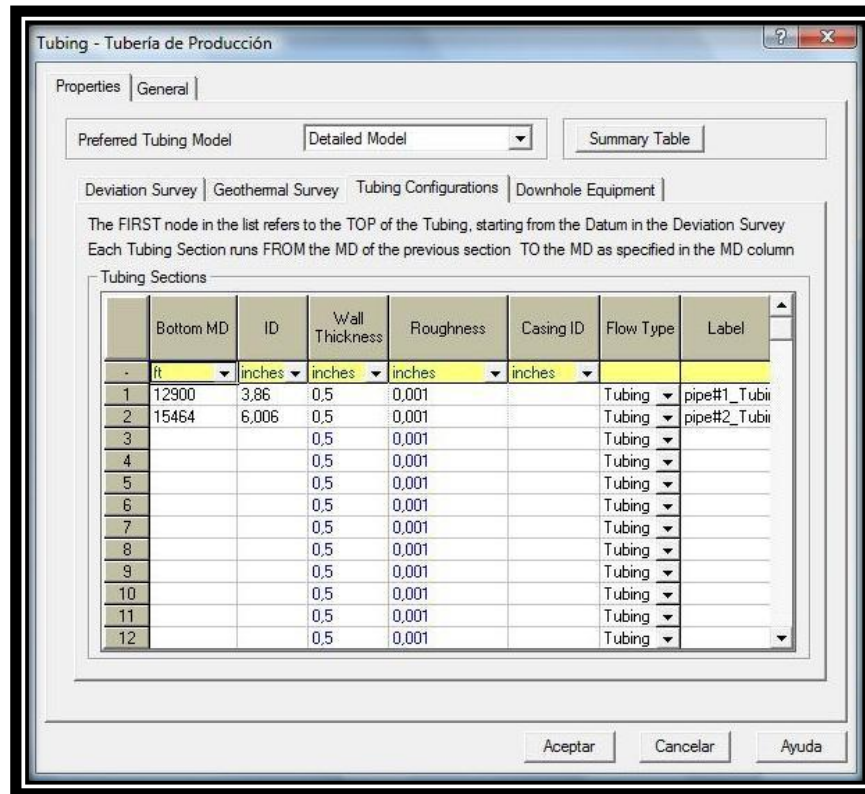


Figura IV.9: Diámetros de Tubería de producción. Simulador PIPESIM

En la sección de las propiedades del estrangulador hay que seleccionar una correlación para flujo sub-crítico y otra para flujo crítico, en donde se seleccionó el modelo mecánico en ambos casos, al tratarse de los más confiables, ya que los demás son meramente experimentales y además según las características del fluido se consideró como una buena estimación y finalmente se introdujo el valor del estrangulador del pozo, que para este caso fue de 5/8 pulg, es decir 0,625 pulg. (Ver Figura IV. 10)

Destacando que el modelo mecánico fue elegido en ambos tipos de flujo tanto crítico como subcrítico en todas las simulaciones de los demás pozos.

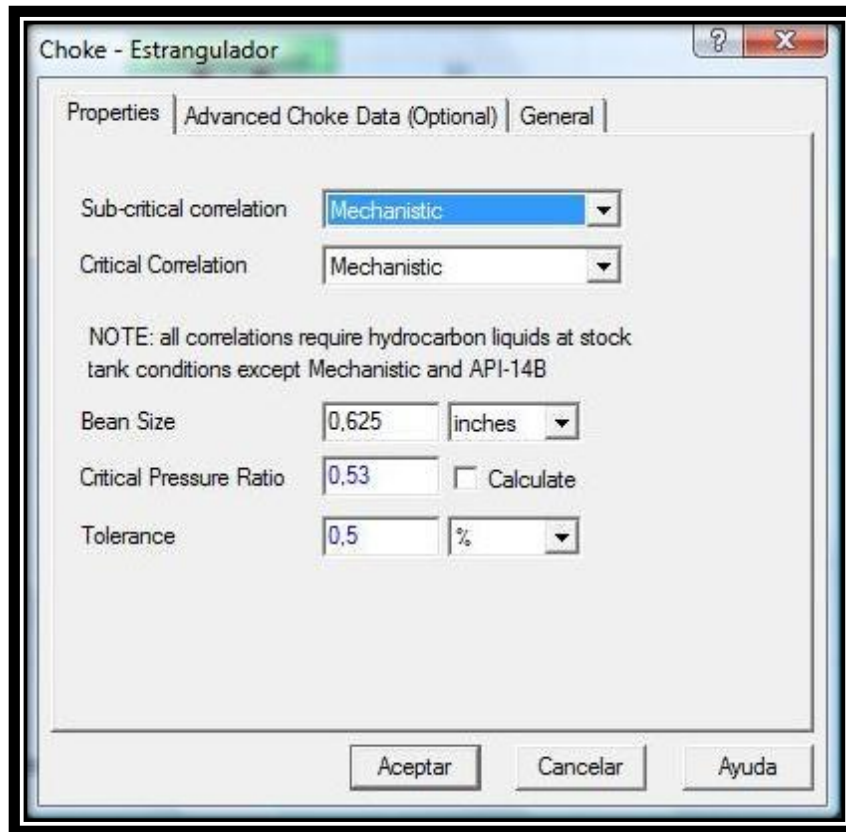


Figura IV.10: Sección del Estrangulador. Simulador PIPESIM

Por último se ingresó a la sección *Operations* en la opción de Nodal Analysis para ingresar la presión de cabezal del pozo (ver Figura IV.11), dejando en blanco las opciones de sensibilidad de parámetros ya que no es objeto de este Trabajo Especial de Grado realizar análisis de sensibilidad. Ya ingresando el valor de presión de cabezal se procede a realizar las corridas del modelo de simulación para obtener la gráfica de TPR VS IPR y así determinar la producción óptima del pozo bajo la configuración existente.

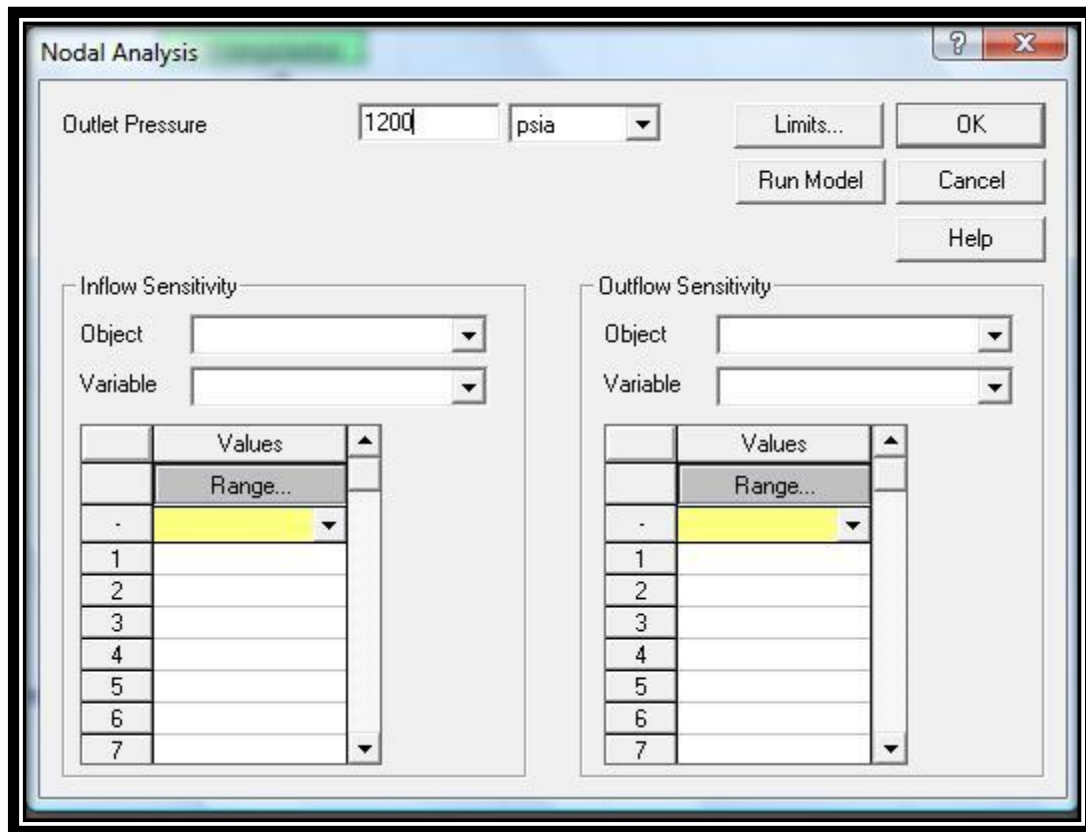


Figura IV.11: Operación de Análisis Nodal. Simulador PIPESIM

En el caso de los pozos en donde no se disponía de información acerca de la presión en cabezal se asumió de acuerdo a la ecuación 11.

$$P_{wh} = P_{es} - (\rho_{fluido} \times 0,052 \times Prof\ Dat) \dots\dots\dots Ec. 11$$

Donde:

$P_{wh}$  = Presión de cabezal, lpc.

$P_{es}$  = Presión de yacimiento, lpc.

$\rho_{fluido}$  = Densidad del fluido, lpg.

$Prof\ Dat$  = Profundidad del Datum TVD, pies.

#### IV. 6 DETERMINACIÓN DE LA EFICACIA DE LOS TRATAMIENTOS DE ESTIMULACIÓN MATRICIAL NO REACTIVA

En orden de determinar la eficacia de los tratamientos de estimulación matricial realizados, se hará una comparación de los valores de tasa de producción obtenidos en campo, con la tasas reportadas previa y posterior a los servicios, considerando como portencial óptimo los valores de producción determinados anteriormente por simulación, contando para esto con información de campo provista directamente por PDVSA. Para esto se creará una tabla comparativa en donde se muestre pozo por pozo el cotejo de datos de producción teóricos contra los datos de campo, mostrando el porcentaje de incremento obtenido respecto a la producción previa a los tratamientos, y otro respecto a el valor teórico obtenido de las corridas de simulación, finalmente se tomará el valor promedio, bajo el cual se registrarán las conclusiones, teniendo como criterio de evaluación el mostrado en la tabla IV.4.

Tabla IV.4 Criterio de Evaluación de las Estimulaciones

<b>% De Incremento respecto a Producción óptima</b>	<b>Evaluación</b>
<b>≥ 80%</b>	Exitoso
<b>&lt; 80% &gt; 40%</b>	Satisfactorio
<b>0 -40%</b>	No exitoso
<b>≤ 0%</b>	Fracaso

CAPÍTULO V

ANÁLISIS Y DISCUSIÓN DE RESULTADOS

V.1 CARACTERIZACIÓN DE LOS DATOS DE YACIMIENTO Y PRODUCCIÓN DE LOS POZOS

Mediante el estudio de la información disponible de yacimiento y producción de los pozos se realizaron diferentes distribuciones de frecuencia y gráficas que permiten caracterizar la información, donde su revisión resultará en una mejor lectura y entendimiento de los pozos del campo el Furrial al momento de realizar operaciones en el área.

V.1.1 Presión de Yacimiento (Pws).

El rango de valores de la presión de yacimiento se muestra a continuación en la figura V.1.

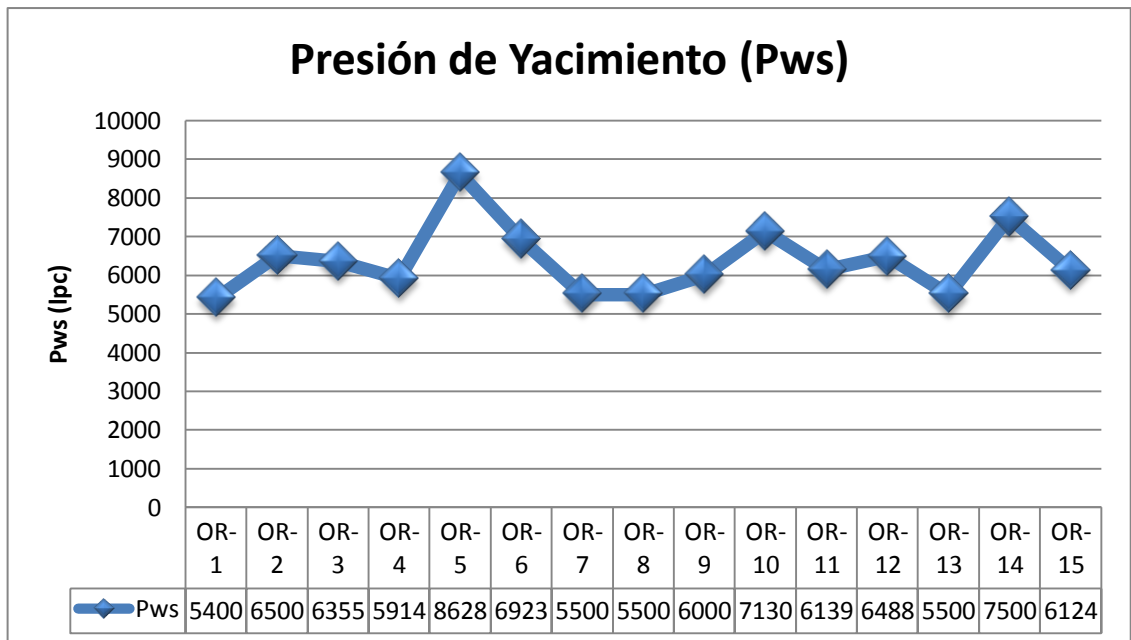


Figura V.1 Rango de Presiones de Yacimiento de los Pozos.

De la figura anterior se tiene que en promedio se tiene una presión de yacimiento de 6373,4 lpc, manteniendo un alto potencial a pesar de la fuerte explotación del Campo. Teniendo todavía presiones de hasta 8628 lpc como en el pozo OR-5.

**V.1.2 Profundidad al Datum**

Respecto a las profundidades de los pozos, no hubo variaciones significativas, observándose valores entre los 13.800 pies para los pozos OR-1, OR-3, OR-4, OR-6, OR-9, OR-11, OR-12 Y OR-15, siendo este valor el más repetido y 15.182 pies en el OR-13, colocándolo como el pozo más profundo de la serie, teniendo un promedio de 14.108 pies para los 15 pozos, lo cual los califica como pozos profundos.(Ver figura V.2)

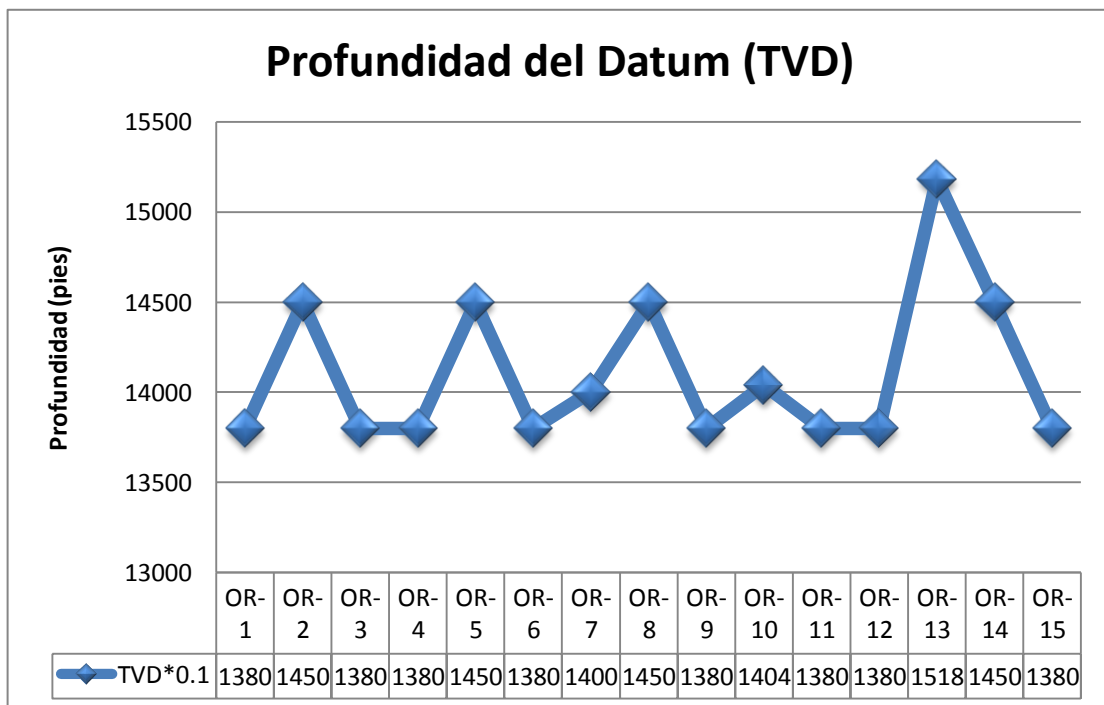


Figura V.2: Rango de Profundidad del Datum de los Pozos en medidas TVD.

**V.1.3 Temperatura de Fondo (BHT)**

En relación a los valores de temperatura de fondo de los pozos (Figura V.3) se observa que son pozos calientes al tener un promedio de 288,67 °F en fondo, lo cual tiene sentido al tratarse de pozos profundos, con un valor máximo en el pozo OR-10 con 301°F, mientras que la menor temperatura registrada la tuvo el pozo OR-12 con 272 °F, mas no deja de ser una temperatura alta.

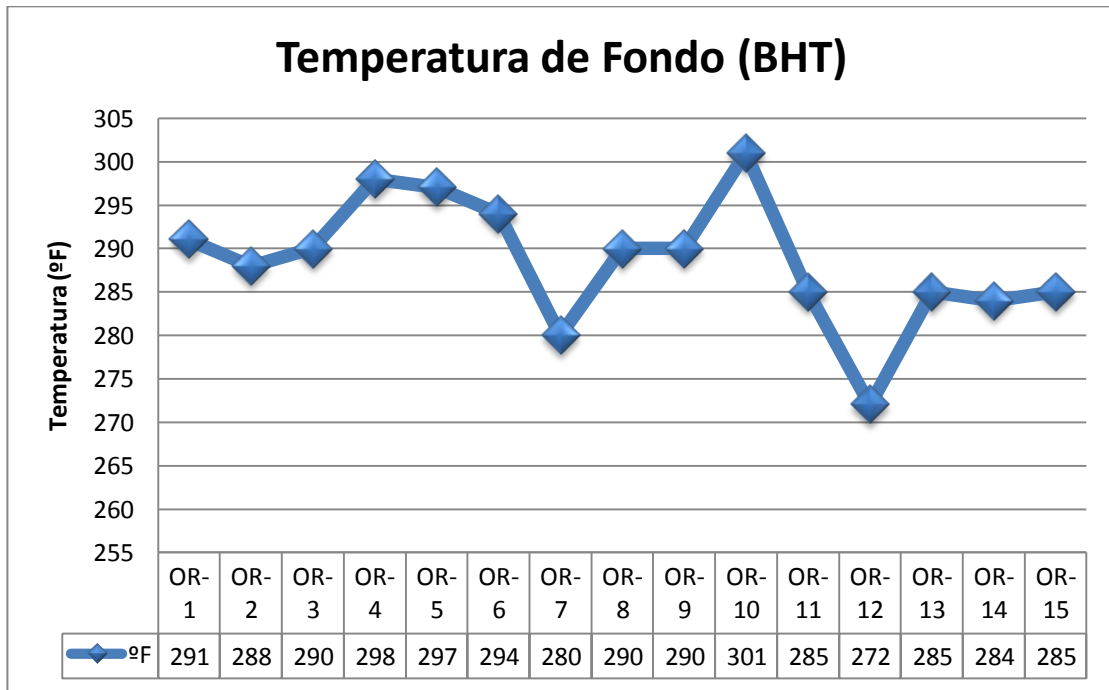


Figura V.3: Temperatura de Fondo de los Pozos.

**V.1.4 Gravedad API**

En cuanto a la gravedad API de los crudos del área, se ilustra en la figura V.4

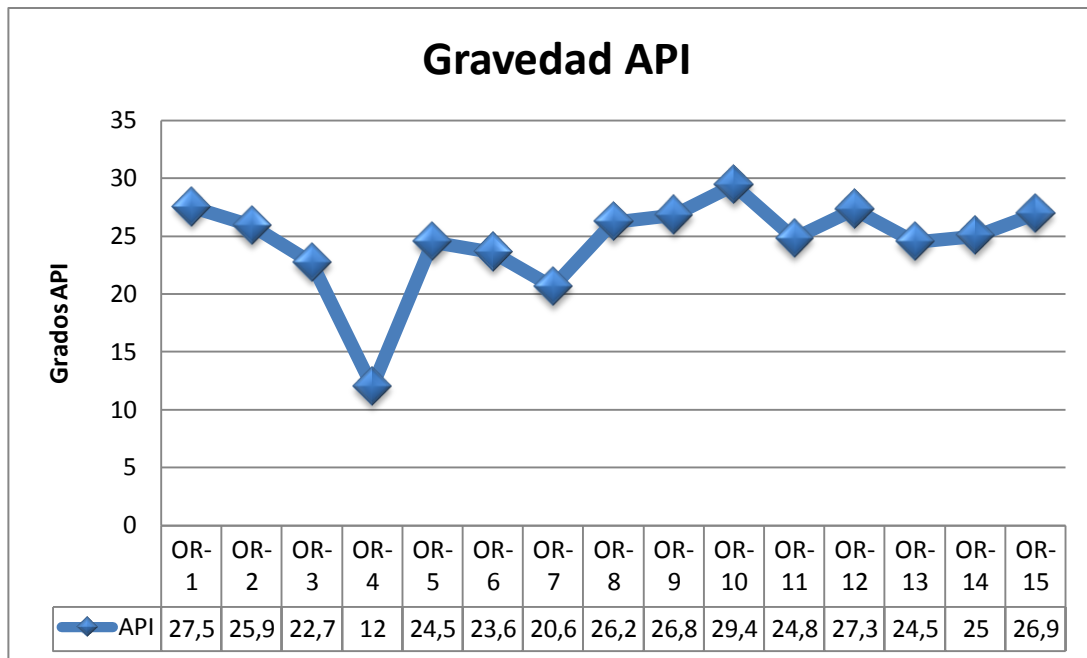


Figura V.4: Valores de gravedad API encontrados en los crudos de los pozos de estudio.

De la figura V.4 se observa que solo dos (2) pozos son productores de crudo pesado, el OR-4 Y OR-7, representando un 13,33%, destacando que el pozo OR-4 se encontraba en la última etapa de producción, por lo cual se tiene una gravedad tan baja en relación al campo, mientras que el 86,67% restante lo componen productores de crudo mediano. En general se tiene valor promedio de 24,51 °API.

### V.1.5 Relación Gas-Petróleo de Producción (RGP)

Respecto a la relación gas-petróleo de producción de los pozos (Figura V.5) se observa que el pozo OR-4 tiene el valor más bajo con unos 441 PCN/BN, mientras que por el contrario el pozo OR-2 presenta el valor más alto con 5852 PCN/BN. En promedio los pozos tienen una RGP de 1292,4 PCN/BN clasificándose todos como

pozos con RGP mediana, excepto el pozo OR-2 que con la RGP de 5852 PCN/BN se considera alta.

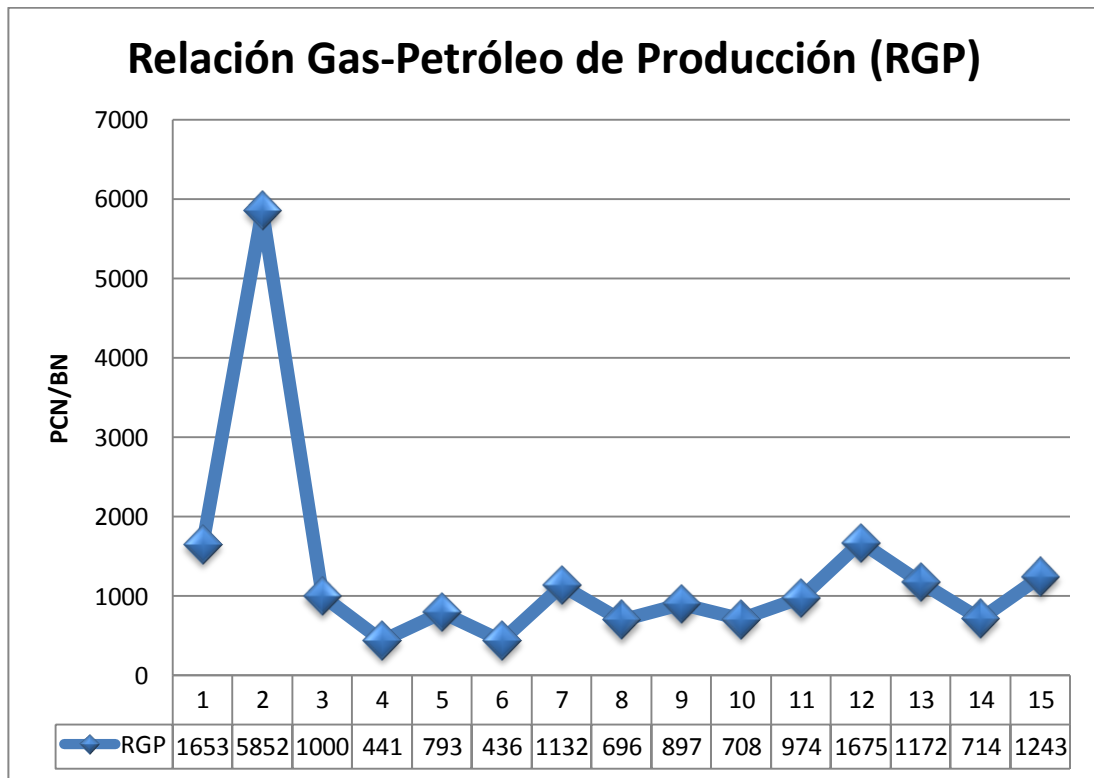


Figura V.5: Relación Gas-Petróleo de producción de los pozos.

### V.1.6 Porcentaje de Agua y Sedimentos (%AYS)

De la figura V.6 se observa que la muestra presento dos (2) bloques de valores bien separados, uno con pozos con altos cortes de agua, teniendo el OR-3 y OR-13 con 50%, el OR-1 con un 60%, el OR-4 con un 70% y por último el OR-7 con el valor más alto del grupo al tener un 80%, siendo estos pozos maduros, en donde el nivel de agua subió hasta llegar a la cara del pozo, mientras que en el otro bloque se tiene al resto de los pozos, que presentan porcentajes de agua y sedimentos muy bajos, de

valores entre 0,1% hasta 1,8%, donde se destaca que el pozo OR-8 registró 0% de AYS lo cual es imposible ya que siempre se produce agua connata, error que puede deberse a aproximaciones a cero (0) de la persona que realizó el reporte, al observar valores casi insignificantes.

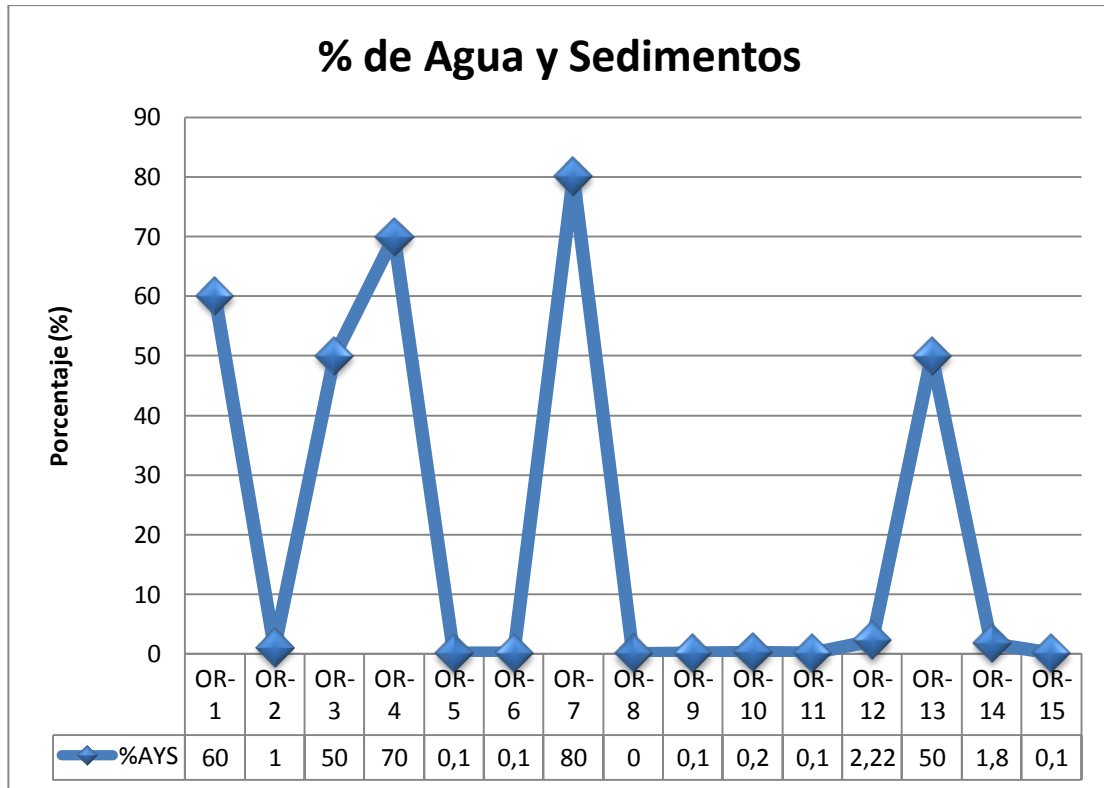


Figura V.6: Valores de Porcentajes de agua y sedimentos de los Pozos.

### V.1.7 Contenido de Ácido Sulhídrico (H<sub>2</sub>S)

En la figura V.7 se muestra la información referente al contenido de H<sub>2</sub>S reportados en los pozos de estudio, destacando que más de la mitad (53,33 %) no cuenta con esta información tan importante (S/I: Sin información) , sumándose además que en los pozos que se tiene esta información, se registra un promedio de 37,14 ppm, lo cual es

un valor alto que compromete la seguridad de las cuadrillas que realizan las operaciones, en donde el pozo OR-4 presentó el valor más alto con un contenido de 100 ppm y sólo el OR-10 no presenta contenido de H<sub>2</sub>S con un reporte de 0 ppm. Finalmente los demás pozos con información disponible poseen H<sub>2</sub>S en niveles mayores a los considerados seguros, al tener más de 10 ppm.

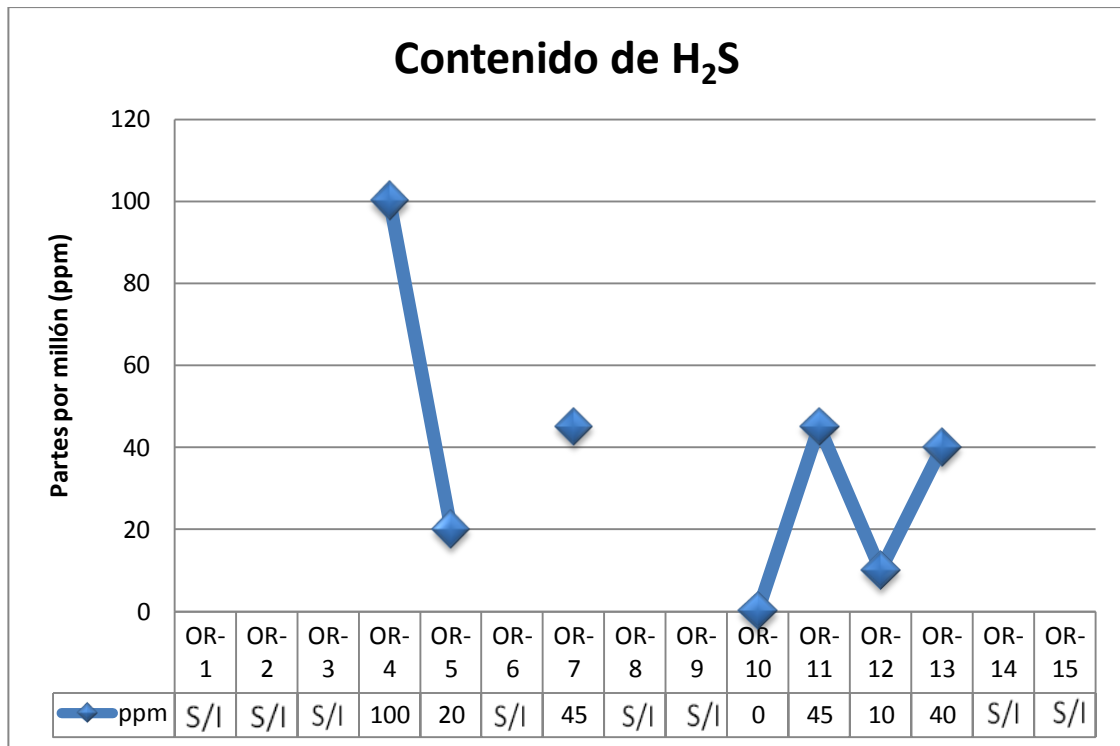


Figura V.7: Contenido de H<sub>2</sub>S de los pozos.

**V.1.8 Presión de Cabezal (Pwh)**

En relación a la presión de cabezal de los pozos se tiene que el 33,3% de los casos no está reportada esta información en los datos suministrados por PDVSA, obligando a usar estimaciones en base a parámetros operacionales, mientras que los pozos en donde si se tienen reportados estos valores, destaca el OR-15 con unos 1400 lpc en

cabezal siendo este el valor mayor, por otro lado el pozo OR-4 reporta el valor menor con unos 320 lpc en cabezal, con un promedio de la muestra de 850,8 lpc, lo cual evidencia el alto potencial del campo.

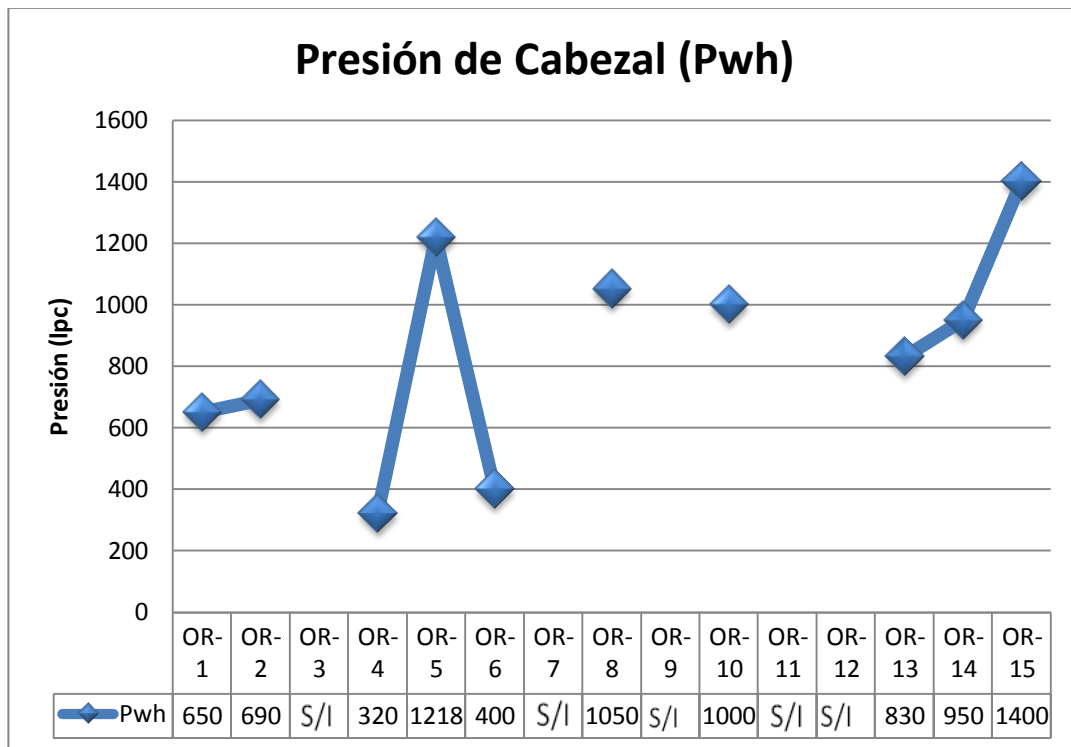


Figura V.8: Presiones de Cabezal de los pozos.

**V.1.9 Máxima Restricción de Tubería**

En cuanto a la máxima restricción de tubería de completación del pozo, se tiene que el 40% de la muestra tiene el mismo valor con 3,81 pulgadas de diámetro interno, destacando que el pozo OR-15 presentó la máxima restricción del grupo con 3,5 pulgadas de diámetro interno y el pozo OR-4 registró el mínima del grupo con 4,63 pulgadas de diámetro interno. En general el promedio es de 3,91 pulgadas de

diámetro interno, favoreciendo a la diversidad de herramientas que se pueden utilizar para las operaciones, en cuanto a diámetros externos se refiere.

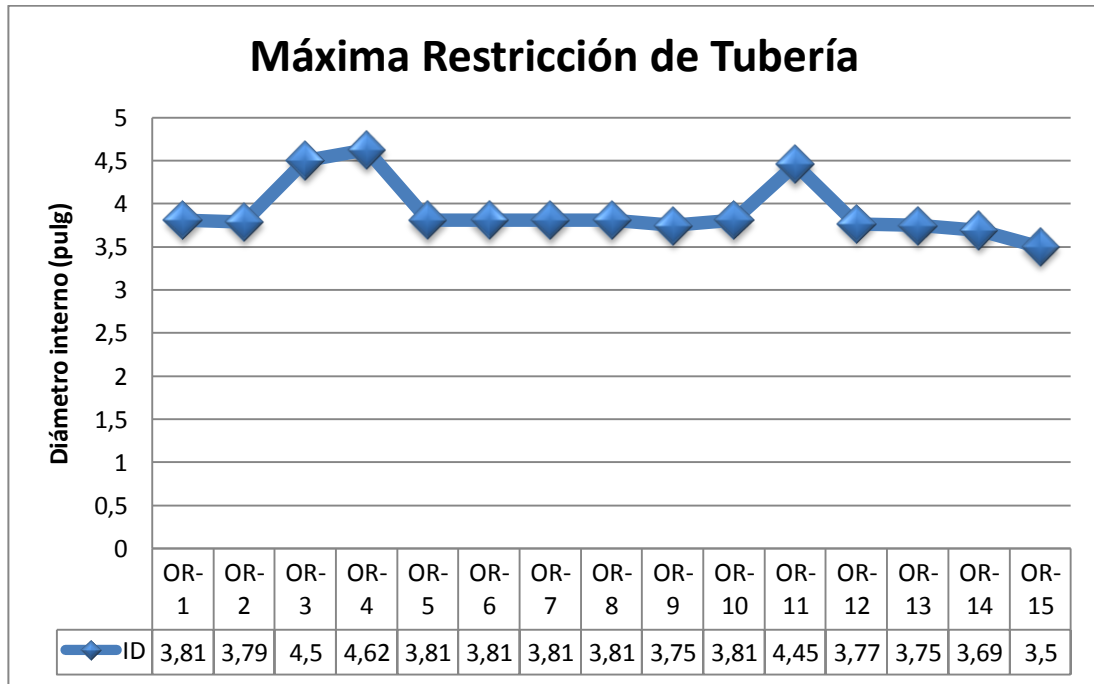


Figura V.9: Reportes de Máxima restricción de tubería en al completación de los pozos.

**V.1.10 Máxima Desviación y Perfil del Pozo**

En la figura V.10 se pueden apreciar los diferentes valores de máxima desviación de los pozos en donde el pozo OR-77 fue el que mayor desviación presentó con 77°, lo cual es lógico ya que este pozo es catalogado como desviado junto con el OR-5 que reportó una máxima desviación de 21,4°, así mismo le sigue el pozo OR-3 con 29,12°, siendo catalogado como tipo “S”, donde el resto de los pozos se catalogan como verticales, resaltando el OR-11 y el OR-15 con 3,5° de desviación de la vertical, significando el valor más bajo reportado, además se hace especial atención al pozo OR-6 que presenta una desviación de 25° pero igual se catalogó como pozo vertical.

Es importante señalar que la categorización de los pozos es hecha por la empresa cliente PDVSA custodia de los pozos. Por otro lado la figura V.11 se observa que la mayoría de los pozos de estudio (73%) son verticales, teniendo un 20% de pozos desviados y el resto (7%) con pozos tipo “S”.

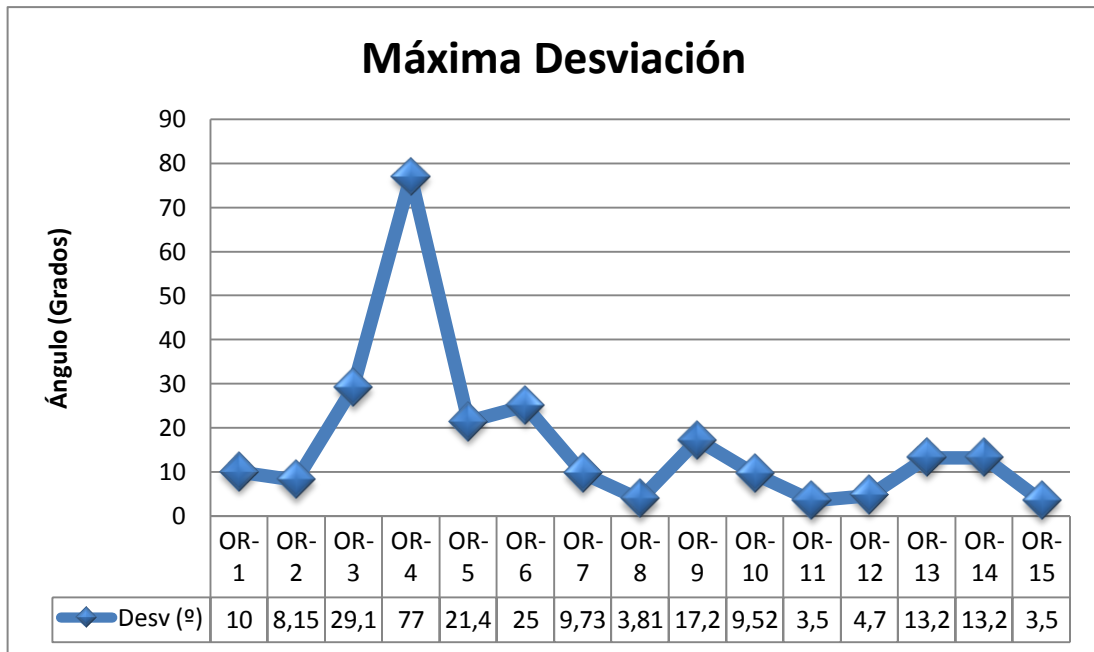


Figura V.10: Máxima Desviación de los Pozos.

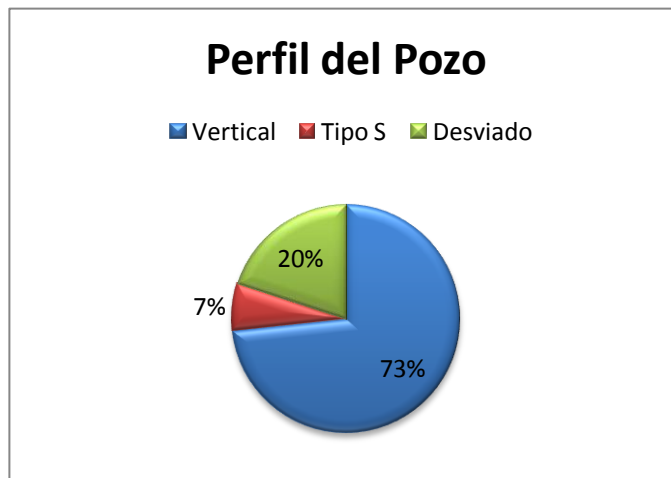


Figura V.11: Distribución de Frecuencia de tipos de pozos según su perfil.

### V.1.10 Tipo de Completación

En la figura V.12 mostrada a continuación se observa que de la muestra de 15 pozos, el 93% (11 pozos) fueron completados con sarta sencilla, mientras que sólo uno (1) de los pozos de la muestra es de completación doble, representando el 7% restante.



Figura V.12: Distribución de Frecuencia de tipos de completación de los pozos.

Con esta estadística se tiene que a pesar de tener en el Campo, pozos con completación doble, representan una minoría al momento de ser elegidos para realizar estimaciones matriciales.

## V.2 SIMULACIÓN Y DETERMINACIÓN DE LA PRODUCCIÓN ÓPTIMA DE LOS POZOS

Se simuló el comportamiento de producción de los pozos, con el fin de conseguir la tasa de producción óptima y así poder hacer las evaluaciones finales mediante la técnica de análisis nodal.

En la sección del modelo de terminación se define el régimen de flujo que tendría el yacimiento, presentando como opciones las siguientes correlaciones: *Well PI*, *Vogel's Equation*, *Fetkovitch's Equation*, *Jones's Equation*, *Forchheimer's Equation*, *Hydraulic Fracture* y *Transient*. Para el estudio presentado y utilizando los datos que se tienen se fueron descartando las opciones que no se aplicaban, en primer lugar se descartó la correlación *Hydraulic Fracture* debido a que ésta es utilizada sólo en casos de yacimientos que presentan fracturas hidráulicas y el yacimiento modelado no presenta esta característica.

En cuanto a las correlaciones *Fetkovic's*, *Jones's Equation*, *BackPressure Equation*, *Forchheimer's Equation* y *Transient* no fueron consideradas, debido a que éstas requieren constantes de flujo, ya sea laminar y/o turbulento y constantes que dependen del comportamiento de producción, siendo graficado con al menos 4 puntos de prueba, con lo cual tampoco se cuenta.

Para el modelo *Transient* se requiere un valor de la compresibilidad de roca con el que no se cuenta. La correlación de Well PI aplicada para el crudo puede representar el comportamiento que se requiere, sin embargo se escogió la correlación de Vogel al ser esta acertada para pozos con mediana RGP, bajo corte de agua y donde el mecanismo de empuje es de gas en solución, además el yacimiento se encuentra por debajo del punto de burbuja, razón por la cual se eligió.

Utilizando la correlación de Vogel y añadiendo todos los datos de entrada que requiere el simulador en las opciones: terminación vertical, tubería de producción y estrangulador, los cuales fueron obtenidos de los datos suministrados por el cliente (PDVSA).

Todos los pozos sometidos a estudio presentaron daño a la formación debido a la formación y precipitación de asfaltenos, reduciendo la permeabilidad de la matriz crítica.

El análisis nodal fue realizado en fondo del pozo a fin de obtener el flujo de crudo de producción a través de los diferentes estranguladores de los pozos para llegar a la estación de flujo. Obteniendo los siguientes resultados.

### V.2.1 Simulación Pozo OR-2

Se analizaron los datos del pozo proporcionados por PDVSA y se tomaron los valores necesarios para correr las simulaciones y realizar el análisis nodal del pozo, datos mostrados en la tabla V.1 junto con la información direccional y de completación del pozo, obteniéndose como resultado la figura V.13 que muestra el resultado del análisis nodal, con el comportamiento de afluencia junto con la curva de demanda de la completación del pozo, teniendo en la intersección de ambas curvas la tasa de producción por flujo natural, la cual se toma como la óptima debido a que no se consideró el daño a la formación.

Tabla V.1: Datos de Entrada al Simulador Pozo OR-2

<b>Datos de Yacimiento y Producción Pozo OR-2</b>	
<b>Fluido</b>	Petróleo
<b>%AYS</b>	1
<b>RGP (PCN/BND)</b>	5852
<b>Gravedad API</b>	25,9
<b>Contenido H<sub>2</sub>S (ppm)</b>	S/I
<b>Gravedad Específica del Gas Asociado</b>	S/I
<b>Temperatura de Cabezal (°F)</b>	S/I
<b>Temperatura de Fondo (°F)</b>	288
<b>Estrangulador (pulg)</b>	1/4
<b>Presión de Cabezal (lpc)</b>	690
<b>Tasa (BND)</b>	511
<b>Presión de Fondo Fluyente (lpc)</b>	4500
<b>Presión de Yacimiento (lpc)</b>	6000

En este pozo (OR-2) al no contar con la información de temperatura de cabezal, se tomó en su lugar la temperatura ambiente promedio del área (90 °F) y al no disponer de la gravedad específica del gas asociada se tomo el valor 0,70 al ser el valor promedio de la muestra

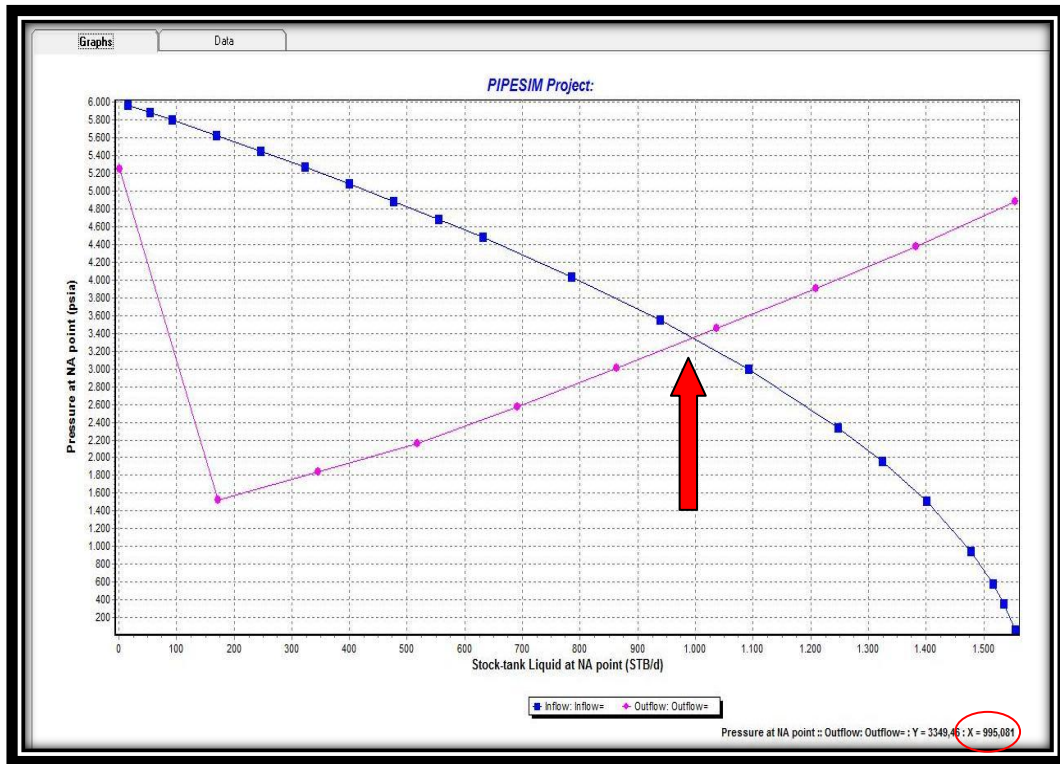


Figura V.13: Análisis Nodal Pozo OR-2. Simulador PIPESIM

El gráfico mostrado en la figura anterior está basado en valores de tasa y presión en el punto de análisis nodal, reflejado en la tabla V.2 que sigue a continuación.

Tabla V.2: Valores de tasa y presión del Análisis Nodal Pozo OR-2

Tasa en el nodo (BND)	Presión en el nodo (Ipc)	Tasa en el Nodo (BND)	Presión en el Nodo (Ipc)
Oferta	Oferta	Demanda	Demanda
13	5966	1	5250
44	5883	142	1628
76	5799	283	1730
139	5627	425	1982
202	5450	566	2268
265	5268	708	2619
328	5080	850	2979
391	4887	992	3343
455	4686	1133	3714
518	4477	1275	4107
644	4033		
770	3544		
896	2990		
1022	2339		
1086	1956		
1149	1508		
1212	947		

Finalmente se tiene como resultado que la producción óptima del pozo es de 995 BND.

### V.2.2 Simulación Pozo OR-5

Para este pozo se realizó el procedimiento anterior, introduciendo en el simulador los valores de la tabla V.3 junto con la información direccional y de completación del pozo. Donde los resultados del análisis nodal realizado por el simulador se muestran

en la figura V.14. Al no disponer de la gravedad específica del gas asociada se tomo el valor 0,70 (promedio de la muestra)

Tabla V.3: Datos de Entrada al Simulador Pozo OR-5

Datos de Yacimiento y Producción Pozo OR-5	
%AYS	0
RGP (PCN/BND)	793
Gravedad API	24,5
Contenido H <sub>2</sub> S (ppm)	20
Gravedad Específica del Gas Asociado	S/I
Temperatura de Cabezal (°F)	225
Temperatura de Fondo (°F)	297
Estrangulador (pulg)	5/8
Presión de Cabezal (lpc)	1200
Tasa (BND)	4679
Presión de Fondo Fluyente (lpc)	6500
Presión de Yacimiento (lpc)	8628

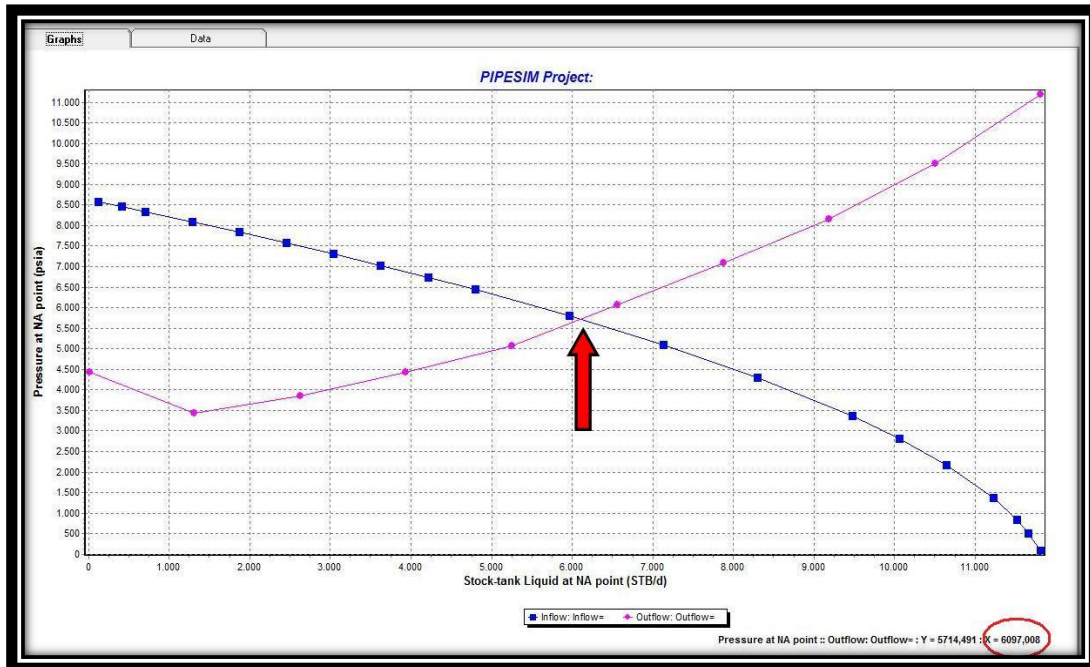


Figura V.14: Análisis Nodal Pozo OR-5. Simulador PIPESIM

Las curvas mostradas en la figura V.14 están basadas en valores de tasa y presión en el punto de análisis nodal, mostrado en la tabla V.4.

Tabla V.4: Valores de tasa y presión del Análisis Nodal pozo OR-5

<b>Tasa en el nodo (BND)</b>	<b>Presión en el nodo (lpc)</b>	<b>Tasa en el Nodo (BND)</b>	<b>Presión en el Nodo (lpc)</b>
<b>Oferta</b>	<b>Oferta</b>	<b>Demanda</b>	<b>Demanda</b>
118	8580	12	4432
411	8460	1313	3440
703	8339	2625	3851
1288	8092	3938	4419
1872	7838	5250	5075
2457	7576	6563	6067
3042	7306	7876	7091
3627	7027	9188	8157
4211	6739	10500	9513
4796	6439	11813	11191
5966	5800		
7135	5096		
8305	4300		
9474	3364		
10059	2812		
10644	2168		
11229	1360		
11521	831		
11667	502		

Donde se tiene como resultado que la producción óptima del pozo es de 6.568 BND. Resultando en un pozo altamente rentable debido a su potencial de producción.

V.2.3 Simulación Pozo OR-6

En este caso se realizó el procedimiento anterior, introduciendo en el simulador los valores de la tabla V.5 junto con la información direccional y de completación del pozo. Donde los resultados del análisis nodal realizado por el simulador se muestran en la figura V.15

Tabla V.5: Datos de Entrada al Simulador Pozo OR-6

Datos de Yacimiento y Producción Pozo OR-6	
%AYS	0,1
RGP (PCN/BND)	4306
Gravedad API	23,6
Contenido H <sub>2</sub> S (ppm)	S/I
Gravedad Específica del Gas Asociado	0,76
Temperatura de Cabezal (°F)	105
Temperatura de Fondo (°F)	294
Estrangulador (pulg)	5/16
Presión de Cabezal (lpc)	400
Tasa (BND)	820
Presión de Fondo Fluyente (lpc)	4846
Presión de Yacimiento (lpc)	6923

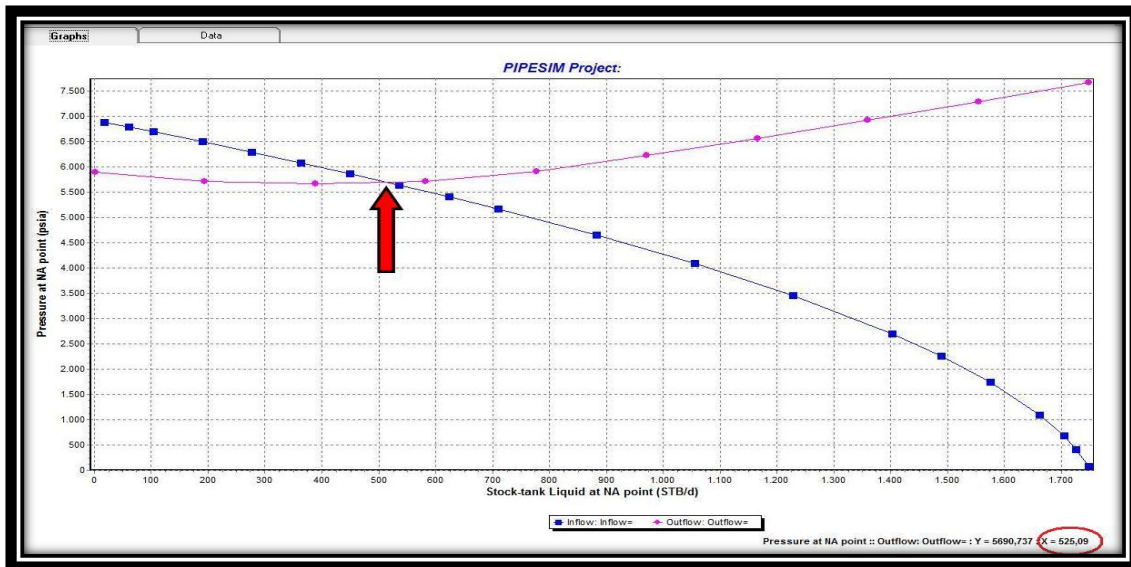


Figura V.15: Análisis Nodal Pozo OR-6. Simulador PIPESIM

Gráfico que muestra la figura V.15 basado en valores de tasa y presión en el punto de análisis nodal, mostrados en la tabla V.6.

Tabla V.6: Valores de tasa y presión del Análisis Nodal pozo OR-6

Tasa en el nodo (BND)	Presión en el nodo (lpc)	Tasa en el Nodo (BND)	Presión en el Nodo (lpc)
Oferta	Oferta	Demanda	Demanda
18	6885	2	5896
61	6788	194	5664
104	6691	388	5265
191	6493	583	4978
277	6289	777	4794
364	6079	971	4662
450	5863	1166	4597
537	5639	1360	4573
623	5407	1554	4551
710	5167	1748	4527
883	4654		
1056	4089		
1229	3451		
1402	2700		
1489	2257		
1575	1741		

Resultando en una tasa de producción óptima de 525 BND.

**V.2.4 Simulación Pozo OR-8**

Para este pozo se siguió el procedimiento anterior, introduciendo en el simulador los valores de la tabla V.7 junto con la información direccional y de completación del

pozo. Donde los resultados del análisis nodal realizado por el simulador se muestran en la figura V.16.

Tabla V.7: Datos de Entrada al Simulador Pozo OR-8

Datos de Yacimiento y Producción Pozo OR-8	
%AYS	0
RGP (PCN/BND)	696
Gravedad API	26,2
Contenido H <sub>2</sub> S (ppm)	S/I
Gravedad Específica del Gas Asociado	S/I
Temperatura de Cabezal (°F)	185
Temperatura de Fondo (°F)	290
Estrangulador (pulg)	5/8
Presión de Cabezal (lpc)	1050
Tasa (BND)	2557
Presión de Fondo Fluyente (lpc)	4500
Presión de Yacimiento (lpc)	5500

Al no disponer de la gravedad específica del gas asociada se tomo el valor 0,70 (promedio de la muestra).

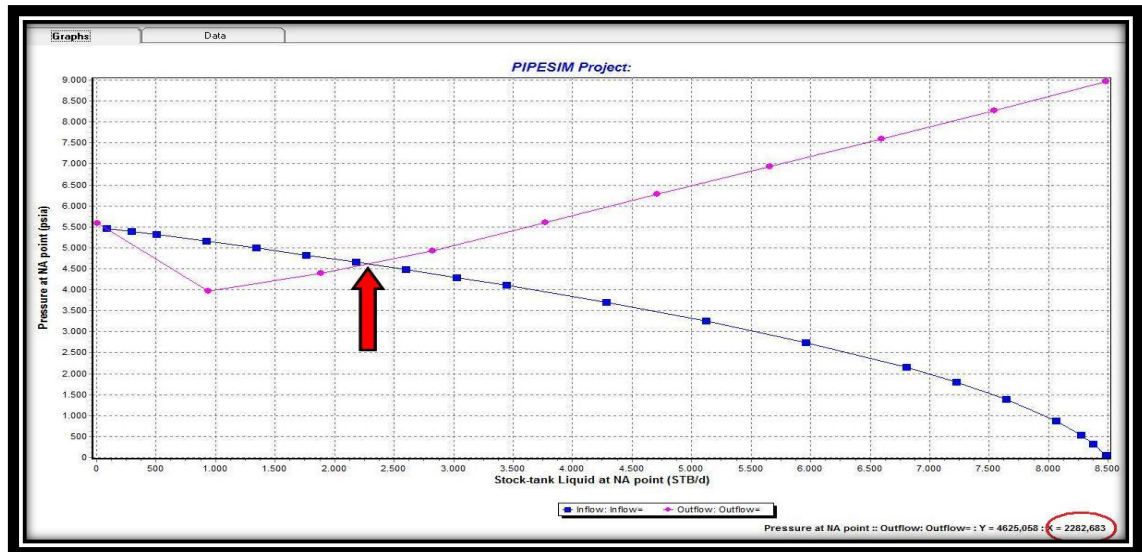


Figura V.16: Análisis Nodal Pozo OR-8. Simulador PIPESIM

El gráfico mostrado en la figura V.16 está basado en valores de tasa y presión en el punto de análisis nodal, mostrado en la tabla V.8.

Tabla V.8: Valores de tasa y presión del Análisis Nodal pozo OR-8

Tasa en el nodo (BND)	Presión en el nodo (lpc)	Tasa en el Nodo (BND)	Presión en el Nodo (lpc)
Oferta	Oferta	Demanda	Demanda
85	5469	8	5590
295	5393	942	3962
505	5316	1885	4392
925	5158	2827	4922
1344	4996	3770	5602
1764	4829	4712	6284
2184	4657	5655	6940
2604	4480	6598	7598
3024	4296	7540	8271
3444	4105	8482	8964
4284	3698		
5123	3249		
5963	2741		
68023	2145		
7223	1793		
7642	1383		
8062	868		
8272	531		
8377	321		

Como resultado se tiene que la producción óptima del OR-8 es de 2.282 BND

### V.2.5 Simulación Pozo OR-9

Para este pozo se siguió el procedimiento anterior, introduciendo en el simulador los valores de la tabla V.9 junto con la información direccional y de completación del pozo. Donde los resultados del análisis nodal realizado por el simulador se muestran en la figura V.17.

Tabla V.9: Datos de Entrada al Simulador Pozo OR-9

Datos de Yacimiento y Producción Pozo OR-9	
%AYS	0,1
RGP (PCN/BND)	897
Gravedad API	26,8
Contenido H <sub>2</sub> S (ppm)	S/I
Gravedad Específica del Gas Asociado	0,7
Temperatura de Cabezal (°F)	S/I
Temperatura de Fondo (°F)	290
Estrangulador (pulg)	7/16
Presión de Cabezal (lpc)	660
Tasa (BND)	1423
Presión de Fondo Fluyente (lpc)	4800
Presión de Yacimiento (lpc)	6000

En este pozo no se reportó en los datos suministrados la presión de cabezal, por lo cual se estimó basándose en la ecuación 11.

$$P_{wh} = P_{es} - (\rho_{fluido} \times 0,052 \times Prof \text{ Dat}) \dots\dots\dots \text{Ec. 11}$$

Quedando la presión de cabezal estimada en 660 lpc.

Así mismo tampoco se cuenta con la temperatura de cabezal, tomándose en su lugar la temperatura ambiente promedio del área (90 °F).

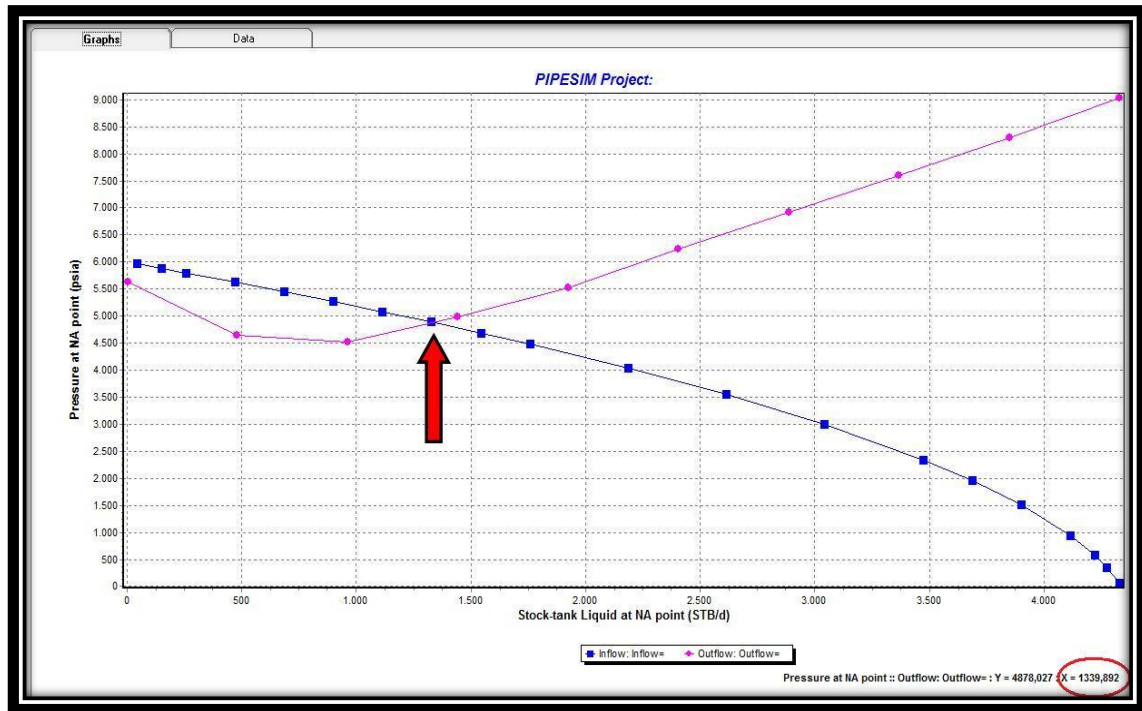


Figura V.17: Análisis Nodal Pozo OR-9. Simulador PIPESIM

Del gráfico se observa que el pozo es maduro, debido a que la distancia entre ambas curvas es corta, donde al disminuir un poco más el IPR producto del agotamiento natural del yacimiento, es posible que las curvas ya no se intersecten, teniendo que implementar métodos de levantamiento artificial para reactivar la producción del pozo.

La figura V.17 está basada en valores de tasa y presión en el punto de análisis nodal, mostrado en la tabla V.10.

Tabla V.10: Valores de tasa y presión del Análisis Nodal pozo OR-9

Tasa (BND) en el Nodo	Presión en el nodo (lpc)	Tasa (BND) en el Nodo	Presión en el Nodo (lpc)
Oferta	Oferta	Demanda	Demanda
43	5967	4	5638
150	5883	481	4424
258	5799	962	3926
472	5627	1443	3827
686	5450	1924	3800
900	5269	2405	3788
1115	5081	2886	3792
1329	4887	3367	3807
1543	4686	3848	3833
1758	4478	4329	3873
2186	4034		
2615	3544		
3043	2991		
3472	2340		
3686	1957		
3900	1509		
4115	948		
4222	581		
4275	352		

Como resultado se tiene que el pozo OR-9 en condiciones óptimas es capaz de producir 1.340 BND. Destacando que a pesar de estar próximo a dejar de producir naturalmente, todavía posee un alto potencial de producción.

### V.2.6 Simulación Pozo OR-10

Igualmente para este pozo se siguió el procedimiento anterior, introduciendo en el simulador los valores de la tabla V.11 junto con la información direccional y de completación del pozo. Donde los resultados del análisis nodal realizado por el simulador se muestran en la figura V.18.

Tabla V.11: Datos de Entrada al Simulador Pozo OR-10

<b>Datos de Yacimiento y Producción Pozo OR-10</b>	
<b>%AYS</b>	0,2
<b>RGP (PCN/BND)</b>	708
<b>Gravedad API</b>	29,4
<b>Contenido H<sub>2</sub>S (ppm)</b>	S/I
<b>Gravedad Específica del Gas Asociado</b>	0,73
<b>Temperatura de Cabezal (°F)</b>	S/I
<b>Temperatura de Fondo (°F)</b>	301
<b>Estrangulador (pulg)</b>	3/8
<b>Presión de Cabezal (lpc)</b>	1000
<b>Tasa (BND)</b>	1812
<b>Presión de Fondo Fluyente (lpc)</b>	6200
<b>Presión de Yacimiento (lpc)</b>	7130

No se contaba con la temperatura de cabezal, tomándose en su lugar la temperatura ambiente promedio del área (90 °F).

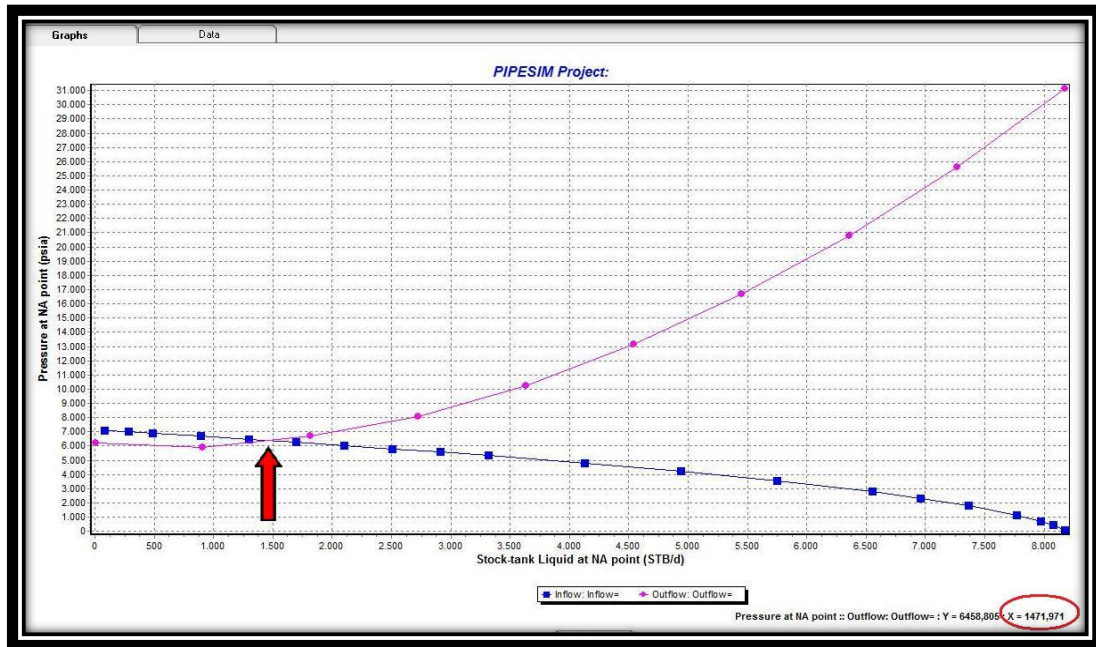


Figura V.18: Análisis Nodal Pozo OR-10. Simulador PIPESIM

Al igual que en el caso del pozo OR-9 se observa que de disminuir un poco el IPR el pozo dejará de fluir naturalmente, teniendo que hacer alguna modificación, ya sea cerrar un poco el estrangulador o mediante la instalación de métodos de levantamiento artificial.

Las curvas mostradas en la figura V.18 están basadas en valores de tasa y presión en el punto de análisis nodal, mostrado en la tabla V.12.

Tabla V.12: Valores de tasa y presión del Análisis Nodal pozo OR-10

Tasa en el Nodo (BND)	Presión en el nodo (lpc)	Tasa en el Nodo (BND)	Presión en el Nodo (lpc)
Oferta	Oferta	Demanda	Demanda
82	7090	8	6197
284	6991	908	5901
486	6891	1817	6697
891	6687	2725	8089
1296	6477	3634	10260
1700	6261	4542	13174
2105	6038	5450	16720
2510	5807	6359	20803
2915	5569	7267	25643
3319	5321	8175	31138
4129	4794		
4938	4212		
5747	3554		
6557	2781		
6961	2325		
7366	1793		

Teniendo como resultado de este pozo una producción óptima de 1.472 BND.

### V.2.7 Simulación Pozo OR-11

De igual forma para este pozo se siguió el procedimiento anterior, introduciendo en el simulador los valores de la tabla V.13 junto con la información direccional y de completación del pozo. Donde los resultados del análisis nodal realizado por el simulador se muestran en la figura V.19.

Tabla V.13: Datos de Entrada al Simulador Pozo OR-11

Datos de Yacimiento y Producción Pozo OR-11	
%AYS	0,1
RGP (PCN/BND)	974
Gravedad API	24,8
Contenido H <sub>2</sub> S (ppm)	45
Gravedad Específica del Gas Asociado	0,8
Temperatura de Cabezal (°F)	S/I
Temperatura de Fondo (°F)	285
Estrangulador (pulg)	7/16
Presión de Cabezal (lpc)	750
Tasa (BND)	1322
Presión de Fondo Fluyente (lpc)	4600
Presión de Yacimiento (lpc)	6139

En este pozo al no contar con la información de temperatura de cabezal, se tomó en su lugar la temperatura ambiente promedio del área (90 °F).

Así mismo tampoco se cuenta con la data de presión de cabezal, por lo cual se estimó basándose en la ecuación 11. Quedando la presión de cabezal estimada en 750 lpc.

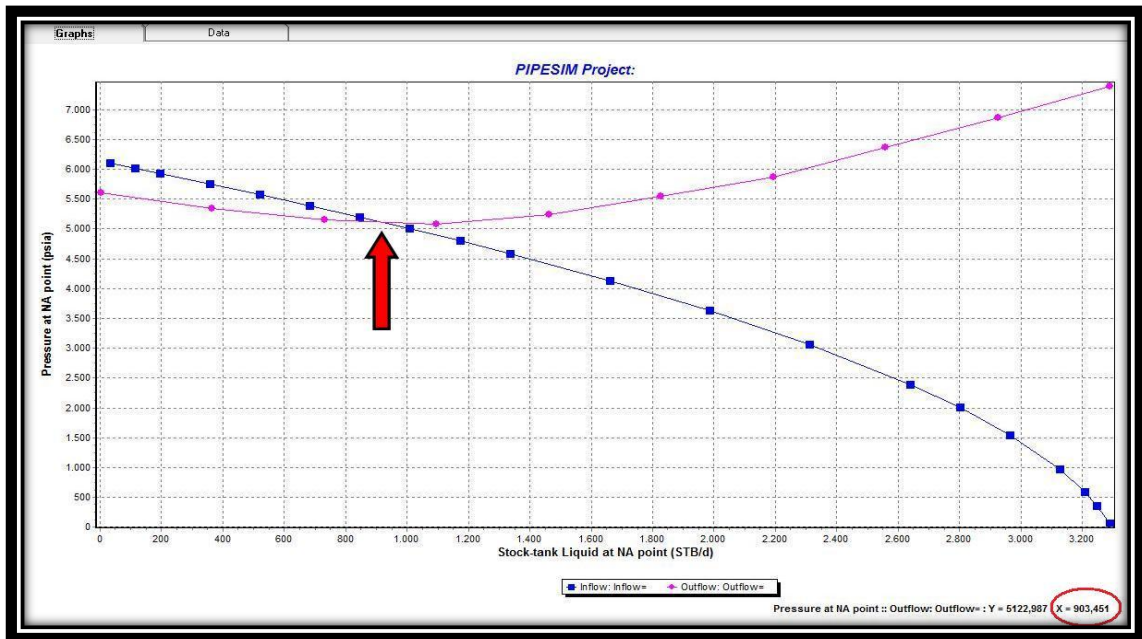


Figura V.19: Análisis Nodal Pozo OR-11. Simulador PIPESIM

Del gráfico de análisis nodal del pozo se observa que la curva de demanda se encuentra muy arriba del gráfico, por lo cual sería recomendable replantear la medida del estrangulador, de manera que se pueda producir naturalmente por mucho más tiempo del que lo haría bajo las condiciones de completación que se tienen.

De igual forma al estimar la presión de cabezal y la temperatura de superficie es posible que la gráfica este subestimando el IPR, sin embargo se pudiera variar el tamaño del estrangulador y bajar la curva de demanda de la tubería.

Así mismo la figura V.19 está basada en valores de tasa y presión en el punto de análisis nodal, mostrado en la tabla V.14.

Tabla V.14: Valores de tasa y presión del Análisis Nodal pozo OR-11

<b>Tasa en el Nodo (BND)</b>	<b>Presión en el nodo (lpc)</b>	<b>Tasa en el Nodo (BND)</b>	<b>Presión en el Nodo (lpc)</b>
<b>Oferta</b>	<b>Oferta</b>	<b>Demanda</b>	<b>Demanda</b>
33	6105	3	5611
114	6020	366	5347
196	5933	731	5149
359	5758	1097	5077
521	5577	1462	5239
684	5391	1828	5551
847	5199	2193	5875
1010	5000	2559	6361
1173	4795	2924	6870
1336	4582	3290	7389
1661	4128		
1987	3627		
2313	3060		
2638	2395		
2801	2002		
2964	1545		

En cuanto al resultado final se tiene que el pozo OR-11 bajo las condiciones durante su intervención tiene el potencial de producir naturalmente una tasa óptima de 903 BND.

### V.2.8 Simulación Pozo OR-12

Continuando con la misma metodología, en este pozo se siguió el procedimiento anterior, introduciendo en el simulador los valores de la tabla V.15 junto con la información direccional y de completación del pozo. Donde los resultados del análisis nodal realizado por el simulador se muestran en la figura V.20.

Tabla V.15: Datos de Entrada al Simulador Pozo OR-12

<b>Datos de Yacimiento y Producción Pozo OR-12</b>	
<b>%AYS</b>	2,22
<b>RGP (PCN/BND)</b>	1679
<b>Gravedad API</b>	27,3
<b>Contenido H<sub>2</sub>S (ppm)</b>	10
<b>Gravedad Específica del Gas Asociado</b>	0,65
<b>Temperatura de Cabezal (°F)</b>	S/I
<b>Temperatura de Fondo (°F)</b>	272
<b>Estrangulador (pulg)</b>	5/16
<b>Presión de Cabezal (lpc)</b>	1200
<b>Tasa (BND)</b>	2462
<b>Presión de Fondo Fluyente (lpc)</b>	5000
<b>Presión de Yacimiento (lpc)</b>	6488

En este pozo al no contar con la información de temperatura de cabezal, se tomó en su lugar la temperatura ambiente promedio del área (90 °F).

De igual forma no se dispone de la data de presión de cabezal, por lo cual se estimó basándose en la ecuación 11. Quedando la presión de cabezal estimada en 1.200 lpc.

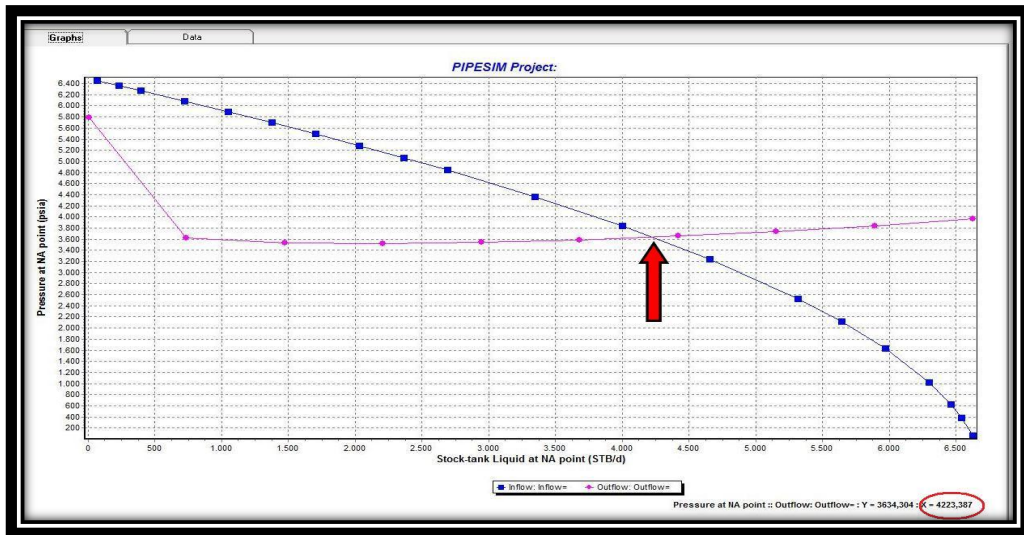


Figura V.20: Análisis Nodal Pozo OR-12. Simulador PIPESIM

Las curvas mostradas en la figura V.20 están basadas en valores de tasa y presión en el punto de análisis nodal, mostrado en la tabla V.12.

Tabla V.16: Valores de tasa y presión del Análisis Nodal pozo OR-12

Tasa en el Nodo (BND)	Presión en el nodo (lpc)	Tasa en el Nodo (BND)	Presión en el Nodo (lpc)
Oferta	Oferta	Demanda	Demanda
66	6452	7	5785
230	6362	736	3623
394	6271	1473	3528
722	6085	2209	3518
1050	5894	2945	3542
1378	5697	3682	3588
1706	5494	4418	3655
2034	5285	5154	3740
2362	5067	5891	3841
2691	4842	6627	3969
3347	4362		

Como resultado se tiene que este pozo es capaz de producir óptimamente 4.223 BND.

V.2.9 Simulación Pozo OR-14

En este caso se siguió el procedimiento anterior, introduciendo en el simulador los valores de la tabla V.17 junto con la información direccional y de completación del pozo. Donde los resultados del análisis nodal realizado por el simulador se muestran en la figura V.21.

Tabla V.17: Datos de Entrada al Simulador Pozo OR-14

Datos de Yacimiento y Producción Pozo OR-14	
%AYS	0,2
RGP (PCN/BND)	714
Gravedad API	24,2
Contenido H <sub>2</sub> S (ppm)	S/I
Gravedad Específica del Gas Asociado	0,7
Temperatura de Cabezal (°F)	160
Temperatura de Fondo (°F)	280
Estrangulador (pulg)	7/16
Presión de Cabezal (lpc)	950
Tasa (BND)	1783
Presión de Fondo Fluyente (lpc)	5600
Presión de Yacimiento (lpc)	7500

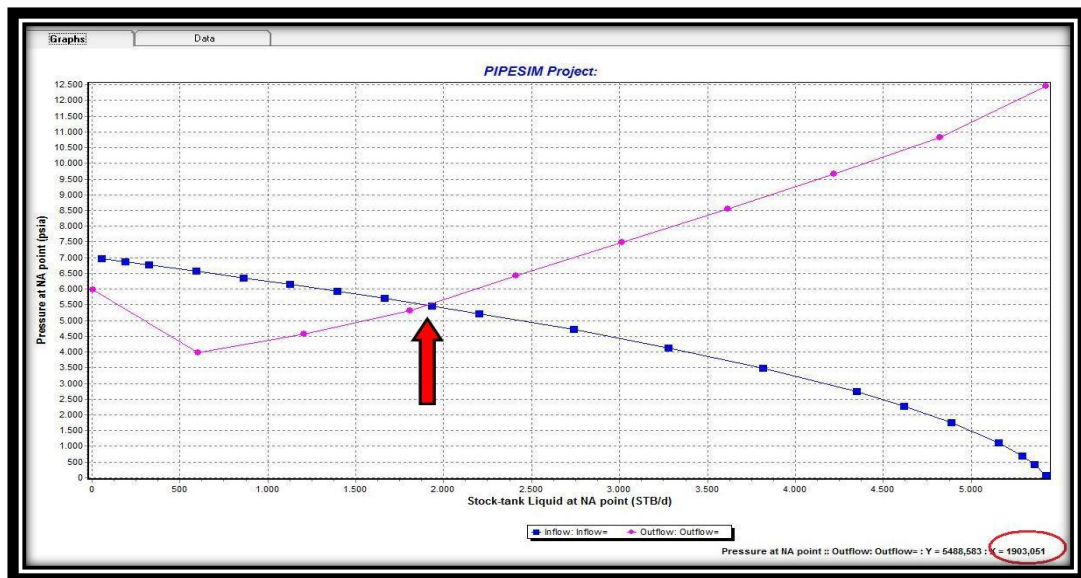


Figura V.21: Análisis Nodal Pozo OR-14. Simulador PIPESIM

Así mismo la figura V.21 está basada en valores de tasa y presión en el punto de análisis nodal, mostrado en la tabla V.18.

Tabla V.18: Valores de tasa y presión del Análisis Nodal pozo OR-14

Tasa en el Nodo (BND)	Presión en el nodo (lpc)	Tasa en el Nodo (BND)	Presión en el Nodo (lpc)
Oferta	Oferta	Demanda	Demanda
54	6961	5	5974
188	6864	603	3982
323	6766	1205	4561
591	6565	1808	5321
860	6359	2411	6414
1128	6147	3014	7479
1397	5928	3616	8557
1665	5702	4219	9658
1934	5467	4822	10817
2202	5224	5424	12454
2739	4706		
3276	4135		
3813	3489		
4350	2730		
4619	2283		
4887	1761		
5156	1105		
5290	677		
5357	410		

Para este pozo, según el análisis nodal realizado, la tasa óptima de producción es de 1.903 BND.

V.2.10 Simulación Pozo OR-15

De igual forma se realizó el mismo procedimiento, introduciendo en el simulador los valores de la tabla V.19 junto con la información direccional y de completación del pozo. Donde los resultados del análisis nodal realizado por el simulador se muestran en la figura V.22.

Tabla V.19: Datos de Entrada al Simulador Pozo OR-15

Datos de Yacimiento y Producción Pozo OR-15	
%AYS	0,1
RGP (PCN/BND)	1243
Gravedad API	26,1
Contenido H <sub>2</sub> S (ppm)	S/I
Gravedad Específica del Gas Asociado	0,9054
Temperatura de Cabezal (°F)	161
Temperatura de Fondo (°F)	285
Estrangulador (pulg)	3/4
Presión de Cabezal (lpc)	1400
Tasa (BND)	3600
Presión de Fondo Fluyente (lpc)	4900
Presión de Yacimiento (lpc)	6124

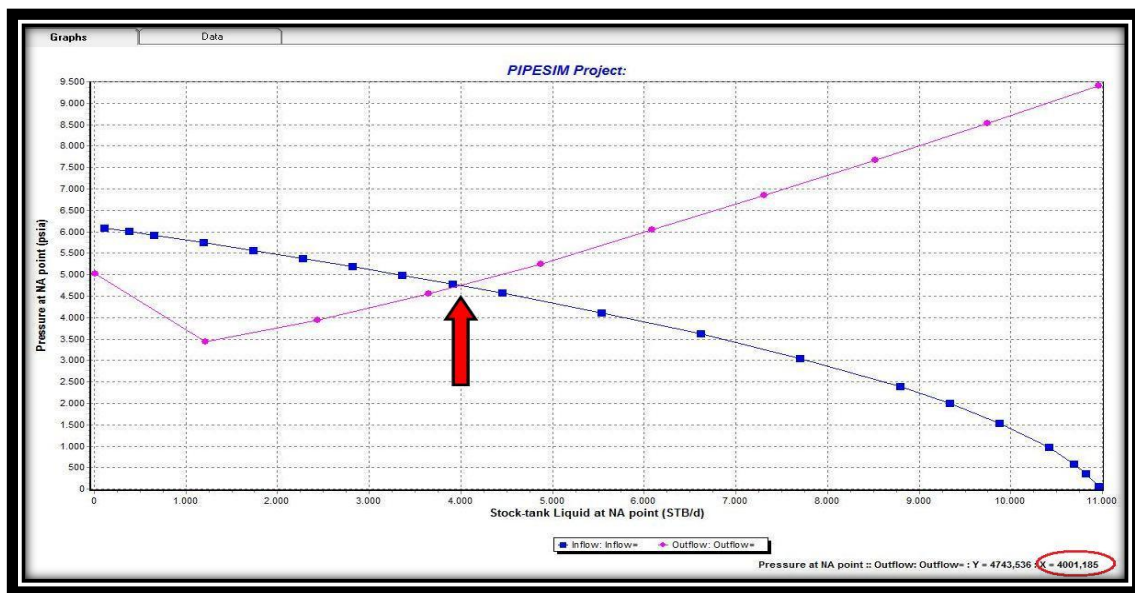


Figura V.22: Análisis Nodal Pozo OR-15. Simulador PIPESIM

El gráfico de la figura anterior (V.22) está basado en valores de tasa y presión en el punto de análisis nodal, mostrado en la tabla V.20 que sigue a continuación.

Tabla V.20: Valores de tasa y presión del Análisis Nodal pozo OR-15

Tasa (BND) en el Nodo	Presión en el nodo (lpc)	Tasa (BND) en el Nodo	Presión en el Nodo (lpc)
Oferta	Oferta	Demanda	Demanda
110	6090	11	5020
381	6005	1218	3440
652	5919	2435	3933
1195	5743	3653	4553
1737	5563	4871	5245
2279	5377	6088	6051
2822	5186	7306	6850
3364	4988	8524	7672
3907	4783	9741	8527
4449	4570	10959	9407
5534	4117		
6619	3617		
7704	3053		
8789	2388		
9332	1997		
9874	1540		
10417	966		
10688	592		
10823	358		

Finalmente para este pozo se determinó una producción óptima por flujo natural de 4.002 BND.

### V.3 DETERMINACIÓN DE LA EFICACIA DE LOS TRATAMIENTOS DE ESTIMULACIÓN MATRICIAL NO REACTIVA.

Para determinar la eficacia de las estimulaciones matriciales no reactivas diseñadas por PDVSA y ejecutadas por SCHULUMBERGER, se tomará como criterio de valuación el incremento de producción alcanzado por los pozos, lo cual es válido debido a que estos tratamientos son de muy corta duración, por lo cual la presión de yacimiento es constante, repercutiendo la mejora de la permeabilidad directamente en el aporte de producción del pozo.

Con los reportes de producción de los pozos de estudio proporcionados por el cliente (PDVSA) se pueden identificar las tasas de producción que alcanzaron los pozos sometidos a estimulaciones matriciales no reactivas (Ver tabla V.21), pudiendo comparar dichos datos con los obtenidos en la sección anterior, generando gráficas que manejen los porcentajes de incremento logrados para cada pozo y así lograr los objetivos planteados.

Tabla V.21: Producción Posterior a las Estimulaciones de los Pozos de estudio

Pozo	Tasa de Producción (BND)
OR-2	833
OR-5	5740
OR-6	350
OR-8	2194
OR-9	1094
OR-10	1307
OR-11	734
OR-12	3906
OR-14	1767
OR-15	3700

V.3.1 Pozo OR-2

Inicialmente el pozo OR-2 estaba produciendo 511 BND, donde posterior a la estimulación matricial no reactiva quedó produciendo, según los reportes de campo del cliente, 833 BND teniendo un incremento de 322 BND, lo que significa un aumento del 63,01% respecto a la producción inicial, mientras que en relación a la producción óptima de 995 BND, representa un 66,53% de la producción esperada (Ver figura V.23). Quedando todavía un potencial de 162 BND según el análisis nodal realizado.

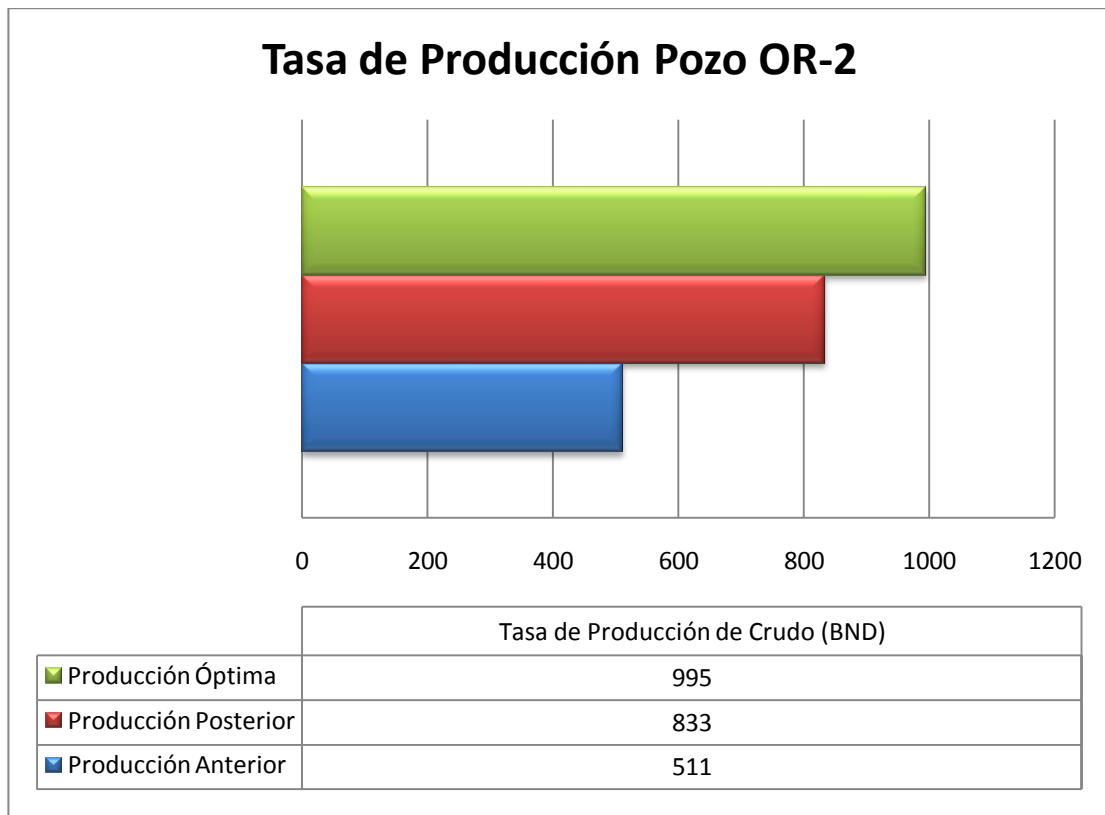


Figura V.23: Comparación de tasas de producción obtenidas del Pozo OR-2.

De acuerdo al incremento de producción respecto a la tasa óptima calculada el tratamiento es considerado satisfactorio debido a que no logró restablecer todo el

potencial del pozo, con un 66,53% de éxito, sin embargo si se observó un aumento notable en la producción al aumentar 322 BND al caudal del pozo.

**V.3.2 Pozo OR-5**

Antes de realizar el tratamiento de estimulación el pozo OR-5 aportaba 4.679 BND, donde finalizado el servicio quedo produciendo 5.740 BND, registrando un incremento del 22,68%, con un aumento de 1061 BND, mientras que en relación al aumento esperado, alcanzó un 56,17% al quedar una diferencia de 360 BND respecto a la tasa óptima calculada. (Ver figura V.24)

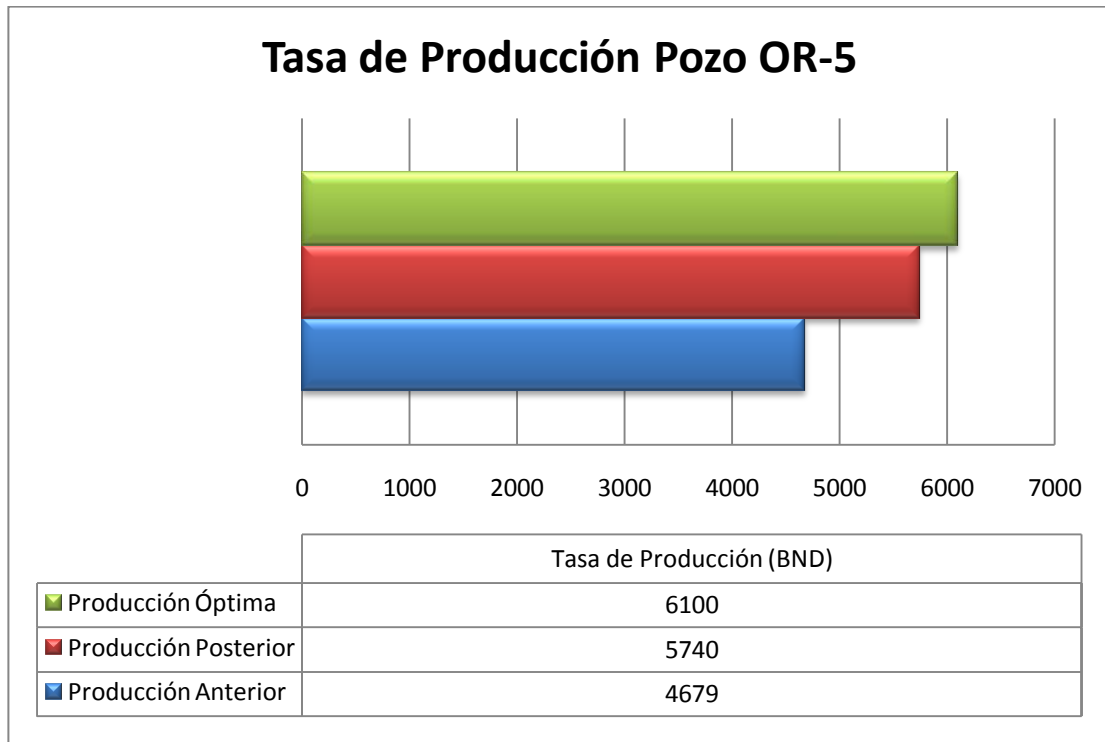


Figura V.24: Comparación de tasas de producción obtenidas del Pozo OR-5.

En base a los resultados se observa que la estimulación fue satisfactoria debido a que sólo alcanzó un 56,17% del aumento de producción esperado, con unos 360 BND sin producir, obligando a revisar los parámetros del diseño de la estimulación, así como los parámetros operacionales durante el trabajo, ya que de la muestra seleccionada fue donde se tuvo el menor porcentaje de éxito.

**V.3.3 Pozo OR-6**

En la Figura V.25 se tienen los valores de producción del pozo OR-6 previo y posterior a la estimulación matricial, donde se observa que hubo un incremento de 81 BND a 350 BND, traduciéndose en un 332,1% de ganancia de producción. Mientras que respecto al aporte esperado, se alcanzó un 60,67%, con una diferencia entre la tasa óptima y la tasa registrada de 175 BND.

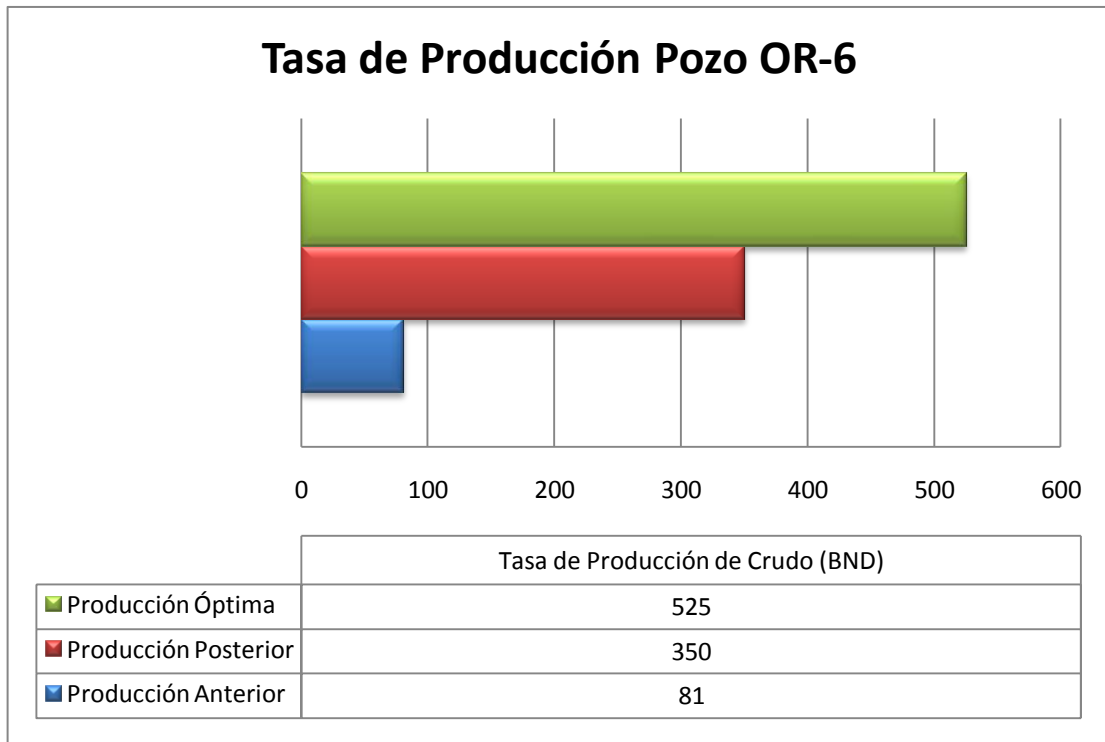


Figura V.25: Comparación de tasas de producción obtenidas del Pozo OR-6.

Con estos resultados se puede decir que el pozo presenta un alto valor de *skin* ya que el incremento de producción fue sustancial (332,1%), sin embargo el pozo posee un potencial mayor, lo que se tradujo en un 60,67% del aumento de producción esperado, quedando 175 BND sin producir, donde a pesar de no ser un número muy alto, representa un valor importante, observando también que a pesar de tener aumentos violentos de producción, no significa que la estimulación haya sido completamente exitosa.

**V.3.4 Pozo OR-8**

Para este pozo se tenía reportado una tasa de producción de 1.769 BND, en donde después de realizada a estimulación, registró una tasa de 2.194 BND, significando un aumento de 425 BND que se traducen en un 24,02%, donde en relación a los 2.282 BND esperados, se logró un incremento del 82,85%, restando 88 BND. (Ver Figura V.26).

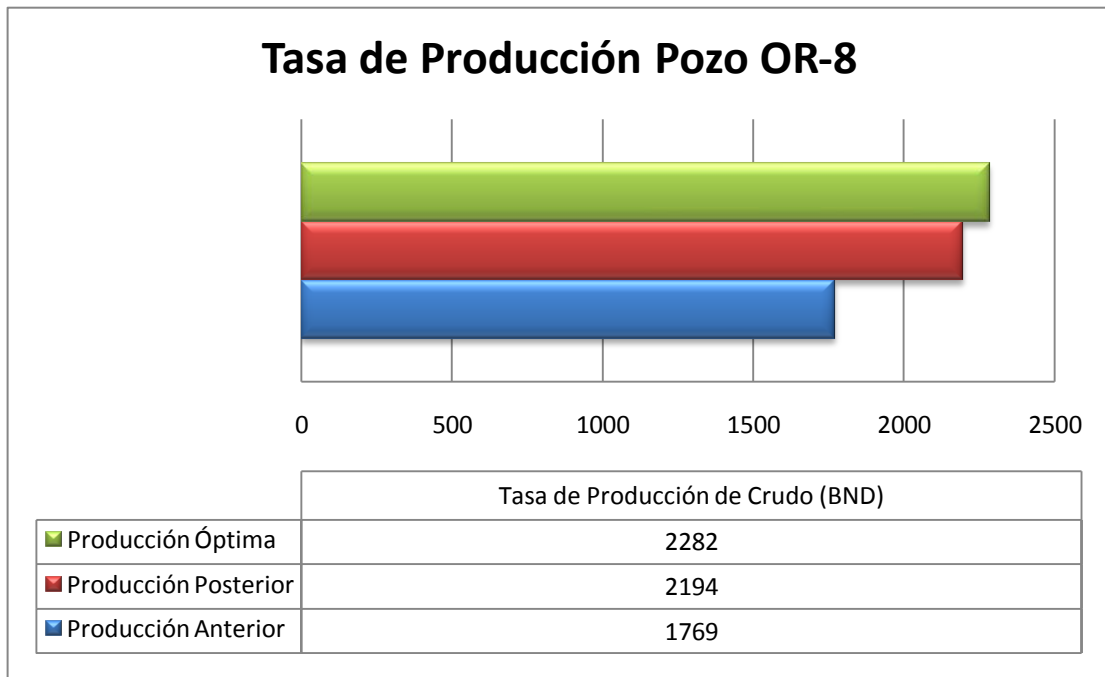


Figura V.26: Comparación de tasas de producción obtenidas del Pozo OR-8.

De acuerdo a los resultados obtenidos se observa que a pesar de que en este pozo se tuvo un incremento no tan llamativo de un 24,02%, la estimulación fue exitosa ya que logró restablecer la producción a más del 80% del valor esperado, con un 82,85%, esta diferencia se debe a la alta productividad del pozo, donde el aumento de más de 400 BND (425 BND) no representa gran porcentaje al compararse con la tasa que venía registrando el pozo.

**V.3.5 Pozo OR-9**

En condiciones iniciales de producción el pozo OR-9 tenía un aporte de 477 BND, donde, como muestra la figura V.27, luego de llevarse a cabo la estimulación, alcanzó una tasa de 1094 BND, con un incremento del 129,35% que se traducen en 617 BND adicionales, ahora bien, en cuánto a los valores de producción óptimos esperados, se logró un 71,49% de aumento en la tasa de producción.

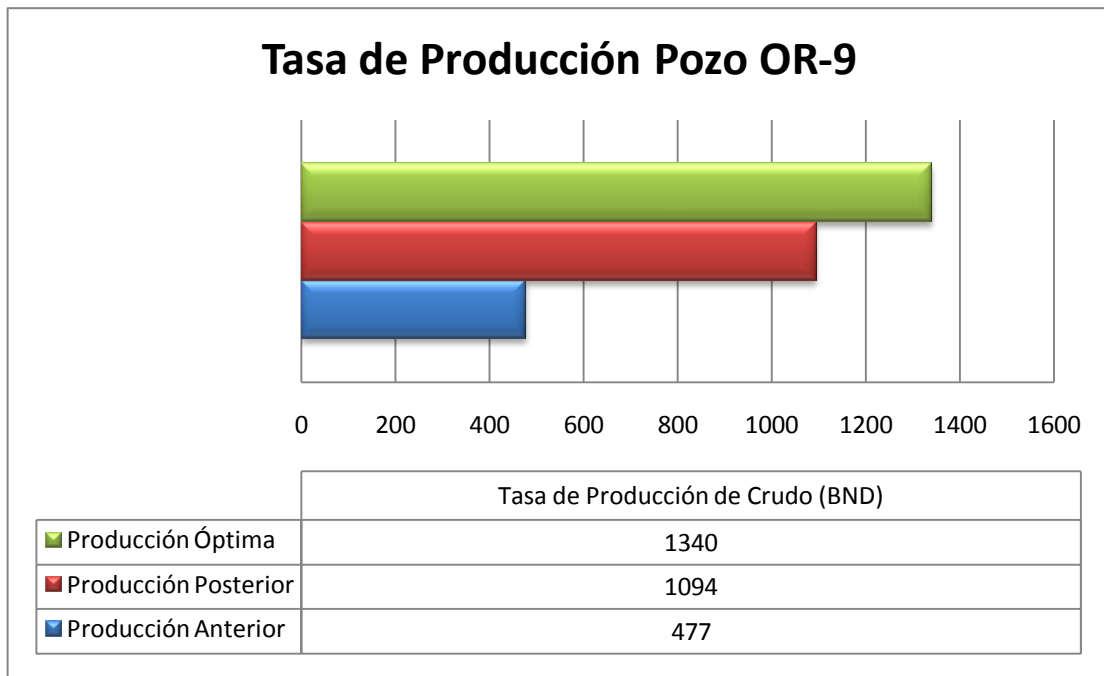


Figura V.27: Comparación de tasas de producción obtenidas del Pozo OR-9.

En base a los resultados de producción obtenidos del pozo OR-9, se puede decir que la estimulación fue satisfactoria al lograr un 71,49% de éxito, debido a que se acerca al 80%, logrando a su vez un incremento casi del 130% sobre la producción inicial, evidenciando la gran magnitud del daño a la formación tenido en el pozo.

**V.3.6 Pozo OR-10**

Como se muestra en la figura V.28, el pozo OR-10 producía inicialmente una tasa de 675 BND, la cual después de la intervención en el pozo aumentó a 1.307 BND, teniendo un incremento del 93,63%, al adicionar 632 BND, por otro lado, respecto a los valores de producción óptimos esperados, se alcanzó un 79,3% al tener una diferencia de 165 BND entre la tasa lograda y la tasa óptima calculada en 1.472 BND.

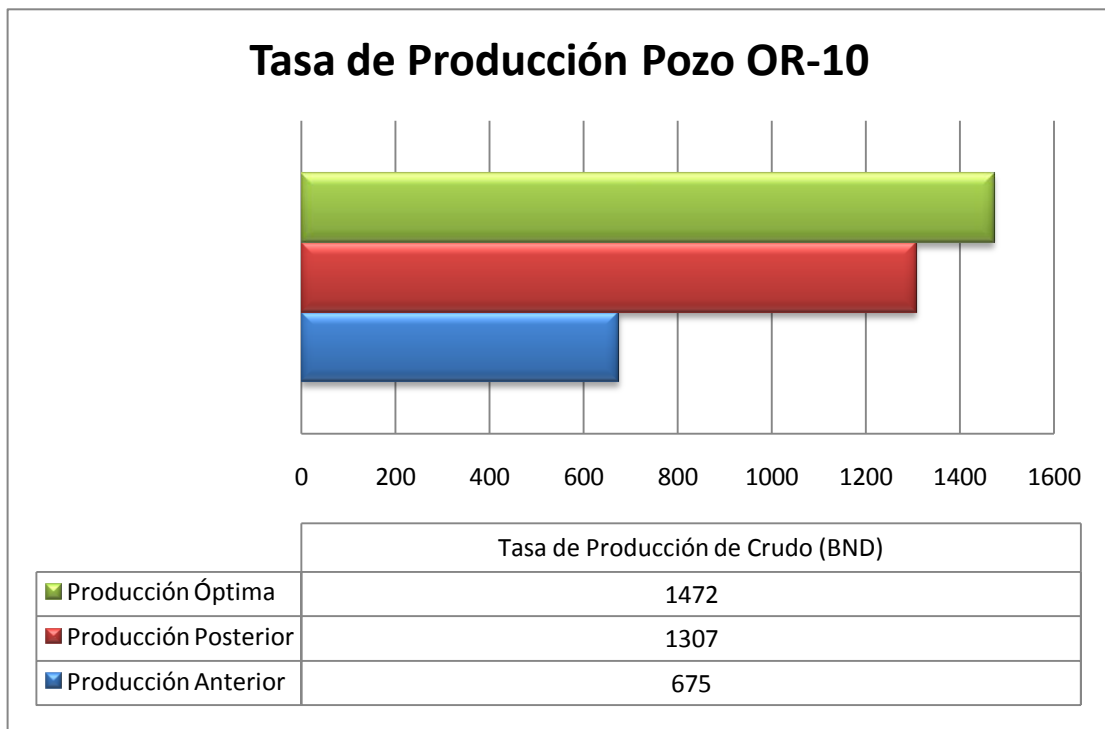


Figura V.28: Comparación de tasas de producción obtenidas del Pozo OR-10.

Según estos resultados, la estimulación se considera como exitosa ya que además de conseguir un incremento de producción sustancial de 93,62% se logró restituir el aporte del pozo en casi un 80% (79,3%) del esperado.

**V.3.7 Pozo OR-11**

Previa a la estimulación matricial, el pozo OR-11 tenía un aporte de 142 BND, donde posterior a la estimulación, quedó produciendo 734 BND, registrando un incremento del 416,90% respecto a la producción inicial, con un aporte adicional de 592 BND, mientras que en relación a la tasa óptima calculada, alcanzó un 75,39% de eficacia. (Ver figura V.29)

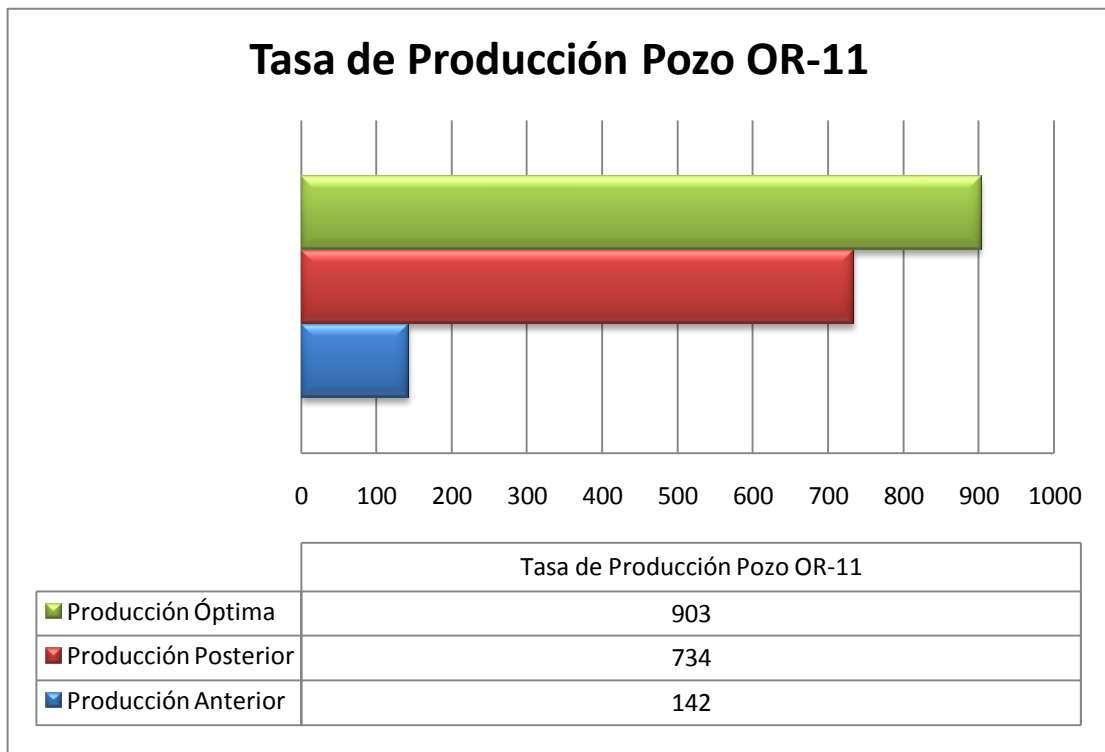


Figura V.29: Comparación de tasas de producción obtenidas del Pozo OR-11.

Al igual que en el caso del pozo OR-6, se tenía un alto valor de *skin* ya que el incremento de producción fue muy grande, llegando a 416,90%, sin embargo en este

caso, el incremento de producción se tradujo en un 75,39% del óptimo, quedando sin aportar 169 BND adicionales, considerándose entonces como un estimulación exitosa, con un gran impacto en la productividad del pozo a pesar del gran daño a la formación que se puede inferir a ver los datos de producción.

**V.3.8 Pozo OR-12**

Inicialmente el pozo OR-12 estaba produciendo 1.849 BND, donde posterior a la estimulación matricial no reactiva quedó produciendo, según los reportes de campo del cliente, 3.906 BND teniendo un incremento de 2.057 BND, lo que significa un aumento del 111,25% respecto a la producción inicial, mientras que en relación a la producción óptima de 995 BND, representa un 86,65% de la producción esperado (Ver figura V.30). Restando únicamente 317 BND según el análisis nodal realizado.

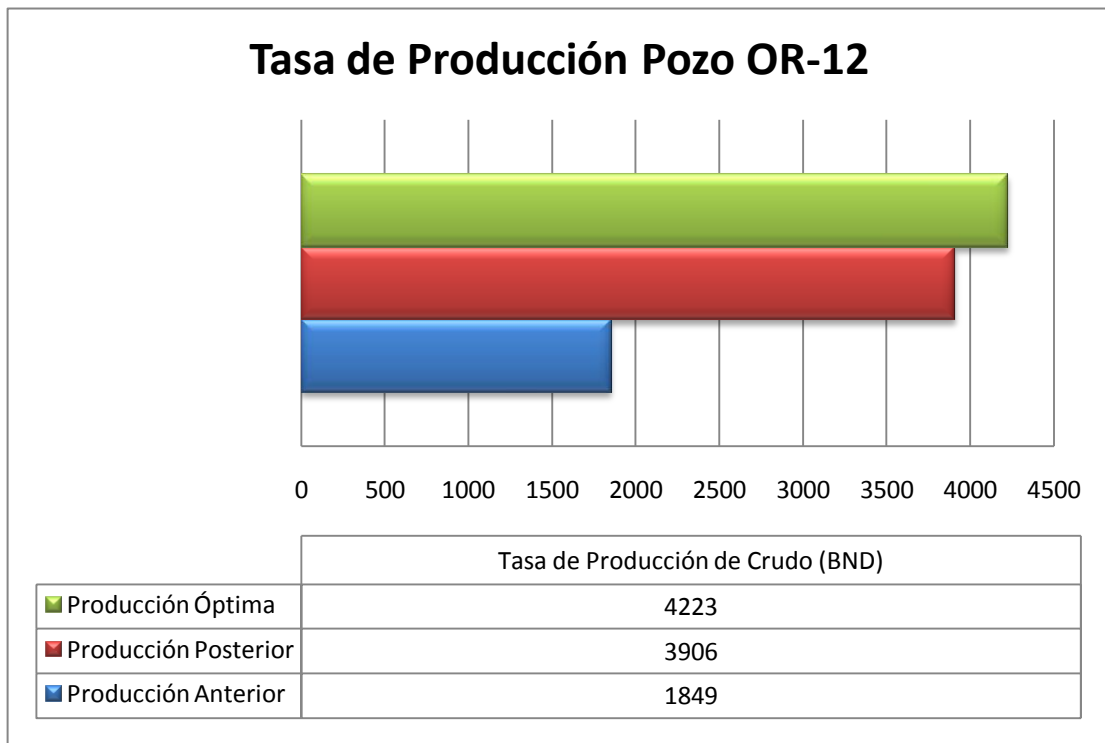


Figura V.30: Comparación de tasas de producción obtenidas del Pozo OR-12.

Según los resultados obtenidos, la estimulación matricial fue altamente exitosa, registrando el pozo, un aumento de más del 100% (111,25%) de producción, con un % de éxito del 86,65, el más alto de toda la muestra, a lo cual se le suma la alta productividad del pozo, al quedar produciendo unos 3906 BND, convirtiendo a esta estimulación en un éxito total, en donde se demuestra que se tuvo un buen diseño y un excelente desempeño operacional.

**V.3.9 Pozo OR-14**

Para este pozo se tenía según los datos de producción suministrados, un aporte de 1.326 BND, en donde después de realizada la estimulación matricial, registró una tasa de 1.767 BND, significando un aumento de 441 BND (33,26% de incremento), donde en relación a la tasa óptima de 1.903 BND esperada, se logró un incremento del 76,46%, restando 136 BND. (Ver Figura V.31).

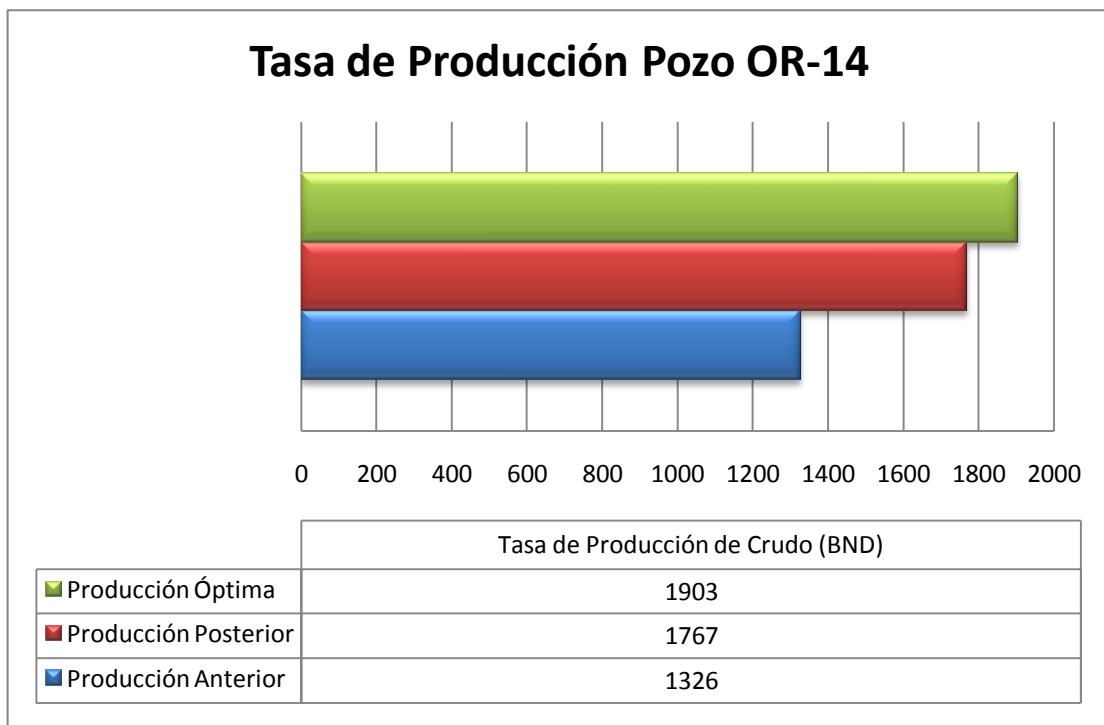


Figura V.31: Comparación de tasas de producción obtenidas del Pozo OR-14.

Según estos resultados, la estimulación se considera como satisfactoria ya que además de conseguir un incremento de producción de 33,26%, el cual para un pozo de tan alta productividad es un valor notable, se logró restituir el aporte óptimo del pozo en 76,46%.

**V.3.10 Pozo OR-15**

En la Figura V.32 se tienen los valores de producción del pozo OR-15 previo y posterior a la estimulación matricial, donde se observa que hubo un incremento de 1.117 BND, traduciéndose en un 43,24% de ganancia de producción. Mientras que respecto al aporte esperado, calculado mediante el análisis nodal se alcanzó un 78,72%, con una diferencia entre la tasa óptima y la tasa registrada de 302 BND.

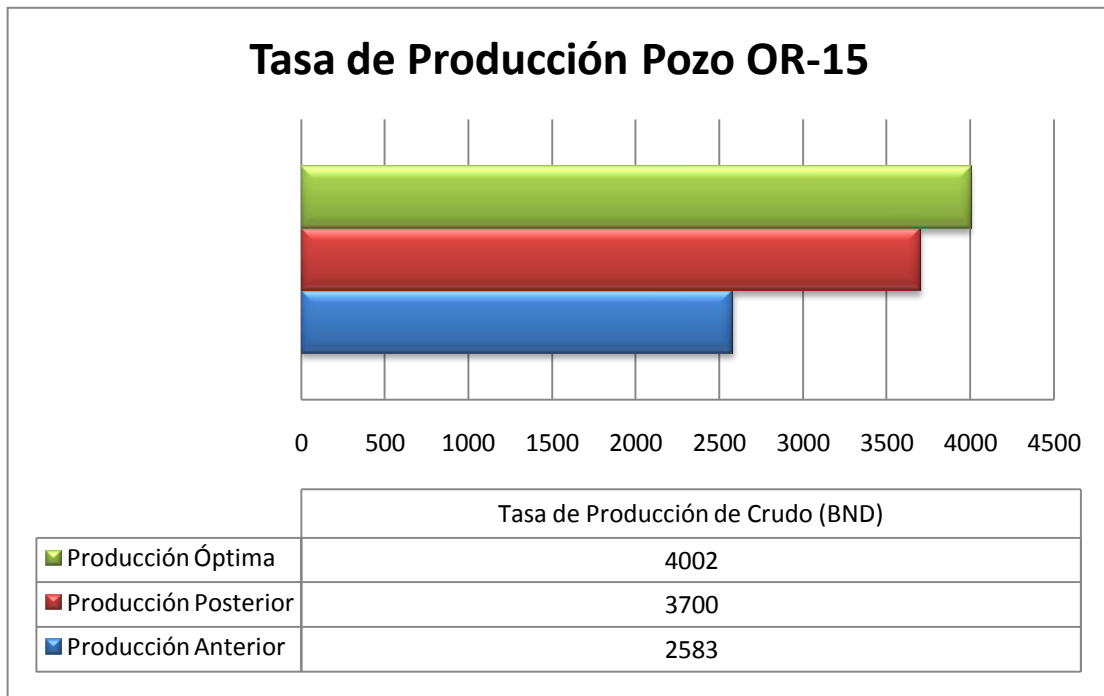


Figura V.32: Comparación de tasas de producción obtenidas del Pozo OR-15.

Siguiendo estos resultados la estimulación matricial es considerada como satisfactoria, muy cercana a ser exitosa con un incremento esperado del 78,72%,

donde a pesar de tener unos 302 BND sin producir, se logró un aumento notorio de 1.117 BND, valor que es imposible pasar por alto.

**V.4 COMPARACIÓN DEL INCREMENTO DE PRODUCCIÓN DE LOS POZOS.**

En la figura V.33 se observan los porcentajes de incrementos de producción que se obtuvieron en los pozos, posterior a las estimulaciones, excepto de los pozos OR-6 y OR-11, que se muestran en la figura V.34.

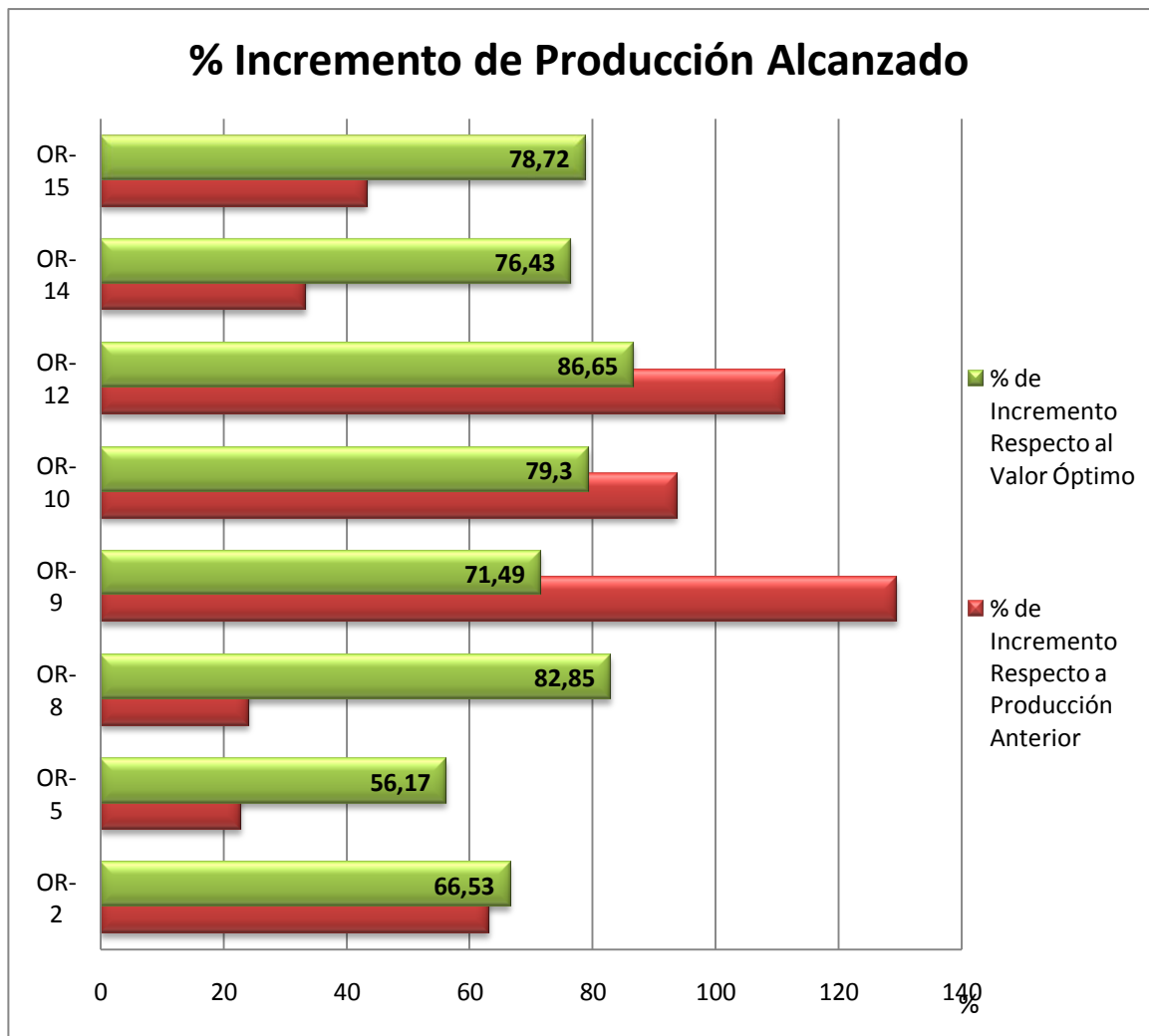


Figura V.33: Comparación de los porcentajes de Incremento de producción obtenidas en los Pozos.

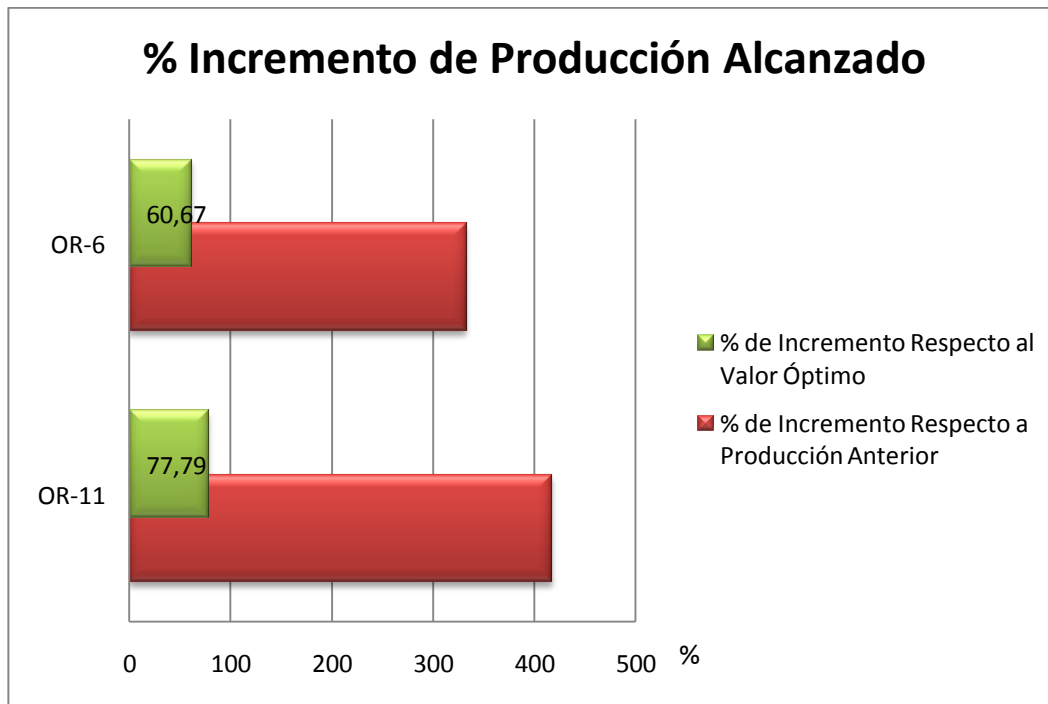


Figura V.34: Comparación de los porcentajes de Incremento de producción obtenidas en los Pozos OR-6 y OR-11.

Analizando las dos figuras anteriores se tiene que los pozos con mayor incremento de producción fueron el OR-11 seguido del OR-6 y OR-9, sin embargo no quiere decir que en ellos los tratamientos fueron los más exitosos, como el caso del OR-6 que tuvo un aumento de producción respecto del óptimo calculado, de los más bajos del grupo, superando sólo al pozo OR-5 que tuvo el peor resultado de la muestra con un 56,17%. Por otra parte los pozos en donde se tuvo un incremento respecto al valor óptimo mayor al 80% fue en el OR-8 y OR-12 con un 86,65% y un 82,85% respectivamente.

Es importante mencionar que las razones por las cuales no se obtuvo un 100% de eficacia son múltiples, ya sea por el diseño de la estimulación, los fluidos de tratamientos utilizados, las concentraciones, el tiempo de remojo, la buena operación de la empresa, las indicaciones del programa operacional, inclusive hasta la identificación y correcta evaluación del daño, por otra parte también se debe tomar en cuenta posibles sobreestimaciones de los valores calculados, ya sea por falta de

información más específica, o por la incertidumbre implícita en estudios de simulación numérica, ya que es imposible obtener el comportamiento exacto del sistema pozo-yacimiento, por lo cual se puede llevar a cabo análisis más profundo que disminuya la incertidumbre y que optimice todos los elementos involucrados en una estimulación matricial no reactiva a fin de identificar las posibles fallas y aportar soluciones y mejoras que permitan explotar en su totalidad el potencial de campo.

**CONCLUSIONES**

- 1) Los pozos del Campo el Furrial son en su mayoría verticales con terminaciones sencillas productoras de crudo mediano, donde a pesar de producir bajo condiciones de saturación, tienen un gran potencial hidrocarburífero, al presentar altas tasas de producción de crudo con medianas relaciones gas-petróleo (RGP) a pesar de conseguir en algunos casos cortes de agua de hasta 70%.
- 2) Los pozos del Campo el Furrial son sensibles al daño a la formación por precipitación de asfaltenos, donde al momento de realizar las estimulaciones matriciales no reactivas representan dificultades operacionales, debido a su gran profundidad, alta temperatura y presiones de fondo y el desconocimiento de su contenido de ácido sulfhídrico (H<sub>2</sub>S) de al menos la mitad de ellos.
- 3) La tasa de producción óptima es de 995 BNPD para el pozo OR-2, 6100 BNPD para el pozo OR-5, 525 BNPD para el pozo OR-6, 2282 BNPD para el pozo OR-8, 1340 BNPD para el pozo OR-9, 1472 BNPD para el pozo OR-10, 903 BNPD para el pozo OR-11, 4223 BNPD para el pozo OR-12, 1903 BNPD para el pozo OR-14 y 4002 BNPD para el pozo OR-15.
- 4) Los tratamientos de estimulación matricial no reactiva realizados por Schlumberger Venezuela S.A de aumento un promedio de 73,65% respecto a la tasa óptima, con un máximo de 86,64% y un mínimo de 56,17%, con valores de incremento de producción de hasta un 416,90% respecto a la producción inicial.

- 5) Los tratamientos de estimulación matricial no reactiva realizados por Schlumberger Venezuela S.A, lograron en su totalidad aumentar la producción, sin tener ningún caso en donde el pozo haya mantenido o disminuido su producción, teniendo resultados satisfactorios al alcanzar una eficacia en promedio del 73,65%.
  
- 6) Es posible mejorar aún más la eficacia de los tratamientos mediante la revisión del diseño de las estimulaciones, variando la selección y/o concentración de los fluidos de tratamiento.

**RECOMENDACIONES**

- 1) Solicitar al cliente (PDVSA) los datos de los pozos completos y actualizados, con más información de producción, permitiendo así realizar estimaciones de restablecimiento o incremento de flujo más certeros y establecer un mejor procedimiento operacional.
- 2) Revisar el diseño de las estimulaciones de los pozos donde se obtuvo la menor eficacia, incluyendo cantidades, concentraciones y selección del fluido de tratamiento, así como el procedimiento operacional.
- 3) Incorporar en el diseño de las estimulaciones matriciales no reactivas realizadas en el Campo el Furrial al equipo de ingeniería y herramientas de *Coiled Tubing Sevices* de Schlumberger Venezuela S.A.

**REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS**

- [1] Conceptos de Well Performance. Nota Técnica. Artículo en línea. Consultado el 13 de Julio de 2011 [[http://www.oilproduction.net/files/conceptos\\_well\\_performance.pdf](http://www.oilproduction.net/files/conceptos_well_performance.pdf)].
- [2] Análisis Nodal (2011). Análisis Nodal del Sistema. Artículo en línea. Consultado el 12 de junio de 2011, [Disponible en: [http://catarina.udlap.mx/u\\_dl\\_a/tales/documentos/mip/carreon\\_s\\_r/capitulo4.pdf](http://catarina.udlap.mx/u_dl_a/tales/documentos/mip/carreon_s_r/capitulo4.pdf)]
- [3] Miranda L. (2009). Clases Producción I, Índice de Productividad. Universidad Central de Venezuela, Caracas.
- [4] Schlumberger. (2006). Nodal Analysis.
- [5] Comportamiento de Pozos (2009). Comportamiento de Afluencia. Artículo en Línea. Consultado el 20 de Junio de 2011, [Disponible en: <http://es.scribd.com/doc/22634288/Comportamiento-de-Pozos>].
- [6] Muñoz R., Álvaro F y Torres T., Edgar (2007) Evaluación Técnica de las Estrategias de Levantamiento Artificial Implementadas en Campos Maduros. Diseño de una Herramienta Software de Selección. Trabajo Especial de Grado no publicado. Universidad Industrial de Santander. Bucaramanga.
- [7] Ospino T. G. (2009). Aspectos Generales del Daño De Formación por Depositación de Asfaltenos en Yacimientos de Petróleo. Trabajo Especial de Grado no publicado. Universidad Nacional de Colombia. Medellín.
- [8] Schlumberger. (2004). Matrix Engineering Manual.
- [9] Schlumberger (Otoño 2007). Asfaltenos. Oilfield Review.

- [10] Perozo A. Estimulación de Pozos. Artículo en línea. Consultado el 7 de Julio de 2011. [[http://es.scribd.com/doc/51655127/ESTIMULACION-DE-POZOS#outer\\_page\\_118](http://es.scribd.com/doc/51655127/ESTIMULACION-DE-POZOS#outer_page_118)].
- [11] Silva C. (1991) .Manual de Estimulación Matricial de Pozos Petroleros.
- [12] International Coiled Tubing Association. (2007). Una Introducción a la tubería enrollada Historia, aplicaciones y beneficios de la tubería enrollada.
- [13] Schlumberger. (2007). Introduction to Coiled Tubing.
- [14] Rivera C., Daniel I. (2010). Evaluación Conceptual de Inyección de Vapor en el Campo el Salto. Trabajo Especial de Grado no publicado. Universidad Central de Venezuela. Caracas.
- [15] Martinez D. y Ziade M. (2010). Propuesta de Producción y Uso de Reservas de Gas Libre en el Área Boyacá de la Faja Petrolífera del Orinoco. Trabajo Especial de Grado no publicado. Universidad Central de Venezuela. Caracas.
- [16] Código Estratigráfico de Venezuela. PDVSA, Intevep (1997). Artículo en línea. Consultado el 15 de Julio de 2011, [Disponible en: <http://www.pdvsa.com/lexico/camposp/cp051.htm>].
- [17] WEC Venezuela (1997). Evaluación de Pozos (1997), 1era edición. Caracas. 396 p.

**BIBLIOGRAFÍA**

- Análisis Nodal (2011). Análisis Nodal del Sistema. Artículo en línea. Consultado el 12 de junio de 2011, [Disponible en: [http://catarina.udlap.mx/u\\_dl\\_a/tales/documentos/mip/carreon\\_s\\_r/capitulo4.pdf](http://catarina.udlap.mx/u_dl_a/tales/documentos/mip/carreon_s_r/capitulo4.pdf)]
- Blog Petrolero (2009). Cuenca Oriental de Venezuela. Artículo en línea. Consultado el 13 de Mayo de 2010, [Disponible en: [en:blogpetrolero.blogspot.com/.../cuenca-oriental-de-Venezuela-parte-i.html](http://blogpetrolero.blogspot.com/.../cuenca-oriental-de-Venezuela-parte-i.html)].
- Blog Petrolero (2009). Curvas de Flujo Multifásico. Artículo en línea. Consultado el 25 de Julio de 2011 [Disponible en: <http://blogpetrolero.blogspot.com/2010/01/curvas-de-flujo-multifasico-vertical.html>].
- Código Estratigráfico de Venezuela. PDVSA, Intevep (1997). Artículo en línea. Consultado el 15 de Julio de 2011, [Disponible en: <http://www.pdvsa.com/lexico/camposp/cp051.htm>].
- Comportamiento de Pozos (2009). Comportamiento de Afluencia. Artículo en Línea. Consultado el 20 de Junio de 2011, [Disponible en: <http://es.scribd.com/doc/22634288/Comportamiento-de-Pozos>].
- Conceptos de Well Performance. Nota Técnica. Artículo en línea. Consultado el 13 de Julio de 2011 [http://www.oilproduction.net/files/conceptos\_well\_performance.pdf].

- Delgado J. G. (2006) Asfaltenos: Composición, Agregación, Precipitación. Universidad de Los Andes. Mérida.
- Economides, M.J (1994). Petroleum Production Systems, 1era edición. New Jersey. 624 p.
- Economides M.J. & Note K.G. (1989). Reservoir Stimulations, 2da edición. Prentice Hall, New Jersey. 408 p.
- International Coiled Tubing Association. (2007). Una Introducción a la tubería enrollada Historia, aplicaciones y beneficios de la tubería enrollada.
- Kotlar, H.K., (1998). An Integrated Approach for Evaluating Matrix Stimulation Effectiveness And Improving Future Design In The Gullfaks Field. Artículo Técnico SPE 50616. Presentado en la Conferencia Europea de Petróleo, La Haya del 20 al 22 de Octubre de 2008.
- Martinez D. y Ziade M. (2010). Propuesta de Producción y Uso de Reservas de Gas Libre en el Área Boyacá de la Faja Petrolífera del Orinoco. Trabajo Especial de Grado no publicado. Universidad Central de Venezuela. Caracas.
- Miranda L. (2009). Clases Producción I, Índice de Productividad. Universidad Central de Venezuela, Caracas.
- Moya, Gustavo (2006) “Taller Trabajo Especial de Grado” (TEG).
- Muñoz R., Álvaro F y Torres T., Edgar (2007) Evaluación Técnica de las Estrategias de Levantamiento Artificial Implementadas en Campos Maduros. Diseño de una Herramienta Software de Selección. Trabajo Especial de Grado no publicado. Universidad Industrial de Santander. Bucaramanga.

- Nitters G., Roodhart L., Jongma H., Yeager V., Buijse M., Fulton D., Dahl J., & Jantz E. (2000) Structured Approach to Advanced Candidate Selection and Treatment Design of Stimulation Treatments. Presentado en la Conferencia y Exhibición Técnica anual de la SPE, Dallas del 1 al 4 de Octubre del 2000.
- Ohen H., Moreno T., Marcano D., Acosta R., Mengual R., Gil J., Velazquez A., Daneshjou D., Leontaritis K., & Holmgren M. (1999). Systematic Formation Damage Evaluation of El Furrial Field. Artículo Técnico SPE 54722. Presentado en la Conferencia Europea de Daño a la Formación, La Haya del 31 de Mayo al 1 de Junio de 1999.
- Ospino T. G. (2009). Aspectos Generales del Daño De Formación por Depositación de Asfaltenos en Yacimientos de Petróleo. Trabajo Especial de Grado no publicado. Universidad Nacional de Colombia. Medellín.
- Perozo A. Estimulación de Pozos. Artículo en línea. Consultado el 7 de Julio de 2011 [[http://es.scribd.com/doc/51655127/ESTIMULACION-DE-POZOS#outer\\_page\\_118](http://es.scribd.com/doc/51655127/ESTIMULACION-DE-POZOS#outer_page_118)].
- Rivera C., Daniel I. (2010). Evaluación Conceptual de Inyección de Vapor en el Campo el Salto. Trabajo Especial de Grado no publicado. Universidad Central de Venezuela. Caracas.
- Schlumberger (Otoño 2007). Asfaltenos. Oilfield Review.
- Schlumberger. (2004). Engineering Matrix Manual.
- Schlumberger. (2007). Introduction to Coiled Tubing.

- Schlumberger. (2004). Matrix Engineering Manual.
- Schlumberger. (2004). Matrix Engineering Manual Volumen 1.
- Schlumberger. (2006). Nodal Analysis.
- Schlumberger. (2011). Non-Acid Stimulation Fluids.
- Schlumberger (2007) PIPESIM Fundamentals Training and Exercise Guide Version 2006.1.
- Silva C. (1991) .Manual de Estimulación Matricial de Pozos Petroleros.
- Sinha B. K. y Elbel J. L. (1983). Stimulation Treatment Design and Evaluation of Old Producing Wells. Artículo Técnico SPE 11552. Presentado en el Simposio de Producción, Oklahoma del 27 de Marzo al 1 de Febrero de 1983.
- WEC Venezuela (1997). Evaluación de Pozos (1997), 1era edición. Caracas. 396 p.