

UNIVERSIDAD DE ORIENTE
NÚCLEO DE ANZOÁTEGUI
ESCUELA DE INGENIERÍA Y CIENCIAS APLICADAS
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA DE PETRÓLEO



**“EVALUACIÓN DEL PROCESO DE INYECCIÓN ALTERNA DE VAPOR
CON SOLVENTES EN POZOS HORIZONTALES EN EL YACIMIENTO
JOB0 01, CAMPO JOB0 02, A TRAVÉS DE LA SIMULACIÓN
NUMÉRICA”**

Realizado Por:

FRANKLIN JOSÉ COLINA MARCANO

**Trabajo Especial de Grado presentado ante la Universidad de Oriente como
requisito parcial para optar al Título de:**

INGENIERO DE PETRÓLEO

Barcelona, Octubre de 2009

**UNIVERSIDAD DE ORIENTE
NÚCLEO DE ANZOÁTEGUI
ESCUELA DE INGENIERÍA Y CIENCIAS APLICADAS
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA DE PETRÓLEO**



**“EVALUACIÓN DEL PROCESO DE INYECCIÓN ALTERNA DE VAPOR
CON SOLVENTES EN POZOS HORIZONTALES EN EL YACIMIENTO
JOB0 01, CAMPO JOB0 02, A TRAVÉS DE LA SIMULACIÓN
NUMÉRICA”**

Realizado Por:

FRANKLIN JOSÉ COLINA MARCANO

ING. LUIS EDUARDO CASTRO

Asesor Académico

Barcelona, Octubre de 2009

UNIVERSIDAD DE ORIENTE
NUCLEO DE ANZOÁTEGUI
ESCUELA DE INGENIERÍA Y CIENCIAS APLICADAS
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA DE PETRÓLEO



**“EVALUACIÓN DEL PROCESO DE INYECCIÓN ALTERNA DE VAPOR
CON SOLVENTES EN POZOS HORIZONTALES EN EL YACIMIENTO
JOB0 01, CAMPO JOB0 02, A TRAVÉS DE LA SIMULACIÓN
NUMÉRICA”**

El Jurado hace constar que asignó a esta Tesis la calificación de:

ING. LUIS EDUARDO CASTRO

Asesor Académico

ING. JAIRO URICARE

Jurado Principal

ING. IVÓN ULACIO

Jurado Principal

Barcelona, Octubre de 2009

RESOLUCIÓN

De acuerdo al artículo 44 del Reglamento de Trabajos de Grado: “Los trabajos de Grado son de exclusiva propiedad de la Universidad de Oriente y solo podrán ser utilizados a otros fines con el consentimiento del Consejo de Núcleo respectivo, quien lo participará al Consejo Universitario”.

DEDICATORIA

Principalmente quiero dedicar este trabajo a DIOS y la VIRGEN DEL VALLE por darme salud, esperanza, paciencia y valor para alcanzar todas las metas que he propuesto en mi vida, igual por estar a mi lado siempre y más cuando los he necesitado, gracias.

A mis padres, Orlando y Anais Colina por el amor, la enseñanza y el ejemplo que han sido en toda mi vida, este logro también de ustedes.

A mis hermanos, Orlanis y Orlando por estar conmigo en todo momento de mi vida y brindarme el apoyo que necesito, por siempre cuidarme y creer en mí para obtener cualquier logro.

A todos mis sobrinos, a mis primos, que esta meta sea un ejemplo a seguir para ustedes.

A mi tío Ronny, que aunque no se encuentre entre nosotros físicamente, se que de otra manera lo está y hace posible las buenas cosas para mí.

A toda mi familia, por estar siempre a mi lado, por no dudar nunca de mí, y por siempre apoyarme.

AGRADECIMIENTOS

Quiero agradecer principalmente a DIOS y a la VIRGEN DEL VALLE por permitirme alcanzar este logro, y por estar a mi lado en todo momento de mi vida, sin creer en ustedes nunca lo hubiese logrado. Gracias.

A mis padres, Anais y Orlando Colina, por apoyarme en todo momento, por ser mis guías, por ser mi ejemplo, por ser esas personas por las cuales se merece luchar contra todo en el mundo, y por darme la crianza y el amor que toda persona quiere en su vida. Los AMO, gracias.

A todos mis hermanos, en especial a Orlanis y a Orlando por darme el apoyo que siempre necesito, por ser ejemplos en mi vida, y por siempre estar a mi lado. Los quiero mucho.

A mi tío Ronny, por hacerme creer que siempre estás conmigo y que puedes ayudarme cuando lo necesito.

A toda mi familia, en especial a mis abuelas, Remigia y Rafaela, a mi abuelo Edecio, a mis tías, en especial a Nubia y Nancy, a mis primos Héctor, César, Roimes y Edecio, a mi tío Edgar, y a todas mis primas en especial a Nubia Del Valle por ser un gran ejemplo en mi vida, gracias a todos por siempre acompañarme y brindarme su apoyo.

A mí cuñada Marudys por siempre estar pendiente de mí y ayudarme en lo que necesite.

A todos mis amigos y amigas, los cuales emprendieron esta meta igual que yo, abriéndonos camino hacia nuevos horizontes, en especial a: José Luís, Germán,

Alexis, Jesús, Joan, Alonso, Rodolfo, Francisco, David, Iván, Enrique, Luís Fernando, Olga, Micksú, Wilmarys, Krizia, Diana, Alejandra, Francesca, Andrea, entre otros y otras, por compartir muchos momentos a lo largo de nuestras carreras y por brindarme el apoyo que en muchas ocasiones necesité.

A mi gran amigo y hermano Edward Viloría, por brindarme tu excelente amistad, tu gran apoyo, tus inolvidables consejos, por ser un ejemplo y hacerme saber que siempre podía contar contigo, y aunque ya no estas con nosotros, cada día te tenemos presente y se que nos sigues guiando, este logro también es tuyo mi hermano.

A mi excelente y fantástico grupo de estudio, Valentina Him, Ruth Carvajal, Patricia Rivero, Lig Saret Diaz, y a todos mis compañeros y compañeras a lo largo de la carrera que hicieron que todo fuese mejor con su presencia y empeño, para lograr juntos la excelencia.

A Rosángela Durán, por estar conmigo siempre, en las buenas y en las malas, por comprenderme, por apoyarme, y ser parte de esta etapa de mi vida, que sin duda hiciste que fuera mejor de lo que pudo a haber sido en otra situación.

A mi asesor, el profesor Luís Castro, por brindarme este grandioso e interesante tema, por compartir parte de sus valiosos conocimientos conmigo, por brindarme el material que necesité, por guiarme en este trabajo, por siempre apoyarme y creer que podía hacer un buen trabajo.

A Amín Gutiérrez por brindarme la asesoría en el manejo del simulador Stars, por sus consejos, y por seguir siempre mi trabajo.

A Edgar Bastos por sus consejos y por el apoyo en la realización de este trabajo.

A Eglee y al Prof. Barrueta por permitirme el acceso al laboratorio de simulación en todo momento, incluso cuando resultaba casi imposible hacerlo, gracias por ese valioso apoyo.

A la excelente Universidad de Oriente y a todos mis profesores, por brindarme sus conocimientos y permitir formarme como profesional y ser una mejor persona.

A todas las personas que permitieron que pudiera alcanzar esta meta, no solo en la realización de este trabajo, sino a lo largo de toda mi carrera.

Gracias...!

RESUMEN

La presente investigación tuvo como objetivo evaluar la factibilidad de la aplicación de un proceso de inyección alterna de vapor en pozos horizontales en el Yacimiento Jobo-01, Campo Jobo-02, utilizando la herramienta de la simulación numérica de yacimientos. El desarrollo del proyecto se inició con el análisis de todas las arenas del yacimiento y la mejor área de la arena que presentara las mejores características para la aplicación del estudio resultando la arena C y el área Suroeste las seleccionadas. Luego fueron evaluados los diferentes pozos horizontales presentes en la arena C de acuerdo a sus parámetros de producción, resultando el pozo JOA-75 el más adecuado para el estudio. Posteriormente fue elaborado un modelo de simulación generando un mallado de 50 bloques en dirección “I”, 32 en dirección “J” y 5 capas en dirección “K”, para un total de 8.000 bloques, en el cual fue integrada la información petrofísica, las propiedades de los fluidos a través de un PVT sintético generado, las propiedades de las rocas, parámetros del pozo y de producción, logrando un modelo representativo del yacimiento de acuerdo a la información suministrada y al cotejo de producción realizado. Luego teniendo un modelo de simulación confiable se aplicó un proceso de: Inyección alterna de vapor, de inyección de solventes (nafta y diesel) y de inyección múltiple de vapor y solventes, realizando sensibilizaciones de los parámetros operacionales para los diferentes casos estudiados y así obtener las mejores condiciones para la aplicación de cada proceso, con el fin de realizar comparaciones entre los diferentes esquemas planteados y observar cual arroja mayor producción de petróleo. El estudio mostró que la inyección simultánea de vapor y nafta representa el esquema que mayor aporte de petróleo genera y que la inyección de solventes resultó mejor que la inyección de vapor, pero para todos los esquemas planteados su aplicación no resulta factible de acuerdo a que el volumen de petróleo recuperado a través de estos con respecto al flujo natural es relativamente pequeño llegando en el mejor de los casos a una diferencia entre el flujo natural y la inyección conjunta de vapor y nafta de 42.240 barriles.

CONTENIDO

RESOLUCIÓN	iv
DEDICATORIA	v
AGRADECIMIENTOS	vi
RESUMEN	ix
CONTENIDO	x
LISTA DE TABLAS	xix
LISTA DE FIGURAS	xx
CAPÍTULO I	24
INTRODUCCIÓN.....	24
1.1 DESCRIPCIÓN DEL ÁREA DE ESTUDIO	24
1.1.1 Cuenca Oriental de Venezuela	24
1.2 GENERALIDADES DEL CAMPO JOBO, ÁREA JOBO-02.....	25
1.2.1 Ubicación Geográfica del Campo Jobo	25
1.2.2 Características del Campo Jobo.....	26
1.2.3 Características Geológicas.....	27
1.2.3.1 Rasgos Estructurales.....	27
1.2.3.2 Estratigrafía	28
1.2.3.2.1 Formación Mesa (Plioceno-Pleistoceno).....	28
1.2.3.2.2 Formación Las Piedras (Mioceno Superior-Plioceno)	28
1.2.3.2.3 Formación Freites (Mioceno tardío).....	28
1.2.3.2.4 Formación Oficina (Mioceno Inferior- Mioceno Medio)...	28
1.2.3.2.5 Grupo Temblador (Cretáceo medio).....	29
1.2.3.2.6 Basamento Ígneo-Metamórfico (Precámbrico)	30
1.2.3.3 Análisis Estratigráfico de los Paquetes de Arena del Miembro Jobo	30
1.3 CARACTERÍSTICAS DEL YACIMIENTO JOBO-01.	32

1.4 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA	33
1.5 OBJETIVOS	34
1. 5.1 Objetivo General.....	34
1.5.2 Objetivos Específicos	34
CAPÍTULO II.....	36
FUNDAMENTOS TEÓRICOS	36
2.1 INGENIERÍA DE YACIMIENTOS	36
2.2 YACIMIENTOS DE HIDROCARBUROS	36
2.3 CLASIFICACIÓN DE YACIMIENTOS	36
2.3.1 De acuerdo al fluido que contengan	36
2.3.1.1 Yacimientos de Gas Seco	36
2.3.1.2 Yacimientos de Gas Húmedo	37
2.3.1.3 Yacimientos de Gas Condensado (Retrogrado).....	37
2.3.1.4 Yacimientos de Petróleo Volátil.....	37
2.3.1.5 Yacimientos de petróleo Negro	37
2.3.2 De acuerdo al estado de saturación.....	38
2.3.2.1 Yacimientos Saturados	38
2.3.2.2 Yacimientos Subsaturados.....	38
2.3.3 De acuerdo al criterio geológico.....	39
2.3.3.1 Estructurales	39
2.3.3.2 Estratigráficos.....	39
2.3.3.3 Trampas Combinadas	39
2.4 CARACTERÍSTICAS DE LOS YACIMIENTOS	40
2.4.1 Tipos de desplazamiento de los fluidos en el yacimiento	40
2.4.1.1 Desplazamiento por expansión de los Líquidos	40
2.4.1.2 Desplazamiento por Gas en Solución.....	40
2.4.1.3 Desplazamiento por Expansión de la Capa de Gas	40
2.4.1.4 Desplazamiento Hidráulico	40
2.4.1.5 Desplazamiento por Segregación Gravitacional.....	41
2.4.1.6 Desplazamiento Combinado	41

2.4.2 Propiedades de las rocas y los fluidos	41
2.4.2.1 Permeabilidad (K).....	41
2.4.2.2 Porosidad (Φ).....	43
2.4.2.3 Saturación de Fluido	43
2.4.2.4 Tensión Superficial e Interfacial.....	44
2.4.2.5 Transmisibilidad	45
2.4.2.6 Viscosidad	45
2.4.2.7 Reservas.....	45
2.5 RECUPERACIÓN PRIMARIA	46
2.6 RECUPERACIÓN SECUNDARIA.....	47
2.7 RECUPERACIÓN TERCIARIA Y/O MEJORADA	47
2.7.1 Métodos químicos.....	49
2.7.2 Métodos miscibles	49
2.7.2.1 Proceso de tapones miscibles	49
2.7.2.2 Procesos con gas enriquecido o empuje con gas condensante ..	50
2.7.2.3 Inyección usando solventes	50
2.7.2.3.1 Criterios para la Selección del Solvente a Utilizar	51
2.7.3 Métodos térmicos	51
2.7.3.1 Inyección de agua caliente.....	52
2.7.3.2 Combustión in situ.....	52
2.7.3.3 Inyección continua de vapor.....	53
2.7.3.4 Inyección cíclica de vapor	53
2.7.3.4.1 Etapas de la inyección cíclica de vapor	55
2.7.3.4.2 Ventajas de la inyección alterna de vapor	56
2.7.3.4.3 Desventajas de la inyección alterna de vapor	57
2.7.3.4.4 Criterios para la selección de un yacimiento para una IAV	57
2.7.3.4.5 Tipos de inyección alterna de vapor	58
2.7.3.4.6 Factores que afectan la inyección alterna de vapor	59
2.7.4 Inyección de vapor con solventes.....	61
2.8 POZOS HORIZONTALES.....	62

2.8.1 Ventajas de los pozos horizontales.....	62
2.8.2 Desventajas de los pozos horizontales.....	63
2.8.3 Aplicaciones de los pozos horizontales	64
2.8.3.1 Yacimientos con Empuje de Agua o Capa de Gas	64
2.8.3.2 Recuperación Mejorada de Crudo	64
2.8.3.3 Yacimientos Naturalmente Fracturados	64
2.8.3.4 Yacimientos de Alta Permeabilidad	65
2.8.3.5 Yacimientos de baja permeabilidad.....	65
2.8.3.6 Yacimientos de poco espesor de arena	65
2.8.4 Parámetros y limitaciones en la planificación de un pozo horizontal	65
2.8.4.1 Modelo geológico	66
2.8.4.2 Espesor del yacimiento	66
2.8.4.3 Permeabilidad vertical de la formación	66
2.8.4.4 Espaciamiento entre pozos	66
2.8.4.5 Dirección de las fracturas	67
2.8.4.6 Longitud del hoyo.....	67
2.8.4.7 Área de drenaje de pozos horizontales	67
2.8.5 Clasificación de los pozos horizontales.....	67
2.8.5.1 Pozos de radio ultra corto	68
2.8.5.2 Pozos de radio corto	68
2.8.5.3 Pozos de radio medio.....	68
2.8.5.4 Pozos de radio largo	68
2.9 SIMULACIÓN DE YACIMIENTOS	69
2.9.1 Objetivos de la simulación de yacimientos	69
2.9.2 Tipos de simuladores numéricos de yacimientos	70
2.9.2.1 Simulador de Petróleo Negro (Black Oil)	70
2.9.2.2 Simulador Composicional	70
2.9.2.3 Simulador Térmico	71
2.9.2.4 Simulador Químicos	71

2.9.3 Aplicación de la simulación numérica.....	71
2.9.3.1 Planificación de Escenarios de Desarrollo	71
2.9.3.2 Esquema de Producción y Estimación de Reservas	72
2.9.3.3 Seguimiento de Yacimientos	72
2.9.3.4 Distribución de Producción	72
2.9.4 Tipos de modelos de simulación según sus dimensiones	73
2.9.4.1 Modelo de cero dimensiones (0D).....	73
2.9.4.2 Modelo unidimensional (1D).....	74
2.9.4.2.1 Modelo unidimensional horizontal.....	74
2.9.4.2.2 Modelo unidimensional vertical	74
2.9.4.2.3 Modelo unidimensional radial	74
2.9.4.3 Modelo bidimensional (2D).....	75
2.9.4.3.1 Modelo areal (horizontal 2D)	75
2.9.4.3.2 Modelo vertical (transversal 2D).....	75
2.9.4.3.3 Modelo radial (2D)	76
2.9.4.4 Modelo tridimensional (3D)	76
2.9.5 Etapas de la simulación	77
2.9.5.1 Construcción del mallado	77
2.9.5.2 Integración del PVT y la permeabilidad relativa al modelo	77
2.9.5.3 Incorporación de datos recurrentes al modelo (datos de producción e inyección)	78
2.9.5.4 Cotejo histórico.....	78
2.9.5.4.1 Inicialización	78
2.9.5.4.2 Cotejo de presiones.....	79
2.9.5.4.3 Cotejo de saturaciones	79
Cotejo de productividad.....	79
2.9.5.5 Predicciones.....	79
CAPÍTULO III	81
DESCRIPCIÓN DE LAS HERRAMIENTAS DE TRABAJO	81

3.1 APLICACIONES DE LA PLATAFORMA CMG (COMPUTER MODELLING GROUP).....	81
3.1.1 CMG Launcher Versión 2005.10	81
3.1.2 CMG Builder	82
3.1.2.1 Módulo I/O Control (Control Entrada/Salida).....	83
3.1.2.2 Módulo Reservoir (Descripción del Yacimiento).....	83
3.1.2.3 Módulo Components (Propiedades de los Fluidos).....	84
3.1.2.4 Módulo Rock-Fluid (Propiedades de la Roca)	85
3.1.2.5 Módulo Inicial Conditions (Condiciones Iniciales).....	85
3.1.2.7 Módulo Geomechanics	87
3.1.2.8 Módulo Well&Recurrent.....	87
3.1.3 Simulador STARS 2005.10 (Steam Thermal and Advanced Processes Reservoir Simulator).....	87
3.1.4 Results Graph (Resultados Gráficos).....	88
3.1.5 Results 3D (Resultados en 3D).....	89
3.1.6 Note Pad	89
3.2 SPIYAC	90
3.2.1 RAPERME	91
3.3 PRO II. 8.1	93
3.3.1 Unidades de medida.....	94
3.3.2 Selección de Componentes.....	94
3.3.3 Propiedades de los Componentes	94
3.3.4 Datos termodinámicos	94
3.3.5 Caracterización del Assay	95
3.3.6 Paleta PDF	95
3.3.7 Sistema de Reporte Pro II.....	96
CAPÍTULO IV	97
METODOLOGÍA.....	97
4.1 REVISIÓN BIBLIOGRÁFICA.....	98
4.2 RECOPIACIÓN Y VALIDACIÓN DE LA INFORMACIÓN	98

4.3 SELECCIÓN DEL ÁREA DE ESTUDIO	98
4.4 SELECCIÓN DEL POZO PARA SER APLICADO EL PROCESO	99
4.5 ANÁLISIS DE LAS PROPIEDADES DE LA ROCA Y DE LOS FLUIDOS	99
4.5.1 Análisis de los Fluidos.....	99
4.5.2 Análisis de las Propiedades de las Rocas	107
4.6 ELABORACIÓN DEL MODELO DE SIMULACIÓN	111
4.6.1 Inicialización del Modelo	111
4.6.2 Elaboración del Modelo Estático.....	112
4.6.3 Propiedades de los Fluidos en el Yacimiento	114
4.6.4 Propiedades Multifásicas de las Rocas	117
4.6.5 Condiciones Iniciales del Modelo	118
4.6.6 Condiciones Numéricas.....	118
4.6.7 Definición del Modelo del Acuífero.....	118
4.6.8 Definición de las Propiedades Térmicas.....	119
4.6.9 Definición de los Pozos	124
4.6.10 Importación del Histórico de Producción.....	124
4.6.11 Definición de los Solventes Utilizados.....	126
4.6.12 Definición de los Parámetros de los Pozos.....	131
4.7 COTEJO HISTÓRICO	132
4.8 ESQUEMAS DE PRODUCCIÓN O PREDICCIONES.....	132
4.8.1 Flujo Natural o Caso Base	132
4.8.2 Inyección Alternativa de Vapor.....	133
4.8.3 Inyección de Solventes	133
4.8.4 Inyección de Vapor con Solventes	133
4.9 EVALUACIÓN DE LOS DIFERENTES ESCENARIOS DE PRODUCCIÓN.....	133
CAPÍTULO V.....	134
ANÁLISIS Y DISCUSIÓN DE RESULTADOS	134
5.1 SELECCIÓN DEL ÁREA DE ESTUDIO	134

5.1.1 Selección de la Arena a Ser Aplicado el Proceso	134
5.1.2 Análisis de las propiedades petrofísicas de las rocas	136
5.2 SELECCIÓN DEL POZO PARA SER APLICADO EL PROCESO ...	138
5.3 ANÁLISIS DE LAS PROPIEDADES DE LAS ROCAS Y DE LOS FLUIDOS	142
5.3.1 Análisis de las Propiedades de los Fluidos	142
5.3.1.1 Relación Gas Petróleo Inicial del Yacimiento.....	143
5.3.1.2 Condición Inicial	144
5.3.2 Análisis de las propiedades de las rocas.....	148
5.3.2.1 Permeabilidades Relativas	148
5.4 MODELO DE SIMULACIÓN.....	149
5.4.1 Mallado de simulación.....	150
5.4.2 Definición del acuífero	151
5.4.3 Comportamiento de la Presión	153
5.5 COTEJO HISTÓRICO DE PRODUCCIÓN.....	154
5.6 SENSIBILIDADES PARA DIFERENTES ESQUEMAS DE PRODUCCIÓN.....	160
5.6.1 Flujo Natural.....	160
5.6.2 Inyección Alternada de Vapor.....	162
5.6.2.1 Sensibilidades de las condiciones de inyección alternada de vapor	165
5.6.3 Inyección de solventes.....	172
5.6.3.1 Sensibilidades de las condiciones de inyección de Nafta.....	173
5.6.3.2 Sensibilidades de las condiciones de inyección de Diesel.....	176
5.7 DETERMINACIÓN DE LAS CONDICIONES OPERACIONALES ADECUADAS PARA LA APLICACIÓN DEL PROCESO DE INYECCIÓN ALTERNADA DE VAPOR CON SOLVENTES.....	179
5.8 COMPARACIÓN DE LOS DIFERENTES ESCENARIOS DE PRODUCCIÓN.....	183
5.9 CONCLUSIONES.....	187

5.10 RECOMENDACIONES	189
BIBLIOGRAFÍA	190
APENDICE	192
METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO	202

LISTA DE TABLAS

Tabla N° 2.1 Criterios para la aplicación de un proceso de inyección alterna de vapor.....	35
Tabla N° 5.1. Características de las arenas del Yacimiento Jobo-01.....	111
Tabla N° 5.2. Características de los pozos en estudio.....	114
Tabla 5.3. Valores Oficiales utilización en la generación del PVT sintético.....	118
Tabla 5.4. Valores obtenidos en la generación del PVT sintético.....	120
Tabla 5.5. Propiedades petrofísicas de los pozos promediados.....	127
Tabla 5.6. Valores de las propiedades promediadas.....	127
Tabla 5.7. Características del acuífero.....	129
Tabla 5.8. Diferentes fechas para la aplicación de la inyección de vapor.....	139
Tabla N° 5.9. Acumulado de petróleo para diferentes calidades.....	142
Tabla 5.10. Acumulado de petróleo para diferentes tiempos de remojo.....	143
Tabla N° 5.11. Acumulado de petróleo y agua para diferentes toneladas inyectadas.....	145
Tabla N° 5.12. Petróleo Acumulado para diferentes volúmenes de nafta inyectada.....	150
Tabla N° 5.13. Volúmenes producidos al variar el tiempo de remojo inyectando nafta.....	151
Tabla 5.14. Petróleo Acumulado para diferentes volúmenes de diesel inyectado....	153
Tabla N° 5.15. Volúmenes producidos al variar el tiempo de remojo inyectando diesel.....	154
Tabla N° 5.16. Resultados para los diferentes esquemas de producción.....	161

LISTA DE FIGURAS

Fig. N° 1.1. Ubicación geográfica de la Cuenca Oriental ^[1]	1
Fig. N° 1.2. Ubicación geográfica del Campo Jobo, Área Jobo-02 ^[3]	3
Fig. N° 1.3. Columna estratigráfica del Campo Jobo ^[1]	9
Fig. N° 2.1 Diagrama de fases de hidrocarburos ^[4]	15
Fig. N° 2.2 Influencia de los mecanismos de producción primaria sobre la presión y el factor de recuperación ^[5]	18
Fig. N° 2.3 Tensión interfacial ^[4]	21
Fig. N° 2.4. Diferentes procesos de recobro de petróleo ^[5]	23
Fig. N° 2.5. Proceso de inyección alternada de vapor	30
Fig. N° 2.6. Respuesta de producción de la inyección cíclica de vapor ^[5]	31
Fig. N° 2.7. Esquema de un pozo horizontal.....	39
Fig. N° 2.8. Modelo de cero dimensiones.....	50
Fig. N° 2.9. Modelos de una dimensión.....	51
Fig. N° 2.10. Modelos bidimensionales.....	52
Fig. N° 2.11. Modelos tridimensionales.....	53
Fig. N° 3.1. Ventana principal de CMG Launcher 2005.....	57
Fig. N° 3.2. Ventana principal del Builder.....	58
Fig. N° 3.3. Ventana principal del Builder y sus módulos.....	58
Fig. N° 3.4. Sección I/O Control.....	59
Fig. N° 3.5. Módulo Reservoir.....	60
Fig. N° 3.6. Módulo Components.....	60
Fig. N° 3.7. Módulo Rock-Fluid.....	61
Fig. N° 3.8. Módulo Inicial Conditions.....	62
Fig. N° 3.9. Módulo Numerical.....	62
Fig. N° 3.10. Módulo Well&Recurrent.....	63
Fig. N° 3.11. Ventana principal de STARS.....	64
Fig. N° 3.12. Ventana principal de Result Graph.....	64

Fig. N° 3.13. Ventana principal de Result 3D.....	65
Fig. N° 3.14. Ventana principal de Note Pad.....	65
Fig. N° 3.15. Ventana principal de SPIYAC.....	66
Fig. N° 3.16. Menú principal de Spiyac y sus Módulos.....	66
Fig. N° 3.17. Ventana principal de Raperme.....	67
Fig. N° 3.18. Ventana de resultados gráficos de Raperme.....	68
Fig. N° 3.19. Ventana principal de PRO II.....	69
Fig. N° 3.20. Módulos o íconos del simulador.....	69
Fig. N° 3.21. Selección del sistema de cálculo termodinámico.....	71
Fig. N° 3.22. Caracterización de la corriente de flujo y del fluido.....	72
Fig. N° 3.23. Reporte mostrado en la ventana principal.....	72
Fig. N° 3.24. Reporte mostrado en una ventana nueva.....	72
Fig. N° 4.1. Metodología aplicada en el proyecto.....	73
Fig. N° 4.2. Gráfico utilizado para determinar el Factor Z.....	81
Fig. N° 4.3. Ventanas de Spiyac para ingresar los datos.....	84
Fig. N° 4.4. Resultado gráfico aportado por Raperme.....	85
Fig. N° 4.5. Gráficas comparativas para determinar los valores de partida.....	85
Fig. N° 4.6. Ventana principal del simulador.....	88
Fig. N° 4.7. Ventana para crear las dimensiones del mallado.....	88
Fig. N° 4.8. Ventana donde son cargadas las propiedades petrofísicas.....	89
Fig. N° 4.9. Ventana para crear el análisis PVT.....	91
Fig. N° 4.10. Ventana donde se ingresan los datos y las correlaciones.....	91
Fig. N° 4.11. Ventana donde se ingresa la viscosidad del crudo muerto.....	92
Fig. N° 4.12. Ventana del Match realizado por el simulador.....	93
Fig. N° 4.13. Ventana para generar las curvas de permeabilidad relativas.....	93
Fig. N° 4.14. Ventana para ingresar las condiciones iniciales.....	94
Fig. N° 4.15. Ventana para la definición del acuífero.....	95
Fig. N° 4.16. Ventana para las propiedades térmicas.....	96
Fig. N° 4.17. Ventana de definición de los fluidos producidos.....	100
Fig. N° 4.18. Hoja de cálculo para la distribución de producción.....	102

Fig. N° 4.19. Ventana para las definiciones de los solventes.....	103
Fig. N° 4.20. Ventana principal del simulador Pro II.....	103
Fig. N° 4.21. Opción para mostrar la Paleta PDF y una corriente.....	104
Fig. N° 4.22. Ventana para caracterizar la corriente.....	105
Fig. N° 4.23. Ventana para definir el Assay.....	106
Fig. N° 4.24. Reporte de los resultados de la simulación.....	106
Fig. N° 4.25. Ventana de la sección Well Events y sus opciones.....	107
Fig. N° 4.26. Ventana para la definición de los fluidos inyectados.....	107
Fig. N° 5.1. Ubicación de los pozos seleccionados para su estudio en el mapa isópaco estructural de la arena C ^[12]	114
Fig. N° 5.2. Producción acumulada del pozo JOA-75.....	115
Fig. N° 5.3. Producción acumulada del pozo JOA-78.....	116
Fig. N° 5.4. Producción acumulada del pozo JOA-79.....	117
Figura N° 5.5. Comportamiento de la RGP Inicialmente.....	119
Figura N° 5.6. Comportamiento de la viscosidad con respecto a la presión.....	121
Fig. N° 5.7. Factor volumétrico con respecto a la presión.....	121
Fig. N° 5.8. Solubilidad del gas en función de la presión.....	122
Fig. N° 5.9. Viscosidad del gas con respecto a la presión.....	122
Fig. N° 5.10. Factor volumétrico del gas con respecto a la presión.....	123
Fig. N° 5.11. Permeabilidad relativa del sistema agua-petróleo.....	124
Fig. N° 5.12. Permeabilidad relativa del sistema gas-petróleo.....	125
Fig. N° 5.13. Modelo de acuífero ubicado por regiones.....	128
Fig. N° 5.14. Comportamiento de la presión con el tiempo.....	130
Fig. N° 5.15. Cotejo del histórico de producción de petróleo del campo.....	132
Fig. N° 5.16. Cotejo del histórico de petróleo del pozo vertical.....	132
Fig. N° 5.17. Cotejo del histórico de petróleo del pozo horizontal.....	133
Fig. N° 5.18. Cotejo del histórico de producción de agua del campo.....	134
Fig. N° 5.19. Cotejo del histórico de agua del pozo vertical.....	135
Fig. N° 5.20. Cotejo del histórico de agua del pozo horizontal.....	135
Fig. N° 5.21. Petróleo Acumulado para diferentes BHP.....	137

Fig. N° 5.22. Agua Acumulada para diferentes BHP.....	137
Fig. N° 5.23. Comportamiento de presión para diferentes BHP.....	138
Fig. N° 5.24. Evaluación de la fecha de aplicación de la IAV a través de la tasa y corte de agua.....	139
Fig. N° 5.25 Diferentes fechas en la aplicación del proceso de IAV.....	140
Fig. N° 5.26 Petróleo acumulado para diferentes calidades.....	141
Fig. N° 5.27 Sensibilización del tiempo de remojo.....	143
Fig. N° 5.28 Sensibilización de las toneladas inyectadas.....	144
Fig. N° 5.29 Petróleo acumulado para diferentes ciclos.....	146
Fig. N° 5.30 Agua acumulada para diferentes ciclos.....	146
Fig. N° 5.31. Saturación de agua en el modelo antes de la inyección de vapor.....	147
Fig. N° 5.32. Saturación de agua en el modelo después de la inyección de vapor...	147
Fig. N° 5.33. Sensibilidad de los barriles de nafta inyectados.....	150
Fig. N° 5.34. Sensibilidad de los días de remojo usando nafta.....	151
Fig. N° 5.35. Sensibilidad de los barriles de diesel inyectados.....	153
Fig. N° 5.36 Sensibilidad de los días de remojo usando diesel.....	154
Fig. N° 5.37. Petróleo acumulado Sensibilizando la concentración de vapor:nafta..	156
Fig. N° 5.38. Petróleo acumulado para diferentes concentraciones vapor:nafta.....	156
Fig. N° 5.39. Petróleo acumulado Sensibilizando la concentración de vapor:diesel.	157
Fig. N° 5.40. Petróleo acumulado para diferentes concentraciones vapor:diesel.....	158
Fig. N° 5.41. Petróleo acumulado para diferentes escenarios.....	160
Fig. N° 5.42. Petróleo acumulado para diferentes escenarios.....	160
Fig. N° 5.43. Agua acumulada para diferentes escenarios.....	162
Fig. N° 5.44. Gas acumulado para diferentes escenarios.....	163

CAPÍTULO I

INTRODUCCIÓN

1.1 DESCRIPCIÓN DEL ÁREA DE ESTUDIO

1.1.1 Cuenca Oriental de Venezuela

Está situada en la zona Centro – Este de Venezuela formando una depresión topográfica y estructural. Se encuentra limitada al Sur por el río Orinoco desde la desembocadura del río Arauca hasta Boca Grande, siguiendo de modo aproximado el borde septentrional del Cratón de Guayana, al Oeste se encuentra limitada por el levantamiento del Macizo del Baúl y su conexión estructural con el mencionado Cratón, que sigue aproximadamente el curso de los ríos Portuguesa y Pao al Norte, por la línea que demarca el piedemonte meridional de la Serranía del Interior Central y Oriental hacia el Norte. Hacia el Este la Cuenca continúa por debajo del Golfo de Paria, incluyendo la parte situada al Sur de la Cordillera Septentrional de la isla de Trinidad y se hunde en el Atlántico, al Este de la costa del Delta del Orinoco. (Figura 1.1).



Fig. N° 1.1. Ubicación geográfica de la Cuenca Oriental ^[1].

La cuenca se caracteriza topográficamente por presentar extensas llanuras que abarcan alrededor de 165.000 Km² estratigráficamente por contener 20.000 pies de sedimentos pre-cretácicos, entre las cadenas montañosas situadas al Norte y el Escudo Guyanés al Sur. En sentido Este-Oeste, la columna estratigráfica consta casi exclusivamente de areniscas y lutitas, con edades que van desde el Cámbrico hasta el Pleistoceno.

La Cuenca Oriental de Venezuela es estructuralmente asimétrica y presenta una inclinación general hacia el Este. El flanco Sur buza levemente hacia el Norte y el flanco Norte está conectado a la zona plegada y fallada de la cordillera que sirven de límite para la cuenca. Dado a sus características tectónicas, estratigráficas y sedimentológicas ha sido dividida en dos subcuencas: Subcuenca de Guárico al Oeste y Subcuenca de Maturín al Este. En esta cuenca se pueden distinguir ocho áreas principales productoras de Petróleo: Área de Guárico, Área Mayor de Anaco, Área Mayor de Oficina, Área Mayor de Temblador, Faja Petrolífera del Orinoco, Área Mayor de Jusepín, Área de Quiriquire y Área de Pedernales.

1.2 GENERALIDADES DEL CAMPO JOBO, ÁREA JOBO-02.

1.2.1 Ubicación Geográfica del Campo Jobo

El Campo Jobo se encuentra ubicado en el Estado Monagas a 100 Km al Sur de Maturín y unos 70 Km al Noreste del Río Orinoco. Esta limitado hacia el Este por el Campo Pilón, hacia el Sur-Este por el Campo Morichal, al Oeste por el Campo El Salto y al Norte por la población El Salto. Abarca una superficie de 240 Km².

Al Norte del Campo Jobo se encuentra localizada el Área Jobo-02, la cual cubre una superficie de 19,98 km² limitada por un polígono de seis vértices y abarca las parcelas Mona 12-38, Mona 12-39, Mona 12-40 y Mona 12-41. Todos los pozos ubicados dentro de este polígono son denominados con el prefijo JOA y el área se

encuentra limitada por el Sureste con los pozos JOM, al sur con los pozos JOC, al Oeste con los pozos JN y al Norte con el corredor de pinos^[2]. Figura 1.2.

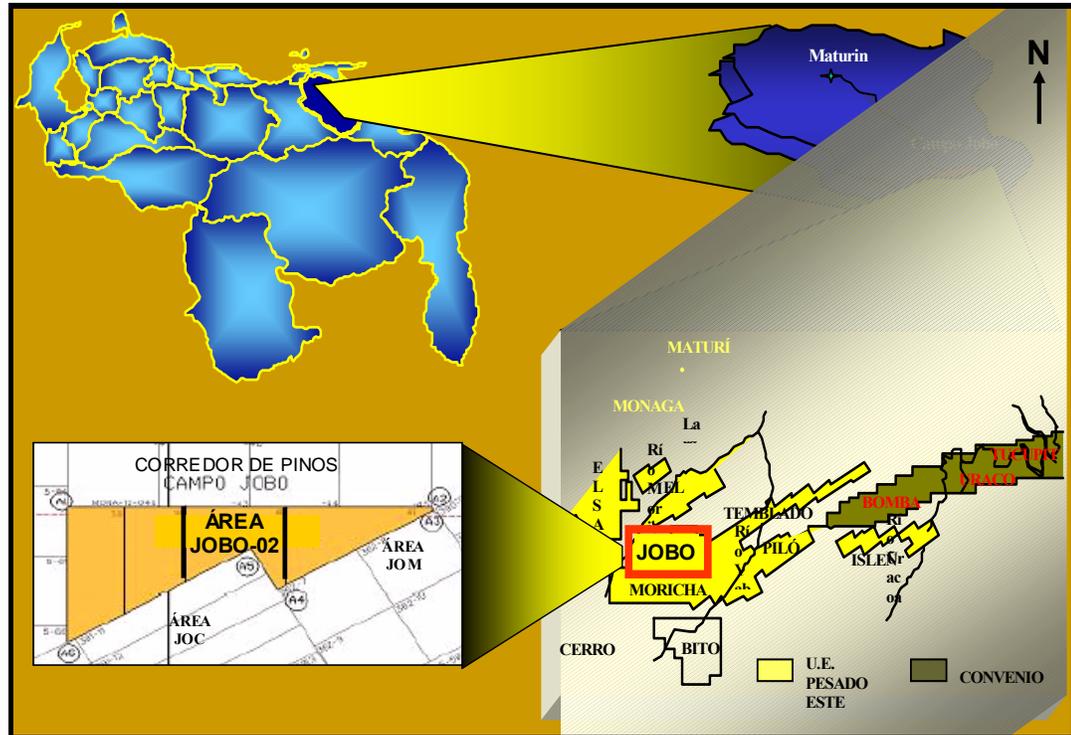


Fig. N° 1.2. Ubicación geográfica del Campo Jobo, Área Jobo-02^[3].

El Área Jobo-02 fue anexada al Campo Jobo en septiembre de 1958 con la perforación del pozo JOA-01 y se encuentra definida por los siguientes vértices de coordenadas UTM:

A1: E: 497335,81 N: 985882,13	A4: E: 507204,11 N: 985887,07
A2: E: 507204,11 N: 985887,07	A5: E: 502302,37 N: 984644,87
A3: E: 507204,07 N: 985794,81	A6: E: 497333,82 N: 981779,62

1.2.2 Características del Campo Jobo

El campo Jobo fue descubierto en el año 1939 por la Creole Oil Company con la perforación del pozo JOM-01 completado en la capa de gas del miembro Jobo.

Posteriormente, en 1953 se perforaron los pozos JOM-2 y JOC-1 los cuales determinaron el contacto agua-petróleo (-3.425 pies), con la presencia de acumulaciones de gas y petróleo en los miembros Jobo y Morichal.

Inicialmente el principal método de producción empleado en el campo fue el de bombeo mecánico y en menor grado levantamiento artificial por gas (gas-lift) y flujo natural, evolucionando los últimos años a bombeo electrosumergible (BES) conjuntamente con la inyección de diluyente en el fondo del pozo. En 1970 comienza la programación de varios pozos para ser estimulados con inyección alternada de vapor.

La gravedad API del campo Jobo oscila entre 8 a 15 grados a profundidades de yacimiento entre 3.000 y 4.500 pies respectivamente, representando un crudo de tipo extrapesado y pesado. Las arenas son no consolidadas con porosidad en el orden de 30 % y permeabilidad de 3 a 5 darcys. Cuenta con 11 estaciones de flujo, 14 múltiples de diluentes, 12 múltiples de producción y 4 múltiples de gas^[2].

1.2.3 Características Geológicas

1.2.3.1 Rasgos Estructurales

La geología predominante en el Campo Jobo se encuentra representada por un homoclinal con rumbo Este-Oeste y buzamiento muy suave entre 1 a 4° Norte, interrumpido en el Sur por un sistema de fallas asociadas a la Falla Jobo-Morichal las cuales poseen un buzamiento hacia el Sur de 40-45° con desplazamientos verticales entre 100 y 320 pies, siendo el resultado del fracturamiento del basamento Ígneo-Metamórfico producto del peso de los sedimentos depositados desde el Mioceno hasta el Plioceno. Este sistema de fallas junto con cierres estratigráficos al Este y Oeste y con los contactos originales de agua-petróleo ubicados al Norte a -3.430 pies y -3.835 pies de profundidad, definen el entrapamiento de los yacimientos Jobo-01 y Morichal-01^[1].

1.2.3.2 Estratigrafía

El Campo Jobo posee una columna estratigráfica compuesta por los materiales terrígenos arreados de Sur a Norte por los ríos procedentes del Escudo Guayanés en ciclos transgresivos-regresivos que oscilaron entre ambientes de sedimentación fluviales, fluviodeltáicos y marinos someros. Figura 1.3. La columna estratigráfica presentada desde la formación más somera a la más profunda es la siguiente:

1.2.3.2.1 Formación Mesa (Plioceno-Pleistoceno)

Representa la culminación del proceso de sedimentación de la cuenca oriental y es constituida principalmente por arcillas rojas y moteadas, conglomerados y peñas.

1.2.3.2.2 Formación Las Piedras (Mioceno Superior-Plioceno)

Se encuentra constituida por arcillas, limonitas, areniscas y en algunas partes por conglomerado, presenta cuerpos de arenas de 1.500 pies aproximadamente.

1.2.3.2.3 Formación Freites (Mioceno tardío)

Se compone de arcillitas marinas (someras) de color verdoso a gris, intercaladas, especialmente en las secciones inferior y superior con areniscas de grano fino, predominantemente glauconíticas, de edad Mioceno medio a superior. Representa la primera evidencia regional de trasgresión marina somera, sin restricciones, desde el centro de la cuenca hasta el borde del Río Orinoco.

1.2.3.2.4 Formación Oficina (Mioceno Inferior- Mioceno Medio)

Esta compuesta principalmente por areniscas alternadas de grandes extensiones y de lutitas con abundante lignitos de poco espesor. La sedimentación de la Formación Oficina continuó durante el Oligoceno-Mioceno con alternancias repetidas de ambientes marinos de aguas bajas, marina salobre y pantanos productores de carbón. El cuadro del Área Mayor de Oficina es el de un área subsidente de muy bajo relieve a través de la cual los mares avanzaron y se retiraron alternativamente. La

formación oficina se encuentra dividida en cuatro miembros los cuales son (desde el más joven al más antiguo):

A. Miembro Pilón: Consiste en sedimentos finos que van de limos a lutitas de base a tope.

B. Miembro Jobo: Se encuentra constituido por intercalaciones de areniscas, lutitas, limonitas con algunas capas calcáreas y ligníticas y de ambiente fluvio-deltaico.

C. Miembro Yabo: Es un intervalo lutítico continuo, de ambiente marino somero con algunas intercalaciones de areniscas de grano fino. Constituye la separación entre los miembros productores Jobo y Morichal.

D. Miembro Morichal: Se encuentra compuesto por ocho cuerpos arenosos (A, B1, B2, C, D, E, F, G), los cuales se conectan hidráulicamente y están asociados a un acuífero activo que bordea radialmente el área. Predominantemente de ambiente fluvial y corresponde a areniscas basales, marrones y masivas. Este miembro posee grandes acumulaciones de hidrocarburos de tipo extrapesado al igual que espesores considerablemente mayores a 500 pies.

1.2.3.2.5 Grupo Temblador (Cretáceo medio)

El Grupo Temblador representa toda la sedimentación Cretácica conocida en el subsuelo de Guárico, Anzoátegui, Monagas y Delta Amacuro que descansa discordantemente sobre el flanco Norte del Escudo Guayanés. Al Sur de Anzoátegui, Monagas y Delta Amacuro se subdivide en dos formaciones denominadas de más antigua a más joven: La Formación Canoa en la parte inferior, de origen continental que suprayace discordantemente al complejo ígneo-metamórfico, compuesta de areniscas moteadas, limolitas y argilitas; y la Formación Tigre en la parte superior, de ambiente marino, compuesta de areniscas, limolitas glauconíticas y lentes calcáreas.

1.2.3.2.6 Basamento Ígneo-Metamórfico (Precámbrico)

Lo constituye rocas predominantemente ácidas, es decir, rocas cuyos constituyentes mayoritarios son plagioclasas, feldspatos, SiO₂ etc.; entre las que se encuentran gneises, granitos, granodioritas.

1.2.3.3 Análisis Estratigráfico de los Paquetes de Arena del Miembro Jobo

El miembro Jobo se encuentra compuesto por seis cuerpos arenosos (A, B, C, D, E, F), (figura 1.3), los cuales se encuentran bastante continuos y comúnmente se encuentran separados entre si por intercalaciones de lutitas ^[1].

- Paquete Aj.

Constituye un sistema de barras generalmente muy limpias cortadas por sistemas de canales distributarios de un complejo deltaico. La zona de mayor prospectividad se encuentra localizada al Este.

- Paquete Bj.

Constituye sistema de canales que cortan barras de desembocadura del frente deltaico. Al Noreste del área Jobo-02, las barras de desembocadura se presentan limpias, por lo que constituye un zona de gran prospectividad desde el punto de vista sedimentario.

- Paquete Cj.

Igual que el paquete Bj representa uno de los paquetes más desarrollados del yacimiento debido a sus características sedimentológicas que hacen que sea considerablemente producido por ser muy prospectivo. Este presenta los mayores espesores (espesor promedio de 40 pies) debido a la superposición vertical de varios canales.

- Paquete Dj.

Este nivel presenta en sus características electográficas formas dentadas típicas de depósitos asociados con la llanura de inundación (diques naturales, pequeños canales y abanicos de roturas). Su importancia radica en que constituye un sello importante entre los paquetes Cj y Fj, la cual impide la comunicación hidráulica de los fluidos entre ambos paquetes.

- Paquete Ej.

Presenta depósitos arenosos que reflejan sistemas de rellenos de canales que cortan barras de desembocaduras del frente deltaico al Norte y depósitos de la llanura deltaica hacia al Sur. Posee un espesor promedio de 25 pies.

- Paquete Fj.

Constituye un sistema de canales distributarios que cortan un sistema de barras del frente deltaico hacia el Norte y depósitos de la llanura deltaica al Sur, cuyos depósitos arenosos se encuentran localizados al centro y al Oeste del campo, los cuales constituyen, desde el punto de vista sedimentario de gran potencialidad como roca almacén, con una dirección de sedimentación que va desde el Sureste al Noreste. Posee un espesor promedio de 35 pies.

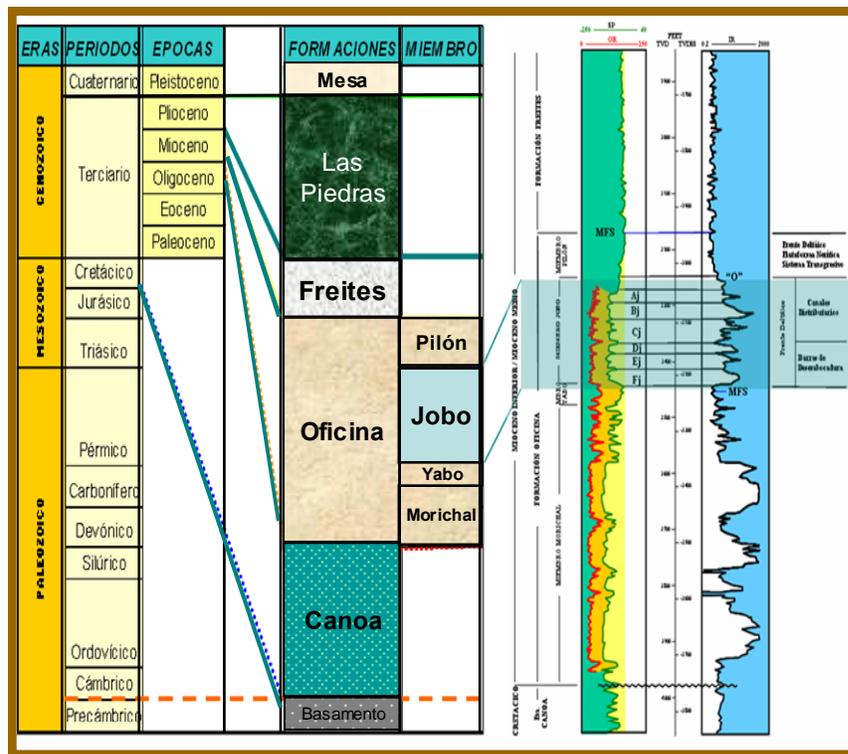


Fig. N° 1.3. Columna Estratigráfica del Campo Jobo [1].

1.3 CARACTERÍSTICAS DEL YACIMIENTO JOB0-01.

El yacimiento Jobo-01 se encuentra ubicado en el Área Jobo-02 perteneciente al Campo Jobo, este corresponde a una estructura homoclinal con un buzamiento de aproximadamente 3-5° hacia el Norte, posee un capa de gas libre hacia el Sur y un acuífero activo hacia el Norte, se encuentra dividido en seis arenas (Aj, Bj, Cj, Dj, Ej, Fj) de las cuales la “C” es considerada la más prospectiva de todas. El yacimiento posee un estimado de petróleo original en sitio (POES) de 489,6 MMBN y se encontraba inicialmente saturado con una presión de 1.463 lpc, la gravedad API oscila entre 13-15 y la viscosidad presentada es de 188 cps con una temperatura de 138 °F. Igualmente este yacimiento presenta una permeabilidad y porosidad promedio de 5.000 mD y 35 % respectivamente. Se estima un factor de recobro de 18 % lo cual representa una buena cantidad de hidrocarburos a ser recuperados.

1.4 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

A medida que el mundo se desarrolla cada vez más, existe una mayor demanda en el consumo de energía en el, la cual depende mayoritariamente del petróleo. A través del tiempo los yacimientos de crudos livianos y medianos se hacen cada vez más difíciles de encontrar y sus reservas comienzan a agotarse, dado a esto surge como opción la explotación de yacimientos de crudos pesados y extrapesados, los cuales a través de nuevas tecnologías aplicadas en ellos se hace que sea extraído mayor volumen de crudo comparado con las técnicas de producción aplicadas anteriormente.

El yacimiento Jobo-01 se encuentra ubicado en el área Jobo-02, perteneciente al campo Jobo. Este campo se encuentra ubicado en el estado Monagas a aproximadamente 100 Km al Sur de la ciudad de Maturín y cuenta con una extensión aproximada de unos 30 Km de largo por unos 8 Km de ancho comprendiendo un área de 240 Km², al Norte del campo se encuentra localizada el área Jobo 02, la cual posee una superficie de 19,98 Km² y comprende cuatro parcelas denominadas: Mona 12-038, Mona 12-039, Mona 12-040 y Mona 12-041. La gravedad API del petróleo del campo Jobo oscila entre 8 a 15, representando un crudo de tipo pesado y extrapesado a profundidades de yacimiento entre 3.000 a 4.500 pies.

Dado a que una de las características más importantes y muy particular de los crudos pesados y extrapesados es la de poseer grandes viscosidades, lo cual dificulta la producción de los mismos, han surgido nuevas técnicas que tienen como principal objetivo reducir la viscosidad y mejorar la movilidad del crudo para un mejor recobro. El yacimiento Jobo-01 presenta estas características por lo tanto, se realizará la evaluación de un proceso de inyección alterna de vapor con solventes en un área determinada del mismo a través de un modelo dinámico que permita obtener parámetros de producción para el mejoramiento del petróleo acumulado producido.

Igualmente se evaluarán los parámetros que inciden en un proceso de inyección de vapor adecuado como lo son: La calidad y la tasa de vapor inyectado, el tiempo de remojo y parámetros del yacimiento (espesor, porosidad y permeabilidad) que permitan un buen escenario para la inyección en pozos horizontales.

Con la realización de este estudio se pretende determinar si la aplicación de la técnica de inyección de vapor con solventes es factible a nivel de producción mejorando el volumen de petróleo recuperado y así poder proponer diferentes y nuevos esquemas de explotación que conlleven a una mejor explotación del campo Jobo.

1.5 OBJETIVOS

1. 5.1 Objetivo General

Evaluar el proceso de inyección alterna de vapor con solventes en pozos horizontales en el yacimiento Jobo-01, Campo Jobo-02, a través de la simulación numérica.

1.5.2 Objetivos Específicos

1. Analizar las propiedades petrofísicas de la roca y propiedades de los fluidos del yacimiento jobo-01.
2. Escoger el área del yacimiento para el estudio.
3. Seleccionar el pozo horizontal para el proceso de inyección alterna de vapor con solventes.
4. Elaborar el modelo del yacimiento a través del simulador numérico STARS.
5. Realizar el cotejo histórico de producción del área de estudio.
6. Realizar sensibilidades a través del modelo de simulación para diferentes esquemas de producción.
7. Determinar las condiciones operacionales adecuadas del proceso de inyección alterna de vapor con solventes.

8. Comparar los parámetros de producción de petróleo para los diferentes esquemas de producción en estudio.

CAPÍTULO II

FUNDAMENTOS TEÓRICOS

2.1 INGENIERÍA DE YACIMIENTOS

La ingeniería de yacimientos es aquella ciencia que permite el control, desarrollo y pronóstico del comportamiento de un yacimiento durante su vida productiva mediante la aplicación de principios y métodos científicos a los problemas de movimiento y comportamiento de los fluidos presentes en el mismo, con el objetivo de obtener el mejor escenario de recobro de hidrocarburos y de una forma rentable.

2.2 YACIMIENTOS DE HIDROCARBUROS

Se entiende por yacimiento a una unidad geológica de volumen limitado, porosa y permeable, capaz de contener hidrocarburos ya sean en estado líquido y/o gaseoso los cuales conforman un solo sistema conectado hidráulicamente.

2.3 CLASIFICACIÓN DE YACIMIENTOS

Los hidrocarburos pueden clasificarse de acuerdo al fluido que contengan, a su estructura geológica y de acuerdo al estado de saturación en el cual se encuentren. Figura 2.1.

2.3.1 De acuerdo al fluido que contengan

2.3.1.1 Yacimientos de Gas Seco

Se caracterizan por poseer metano generalmente mayor de 90 % con algunos componentes intermedios, tanto a condiciones de yacimientos como a condiciones de

superficie el sistema se encuentra en estado gaseoso. Los gases secos pueden contener vapor de agua el cual se condensará cuando las condiciones lo determinen.

2.3.1.2 Yacimientos de Gas Húmedo

Se caracterizan por poseer al igual que el gas seco cantidades relativamente altas de metano, aunque en este caso las fracciones de los componentes más pesados son relativamente mayores lo cual permiten que a condiciones de superficie se forme una fase líquida.

2.3.1.3 Yacimientos de Gas Condensado (Retrogrado)

Son yacimientos los cuales presentan mayor contenido de componentes pesados que los yacimientos de gas húmedo, inicialmente se encuentran en fase gaseosa, cuando ocurre la declinación de presión durante el proceso de explotación comienza a formarse líquido en el yacimiento a unas determinadas condiciones, este líquido aumentará a medida que las fracciones más pesadas comiencen a condensarse quedando éstas prácticamente atrapadas en el yacimiento y no pueden ser producidas conjuntamente con el gas, por ello es recomendable evitar la declinación de presión hasta este punto ^[4].

2.3.1.4 Yacimientos de Petróleo Volátil

También conocidos como petróleos crudos de alto encogimiento son caracterizados por poseer gravedades API mayores a 40 con RGP inicialmente mayores de 3.000 PCN/BN, por lo general suele encogerse más de la mitad de su volumen en su viaje desde el yacimiento hasta superficie.

2.3.1.5 Yacimientos de petróleo Negro

Contienen relativamente más moléculas pesadas y menos intermedias que el petróleo volátil, consisten en una amplia variedad de especies químicas incluyendo crudos pesados. Se caracterizan por poseer RGP iniciales de 2.000 PCN/BN o

menores con gravedades API menores a 45 que tiende a decrecer a medida que es producido los hidrocarburos.

2.3.2 De acuerdo al estado de saturación

2.3.2.1 Yacimientos Saturados

Es cuando un líquido (petróleo) se encuentra en equilibrio con el vapor (gas) a una determinada condición de presión y temperatura, esto ocurre cuando la presión existente en el yacimiento ha alcanzado la presión de burbujeo haciendo que el gas disuelto en el petróleo se libere formando una capa de gas.

2.3.2.2 Yacimientos Subsaturados

Es cuando el petróleo tiene la capacidad de contener en solución el gas presente en el yacimiento, esto ocurre cuando la presión del yacimiento no ha alcanzado la presión de burbujeo, lo cual indica que el petróleo podría disolver más gas, si más gas se encontrara presente.

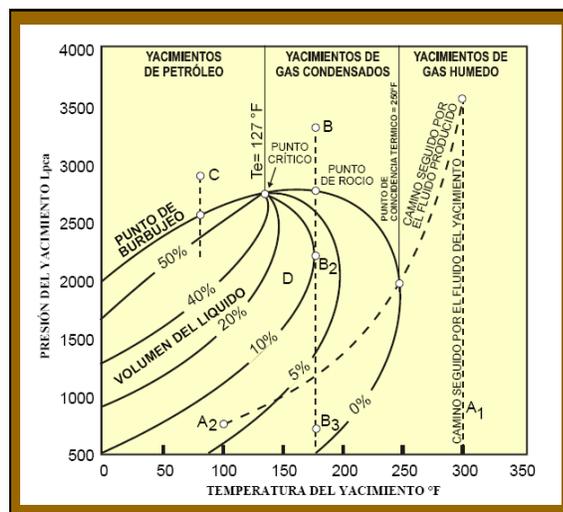


Fig. N° 2.1 Diagrama de fases de hidrocarburos ^[4].

2.3.3 De acuerdo al criterio geológico

2.3.3.1 Estructurales

Las trampas estructurales son el resultado de los movimientos de la corteza terrestre, entre éstos se tienen: Pliegues, estructuras perforadas por diapiros de sal, hidrodinámica y fallas.

2.3.3.2 Estratigráficos

Contiene todos los yacimientos en los que el cierre es debido a la terminación más o menos brusca de la permeabilidad en una dirección paralela a la estratificación sin intervención de una falla.

2.3.3.3 Trampas Combinadas

Las trampas de combinación son muy comunes y son aquellas en que las diversas trampas (estructurales y estratigráficas) dependen mutuamente entre sí para cerrar el yacimiento.

Existen diferentes parámetros o técnicas que permiten caracterizar el o los diferentes fluidos que contenga un yacimiento de hidrocarburos, entre las cuales se encuentran:

- A partir de datos de laboratorio, usando muestras representativas de los fluidos del yacimiento y simulando el comportamiento de éstas durante el agotamiento de presión.
- Mediante las pruebas de producción que se miden a nivel de campo, tales como: Relación Gas-Petróleo o relación Gas-Condensado, °API y color del líquido de tanque (petróleo o condensado).
- De acuerdo a la composición de los fluidos, tales como: % de metano, heptano y componentes más pesados.

2.4 CARACTERÍSTICAS DE LOS YACIMIENTOS

2.4.1 Tipos de desplazamiento de los fluidos en el yacimiento

2.4.1.1 Desplazamiento por expansión de los Líquidos

Este mecanismo se encuentra presente en todos los yacimientos, pero es más importante en yacimientos donde la presión es mayor a la presión de burbuja y por lo tanto, los componentes de los hidrocarburos se encuentran en fase líquida, yacimientos subsaturados.

2.4.1.2 Desplazamiento por Gas en Solución

Es el mecanismo de producción más corriente y generalmente contribuye a la producción de la mayor parte de los fluidos, está presente en yacimientos con presiones menores a la presión de burbujeo, yacimientos saturados. A medida que se explota un yacimiento y la presión se reduce, los componentes livianos presentes en los hidrocarburos pasan a la fase gaseosa, de esta manera se forman pequeñas burbujas que permitirán desplazar los hidrocarburos líquidos, ejerciendo una cierta presión sobre esta fase, lo cual contribuye a su desplazamiento hacia los pozos ^[4].

2.4.1.3 Desplazamiento por Expansión de la Capa de Gas

Se encuentra presente en yacimientos saturados, en este caso los componentes livianos de los hidrocarburos se irán separando de la fase líquida y buena parte de ellos migrará, debido a su gravedad, a la parte alta de la estructura. De esta forma se conforma una zona del yacimiento con una alta saturación de gas, llamada capa de gas.

2.4.1.4 Desplazamiento Hidráulico

Consiste en una conexión hidráulica entre el yacimiento y una roca porosa saturada de agua denominada acuífero, la cual puede estar por debajo de todo el yacimiento, alrededor, o parte de el.

2.4.1.5 Desplazamiento por Segregación Gravitacional

Característico de yacimientos que presentan un alto grado de buzamiento y permeabilidad vertical, lo cual favorece al flujo en contracorriente mediante el cual el gas migra hacia la parte alta de la estructura y el petróleo hacia la parte baja, por razones de diferencia de densidad.

2.4.1.6 Desplazamiento Combinado

Existe cuando dos o más mecanismos actúan simultáneamente o en forma secuencial en la producción de los hidrocarburos, siendo de gran importancia su determinación para la optimización de la explotación del yacimiento.

Mediante la figura 2.2 puede observarse de forma gráfica el aporte de los diferentes mecanismos de producción en el factor de recobro y la presión.

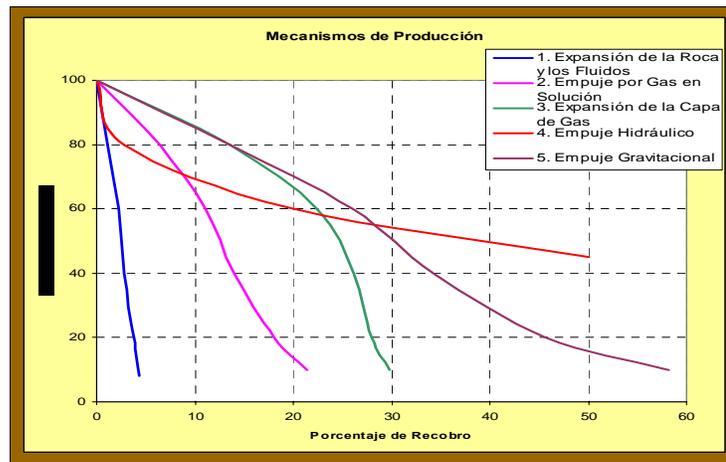


Fig. N° 2.2 Influencia de los Mecanismos de Producción Primaria sobre la Presión y el Factor de Recuperación [5].

2.4.2 Propiedades de las rocas y los fluidos

2.4.2.1 Permeabilidad (K)

Es una característica inherente a la roca que da una idea de la habilidad a dejar fluir un fluido a través de los canales que constituyen el volumen poroso

interconectado; es decir, representa la facilidad con que los fluidos se desplazan a través del medio poroso. Se expresa en la unidad denominada Darcy.

Se dice que un medio tiene una permeabilidad de un Darcy, cuando un fluido de una sola fase con una viscosidad de un centipoise, y que llena completamente el espacio intergranular, fluye a través de él bajo condiciones de flujo viscoso a una tasa de un centímetro cúbico por segundo, por un área transversal de un centímetro cuadrado, por centímetro de longitud, y bajo una diferencial de presión de una atmósfera. La expresión matemática de la Ley de Darcy es la siguiente ^[4]:

$$V = \frac{Q}{A} = \frac{-k}{\mu} * \left(\frac{dp}{dl}\right) \quad (\text{Ec. 2.1})$$

Donde:

V: Velocidad aparente del flujo, cm/s.

Q: Tasa de flujo, cm³/s.

A: Área perpendicular al flujo, cm².

K: Permeabilidad, Darcy.

μ: Viscosidad, cP.

dp/dl: Gradiente de presión en la dirección del flujo, atm/cm.

Existen diferentes tipos de permeabilidad y su clasificación depende de las fases almacenadas en el medio poroso; se habla de permeabilidad absoluta (k) cuando existe una sola fase, la cual satura 100 % el medio poroso; se habla de permeabilidad efectiva (ke) cuando existe más de una fase en el medio poroso, esta permeabilidad es función de la saturación del fluido considerado y será siempre menor que la permeabilidad absoluta. Por ultimo se tiene a la permeabilidad relativa (kr) la cual se refiere a la relación entre la permeabilidad efectiva y la absoluta.

2.4.2.2 Porosidad (Φ)

Se refiere a la medida del espacio intersticial (espacio existente entre grano y grano), y se define como la relación entre el volumen poroso y el volumen total de la roca ^[4]:

$$\phi = \frac{V_p}{V_t} * 100 \quad (\text{Ec. 2.2})$$

Donde:

ϕ : Porosidad, %.

V_p : Volumen poroso, ml.

V_t : Volumen total, ml.

2.4.2.3 Saturación de Fluido

Es la fracción del volumen poroso del yacimiento ocupado por fluido. La suma de las saturaciones debe ser igual a la unidad independientemente de las fases que se encuentren en el medio poroso, ya sea petróleo y/o gas y/o agua. La saturación para un medio poroso saturado por las tres fases se representa así:

$$S_o + S_g + S_w = 1 \quad (\text{Ec. 2.3})$$

Donde:

S_o : Saturación de petróleo, (%).

S_g : Saturación de gas, (%).

S_w : Saturación de agua, (%).

Existen yacimientos los cuales solo contienen 2 fases saturando el medio poroso, por lo que la ecuación 2.1 se reduce solo a los términos de los fluidos presentes.

2.4.2.4 Tensión Superficial e Interfacial

La tensión interfacial (σ) es la fuerza por unidad de longitud que se requiere para crear una nueva unidad de superficie, también puede definirse como la tensión de la superficie de separación o interfase entre dos líquidos inmiscibles, mientras que la tensión superficial es un caso particular de la tensión interfacial, cuando uno de los fluidos es un gas (por ejemplo aire o vapor) y se expresa normalmente en dinas/cm.

Las tensiones interfaciales y superficiales dependen de los fluidos (composición), presión y temperatura. En el caso de sustancias puras se pueden definir únicamente especificando la presión y la temperatura. Considerando un yacimiento que contiene agua, petróleo y gas, una molécula de agua lejos de la superficie o interfase se encuentra rodeada por moléculas iguales y por lo tanto la fuerza resultante sobre la molécula es igual a cero. Sin embargo, una molécula en la superficie de contacto entre agua y petróleo (figura 2.3) tiene una fuerza hacia arriba (F_1) producto de la atracción de las moléculas de petróleo inmediatamente encima de ella y una fuerza hacia abajo (F_2) de las moléculas de agua debajo de la molécula de agua en referencia.

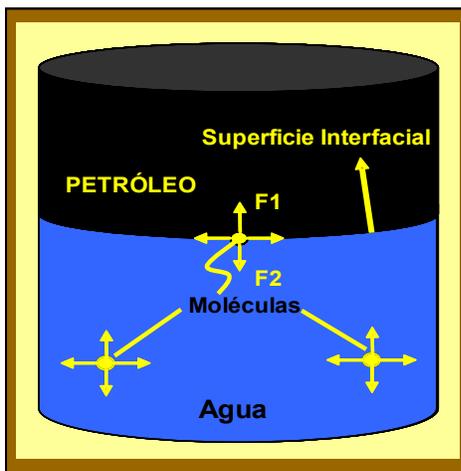


Fig. N° 2.3 Tensión Interfacial ^[4].

2.4.2.5 Transmisibilidad

Es la facilidad con la cual fluye el fluido en el medio poroso la cual es proporcional a la permeabilidad y al espesor del yacimiento, e inversamente proporcional a la viscosidad. Se define a través de la siguiente ecuación:

$$T = \frac{K * h}{\mu} \quad (\text{Ec 2.4})$$

Donde:

K: Permeabilidad, md.

h: Espesor, pies.

μ : Viscosidad, cps.

2.4.2.6 Viscosidad

En general, la viscosidad de un fluido es una medida de la fricción interna que ofrecen sus moléculas a fluir. Es usualmente medida en centipoises, cp, (gr/cm*seg). Los principales factores de interés en la ingeniería de petróleo que afectan la viscosidad son: La composición del petróleo, la temperatura, el gas disuelto y la presión. A medida que la gravedad API disminuye la viscosidad del petróleo aumenta al igual que cuando la presión aumenta en un crudo subsaturado. Cuando existe aumento de la temperatura la viscosidad del crudo disminuye, lo cual también ocurre por el efecto del gas disuelto en el crudo.

2.4.2.7 Reservas

Son los volúmenes de hidrocarburos presentes en los yacimientos que pueden ser recuperados de forma rentable. Estas pueden ser clasificadas de acuerdo a la energía presente en el yacimiento como reservas primarias o secundarias, de acuerdo al grado de certeza como reservas probadas, probables y posibles, y por último de acuerdo a la condición de desarrollo como reservas desarrolladas o no desarrolladas.

2.5 RECUPERACIÓN PRIMARIA

Tiene lugar cuando el petróleo es producido utilizando la energía disponible en el yacimiento por la presencia de los mecanismos de producción: Compactación de la roca, empuje por gas en solución, empuje hidráulico, expansión de la capa de gas, segregación gravitacional o una combinación de ellos, que se encuentren activos. El porcentaje de recuperación primaria del petróleo original en el yacimiento se encuentra en el orden de 10 a 15 % aproximadamente, pero puede ser tan bajo como 5 % en yacimientos sin gas disuelto o alcanzar hasta 20 % en yacimientos que poseen una alta permeabilidad, una capa de gas o un acuífero activo^[5].

Cuando la energía aportada por el yacimiento no es suficiente para que los fluidos lleguen hasta la superficie o no se obtienen las tasas de fluidos esperadas para realizar una explotación de forma rentable, se opta por realizar la instalación de algún método de levantamiento artificial o a la aplicación de recuperación secundaria. Figura 2.4.

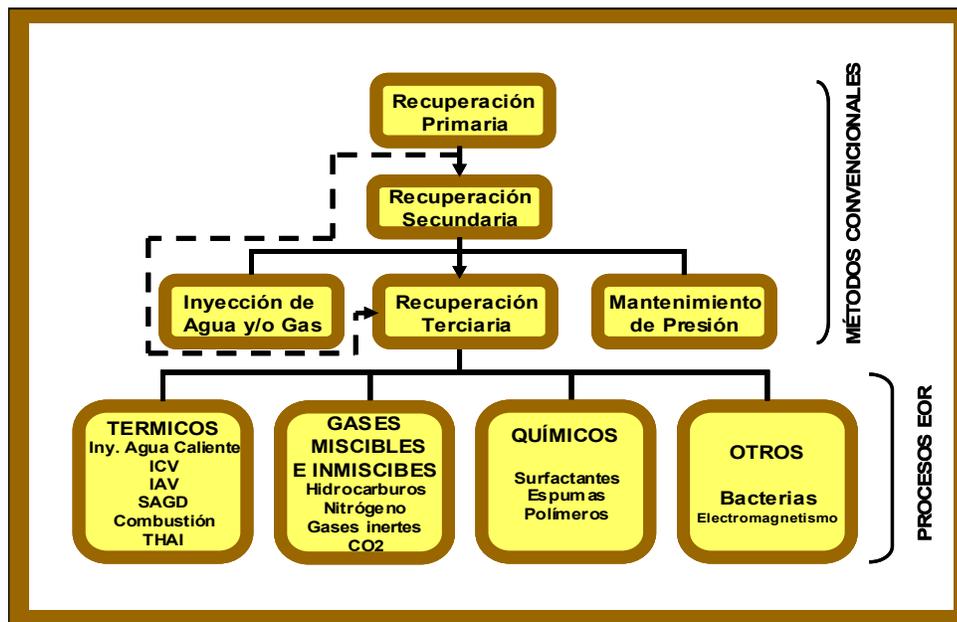


Fig. N° 2.4. Diferentes procesos de recobro de petróleo ^[5].

2.6 RECUPERACIÓN SECUNDARIA

La recuperación secundaria se emplea generalmente cuando los procesos de recuperación primaria ya no son rentables o factibles para ser aplicados al yacimiento, aunque existen proyectos donde la recuperación secundaria es el principal método aplicado en la explotación del yacimiento debido a las condiciones que este presente. La recuperación secundaria, que actualmente es casi sinónima de inyección de agua o de inyección de gas resulta del aumento de la energía natural del yacimiento al inyectar estos fluidos con el fin de desplazar el petróleo hacia a los pozos productores. El barrido ocasionado por la inyección de agua o gas, permite elevar la recuperación del POES hasta un promedio de 30 % con variaciones entre 15 y 40 % según sea el caso ^[5].

Debido a que un desplazamiento inmisible de gas, es por lo general, menos eficiente que una inyección de agua, hoy en día se usa muy pocas veces como proceso secundario.

2.7 RECUPERACIÓN TERCIARIA Y/O MEJORADA

Después de ser aplicada la recuperación primaria y secundaria, el yacimiento por lo general contiene todavía entre 65 y 70 % del petróleo original en sitio. Los procesos de recuperación mejorada de petróleo son todos aquellos que incrementan económicamente el recobro de hidrocarburos mediante fuentes externas de energía o aditivos, cuando estos no pueden ser producidos económicamente por medios convencionales. En su mayoría consisten en inyección de gases o químicos líquidos y/o en el uso de la energía térmica ^[6].

Los fluidos inyectados y los procesos de inyección complementen la energía natural presente en el yacimiento para desplazar el petróleo hacia un pozo productor. Además los fluidos inyectados interactúan con el sistema roca/fluido, debido, posiblemente a mecanismos físicos y químicos y la inyección o producción de energía térmica, a fin de crear condiciones favorables para la recuperación del petróleo. Tales interacciones pueden, por ejemplo, dar lugar a la disminución de la tensión interfacial, hinchamiento del petróleo, reducción de la viscosidad, modificación de la humectabilidad o comportamiento favorable de fases ^[6].

Existen yacimientos en los cuales las condiciones para seguir una secuencia cronológica de las etapas de recuperación no son las adecuadas, tal es el caso de los yacimientos de crudos pesados existentes en el mundo: Si el petróleo es muy viscoso, no puede fluir a tasas económicas mediante empujes de energía natural, de tal manera que la producción primaria sería insignificante; tampoco una inyección de agua o gas sería factible haciendo que la recuperación secundaria no fuese adecuada, por lo que el uso de energía térmica podría ser la única forma para recuperar una cantidad significativa de petróleo. En este caso un método considerado como terciario en una secuencia cronológica de agotamiento, podría ser utilizado como el primer, o quizás el único proceso a aplicar. Debido a estas situaciones, el término “recuperación terciaria” ha caído en desuso en la literatura de ingeniería de petróleo y la designación de métodos de recuperación mejorada (EOR) ha venido a ser la más aceptada ^[5].

Estos métodos son aplicados dependiendo de las características que presente el yacimiento y del contexto económico, los cuales son:

- Métodos Químicos.
- Métodos miscibles e inmiscibles.
- Métodos térmicos.
- Otros.

2.7.1 Métodos químicos

El propósito de estos, es mejorar la eficiencia de desplazamiento mediante una reducción de las fuerzas capilares a través de una tensión interfacial baja. La mayoría de estos procesos involucran la inyección de materiales que no se encuentran presentes en el yacimiento. Entre estos métodos se tienen polímeros, surfactantes, álcalis, espumas, emulsiones y combinaciones de ellos. Se estima que muchos de estos métodos puedan aplicarse de alguna forma en el futuro con el objetivo de obtener porcentajes de recobro mayores al 30 %, aunque actualmente su éxito se ha visto limitado.

2.7.2 Métodos miscibles

Este proceso consiste básicamente en desplazar el petróleo mediante la acción de un solvente miscible con el petróleo. Como resultado, la tensión interfacial entre los dos se reduce logrando formarse una sola fase entre ambos, entonces las fuerzas capilares no son significativas ya que la interfase desaparece. A pesar que se han efectuado cientos de invasiones miscibles muy pocas han resultado exitosas, debido a problemas relacionados con la geología de la formación (heterogeneidad del yacimiento) y con la disponibilidad del material adecuado, muchas veces por su costo. Existen casos exitosos como los reportados en los yacimientos de Alberta en Canadá con un gran buzamiento vertical y con el desplazamiento de petróleo buzamiento abajo. Así con un empuje con la gravedad estabilizada se puede recuperar hasta un 90 % del petróleo in situ.

Existen diferentes métodos de desplazamiento miscibles entre los cuales se tienen:

2.7.2.1 Proceso de tapones miscibles

Este generalmente se refiere a la inyección de algún solvente líquido que es miscible después del primer contacto con el petróleo. A menudo se inyecta LPG el cual se empuja con gas natural, gas pobre o gas de combustión seguido de agua.

2.7.2.2 Procesos con gas enriquecido o empuje con gas condensante

En este caso se utiliza un tapón de metano enriquecido con etano, propano o butano, empujado por un gas pobre y agua. Estas fracciones son ampliamente transferidas al petróleo cercano a los puntos de inyección. A medida que el gas inyectado se mueve en la formación, los componentes enriquecidos son extraídos del gas inyectado y absorbidos por el petróleo.

2.7.2.3 Inyección usando solventes

Dos fluidos que se mezclen juntos en todas las proporciones en una sola fase son miscibles. Los agentes miscibles podrían mezclarse en todas las proporciones en el petróleo que será desplazado, pero la mayoría de ellos solo exhibe una miscibilidad parcial con el petróleo y por eso se le denomina solventes. Muchos de ellos pueden ser miscibles con el crudo en las condiciones adecuadas, pero la mayoría de los solventes comerciales son inmiscibles con una fase acuosa. Principalmente el líder de los solventes utilizados fue el dióxido de carbono cuando comenzó el uso de esta técnica en la década de los 60, pero luego se fueron estudiando y experimentando con otros fluidos logrando algunos resultados exitosos, entre los solventes utilizados se tienen: Alcoholes orgánicos, cetonas, hidrocarburos refinados, gas condensado del petróleo (LGP), dióxido de carbono o nitrógeno a altas presiones.

En el método de inyección de solventes se tienen como principales funciones de recobro: La extracción, disolución, vaporización, solubilización, condensación y otros mecanismos de recobro muy importantes como la reducción de la tensión interfacial, reducción de la viscosidad, el hinchamiento del petróleo y el empuje por gas en solución ^[5].

2.7.2.3.1 Criterios para la Selección del Solvente a Utilizar

En la aplicación de una técnica de inyección de solventes se deben seguir una serie de criterios en la selección del tipo de solvente de acuerdo a las características que hacen que el proceso sea más factible^[6].

a) Selectividad:

Esta mide la afinidad del disolvente con el soluto en el solvente. En la medida que tenga más afinidad por el soluto y menos por el solvente, la selectividad será mayor y la separación más efectiva.

b) Coeficiente de distribución:

Es la relación entre la fracción de soluto presente en el refino y la fracción de soluto presente en el extracto, durante el equilibrio.

c) Recuperabilidad:

Siempre es necesario recuperar el disolvente para volverlo a utilizar.

2.7.3 Métodos térmicos

Son procesos donde se inyecta u origina energía térmica (calor) con el fin de aumentar la recuperación de petróleo. Dada las grandes dificultades que existen para la extracción de petróleos pesados y extrapesados debido a su alta resistencia al flujo, los procesos térmicos surgen como una alternativa ya que a través de ellos se logra la reducción de la viscosidad de los fluidos, aumentando su movilidad y facilitando su extracción.

Los procesos térmicos a parte de reducir la viscosidad, mejoran la eficiencia de desplazamiento, así como también disminuye la saturación residual del petróleo en las zonas que han sido calentadas, ya que debido a las altas temperaturas generadas se producen procesos de destilación y craqueo en el crudo, reduciendo la tensión superficial y las fuerzas capilares existentes.

En general se clasifican en dos tipos: Los que implican la inyección de fluidos en la formación, como la inyección de agua caliente y la inyección de vapor, en sus dos modalidades, cíclica y continua; y los que utilizan la generación del calor en el propio yacimiento. A estos últimos se les conoce como procesos *in situ*, destacándose entre ellos la combustión *in situ*.

Entre los procesos térmicos se tienen:

2.7.3.1 Inyección de agua caliente

Es probablemente el método el método térmico de recuperación más simple y seguro, y dependiendo de las características del yacimiento puede ser económico y ventajoso. Es un proceso de desplazamiento mediante el cual el petróleo se desplaza inmisciblemente, tanto por agua caliente como por agua fría. Se utiliza un pozo inyector por donde es inyectada el agua y un pozo productor por donde se obtiene el petróleo.

2.7.3.2 Combustión *in situ*

También conocida como “invasión con fuego” consiste la inyección de aire al yacimiento, el cual mediante una ignición espontánea o inducida, origina un frente de combustión que propaga el calor dentro del mismo. Es un método único debido a que una porción del petróleo en el yacimiento (cerca del 10 %) se quema para generar el calor, obteniéndose una alta eficiencia térmica. La energía térmica generada por este método da lugar a una serie de reacciones químicas tales como: Oxidación, desintegración catalítica, destilación y polimerización, que contribuyen simultáneamente con otros mecanismos como empuje de vapor y vaporización, a mover el petróleo desde la zona de combustión hacia los pozos de producción.

2.7.3.3 Inyección continua de vapor

Es un método de recuperación mejorada usado generalmente en yacimientos agotados de crudo pesado, donde la viscosidad es el factor limitante para alcanzar una tasa de producción comercial. En este proceso el vapor a alta temperatura se inyecta continuamente al yacimiento a través del pozo inyector y el crudo es desplazado hasta otro pozo llamado productor. El área cercana al pozo de inyección comienza a calentarse a temperatura de saturación del vapor, y esta zona se expande hacia el pozo productor.

Debido a la alta viscosidad de los crudos existe una tendencia del vapor irse a la parte alta del yacimiento, y esta tendencia limita la penetración del calor hacia las zonas inferiores, disminuyendo la eficiencia de barrido y en consecuencia la recuperación, a este fenómeno se le denomina segregación gravitacional. La inyección continua permite mayores tasas de inyección de vapor que la inyección cíclica o alternada; esta ventaja contrarresta la baja eficiencia térmica. Frecuentemente es económico aplicar inyección continua después de una operación inicial de campo por inyección cíclica ^[5]. La recuperación por inyección continua puede aproximarse a un 50 % o más.

2.7.3.4 Inyección cíclica de vapor

Es un proceso térmico de recobro el cual consiste en la estimulación individual de cada pozo productor mediante la inyección intermitente de vapor. En forma simple, el proceso consiste en inyectar vapor en una formación productora a través de un pozo productor por un periodo de tiempo determinado, luego el pozo es cerrado por un cierto tiempo permitiendo la transferencia de calor del vapor a la formación para luego ser abierto nuevamente a producción. Figura 2.5.

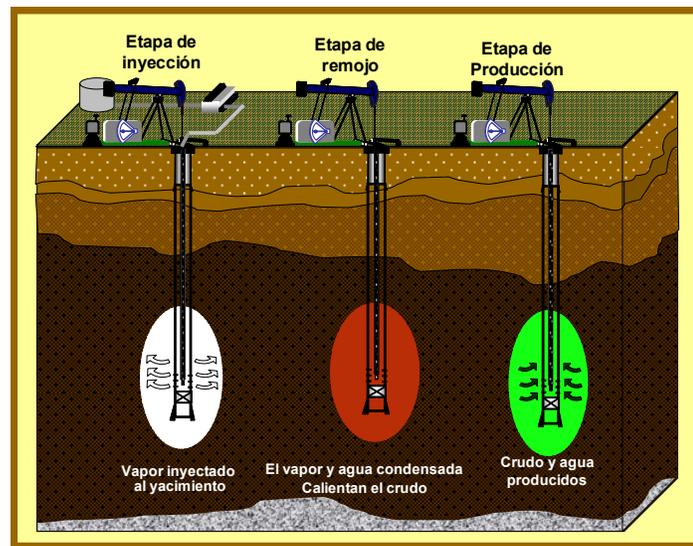


Fig. N° 2.5. Proceso de Inyección Alternada de Vapor.

Los principales mecanismos que contribuyen a la recuperación de petróleo mediante inyección alterna de vapor son: La disminución de la viscosidad del petróleo, la expansión térmica de los fluidos de la formación e incremento de los mecanismos de producción por compactación. Durante la inyección de vapor y los periodos de remojo, la viscosidad del petróleo es disminuida dentro de la zona de vapor, ocurriendo expansión térmica del petróleo y del agua ^[5].

Este método se aplica en yacimientos de crudos pesados para aumentar el recobro durante la fase de producción primaria. Durante este tiempo se ayuda a la energía natural del yacimiento porque el vapor reduce la viscosidad del petróleo facilitando su movimiento través de la formación y aumentando la producción de los pozos.

El nombre del método se debe a la alternabilidad que existe entre las etapas de inyección de vapor y producción de petróleo en un mismo pozo. Las fases de inyección, remojo y producción, y el tiempo que duran constituyen un ciclo en el proceso, por lo que también se le denomina inyección cíclica de vapor o remojo con vapor (figura 2.6). El ciclo, también conocido como *huff and puff*, puede repetirse

hasta que la respuesta resulte marginal, debido a la declinación de la presión del yacimiento y al aumento de la producción de agua.

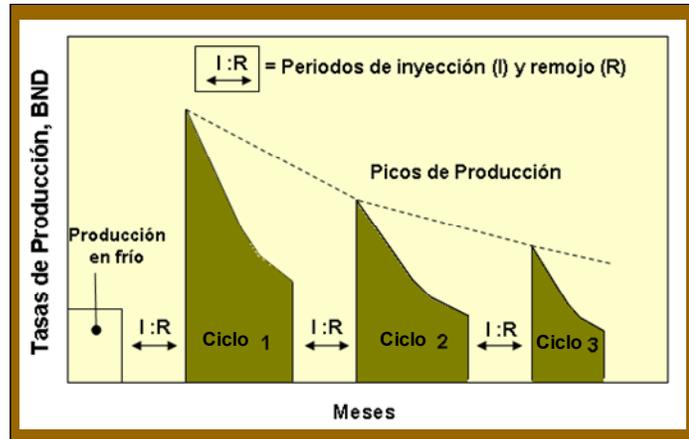


Fig. N° 2.6. Respuesta de producción de la inyección cíclica de vapor ^[5].

2.7.3.4.1 Etapas de la inyección cíclica de vapor

- **Etapas de Inyección:**

Consiste en inyectar vapor durante 2 o 3 semanas a través del pozo inyector/productor. La tasa de inyección debe ser la máxima posible con el fin de evitar que la cantidad de calor que se pierden en las paredes del pozo sea elevada y minimizar el tiempo que el pozo está sin producir, también lograr el máximo radio calentado y la máxima temperatura en la zona calentada, igualmente se debe tener en cuenta que la presión de inyección no exceda la presión de fractura que presenta el yacimiento. Para determinar la cantidad óptima de vapor a inyectar por ciclos en los pozos de un proyecto, debe tenerse en cuenta todos los factores que intervienen en la respuesta a la inyección de vapor, como lo son la viscosidad del petróleo, espesor de las arenas, distribución vertical del vapor, presión del yacimiento, saturación de petróleo, saturación de agua, etc.

- **Etapa de Remojo:**

Consiste en mantener el pozo cerrado por un determinado tiempo el cual va a depender de la experiencia del campo y del yacimiento a ser aplicado el proceso. En yacimientos donde se encuentran activos los mecanismos de producción primaria y presentan suficiente presión es recomendable que el tiempo de remojo sea algo prolongado de modo que el vapor se desplace a través del medio poroso y disipe el calor al yacimiento, aunque este periodo no debe ser demasiado prolongado ya que el vapor se condensaría y la saturación de agua aumentaría excesivamente; en cambio en yacimientos con poca presión, se recomienda dejar poco tiempo de remojo con el fin de utilizar el aumento de presión del yacimiento en las cercanías del pozo para desplazar el petróleo hacia los pozos.

- **Etapa de Producción:**

Consiste en abrir el pozo a producción una vez considerado que el yacimiento ha sido calentado y el petróleo se encuentra en mejores condiciones para ser producido. Al comienzo puede observarse una elevada tasa de agua debido a que mucho vapor se condensa en las cercanías del pozo, pero al cabo de un tiempo comienza la producción normal de petróleo. Esta etapa culmina cuando el pozo presente tasas similares a las presentadas por producción en frío o tasas no rentables.

2.7.3.4.2 Ventajas de la inyección alterna de vapor

- Se obtiene rápidamente elevadas tasas de producción de petróleo.
- La rentabilidad del proceso es alta y el tiempo de retorno de la inversión es pequeño.
- No es afectado grandemente por las heterogeneidades del yacimiento.
- Debido al poco de contacto del vapor con el crudo, ocurre menos producción de H₂S que en el caso de ICV.
- La respuesta del yacimiento es inmediata.

2.7.3.4.3 Desventajas de la inyección alterna de vapor

- Acelera el mecanismo de compactación lo cual puede generar subsidencia en la superficie.
- Se incrementa considerablemente la producción de agua si el pozo está cerca de un acuífero.
- Más del 50 % del agua inyectada en forma de vapor se queda en el yacimiento, creando una zona de alta saturación de agua.
- El condensado del vapor hidrata las arcillas y reduce la productividad de los pozos.

2.7.3.4.4 Criterios para la selección de un yacimiento para una IAV

Resulta difícil establecer criterios que garanticen que la aplicación de un proyecto de inyección alterna de vapor sea exitosa, debido que la mayoría de estos dependen de las características de cada campo siendo la experiencia la mejor guía para la selección de los criterios ^[7]. Generalmente los criterios mayormente conocidos y aplicados son:

- Se cree comúnmente que el petróleo en sitio debe ser del orden de 1.200 Bls/acre-pie o más, con la finalidad de que el proyecto resulte económicamente exitoso.
- La permeabilidad debe ser lo suficientemente alta para permitir una inyección rápida del vapor y una alta tasa de flujo de petróleo hacia el pozo.
- El mayor éxito se obtiene cuando la viscosidad del petróleo es del orden de 4.000 cps a condiciones de yacimiento, pero puede ocurrir que en algunos casos se tenga una viscosidad menor.
- La gravedad del petróleo es conveniente que esté en el rango de 8 a 15 °API.
- La máxima profundidad práctica es 3.000 pies. Valores de profundidad menores son deseables ya que las pérdidas en el pozo son menores.

- El espesor de arena neta debe ser mayor de 30 pies y se considera conveniente que la presión del yacimiento sea moderadamente alta, sin embargo, existen proyectos exitosos donde la presión es baja, del orden de 40 Lpc.
- Porosidad alrededor de 25 % y saturación de petróleo de 60 %.

Tabla N° 2.1 Criterios para la aplicación de un proceso de inyección alterna de vapor.

PARÁMETRO	VALOR
Viscosidad (Cps)	< 4.000
° API	< 16
Profundidad (pies)	< 3.000
Espesor (pies)	> 30
Porosidad (%)	>30
Saturación de Petróleo (Bl/acre-pies)	>1.200
Pemeabilidad (md)	>1.000
Transmisibilidad (md-Pies/cps)	>100

2.7.3.4.5 Tipos de inyección alterna de vapor

Existen diferentes tipos de inyección alterna de vapor las cuales son aplicadas según las siguientes condiciones o características:

- Conocimiento de la distribución vertical del vapor en el pozo o en el área.
- Comportamiento de producción de pozos vecinos en condiciones similares.
- Número y tipos de ciclos anteriormente aplicado, como también el comportamiento de producción del pozo en los mismos.

a) Inyección Convencional:

En este caso, todo el intervalo abierto al pozo es expuesto al vapor, es decir, no se intenta forzar la entrada de vapor en una sección determinada de dicho intervalo.

b) Inyección Selectiva:

Es aquella en la que se fuerza la entrada del vapor en una zona determinada del intervalo abierto.

c) Inyección selectiva-Consecutiva:

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

2.7.3.4.6 Factores que afectan la inyección alterna de vapor

El proceso de inyección alterna de vapor es afectado por ciertos factores los cuales pueden ser tanto a nivel de yacimiento como en el ámbito operacional ^[7].

A nivel de Yacimiento:

- **Daño a la formación:**

La magnitud del daño presente en la formación antes de que un pozo sea inyectado con vapor puede tener un efecto muy grande en la respuesta del mismo ante dicho proceso, el efecto se manifiesta aún cuando el daño no es removido por el vapor.

- **Profundidad de la arena productora (formación):**

Este factor limita la aplicación extensiva de la inyección de vapor, debido a las pérdidas de calor y a las fallas de los revestidores observadas en pozos profundos, aunque se han realizado inyecciones a profundidades mayores a 5.000 pies utilizando nuevas tecnologías.

- **Relación agua – petróleo (RAP) y relación gas – petróleo (RGP):**

Una alta relación agua-petróleo influye negativamente en la respuesta a la inyección alterna, pues la producción de grandes volúmenes de agua a través de la zona calentada acelera el enfriamiento del crudo. Una alta relación gas-petróleo

también puede ser negativa, pues la producción de gas reducirá la presión parcial del vapor de agua en la zona calentada y dará lugar a la remoción de más calor.

- **Presión en el yacimiento, mecanismos de producción y saturación de petróleo:**

La respuesta de producción será mejor en un yacimiento con alta presión que en uno de baja presión. Se obtiene una mejor ejecución de ciclos en un yacimiento con una tasa de declinación de presión baja que en uno con tasa de declinación alta. Yacimientos con altas saturaciones de petróleo y porosidad son mejores candidatos para inyección cíclica. Arenas altamente saturadas, de espesor mayor a 30 pies y con alta permeabilidad vertical pueden ser buenas candidatas, aunque tengan baja presión, debido a su potencial de drenaje por gravedad.

En el Ámbito Operacional:

Esta sección corresponde principalmente a los factores que son manejados por el personal técnico de acuerdo a experimentos y experiencia en el campo de los cuales el tiempo de inyección, remojo y de producción resultan los más importantes, los cuales fueron explicados anteriormente en las etapas de la inyección alternada de vapor; los demás factores son:

- **Cantidad de vapor inyectado:**

Se ha demostrado teóricamente que la producción acumulada de petróleo durante un ciclo es directamente proporcional a la cantidad de vapor inyectado. También está demostrado que al aumentar la cantidad de vapor inyectado se aumenta la relación petróleo-vapor hasta un valor considerado económicamente aceptable, después del cual disminuye el incremento por tonelada con el aumento de la cantidad de vapor.

- **Número de ciclos:**

Depende principalmente de la respuesta que ofrece el pozo al cual ha sido aplicado el proceso en cuanto a la producción de petróleo, cuando se tienen elevadas tasas las cuales hacen rentable el proceso, el numero de ciclos puede repetirse hasta que la producción sea inferior a la producción reportada por producción en frío. Existen proyectos donde se han reportado más de 20 ciclos de forma exitosa.

2.7.4 Inyección de vapor con solventes

Esta técnica consiste en realizar inyección de vapor conjuntamente con la inyección de solventes de modo que se logre una mayor recuperación de petróleo. Diferentes estudios concluyen que el mecanismo de recobro responsable para una producción adicional de petróleo es la creación de un banco rico de solventes en frente del vapor, lo cual logra una menor viscosidad en el petróleo que la presentada inicialmente antes de realizar la inyección. [8].

Cuando el solvente alcanza las regiones más frías en el yacimiento, este se condensa y se mezcla con el petróleo formando una zona de baja viscosidad entre la zona calentada y la parte inalterada del yacimiento. Igualmente cuando el pozo es producido, en dicha zona aumenta el radio de movilidad del fluido desplazado y del fluido desplazante, por lo tanto el barrido es mejorado y consecuentemente el recobro total incrementa [9].

El uso de solventes en los métodos de recuperación térmica ha sido reportado en la literatura desde 1974. Originalmente, la inyección de solventes había sido estudiada para mejorar la inyección de vapor abriendo un camino para el flujo del vapor en el medio poroso, pero anteriormente el frente del vapor fue estudiado en canales altamente permeables.

2.8 POZOS HORIZONTALES

Se definen como pozos horizontales aquellos en los cuales se perfora el yacimiento en forma paralela a los planos de estratificación (figura 2.7). El término pozo horizontal no solo se refiere a pozos con 90° de inclinación con respecto a la vertical, puesto que también son considerados como pozos horizontales aquellos que son perforados paralelos al buzamiento del estrato ^[10].

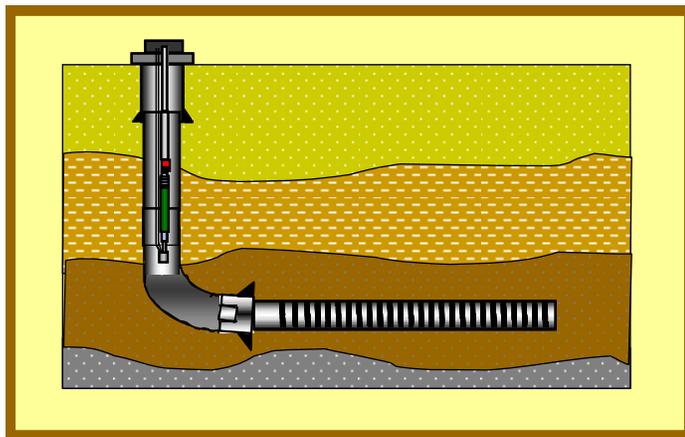


Fig. N° 2.7. Esquema de un pozo horizontal

2.8.1 Ventajas de los pozos horizontales

Entre las ventajas principales de los pozos horizontales con respecto a los pozos convencionales se tienen:

- Incrementa el área de drenaje por pozo en el yacimiento.
- Mejora la eficiencia de barrido en proyectos de recuperación mejorada.
- Incrementa la productividad del yacimiento y mejora el recobro final del mismo, reduciendo el número de pozos requeridos para desarrollar el yacimiento.
- Reduce la conificación y adedamiento de los fluidos viscosos.
- Mejora la posibilidad de explotar yacimientos que presentan bajos porcentajes de recobro de hidrocarburos.

- La sección horizontal puede ser perforada a lo largo del tope de la arena productora, lo cual permite optimizar la distancia entre el intervalo perforado y el contacto agua-petróleo.
- Aumenta el índice de productividad de 3 a 5 veces par una misma caída de presión.
- Aumenta la inyección, en casos de inyección de fluidos.
- En yacimientos altamente fracturados, un pozo productor o inyector perforado perpendicular al plano de las fracturas debe proporcionar mayor productividad e inyectividad que un pozo convencional, debido a que conecta al pozo a mayor cantidad de fracturas.
- Mejor conocimiento de la heterogeneidad del yacimiento.

2.8.2 Desventajas de los pozos horizontales

Entre las desventajas de los pozos horizontales se tienen las siguientes:

- El costo de un pozo horizontal es el de 1,3 a 4 veces mayor al de un pozo vertical, dependiendo del método de perforación y de la técnica de completación empleada, además de mayores riesgos de problemas operacionales.
- Las barreras de permeabilidad vertical limitan la eficiencia de barrido vertical.
- Las opciones de completación son limitadas, en los casos en que se desee controlar los problemas ocasionados por los altos cortes de agua y/o altas relaciones gas/petróleo.
- En yacimientos fracturados el pozo podría no interceptar las fracturas, aún siguiendo la trayectoria planificada.
- En formaciones donde la producción de arena es un problema, las secciones onduladas pueden ser taponadas por disposiciones de arena.
- El daño de la formación, la excesiva ondulación de la trayectoria del pozo y los bajos gradientes de presión podrían dificultar la limpieza del mismo.

2.8.3 Aplicaciones de los pozos horizontales

2.8.3.1 Yacimientos con Empuje de Agua o Capa de Gas

Uno de los factores más importantes que limitan la producción de petróleo mediante pozos verticales cuando existe un acuífero o una capa de gas asociada al yacimiento, es la tendencia de estos fluidos a invadir la zona de producción del pozo. En estos casos el pozo debe completarse a una distancia de los contactos que evite la temprana irrupción de los fluidos por efecto de la conificación. Un pozo horizontal tiene un mayor contacto con la formación por lo que la caída de presión para una producción dada es menor que en el caso de un pozo vertical. Esta disminución de la caída de presión, reduce la tendencia del agua o gas a conificarse.

2.8.3.2 Recuperación Mejorada de Crudo

Los pozos horizontales han sido utilizados en procesos de recuperación mejorada de crudos; tales como: Inyección de agua, fluidos miscibles y recuperación de petróleo por métodos térmicos, ya que pueden ser empleados como productores o inyectores. Los pozos horizontales son usados como inyectores para lograr un mayor desplazamiento de los fluidos hacia los pozos de producción, así como también un incremento en la eficiencia de barrido, debido a que poseen una mayor área de contacto con el yacimiento y reducen el número de pozos requeridos para la inyección.

2.8.3.3 Yacimientos Naturalmente Fracturados

Muchos yacimientos de baja permeabilidad, están conectados por fracturas verticales o aproximadamente verticales. Para obtener una alta producción se debe obtener la conexión de un pozo con esas fracturas. Con pozos horizontales puede lograrse el contacto del pozo con la mayor cantidad de las fracturas y así mejorar la productividad en forma sustancial.

2.8.3.4 Yacimientos de Alta Permeabilidad

En pozos verticales, la velocidad del gas en la cercanía del pozo es alta, lo cual produce un efecto de turbulencia que origina una disminución de la presión que restringe la tasa de gas. El efecto de turbulencia puede reducirse por un fracturamiento de la formación el cual reduce la velocidad del gas alrededor del pozo.

2.8.3.5 Yacimientos de baja permeabilidad

Los pozos verticales difícilmente drenan grandes volúmenes de gas debido a que la permeabilidad es baja, siendo necesario un fracturamiento o una estimulación para drenar el yacimiento. Dado a esto presentado los pozos horizontales surgen como una alternativa, ya que reducen el número de pozos verticales requeridos para drenar el yacimiento, debido a que el espaciamiento entre los pozos debe ser menor en comparación con un yacimiento de alta permeabilidad.

2.8.3.6 Yacimientos de poco espesor de arena

La relación de índices de productividad decrece a medida que el espesor del yacimiento aumenta, ya que se puede obtener una mayor ganancia en el área de contacto, es decir, que en la perforación de yacimientos de grandes espesores, el incremento de productividad de un pozo horizontal es menor en comparación a un pozo vertical, a diferencia de los yacimientos que poseen poco espesor, donde el incremento en la productividad de un pozo horizontal es significativo en comparación con el pozo vertical.

2.8.4 Parámetros y limitaciones en la planificación de un pozo horizontal

En la planificación de un pozo horizontal se deben adoptar ciertos criterios de acuerdo a la factibilidad de la aplicación del mismo, del desarrollo que puede aportar y de mayor importancia del ámbito económico que este representa.

2.8.4.1 Modelo geológico

En la perforación de un pozo horizontal se requiere contar con la mejor caracterización geológica posible de la zona a perforar y de las propiedades petrofísicas del yacimiento. Además de considerar el buzamiento, fallas, heterogeneidades, extensión lateral del yacimiento, comunicaciones entre arenas, contactos entre los fluidos.

2.8.4.2 Espesor del yacimiento

Dado a que los pozos horizontales resultan más efectivos en yacimientos que presentan espesores pequeños debido a que el índice de productividad que estos presentan es mayor en comparación con un pozo vertical, es de suma importancia determinar el espesor que presenta el yacimiento, lo cual puede efectuarse a través de mapas isópaco-estructurales o de registros. En yacimientos con poca capa de gas y acuífero activo, muchos resultados de campo demuestran que para obtener resultados económicos factibles, necesario tener espesores de más de 20 pies por yacimiento.

2.8.4.3 Permeabilidad vertical de la formación

Para que un pozo horizontal presente una buena productividad, el yacimiento que está drenando el mismo, debe poseer buena comunicación vertical. En yacimientos donde existan demasiadas intercalaciones de barreras de lutitas no es recomendable la perforación de pozos horizontales.

2.8.4.4 Espaciamiento entre pozos

Cuando existe la perforación de pozos muy próximos entre sí en yacimientos altamente drenados puede ocurrir la interferencia entre ellos. Además dado a que los pozos horizontales pueden drenar mayor área que los pozos verticales obteniendo así mayor porcentaje de recobro en un mismo tiempo se recomienda perforar los primeros mencionados con un mayor espaciamiento de modo que se obtengan menores costos de perforación y mayor ganancia económica.

2.8.4.5 Dirección de las fracturas

Tomando en consideración que un porcentaje grande de pozos horizontales han sido perforados exitosamente en yacimientos naturalmente fracturados, la dirección e intensidad de las fracturas son parámetros claves en la programación de este tipo de pozos, ya que el número de fracturas interconectadas por la sección horizontal va a obedecer a la dirección que estas posean. Asimismo con la intersección de varias fracturas se garantiza un incremento en la productividad del pozo horizontal, sobre todo si la intersección es perpendicular a la dirección de las fracturas.

2.8.4.6 Longitud del hoyo

El diseño de un pozo horizontal incluye definir la longitud óptima del hoyo, siendo esta uno de los factores que más influyen sobre la productividad. Para investigar la productividad del pozo horizontal el pozo es visualizado como una fractura vertical de conductividad infinita. Dependiendo de los parámetros del hoyo la recuperación de hidrocarburos es influenciada por la longitud del mismo.

2.8.4.7 Área de drenaje de pozos horizontales

Debido a la longitud de los pozos horizontales, en un periodo de tiempo dado bajo condiciones de operaciones similares, un pozo horizontal drenaría un área mayor del yacimiento que un pozo vertical. Conociendo que un pozo vertical drena un área circular de radio r_e y en un periodo de tiempo determinado, entonces esta información puede usarse para calcular el área de drenaje de los pozos horizontales.

2.8.5 Clasificación de los pozos horizontales

Básicamente existen cuatro tipos de pozos horizontales los cuales se diferencian entre ellos básicamente en la técnica que poseen la cual se basa en el desplazamiento horizontal que presentan y en la tasa de incremento de ángulo principalmente ^[11].

2.8.5.1 Pozos de radio ultra corto

Se caracterizan por presentar un radio de curvatura entre 1 a 3 pies, con ángulos de desviación entre 45 y 60 grados por pie y un desplazamiento horizontal entre 100 y 200 pies. Esta técnica permite perforar pozos horizontales a diferentes niveles desde un pozo vertical, facilitando de esta manera el drenaje de yacimientos multicapas, además de ser fácil de aplicar en formaciones pocas consolidadas.

2.8.5.2 Pozos de radio corto

Se caracterizan por presentar un radio de curvatura de 20 a 45 pies, con ángulos de desviación de 1 a 3 grados por pie y un desplazamiento horizontal de 100 a 500 pies. Son empleados desde un pozo vertical (Reentry) y en yacimientos pequeños, además de ser muy útiles en formaciones con litología compleja debido a la poca desviación y profundidad.

2.8.5.3 Pozos de radio medio

Se caracterizan por presentar un radio de curvatura entre 300 y 800 pies, con ángulos de desviación de 8 a 35 grados por cada 100 pies, estos pueden ser completados normalmente a diferencia de los pozos de radio corto y ultra corto que solo pueden hacerlo a hoyo abierto al igual que estos presentan un menor torque y arrastre que un pozo de radio corto.

2.8.5.4 Pozos de radio largo

Se caracterizan por presentar un radio de curvatura entre 1.000 y 3.000 pies con ángulos de desviación de 1 a 7 grados por cada 7 pies. Este método se considera de uso limitado para perforaciones de desarrollo con secciones horizontales entre 4.000 y 6.000 pies aunque existen casos donde se logran hasta los 8.500 pies.

2.9 SIMULACIÓN DE YACIMIENTOS

La simulación numérica consiste en inferir el comportamiento real de un yacimiento a través de la construcción y operación de un modelo físico, conceptual o numérico, con el fin de realizar predicciones futuras al yacimiento bajo diferentes esquemas de producción. Generalmente consiste en tres grandes etapas las cuales representan la descripción del yacimiento o inicialización del modelo, el cotejo histórico y la predicción del comportamiento futuro del yacimiento. Esta técnica se basa en describir adecuadamente los procesos de flujo y comportamiento de fases que tienen lugar en el yacimiento a través de un conjunto de ecuaciones diferenciales y derivadas parciales (ecuaciones de conservación de masa y/o energía) sujetas a diferentes suposiciones ^[12].

La técnica de simulación de yacimientos desempeña un importante papel en la industria petrolera ya que a través de ella se realizan procesos de gerencia de yacimientos con la finalidad de administrar, monitorear y evaluar el desempeño del yacimiento, de acuerdo al o los diferentes esquemas de producción planteados. Igualmente a través de esta técnica se pueden establecer mecanismos de producción y de aquí su cuantificación con lo cual se estima el factor de recobro aplicable al yacimiento con el objetivo de obtener finalmente las reservas ^[13].

2.9.1 Objetivos de la simulación de yacimientos

- Reproducir el comportamiento del yacimiento.
- Determinar escenarios óptimos de explotación.
- Estimar el recobro de petróleo bajo ciertas condiciones.
- Determinación de las reservas recuperables.
- Evaluar los efectos de modificaciones en las condiciones de operación.
- Comparar diferentes esquemas de recuperación secundaria y/o terciaria.
- Estimar los efectos de localización y espaciamiento entre pozos.

2.9.2 Tipos de simuladores numéricos de yacimientos

Actualmente existen diferentes tipos de simuladores de yacimientos los cuales son clasificados en petróleo negro, composicional, térmico y químico, de acuerdo a las características de flujo de los fluidos y del comportamiento en la transferencia de masa y calor. En la selección de un simulador para el empleo del mismo a un determinado yacimiento existe una dependencia de un análisis exhaustivo del mismo de acuerdo a términos de representatividad y características con el yacimiento, como del proceso de recuperación a aplicar y del conjunto de datos fiables con los cuales se dispongan, con el objetivo de obtener resultados confiables a la hora de ejecutar proyectos de simulación.

2.9.2.1 Simulador de Petróleo Negro (Black Oil)

Son frecuentemente utilizados para simular procesos isotérmicos, de flujo simultáneo de petróleo, gas y agua debido a las fuerzas gravitacionales, viscosas y capilares, teniendo como principal suposición que la composición de los fluidos en el yacimiento (petróleo, gas y agua) no varía significativamente con la depleción de presión. Igualmente es asumido que el gas es soluble en el petróleo, pero no en el agua, y que el agua y el petróleo se comportan como fluidos inmiscibles entre los cuales no existe intercambio de masa o cambio de fase.

2.9.2.2 Simulador Composicional

Son utilizados el estudio de desarrollo de yacimientos de gas condensados y petróleo volátil, como en procesos de recuperación mejorada (fluidos miscibles) y/o de inyección de gas, debido a que este considera la variación en la composición de los fluidos en las fases de gas y líquido. La transferencia de masa entre cada uno de los elementos es calculada en fracciones molares de cada componente individual o pseudocomponentes combinando dos o más de los componentes hidrocarburos individuales.

2.9.2.3 Simulador Térmico

Permite considerar la variación de temperatura como una variable adicional en el tiempo y en el espacio, igual toma en cuenta la transferencia de calor y el flujo de fluidos como las reacciones químicas. Los usos prácticos de este simulador están ubicados dentro de los procesos de simulación de inyección de vapor de agua, agua caliente y combustión en situ.

2.9.2.4 Simulador Químicos

Permite considerar las reacciones entre los componentes constituyentes de las fases que representan los fluidos del yacimiento. Son usados en procesos de inyección de surfactantes, polímeros, emulsiones, sistemas gelificantes y flujo de compuestos alcalinos.

2.9.3 Aplicación de la simulación numérica

La simulación numérica de yacimientos es actualmente una de las técnicas más utilizadas en la industria petrolera de acuerdo a sus diferentes aplicaciones y utilidades, entre las cuales se tienen:

2.9.3.1 Planificación de Escenarios de Desarrollo

Dentro de las aplicaciones de la simulación numérica la planificación de escenarios de desarrollo comprende una de las herramientas más comunes y utilizadas debido a su gran potenciabilidad a la hora de realizar estudios en etapas muy tempranas del desarrollo del yacimiento con técnicas comúnmente utilizadas, como en la generación de nuevas propuestas de explotación en el avance de la planificación de desarrollo, en la cual surgen modelos más complicados que ameritan tomas de decisiones al momento de determinar y cuantificar los parámetros claves del yacimiento.

2.9.3.2 Esquema de Producción y Estimación de Reservas

Entre las tareas más importantes del ingeniero de yacimientos están las de estimar los futuros perfiles de producción y las reservas. Estas cifras se requieren con mucha frecuencia para los análisis económicos y evaluaciones de campo así como también para entender disposiciones regulatorias. Es frecuentemente necesario tener disponible un rango de perfiles de producción para cubrir el rango de incertidumbres en los parámetros críticos y en las alternativas de desarrollo. Un modelo de simulación de yacimientos es ideal para generar tales perfiles.

2.9.3.3 Seguimiento de Yacimientos

Los modelos de simulación están reconocidos por ser la herramienta más importante para la evaluación de los esquemas de explotación. En esta área se incluye perforación, estrategias de producción e inyección, justificación de reparaciones, estimulaciones, perforación horizontal y recuperación adicional. Un modelo de simulación detallado se puede usar para obtener y evaluar rápidamente las bondades de cualquiera de estas alternativas. Con el ajuste de historia se puede mantener actualizado el modelo, de tal manera que el monitoreo del yacimiento puede ser continuamente ajustado para tomar en cuenta los cambios en los datos de campo.

2.9.3.4 Distribución de Producción

Existe una gran variedad de campos que contienen yacimientos agrupados verticalmente los cuales generalmente presentan problemas de distribución de producción debido a que existen pozos los cuales son completados a través de todos estos. Esta política de explotación de campo pudiera ser factible en el esquema de explotación de un yacimiento en particular al no disponer de los pozos necesarios o de relaciones económicas para su explotación óptima, en el caso de que esto planteado no se encuentre restringido por leyes o sanciones. Estos problemas de competencia de producción de yacimientos que comparten los mismos pozos pueden ser adecuadamente tratados con modelos de simulación conceptualizados para tales fines.

2.9.4 Tipos de modelos de simulación según sus dimensiones

En la simulación de yacimientos existen diferentes modelos los cuales son empleados o seleccionados de acuerdo a los objetivos planteados o la representatividad de los mismos con respecto al yacimiento con el fin de obtener los mejores resultados, estos modelos son caracterizados de acuerdo al dimensionamiento del yacimiento, entre los cuales se tiene:

2.9.4.1 Modelo de cero dimensiones (0D)

Representa el modelo de simulación más simple de todos, el cual representa un solo bloque y se fundamenta en la ecuación de balance materiales, en la cual es asumido que el yacimiento es isotrópico y homogéneo ya que a través de todo el yacimiento las propiedades de la formación y de los fluidos no varían, igualmente se considera que existe una misma presión promedio en cualquier punto del yacimiento y que este se encuentra en estado de equilibrio (figura 2.8), lo que hace que a través de este modelo sean determinadas los niveles de energía y volúmenes de fluidos existentes a las condiciones iniciales.

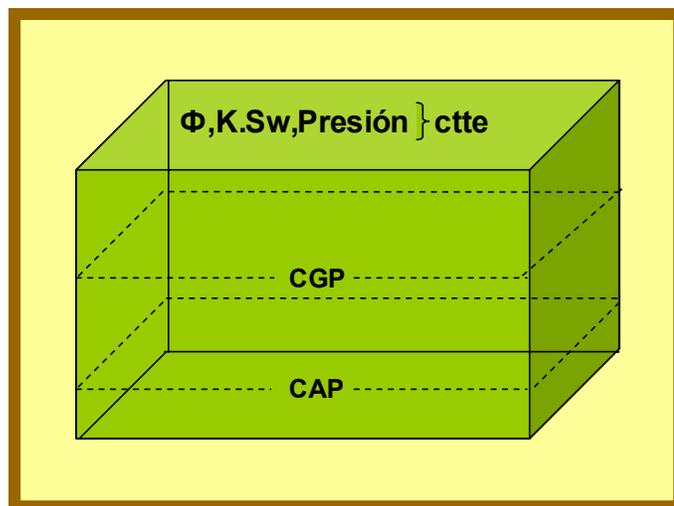


Fig. N° 2.8. Modelo de cero dimensiones.

2.9.4.2 Modelo unidimensional (1D)

Este modelo representa un modelo de simulación en el cual transferencia de fluidos entre las celdas (transmisibilidad) es tomada en cuenta, lo que ocasiona una buena representación del movimiento de los fluidos globalmente, así como la distribución promedio de presiones. Raramente son utilizados para el modelado de campos enteros debido a que a través de ellos no se puede modelar el barrido areal y vertical y tampoco los efectos de caída de presión del pozo sobre el comportamiento del yacimiento, debido a que la menor de este (un bloque) es muy grande comparado con el volumen total del yacimiento que está afectado por la presión del pozo. Este tipo de modelo puede representarse de diferentes formas las cuales pueden ser horizontales, verticales, inclinadas o radiales.

2.9.4.2.1 Modelo unidimensional horizontal

Es utilizado para desempeñar cálculos simples de balance de materiales, simulación de secciones de yacimientos, comportamiento de acuíferos, estudios especializados del comportamiento de empuje lineal y simulación de experimentos de laboratorios, figura 2.9.

2.9.4.2.2 Modelo unidimensional vertical

Es utilizado para simular sistemas drenados por gravedad, análisis de equilibrio vertical, operaciones de un pozo y simulaciones de eficiencia de influjo vertical de agua.

2.9.4.2.3 Modelo unidimensional radial

A través de estos pueden ser simulados los efectos de caída de presión de un pozo con el respecto al comportamiento global del yacimiento.

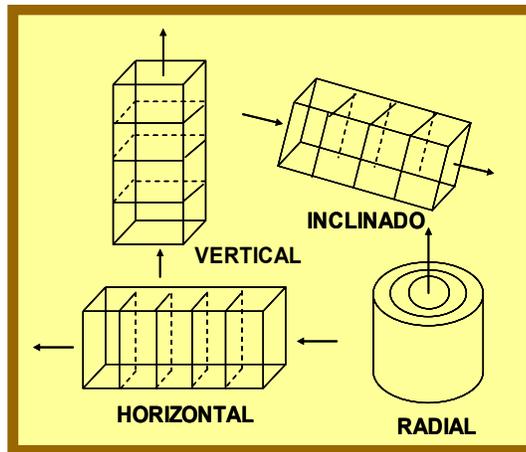


Fig. N° 2.9. Modelos de una dimensión.

2.9.4.3 Modelo bidimensional (2D)

Entre los modelos bidimensionales se tienen:

2.9.4.3.1 Modelo areal (horizontal 2D)

En este modelo, el yacimiento es representado por un sistema de dos dimensiones de bloques rectangulares de igual espesor. Probablemente, el uso más extensivo de estos modelos es para determinar los patrones óptimos de inyección de agua o gas, y en la determinación del posicionamiento de pozos. Igualmente son muy utilizados cuando el flujo areal domina el comportamiento del yacimiento, y la variación de las propiedades de la roca y de los fluidos es relativamente pequeña.

2.9.4.3.2 Modelo vertical (transversal 2D)

En este modelo, el yacimiento es representado por una sección transversal de bloques (figura 2.10). Este tipo de mallado es muy utilizado antes de iniciar simulaciones mayores, para efectuar sensibilidades, con el fin de investigar el efecto de cambios en el tamaño de los bloques en la dirección vertical, sobre las variables más importantes del yacimiento; así como para evaluar la factibilidad de agrupar diferentes unidades de flujo en una sola capa, con la finalidad de reducir el número de

capas a usar en simulaciones. Igualmente puede ser utilizado para simular la conificación y segregación gravitacional.

2.9.4.3.3 Modelo radial (2D)

El modelo radial 2D es representado usando un sistema de coordenadas cilíndricas (figura 2.10), y es utilizado en la determinación de la tasa crítica de producción a la cual ocurrirá la conificación en un pozo, para predecir el comportamiento futuro de un pozo conificado y para evaluar los efectos de barreras de lutitas o permeabilidad vertical baja, como también en el análisis de pruebas de presiones.

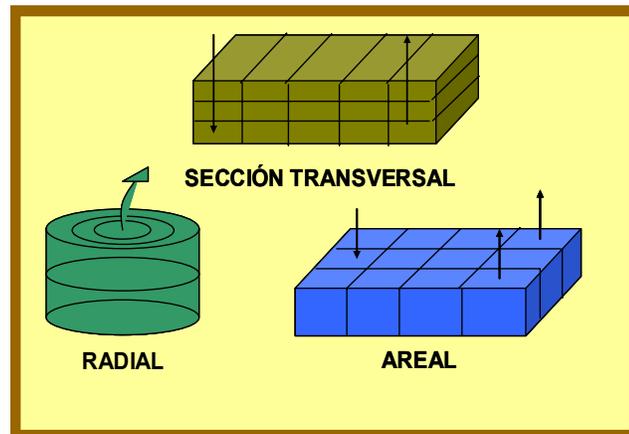


Fig. N° 2.10. Modelos bidimensionales.

2.9.4.4 Modelo tridimensional (3D)

A través de estos modelos se pueden estudiar casi todas las fuerzas presentes en el yacimiento, lo que generan un estudio más representativo en las características de los fluidos y geológicas, este modelo considera los efectos de barrido areal al igual que lo efectos gravitacionales. Sin embargo pueden ser muy difíciles para modelar fenómenos locales tales como conificación donde son requeridos bloques más pequeños para una representación adecuada, figura 2.11.

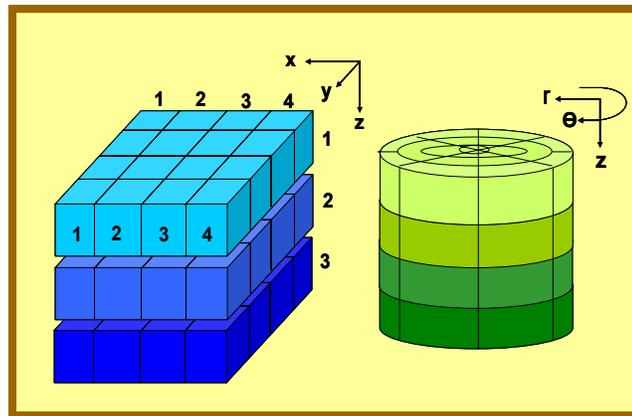


Fig. N° 2.11. Modelos tridimensionales.

2.9.5 Etapas de la simulación

Cuando se desea realizar un proyecto de simulación es necesario un estudio exhaustivo de los objetivos planteados y de los requerimientos de información para la realización del mismo, en tal sentido que se obtenga la selección del modelo más adecuado que represente lo más posible las características del yacimiento y se logren resultados confiables. En la simulación de yacimientos existen etapas dentro de las cuales estos estudios se encuentran enmarcados, al igual que otras etapas de gran importancia que son realizadas posteriormente, entre las cuales se tienen:

2.9.5.1 Construcción del mallado

Datos generales del yacimiento: Dimensiones, definición del mallado, número de capas, presión original del yacimiento, contacto iniciales de agua/petróleo y/o gas/petróleo. Estos datos son obtenidos de mapas bases, registros y análisis de núcleos y pruebas de presión de pozos.

2.9.5.2 Integración del PVT y la permeabilidad relativa al modelo

Datos de propiedades de rocas y fluidos: Permeabilidades relativas, presiones capilares, compresibilidad de la roca y datos PVT los cuales son obtenidos de pruebas de laboratorio o correlaciones.

2.9.5.3 Incorporación de datos recurrentes al modelo (datos de producción e inyección)

Datos de producción/inyección: Históricos de producción de petróleo, agua y gas, histórico de inyección, eventos de cada pozo, localizaciones, índice de productividad, daño de formación e intervalo de perforación de cada pozo.

2.9.5.4 Cotejo histórico

Los datos originales introducidos en el modelo de simulación, raramente representan las condiciones exactas reales del yacimiento, debido entre otras razones a que la distribución de información no es continua, o por la falta de información fidedigna, por baja resolución de los datos o por problemas de escala. Todo esto conlleva que es necesario realizar ciertos ajustes en los parámetros claves hasta que el simulador reproduzca el comportamiento histórico de presión y producción con cierto grado mínimo aceptable. El cotejo histórico representa en general la fase de simulación que requiere más tiempo y esfuerzo para ser completada dependiendo de la complejidad del modelo y otros factores como los años de historia y el número de pozos.

El cotejo histórico puede ser dividido en cuatro etapas las cuales son:

2.9.5.4.1 Inicialización

Esta etapa consiste en integrar el modelo geológico (estático) con el modelo de fluido (dinámico) en el simulador, con la finalidad de definir parámetros fundamentales antes de iniciar las corridas de simulación, tales como:

- Volumen poroso.
- Petróleo original en sitio (POES).
- Volumen de gas libre y disuelto en sitio (GOES).

- Volumen de agua en sitio.
- Presión y permeabilidades promedios del yacimiento.

2.9.5.4.2 Cotejo de presiones

Durante este proceso se busca cotejar las presiones promedios tanto a nivel de yacimiento como de áreas y pozos. Debido a que es básicamente un proceso de balance de materiales es necesario cotejar la producción e inyección total del yacimiento a objeto de tomar en cuenta el vaciamiento al cual éste ha sido sometido. Los parámetros más importantes que pueden influenciar el comportamiento de presiones del modelo son los siguientes: Tamaño y permeabilidad del acuífero, transmisibilidad a través de las fallas, tamaño de la acumulación petrolífera y compresibilidad de la roca y de fluidos.

2.9.5.4.3 Cotejo de saturaciones

El cotejo de saturaciones implica establecer en el modelo una distribución de saturación de los fluidos similares a la real en el yacimiento. Los parámetros que mayor grado de influencia en este proceso son: Curvas de permeabilidad relativas, permeabilidades preferenciales (en cada dirección) y curvas de presión capilar.

Cotejo de productividad

Durante este proceso se ejecutan corridas del modelo para ajustar los parámetros de influjo de fluidos a las características reales presentadas por los pozos. La productividad de cada pozo deberá ser ajustada dentro de límites razonables hasta reproducir las tasas actuales de los pozos.

2.9.5.5 Predicciones

Las predicciones constituyen la etapa final de un estudio de simulación, mediante ellas es posible visualizar el comportamiento futuro de un pozo o yacimiento al ser sometido a diferentes estrategias de explotación. Permiten examinar

una variedad de escenarios y seleccionar una estrategia que probablemente represente el comportamiento más deseable del yacimiento estudiado. Para obtener resultados confiables en las predicciones previamente se debe haber realizado el cotejo satisfactoriamente.

El proceso de predicción para un modelo de simulación, se puede dividir en tres etapas principales:

- Planificación de los casos.
- Selección de las corridas de predicción.
- Establecimiento de lineamientos y restricciones.

CAPÍTULO III

DESCRIPCIÓN DE LAS HERRAMIENTAS DE TRABAJO

3.1 APLICACIONES DE LA PLATAFORMA CMG (COMPUTER MODELLING GROUP)

3.1.1 CMG Launcher Versión 2005.10

CMG Launcher es una herramienta basada en proporcionar al usuario el manejo de los archivos de simulación desarrollados, realizar corridas a través de los simuladores GEM, IMEX, STARS, utilizar aplicaciones auxiliares como Word, Excel, Notepad, pre-procesadores y post-procesadores. Fue desarrollada por Modelling Computer Group, la cual es una empresa encargada del desarrollo de programas empleados en la industria petrolera ^[13], (figura 3.1).

Fig. N° 3.1 Ventana Principal de CMG Launcher 2005.

3.1.2 CMG Builder

El pre-procesador Builder es una aplicación basada en ambiente Windows usada en la preparación de modelos de yacimientos sustentada por los simuladores IMEX, GEM y STARS ^[13], (figura 3.2). Posee una serie de herramientas o módulos en los cuales es suministrada toda la información requerida para completar el modelo a simular, el cual verifica la veracidad de los datos para realización de una corrida eficaz, (figura 3.3).

Fig. N° 3.2. Ventana Principal del Builder.

Fig. N° 3.3. Ventana Principal del Builder y sus Módulos.

3.1.2.1 Módulo I/O Control (Control Entrada/Salida)

Representa el primer módulo del Builder en el cual se puede definir los parámetros de entrada y de salida del simulador, posee diferentes secciones en las cuales se puede agregar o modificar títulos de los casos estudiados, el dimensionamiento del tiempo de la corrida, archivos Restars, resultados de la corrida, texto de la corrida y misceláneos, (figura 3.4).

Fig. N° 3.4. Sección I/O Control.

3.1.2.2 Módulo Reservoir (Descripción del Yacimiento)

A través de este módulo se puede crear o importar el mallado de simulación, así como una serie de propiedades de las cuales algunas son opcionales y otras necesarias para crear el modelo, entre estas propiedades se tienen: Permeabilidad, porosidad, saturación de fluidos, presiones, regiones del mallado, topes, espesores, entre otros, igualmente en esta sección se encuentra la opción de geoestadística, creación y edición de acuífero, (figura 3.5).

Fig. N° 3.5. Módulo Reservoir.**3.1.2.3 Módulo Components (Propiedades de los Fluidos)**

En este módulo se cargan las propiedades de los fluidos que se encuentren presenten en el yacimiento (petróleo, agua y/o gas) como lo son la entalpía, factor volumétrico de los fluidos, variación de la viscosidad con respecto al temperatura, peso molecular y propiedades críticas, en el caso de ser inyectado algún fluido este también debe cumplir con todos los datos nombrados. A partir de esta sección también se puede importar las propiedades a través de un PVT (Presión, Volumen, Temperatura) creado previamente en WinProp o generar el PVT a través de correlaciones precargadas en el simulador, (figura 3.6).

Fig. N° 3.6 Módulo Components.

3.1.2.4 Módulo Rock-Fluid (Propiedades de la Roca)

Este módulo es principalmente para especificar las permeabilidades relativas y presiones capilares para el o los diferentes tipos de rocas en el yacimiento, ya que se pueden crear una o más tipos de ella. Esto puede ser de forma directa ingresando ya valores obtenidos o generándolos a través de correlaciones. Igualmente este módulo presenta una sección para el modelaje de histéresis, (figura 3.7).

Fig. N° 3.7 Módulo Rock-Fluid.

3.1.2.5 Módulo Inicial Conditions (Condiciones Iniciales)

Este módulo permite introducir la información referente al yacimiento en sus condiciones iniciales. La información adicional puede ser introducida en esta sección que incluye métodos de cálculos de equilibrio vertical, saturaciones iniciales del yacimiento, presión de referencia, profundidad ó bloque de referencia y la profundidad de los contactos entre las fases presentes en el yacimiento (WOC, GOC). En este módulo también se pueden asignar diferentes regiones al yacimiento, (figura 3.8).

Fig. N° 3.8 Módulo Inicial Conditions.

3.1.2.6 Módulo Numerical (Condiciones Numéricas)

En este módulo se definen los parámetros que controlan las operaciones numéricas del simulador, tales como los intervalos de tiempo, la solución iterativa de ecuaciones de flujo no lineal y la solución de ecuaciones lineales. Solo requiere un dato para que la sección o módulo sea activada (DTWELL), ya que para los demás valores es recomendable utilizar los que registra el simulador por defecto, (figura 3.9).

Fig. N° 3.9. Módulo Numerical.

3.1.2.7 Módulo Geomechanics

Representa un módulo opcional el cual solo puede ser utilizado por STARS, en el que se pueden ingresar parámetros geomecánicos del modelo creado entre los cuales están: Opciones de cálculo, tipo de roca geomecánicas y condiciones numéricas.

3.1.2.8 Módulo Well&Recurrent

En este módulo se definen los parámetros de los pozos, el tipo de completación, estatus de los pozos, restricciones y datos operacionales, parámetros de fluidos inyectados, entre otros. Igualmente a través de este módulo es cargada y administrada la historia de producción de los pozos, (figura 3.10).

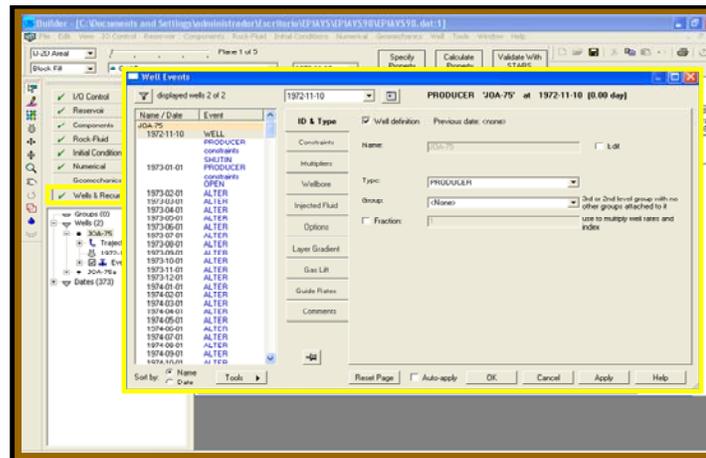


Fig. N° 3.10. Módulo Well&Recurrent.

3.1.3 Simulador STARS 2005.10 (Steam Thermal and Advanced Processes Reservoir Simulator)

STARS es un simulador trifásico de múltiples componentes de procesos avanzados el cual posee opciones de inyección de vapor, agentes químicos y de polímeros, aplicaciones térmicas, pozos horizontales, doble porosidad y doble

permeabilidad, combustión in situ, enmallada flexible, entre otras cosas [13]. Los sistemas de enmallado pueden ser cartesianos, cilíndricos o de profundidad variable/espesor variable, a los cuales se les pueden aplicar configuraciones bidimensionales y tridimensionales. Puede ser utilizado para simular procesos de campo como a escala en el laboratorio, (figura 3.11).

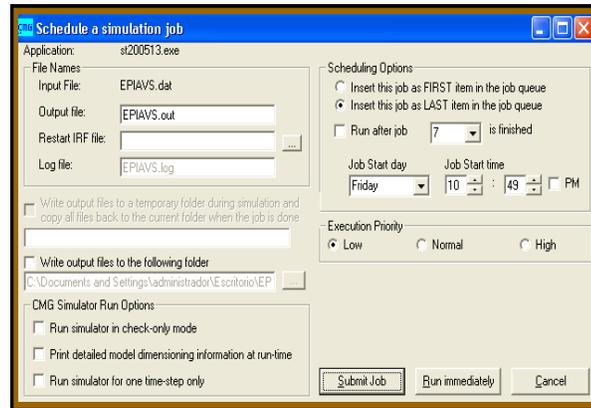


Fig. N° 3.11. Ventana Principal de STARS.

3.1.4 Results Graph (Resultados Gráficos)

Esta herramienta es un post-procesador que permite visualizar, a través de los gráficos 2D (X, Y) generados los diferentes resultados de producción y otros parámetros como la presión, de forma que a través de ellos se puedan obtener conclusiones, (figura 3.12).

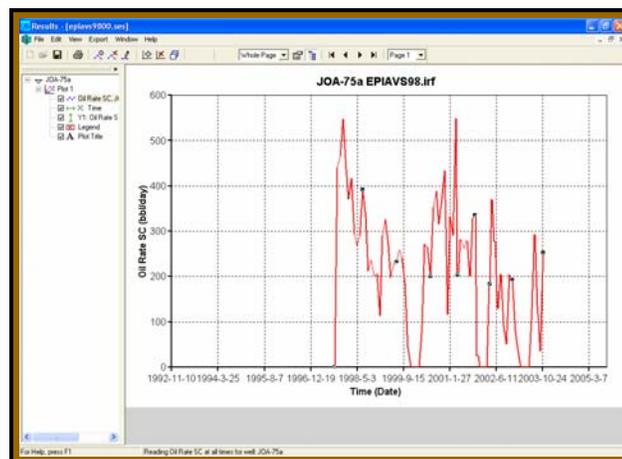


Fig. N° 3.12. Ventana Principal de Result Graph.

3.1.5 Results 3D (Resultados en 3D)

Al igual que Result Graph, Result 3D es un post-procesador el cual permite visualizar en 2D y 3D el mallado del modelo, así como la variación de algunas propiedades a través del tiempo, de modo que se puede obtener mayor información para lograr conclusiones, (figura 3.13).

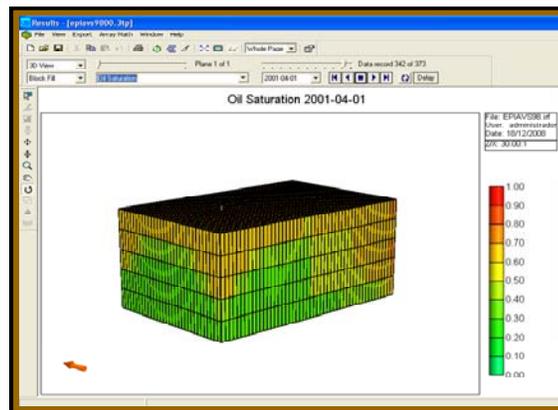


Fig. N° 3.13. Ventana Principal de Result 3D.

3.1.6 Note Pad

Representa una herramienta mediante la cual se pueden observar los detalles arrojados por las corridas de simulación entre los cuales se encuentran: Los volúmenes de fluidos, errores de simulación, etc. También se pueden editar archivos a través de ella, (figura 3.14).

```

EPIUSER-not [Ejec de notas]
-----
          STARS 2008.13
          Address: #10443, 42nd
          Thermal: #10443, 42nd or
          October 2005
          C.O. Company: STARS - 2005
          Computer: #08811780, STARS, LTD., Calgary, Canada
          All Rights Reserved
-----
Date and time of START of run:  Dec 17, 2008 17:11:130

RESULTS SIMULATOR STARS 200500
INJECT FIELD
MULT LAYER
WSPF WELL 1
WSPF GRID TIME
WSPF SECTION TIME
OUTSRF GRID PRES SG SW TEMP
OUTSRF WELL LAYER NONE
OUTSRF GRID 0
OUTSRF WELL NONE
-----
RESULTS WGSFET
**$ Distance units: FE  0.0000
RESULTS WSPF2D
**$ WSPF2D  0.0000
RESULTS ROTATION VECTOR
**$ ROTATION VECTOR 1, 0, -3, 0, 0
**$ *****
**$ Definition of fundamental corner: 0,0,0,1,0
**$ *****
-----
UNIT CONVERSION TO SI
D1 ZVAR  60  60  60  60  60  60  60  60  60  60
        60  60  60  60  60  60  60  60  60  60
        60  60  60  60  60  60  60  60  60  60
        60  60  60  60  60  60  60  60  60  60
        60  60  60  60  60  60  60  60  60  60
D3 ZVAR  60  60  60  60  60  60  60  60  60  60
        60  60  60  60  60  60  60  60  60  60
        60  60  60  60  60  60  60  60  60  60
        60  60  60  60  60  60  60  60  60  60
        60  60  60  60  60  60  60  60  60  60

```

Fig. N° 3.14. Ventana Principal de Note Pad.

3.2 SPIYAC

Consiste en un sistema de múltiples componentes o módulos de ingeniería de yacimiento, desarrollado por petróleos de Venezuela (PDVSA) en conjunto con la empresa INTESA basado en las ecuaciones desarrolladas por la compañía TOTAL y otros autores, (figura 3.15).



Fig. N° 3.15. Ventana Principal de SPIYAC.

El sistema cuenta con 10 módulos los cuales son accesibles a través de un menú principal de programas de donde luego se deriva un árbol de vista, figura 3.16.

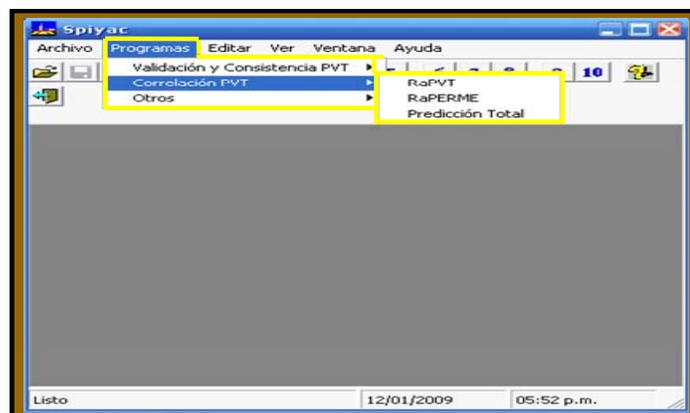


Fig. N° 3.16. Menú principal de Spiyac y sus Módulos.

Los módulos se presentan a continuación:

- RAPVT:

A través de esta sección se pueden realizar los diferentes cálculos necesarios para caracterizar los diferentes fluidos en el yacimiento y su comportamiento, esto es realizado a través de correlaciones empíricas en donde existen yacimientos sin análisis de este tipo ó con información errada.

- RAPERME.
- CPVT.
- BAL 3.
- RECOMB 2.
- SEPARADORES.
- BACKWARDS.
- PREDICTOTAL.
- POZOS HORIZONTALES.
- CARACTERIZACIÓN DE YACIMIENTOS.

3.2.1 RAPERME

A través de esta sección se determinan las diferentes curvas de permeabilidad relativa de un determinado yacimiento o pozo, (figura 3.17).

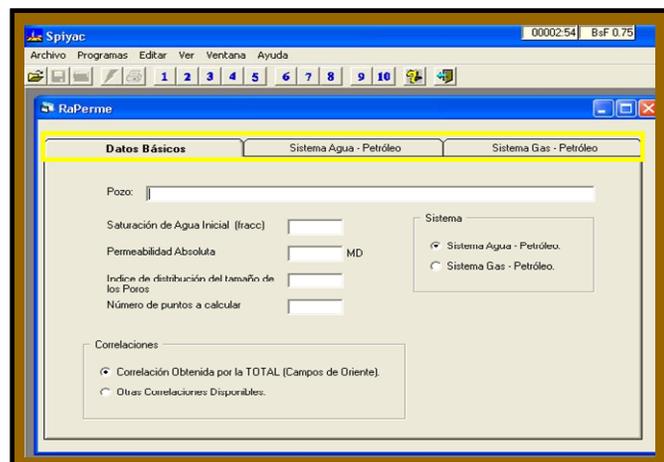


Fig. N° 3.17. Ventana principal de Raperme.

El programa posee tres secciones a las cuales se ingresa a través de unas pestañas en la ventana principal, estas secciones son: Datos básicos, sistema agua-petróleo y sistema gas-petróleo. En la primera sección mencionada se deben ingresar datos como el nombre del pozo, permeabilidad absoluta del yacimiento, índice de tamaño de los poros, saturación de agua inicial, número de puntos a calcular y el sistema a utilizar. En la segunda y tercera sección se debe ingresar para cada una el tipo de correlación a utilizar, las saturaciones críticas dependiendo del sistema utilizado, el tipo de arena y la saturación residual de petróleo.

Una vez cargados todos los datos el programa podrá ser ejecutado para así presentar los resultados ó reportes (figura 3.18) que pueden observarse a través de gráficos o de tablas. Estos resultados pueden ser exportados a Microsoft Excel y guardados.

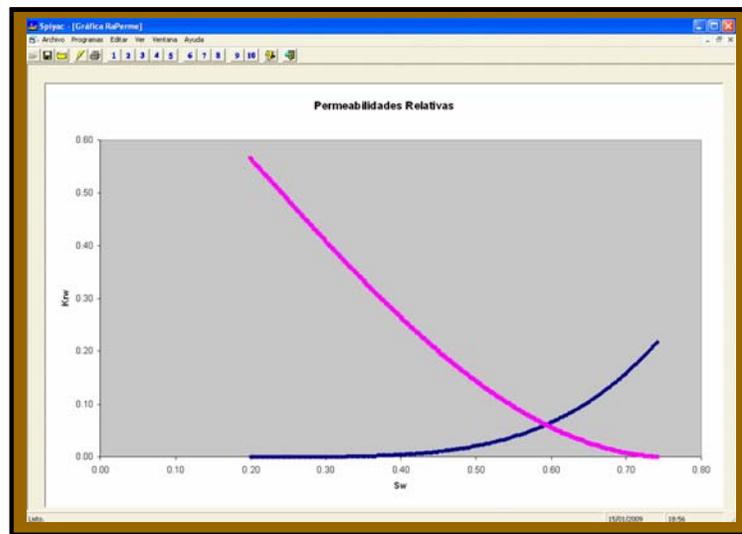


Fig. N° 3.18. Ventana de Resultados Gráficos de Raperme.

3.3 PRO II. 8.1

Pro II es un extenso sistema computacional de simulación diseñado para procesos de ingeniería en la industria química, petrolera, procesos sólidos, polímeros y gas natural. Este sistema combina una gran librería de componentes químicos y extensos métodos de predicción de propiedades termodinámicas con las más avanzadas y flexibles técnicas de unidad de operación. Pro II fue diseñado para trabajar bajo ambiente Windows y basado en la confiabilidad, exactitud y extensa capacidad de simulación [14].

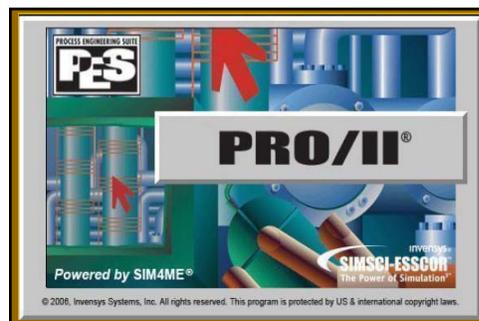


Fig. N° 3.19. Ventana Principal de PRO II.

El sistema cuenta con una serie de módulos o íconos (figura 3.20) a través de la cuales se ingresan los datos, parámetros y acciones de los procesos que se deseen realizar, estos íconos son identificados por el simulador con una serie de colores los cuales representan el estado de acuerdo sean o no requeridos para realizar el proceso.

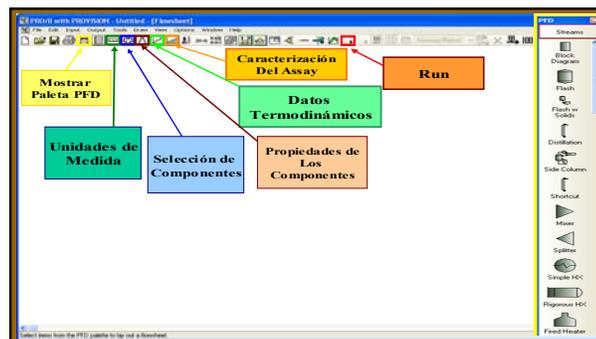


Fig. N° 3.20. Módulos o Íconos del simulador.

Algunos de los módulos presentados en el programa los cuales fueron utilizados en el trabajo son:

3.3.1 Unidades de medida

A través de este se identifica el sistema de unidades con el cual se desea trabajar, puede hacerse en sistema inglés como en el sistema internacional ó asignarle una unidad en específica a cada propiedad.

3.3.2 Selección de Componentes

En esta sección se debe ingresar o seleccionar de la librería los componentes a utilizar de acuerdo al proceso que se va a ejecutar. Siempre se debe ingresar por lo menos un componente a menos que ya se encuentre definido por el simulador.

3.3.3 Propiedades de los Componentes

A través de esta sección se definen las propiedades de los componentes como propiedades termofísicas, propiedades de sólidos y polímeros. Para realizar cálculos de propiedades termodinámicas son requeridas varias propiedades de componentes puros, dependiendo del método termodinámico a utilizar.

3.3.4 Datos termodinámicos

En esta sección se selecciona el sistema de cálculo de las propiedades. En esta se ofrece una variedad de sistemas de cálculo lo cuales pueden resultar de simples hasta complejos, dependiendo el requerimiento del proceso a ejecutar, (figura 3.21).

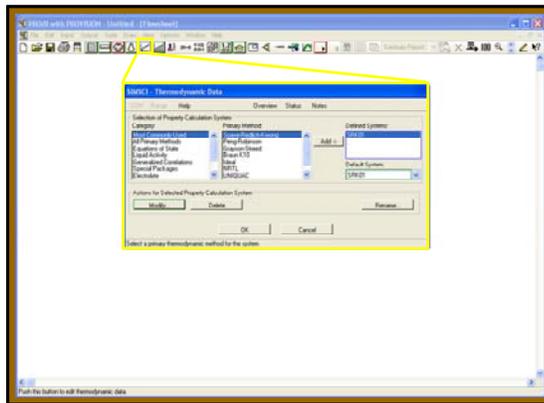


Fig. N° 3.21. Selección del sistema de cálculo termodinámico.

3.3.5 Caracterización del Assay

A través de esta se definen los parámetros con los cuales se quiere trabajar en un proceso como los puntos de corte en la destilación, al igual que definir los métodos para las diferentes propiedades a ser calculadas, por ejemplo se puede seleccionar el método de estimación de la propiedades de los pseudos componentes.

3.3.6 Paleta PDF

A esta se puede acceder a través del botón de mostrar u ocultar paleta mostrado en la figura 3.22. A través de la paleta PDF se muestra la gama de equipos y herramientas para crear la corriente o diagrama de flujo que se desea simular, la cual ya creada, se puede ingresar a través de ella y definir todas las características del fluido o del proceso.

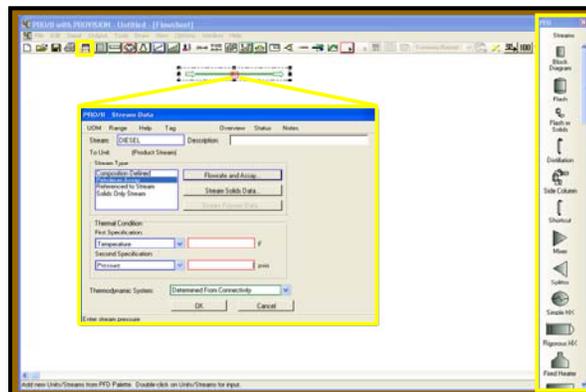


Fig. N° 3.22. Caracterización de la corriente de flujo y del fluido.

3.3.7 Sistema de Reporte Pro II

Pro II proporciona diferentes tipos de reportes de resultados para los diferentes cálculos de propiedades y procesos realizados por el usuario los cuales pueden ser generados en la misma ventana principal del simulador (figura 3.23) o también pueden ser generados en una ventana nueva (figura 3.24), todo esto dependiendo del cálculo realizado y de facilidad de manejar los resultados del usuario.

Fig. N° 3.23. Reporte mostrado en la ventana principal.

STREAM ID	DIESEL
NAME	LIQUID
PHASE	SRK91
THEMPO ID	
----- TOTAL STREAM -----	
RATE, LB-HOL/HR	4.779
H LB/HR	1.000
STD LIO RATE, FT3/HR	19.000
TEMPERATURE, F	100.000
PRESSURE, PSIA	14.700
MOLECULAR WEIGHT	209.230
ENTHALPY, BTU/HR	2.381E+00
BTU/LB	23.811
HOLE FRACTION LIQUID	1.0000
REDUCED TEMP (KAYS RULE)	0.3311
PRRS (KAYS RULE)	0.021
ACENTRIC FACTOR	0.5559
WATSON K (WPK)	11.774
STD LIO DENSITY, LB/FT3	52.497
SPECIFIC GRAVITY	0.8470
API GRAVITY	34.400
----- VAPOR -----	
RATE, LB-HOL/HR	N/A
H LB/HR	N/A
H FT3/HR	N/A
STD VAP RATE (T), H FT3/HR	N/A
SPECIFIC GRAVITY (AIR=1.0)	N/A
MOLECULAR WEIGHT	N/A
ENTHALPY, BTU/LB	N/A
CP, BTU/LB-F	N/A
DENSITY, LB/H FT3	N/A
Z (FROM DENSITY)	N/A
TH COND, BTU/HR FT-F	N/A
DISCOSITY, CP	N/A
----- LIQUID -----	
RATE, LB-HOL/HR	4.779

Fig. N° 3.24. Reporte mostrado en una ventana nueva.

CAPÍTULO IV METODOLOGÍA

Con el objeto de desempeñar y cumplir con el estudio de la investigación, fue necesario realizar un esquema metodológico de forma estructurado, el cual facilita la ejecución y el seguimiento a los objetivos planteados, mostrándola a través de un flujograma a continuación.



Fig. N° 4.1 Metodología aplicada en el proyecto.

4.1 REVISIÓN BIBLIOGRÁFICA

Esta etapa la cual corresponde a la primera de todas, representa una de las etapas más importantes del proyecto dado a que a través de esta se obtuvo gran parte de la información necesaria para desarrollar el proyecto planteado, principalmente fueron consultados una serie de libros, publicaciones y trabajos de grado relacionados con el tema de estudio, lo cual contribuyó con el enriquecimiento y fortalecimiento del conocimiento del mismo, conjuntamente fueron consultados una variedad de papers referentes con la simulación numérica de yacimientos y con procesos de inyección de solventes y los manuales de los simuladores empleados como lo fueron STARS y PRO II 8.1 para la capacitación y el manejo de los mismos.

4.2 RECOPIACIÓN Y VALIDACIÓN DE LA INFORMACIÓN

En esta etapa fue obtenida toda la información posible del área de estudio (Yacimiento Jobo-01) como lo es su dimensionamiento, propiedades petrofísicas, propiedades de los fluidos, históricos de producción, diagramas de completación, carpetas de pozos, entre otros, con el objetivo de caracterizar el área estudiada, así como la determinación de la veracidad de la información. Esta información fue aportada por el asesor del proyecto, como por una serie de trabajos de grado realizados recientemente en el área señalada. Igualmente fueron obtenidas curvas de destilación de diferentes derivados del petróleo procesados en la refinería de Puerto la Cruz a través de personal de dicha refinería.

4.3 SELECCIÓN DEL ÁREA DE ESTUDIO

De acuerdo a una serie de investigaciones realizadas en estudios anteriores el yacimiento Jobo-01 fue caracterizado estática y dinámicamente, aportando una valiosa información como los son los mapas estructurales, de isopropiedades y de

ambiente (anexo A), entre otros, de los cuales observando y analizándolos se pudo seleccionar la mejor área del yacimiento para realizar el estudio. Igualmente fueron analizadas las diferentes arenas que presenta el yacimiento (A, B, C, D, E, F), con el fin de seleccionar la arena que presente las mejores condiciones según las características adecuadas para la aplicación de un proceso de inyección de vapor.

4.4 SELECCIÓN DEL POZO PARA SER APLICADO EL PROCESO

Para la selección del pozo a ser aplicado el proceso de inyección de vapor con solventes se evaluaron los diferentes pozos horizontales existentes en el área seleccionada, encontrándose un total de 4 pozos para la fecha de enero del 2006, la selección del mismo dependió de la arena en la cual se encontraban completados, del valor del corte de agua que estos presentaban, del histórico de producción, de los trabajos de reacondicionamientos y problemas operacionales registrados en las carpetas de pozos, así como de la disponibilidad de data que estos presentaban.

4.5 ANÁLISIS DE LAS PROPIEDADES DE LA ROCA Y DE LOS FLUIDOS

4.5.1 Análisis de los Fluidos

La caracterización de los fluidos del yacimiento fue realizada a través de la generación de un PVT (presión-volumen-temperatura) sintético ya que el Yacimiento Jobo-01 aunque cuenta con una serie de estos análisis, ninguno resultó válido o representativo de acuerdo a las condiciones a las cuales estas pruebas fueron tomadas, presentando en algunos casos fluidos extraídos de otros yacimientos lo cual representa características totalmente diferentes a las presentadas originalmente por el yacimiento Jobo-01. Dado a lo mencionado y la importancia que significa representar o caracterizar adecuadamente los fluidos del yacimiento fueron seleccionadas una serie de correlaciones para cada propiedad asumiendo criterios de selección como la compatibilidad, representatividad, rango de aplicación de acuerdo al tipo de crudo, experiencia tomadas de otros estudios, como a las condiciones de presión y de temperatura para las cuales fueron diseñadas estas correlaciones.

Las correlaciones utilizadas corresponden a las presentadas por el simulador usado para el estudio, ya que este posee una aplicación a través de la cual fue generado el PVT sintético, donde son introducidos valores de partida como la presión de burbujeo, RGP, gravedad específica del gas, gravedad API, como la correlación a utilizar para cada propiedad, teniendo la salvedad que también pueden ser ingresados los valores de alguna propiedad en específica sin que sea generada por el simulador. El comportamiento de estas propiedades es representada de forma gráfica y en tablas por el simulador.

Las correlaciones utilizadas en la generación del PVT sintético fueron:

- Presión de Burbujeo, (Pb):

La presión de burbujeo fue generada a través de la correlación desarrollada por Standing, calculando previamente la gravedad específica del gas a través de la gravedad API del crudo y de la relación gas disuelto-petróleo.

$$P_b = \left(\frac{R_{sb}}{\gamma_g} \right)^{0,83} * 10^{(0,00091*T - 0,0125*API)} \quad (\text{Ec. 4.1})$$

Donde:

Pb: Presión de burbujeo, (Lpca).

Rsb: Relación gas-petróleo en solución a $P \geq P_b$, (PCN/BN).

T: Temperatura del yacimiento, (°F).

γ_g : Gravedad específica del gas, (aire=1).

°API: Gravedad API del petróleo, (°API).

$$\gamma_g = 0,01438 * API + 0,4657 \quad (\text{Ec. 4.2})$$

- Razón Gas Disuelto-Petróleo, (Rs):

Para el cálculo fue empleada la correlación desarrollada por Standing.

$$R_s = \gamma_g * \left[\left(\frac{P}{18,2} + 1,4 \right) * 10^{(0,0125 * API - 0,000917)} \right]^{1,2048} \quad (\text{Ec. 4.3})$$

Donde:

Rs: Razón gas disuelto-petróleo a $P < P_b$, (PCN/BN).

P: Presión de interés, (Lpca).

T: Temperatura del yacimiento, (°F).

γ_g : Gravedad específica del gas, (aire=1).

°API: Gravedad API del petróleo, (°API).

- Factor Volumétrico del Petróleo, Bo:

Esta propiedad fue generada a través de la correlación de Standing, M.B.

$$B_{ob} = 0,9759 + 12 \times 10^{-5} * F^{1,2} \quad (\text{Ec. 4.4})$$

$$F = R_{sb} \sqrt{\frac{\gamma_g}{\gamma_o}} + 1,25T \quad (\text{Ec. 4.5})$$

Donde:

Bob: Factor volumétrico del petróleo a P_b , (BY/BN).

Rsb: Razón gas disuelto-petróleo a $P \geq P_b$, (PCN/BN).

T: Temperatura del yacimiento, (°F).

γ_g : Gravedad específica del gas, (aire=1).

γ_o : Gravedad específica del petróleo, (agua=1).

$$\gamma_o = \frac{141,5}{131,5 + \text{API}} \quad (\text{Ec. 4.6})$$

- Viscosidad del Crudo Libre de Gas, μ_{od} :

Para esta propiedad fue utilizada la correlación desarrollada por Glaso, O.

$$\mu_{od} = 3,141 * 10^{10} T^{-3,444} (\log \gamma \text{API})^{(10,313 \log T - 36,447)} \quad (\text{Ec. 4.7})$$

Donde:

μ_{od} : Viscosidad del petróleo libre de gas a 1 atm. y T, (cp).

$^{\circ}\text{API}$: Gravedad API del petróleo, ($^{\circ}\text{API}$).

T: Temperatura del yacimiento, ($^{\circ}\text{F}$).

- Compresibilidad del Petróleo, C_o :

Para el cálculo de esta propiedad se utilizó la correlación de Glaso, O.

$$C_o = -\frac{1}{B_o} \left[\left(\frac{\partial B_o}{\partial R_s} \right)_T \left(\frac{\partial R_s}{\partial p} \right)_T - B_g \left(\frac{\partial R_s}{\partial p} \right)_T \right] \quad (\text{Ec. 4.8})$$

Donde $(\partial B_o / \partial R_s)_T$ y $(\partial R_s / \partial p)_T$ se obtienen derivando analíticamente las correlaciones de B_o y R_s con respecto a R_s y a P a temperatura constante:

$$\left(\frac{\partial B_o}{\partial p} \right)_T \approx \left(\frac{\partial B_o}{\partial R_s} \right)_T \left(\frac{\partial R_s}{\partial p} \right)_T \quad (\text{Ec. 4.9})$$

$$\left(\frac{\partial B_o}{\partial R_s}\right)_T = (2,91329 - 0,5536 \log F) 10^{[-6,5851 + 2,91329 \log F - 0,27683 (\log F)^2]} * \left(\frac{1}{F}\right) \left(\frac{\gamma_g}{\gamma_o}\right)^{0,526} \quad (\text{Ec. 4.10})$$

$$F = R_s b \left(\frac{\gamma_g}{\gamma_o}\right)^{0,526} + 0,968 T \quad (\text{Ec. 4.11})$$

$$\left(\frac{\partial R_s}{\partial p}\right) = 2,02777 \frac{R_s}{p (14,1811 - 3,3093 \log p)^{0,5}} \quad (\text{Ec. 4.12})$$

Donde:

Co: Compresibilidad del petróleo, (Lpc⁻¹).

Rs: Razón gas disuelto petróleo, (PCN/BN).

T: Temperatura del yacimiento, (°F).

γg: Gravedad específica del gas, (aire=1).

γo: Gravedad específica del petróleo, (agua=1).

P: Presión de interés, (Lpca).

°API: Gravedad API del petróleo, (°API).

- Factor Volumétrico del Gas, Bg:

$$B_g = 0,02827 \frac{Z T}{P} \quad (\text{Ec. 4.13})$$

Donde:

Bg: Factor volumétrico del gas, (PCN/PCY).

Z: Factor de compresibilidad del gas, (adim).

P: Presión, (Lpca).

T: Temperatura, (°R).

- Propiedades Seudocríticas:

Estas propiedades fueron calculadas utilizando las correlaciones desarrolladas por Sutton, R.P.

$$P_{sc} = 756,8 - 131\gamma_g - 3,6\gamma_g^2 \quad (\text{Ec. 4.14})$$

$$T_{sc} = 169,2 + 349,5 \gamma_g - 74\gamma_g^2 \quad (\text{Ec. 4.15})$$

Donde:

γ_g : Gravedad específica del gas, (aire=1).

P_{sc} : Presión seudocrítica, (Lpca).

T_{sc} : Temperatura seudocrítica.

- Propiedades Seudo reducidas:

$$P_{sr} = \frac{P}{P_{sc}} \quad (\text{Ec. 4.16})$$

$$T_{sr} = \frac{T}{T_{sc}} \quad (\text{Ec. 4.17})$$

Donde:

P_{sr} : Presión seudoreducida, (Lpca).

T_{sr} : Temperatura seudoreducida, (°R).

Una vez calculadas las propiedades seudoreducidas se puede ingresar a la siguiente gráfica y determinar el factor de compresibilidad del gas (Z).

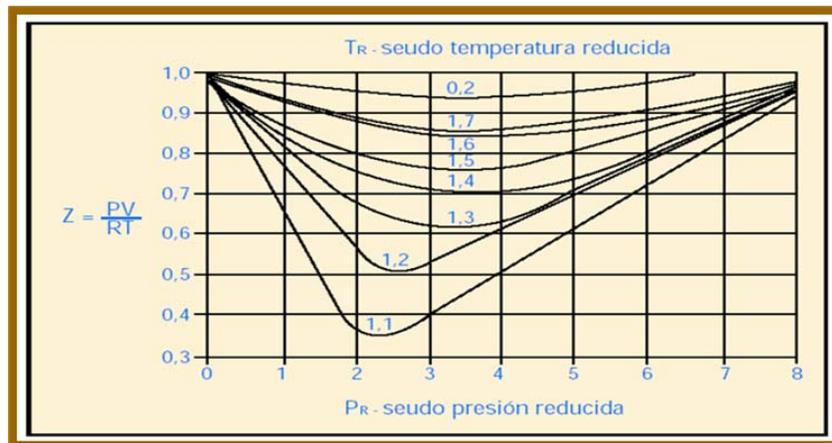


Fig. N° 4.2 Gráfico utilizado para determinar el Factor Z.

- Viscosidad de Gas, (μ_g):

Esta propiedad fue calculada mediante el método de Lee, González y Eakin.

$$\mu_g = \frac{K \exp(X \rho_g^Y)}{10^4} \quad (\text{Ec. 4.18})$$

$$K = \frac{(9,4 + 0,02 M) T^{1,5}}{209 + 19M + T} \quad (\text{Ec. 4.19})$$

$$X = 3,5 + \frac{986}{T} + 0,01 M \quad (\text{Ec. 4.20})$$

$$Y = 2,4 - 0,2 X \quad (\text{Ec. 4.21})$$

$$\rho_g = 1,4935 \times 10^{-3} \frac{pM}{zT} \quad (\text{Ec. 4.22})$$

Donde:

μ_g : Viscosidad del gas a p y T, (cp).

ρ_g : Densidad del gas, (grs/cc).

M: Peso molecular del gas (=28,96 γ g), (lbs/lb-mol).

Z: Factor de compresibilidad del gas, (adim).

P: Presión, (Lpca).

T: Temperatura, ($^{\circ}$ R).

- Factor Volumétrico del Gas, Bw:

La siguiente propiedad fue calculada a través de la correlación de McCain, W.D.

$$B_w = (1 + \Delta V_{wp})(1 + \Delta V_{wT}) \quad (\text{Ec. 4.23})$$

Donde:

$$\Delta V_{wT} = -1,0001 \times 10^{-2} + 1,33391 \times 10^{-4} T + 5,50654 \times 10^{-7} T^2 \quad (\text{Ec. 4.24})$$

$$\Delta V_{wp} = -1,95301 \times 10^{-9} pT - 1,72834 \times 10^{-13} p^2 T - 3,58922 \times 10^{-7} p - 2,25341 \times 10^{-10} p^2 \quad (\text{Ec. 4.25})$$

Donde:

ΔV_{wp} : Corrección de volumen por presión.

ΔV_{wT} : Corrección de volumen por temperatura.

- Viscosidad del Agua, μ_w :

Para esta propiedad también fue utilizada la correlación desarrollada por McCain, W.D.

$$\mu_w = A T^B \quad (\text{Ec. 4.26})$$

Donde:

$$A = 109,574 - 8,40564 S + 0,313314 S^2 + 8,72213 \times 10^{-3} S^3 \quad (\text{Ec. 4.27})$$

$$B = -1,12166 + 2,63951 \times 10^{-2} S - 6,79461 \times 10^{-4} S^2 - 5,47119 \times 10^{-5} S^3 + 1,55586 \times 10^{-6} S^4 \quad (\text{Ec. 4.28})$$

T: Temperatura, (°F).

S: Salinidad, % por peso de sólidos disueltos (1 %=10.000 ppm).

- Densidad del Agua, ρ_w :

La densidad del agua fue calculada a través de la ecuación de McCain, W.D.

$$\rho_{wcn} = 62,368 + 0,438603 S + 1,60074 \times 10^{-3} S^2 \quad (\text{Ec. 4.29})$$

Donde:

ρ_{wcn} : Densidad del agua a condiciones normales, (lbs/pie³).

S: Concentración de sólidos disueltos (salinidad) (1 % = 10.000 ppm).

- Compresibilidad del Agua, C_w :

Esta propiedad fue calculada a través de la correlación generada por Dodson, C.R y Standing, M.B.

$$C_{wp} = \frac{A + BT + CT^2}{10^6} \quad (\text{Ec. 4.30})$$

Donde:

$$A = 3,8546 - 1,34 \times 10^{-4} \quad (\text{Ec. 4.31})$$

$$B = -0,01052 + 4,77 \times 10^{-7} \quad (\text{Ec. 4.32})$$

$$C = 3,9267 \times 10^{-5} - 8,8 \times 10^{-10} p \quad (\text{Ec. 4.33})$$

p: Presión, (Lpca).

T: Temperatura, (°F).

4.5.2 Análisis de las Propiedades de las Rocas

Debido a que no se contó con información relativa a pruebas de núcleos del yacimiento Jobo-01, que indicaran el comportamiento de las permeabilidades relativas del yacimiento agua-petróleo y gas-petróleo, estas fueron generadas por el

simulador STARS mediante una herramienta que este posee en la cual deben ser ingresados ciertos valores de partida, que fueron determinados a través de las correlaciones desarrolladas por la compañía TOTAL para campos de oriente del país precargadas en el simulador SPIYAC.

El procedimiento utilizado para la determinación de los valores de partida fue el siguiente:

Utilizando el simulador SPIYAC se seleccionó en la pestaña de programas la opción correlación PVT, y luego Raperme, una vez hecho esto se desplegó la ventana principal de este módulo en el cual se ingresó el nombre del pozo, la saturación de agua inicial (0,2172), la permeabilidad absoluta (5.000 mD), el número de puntos a calcular (200), el índice de poros (2), la correlación a utilizar (Total), y el sistema a generar, ya sea agua-petróleo o gas-petróleo, donde se ingresan la saturación de agua crítica y la saturación residual de petróleo. Figura 4.3.

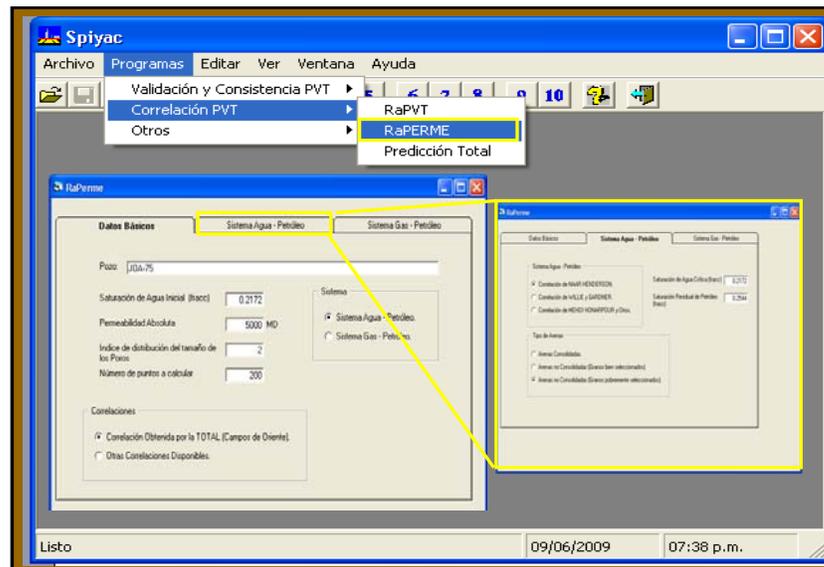


Fig. N° 4.3 Ventanas de Spiyac para ingresar los datos.

Una vez ingresados todos los datos el programa SPIYAC genera un reporte gráfico (figura 4.4) o tabulado en el cual es obtenido los valores necesarios para generar las curvas de permeabilidad relativa a través de la herramienta que presenta el simulador STARS.

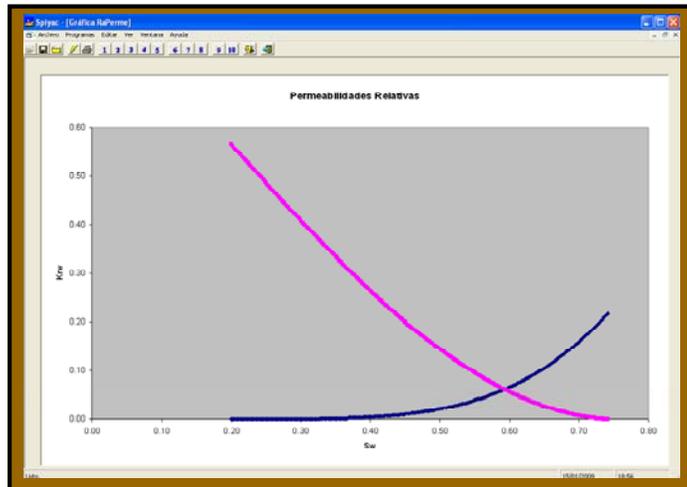


Fig. N° 4.4 Resultado Gráfico aportado por Raperme.

El simulador STARS presenta un gráfico guía para determinar los valores de partida el cual es presentado a continuación:

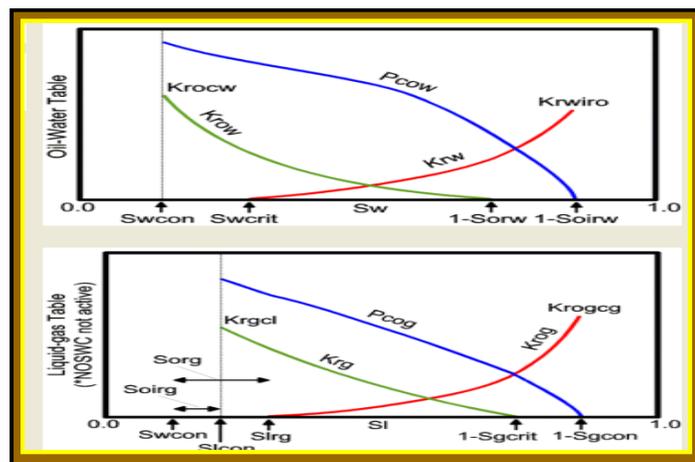


Fig. N° 4.5 Gráficas comparativas para determinar los valores de partida.

Las correlaciones de la Total en las cuales se fundamenta el cálculo de las permeabilidades relativas en SPIYAC son las siguientes:

- Sistema Agua-Petróleo:

$$K_{rw} = \frac{K_{rw \max}}{0,2} * (S_w^*)^{4,2} \quad (\text{Ec. 4.34})$$

$$K_{ro} = K_{ro \max} * (S_{of})^2 * [1 - (1 - S_{of})^{2,2}] \quad (\text{Ec. 4.35})$$

Donde:

$$S_{of} = \left[\frac{0,68 - S_w^*}{2} \right] * \left[1 + \sqrt{1 + \left(\frac{1,882}{0,68 - S_w^*} \right)} \right] \quad (\text{Ec. 4.36})$$

$$S_w^* = \left(\frac{S_w - S_{wc}}{1 - S_{wc}} \right) \quad (\text{Ec. 4.37})$$

$K_{rw_{\max}}$: Permeabilidad relativa máxima al agua.

$K_{ro_{\max}}$: Permeabilidad relativa máxima al petróleo.

S_w : Saturación de agua.

S_{of} : Saturación de petróleo residual.

- Sistema Gas-Petróleo:

$$K_{rg} = K_{rg_{\max}} * \left[1 - \left(\frac{S_o - S_{org}}{1 - S_{gc} - S_{wc} - S_{org}} \right) \right]^2 * \left[1 - \left(\frac{S_o - S_{org}}{1 - S_{gc} - S_{wc} - S_{org}} \right) \right]^{2,2} \quad (\text{Ec. 4.38})$$

$$K_{rog} = \left(\frac{S_o - 0,4 * (1 - S_{wc})}{0,6 * (1 - S_{wc})} \right)^2 * (S_o)^{2,2} \quad (\text{Ec. 4.39})$$

Donde:

$K_{rg_{max}}$: Permeabilidad relativa máxima al gas.

S_{wc} : Saturación de agua connata.

S_{org} : Saturación residual de gas en desplazamiento gas-petróleo.

Para la determinación de las saturaciones residuales en las zonas invadidas por agua (S_{orw}) y en las zonas invadidas por gas (S_{org}), igualmente fueron utilizadas las correlaciones desarrolladas por la TOTAL, las cuales fueron:

$$S_{orw} = 0,32 \times (1 - S_{wc}) \quad (\text{Ec. 4.40})$$

$$S_{org} = 0,40 \times (1 - S_{wc}) \quad (\text{Ec. 4.41})$$

Ambas en función de la saturación del agua connata (S_{wc}).

4.6 ELABORACIÓN DEL MODELO DE SIMULACIÓN

Esta fase correspondió a suministrar al simulador toda la información requerida para la caracterización dinámica y estática del yacimiento con el objetivo de presentar un modelo de simulación representativo y confiable del yacimiento en estudio que una vez realizadas las pruebas planteadas arroje resultados confiables.

En la elaboración del modelo fueron realizados los siguientes pasos:

4.6.1 Inicialización del Modelo

Esta etapa correspondió a suministrar al pre-procesador Builder la herramienta a utilizar, la cual fue en este trabajo el simulador STARS, como el tipo de sistema de unidades y la fecha de inicialización del modelo, dependiendo este último del histórico de producción que el pozo escogido presenta. Figura 4.6.

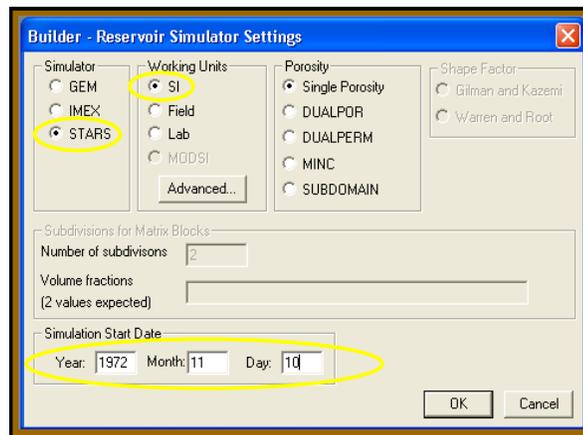


Fig. N° 4.6 Ventana principal del simulador.

4.6.2 Elaboración del Modelo Estático

La elaboración del modelo estático del yacimiento correspondió a la creación del mallado de simulación y a suministrar la información petrofísica al modelo. Para la elaboración del mallado fue utilizada la sección “Reservoir” en la cual a través de Create Grid fue seleccionada la opción Orthogonal Corner Point con 50 bloques en dirección “I”, 32 en dirección “J” y 5 capas verticales, obteniéndose un total de 8.000 bloques. Figura 4.7.

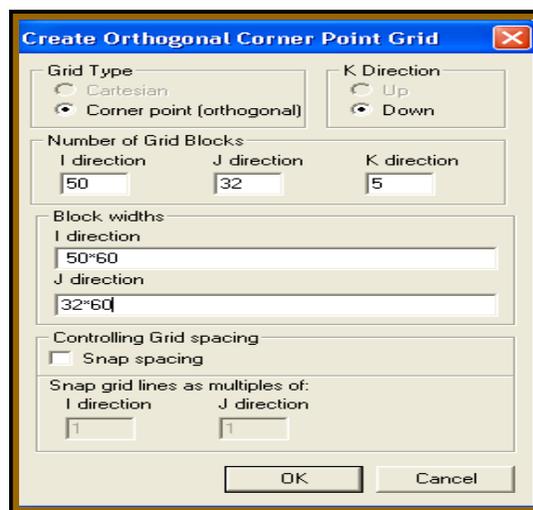


Fig. N° 4.7 Ventana para crear las dimensiones del mallado.

Una vez definidos los bloques del mallado de simulación, fue necesario establecer los valores de porosidad, permeabilidad, espesores y arena neta petrolífera que estos presentarían (figura 4.8), los cuales fueron determinados del promedio de 8 pozos encontrados en el área estudiada circundante al pozo seleccionado, de forma que la caracterización del área fuese mayor, estos fueron los pozos: JOA-66, JOA-75, JOA-102, JOA-103, JOA-116, JOA-124, JOA-362 y JOA-363.

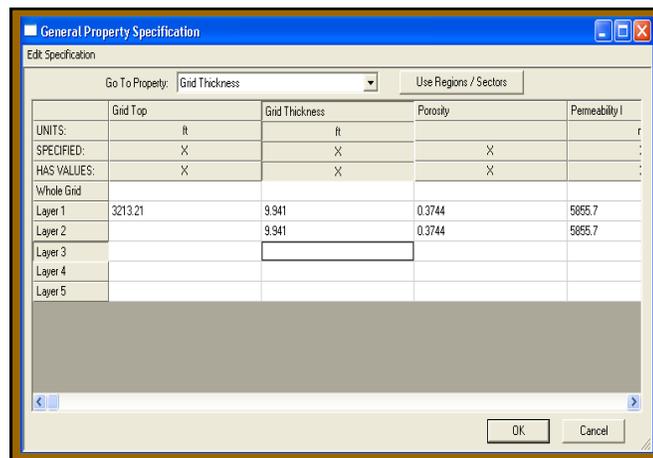


Fig. N° 4.8 Ventana donde son cargadas las propiedades petrofísicas.

Las ecuaciones utilizadas para el cálculo de las propiedades promedios fueron las siguientes:

- Arena Neta Total promedio para la arena, (ANT):

$$\sum_{i=1}^n \frac{ANT_i}{N} \quad (\text{Ec. 4.42})$$

- Arena Neta Petrolífera promedio para la arena, (ANP):

$$\sum_{i=n}^n \frac{ANP_i}{N} \quad (\text{Ec. 4.43})$$

- Permeabilidad promedio para la arena, (K):

$$\frac{\sum_{i=1}^n K_i * ANP_i}{\sum_{i=1}^n ANP_i} \quad (\text{Ec. 4.44})$$

Donde:

ANP_i: Área neta petrolífera a cada intervalo.

- Porosidad promedio para la arena (Φ):

$$\frac{\sum_{i=1}^n \phi_i * ANP_i}{\sum_{i=1}^n ANP_i} \quad (\text{Ec. 4.45})$$

Donde:

ANP_i: Área neta petrolífera a cada intervalo.

4.6.3 Propiedades de los Fluidos en el Yacimiento

Como fue explicado en la sección 4.6.1 de este capítulo, para la caracterización de los fluidos del yacimiento fue necesario generar un análisis PVT sintético a través de la herramienta que posee el simulador STARS, utilizando todas las correlaciones ya mencionadas. La herramienta para generar el PVT sintético se encuentra en el módulo o sección de “*Components*”, en la cual se selecciona la opción “*Import Black Oil PVT*”, ahí se desprenderá una ventana (figura 4.9), donde se ingresa la temperatura del yacimiento y el sistema de unidades en el cual se desea trabajar y se selecciona el botón de “*Launch the Black Oil PVT Graphical User Interface (GUI)*”, activando la opción de “*Next*” se procederá al siguiente paso (figura 4.10), donde es seleccionada la opción de “*Tools*” y luego “*Generate PVT Table Using Correlations*”, en la cual se ingresan los valores necesarios para aplicar las correlaciones, los cuales fueron: Temperatura del yacimiento (138 °F), presión

máxima del cálculo de propiedades (2.000 Lpc), RGP (150 PCN/BN) para el cálculo de la presión de burbuja, °API de 13,5, gravedad del gas (0,6597) y por último las correlaciones empleadas para cada propiedad, las cuales ya fueron mencionadas en la sección 4.5.1

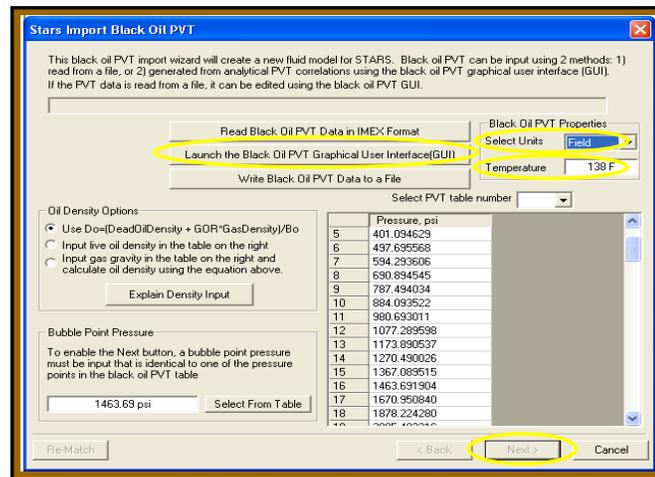


Fig. N° 4.9. Ventana para crear el análisis PVT.

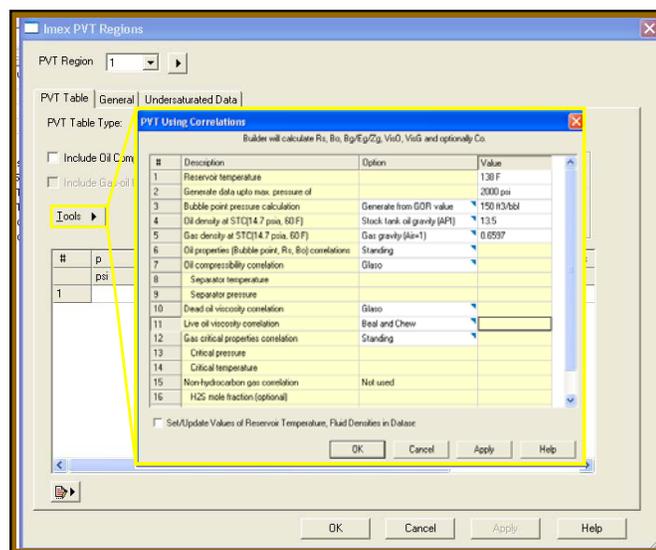


Fig. N° 4.10. Ventana donde se ingresan los datos y las correlaciones.

Una vez ingresados todos estos parámetros, es seleccionado el botón de OK, lo que hará que se genere una tabla con los valores de las propiedades calculadas.

Las propiedades del agua son calculadas igualmente a través de correlaciones activando la opción de “General”, donde mediante el botón “tool”, se despliega una ventana donde se ingresa la temperatura del yacimiento, la salinidad del agua (10.000 ppm) y la presión de referencia (1.400), presionando Ok por último.

Calculadas las propiedades de los fluidos, la herramienta para generar el PVT se posiciona nuevamente en la ventana principal (figura 4.9) donde fue ingresado anteriormente el sistema de unidades a utilizar, y es seleccionado la presión de burbujeo, quedando activo el botón de “Next”, que una vez presionado es desplegada una ventana (figura 4.11) donde se ingresan los valores de viscosidad de crudo muerto en función de la temperatura calculada por la ecuación mostrada en la sección 4.6.1, también son ingresados los valores del coeficiente de expansión térmica, peso molecular y por último presión y temperatura de superficie; Cabe destacar que estos valores pueden ser ingresados por el usuario o dejados por defecto.

Stars Import Black Oil PVT

Step 2: Input Data Specific For STARS

Optional Input - Enter values of dead oil viscosity vs. temperature in the table below

	Temperature	Dead Oil Viscosity
1	50	4353.62
2	100	585.17
3	138	230.3
4	200	78.65
5	250	41.22
6	300	24.32
7	350.001	15.56
8	399.999	10.57
9	500	5.54
10	600.001	3.27
11	700	2.09
12	800.001	1.42
13		
14		

Optional Input

Thermal expansion coefficient: 0.000433633 1/F

Oil molecular weight: 600 lb/lbmole

Surface Temperature: 62.33 F

Surface Pressure: 14.6488 psi

Component System

Create a live oil system (water, oil, gas)

Create a dead oil system with 2 components (water and oil)

Gas K Value Temperature Dependence

Enter the temperature dependence using a value between 0 and 1.

Enter gas composition and calculate a temperature dependence with published values.

If a value between 0 and 1 is used, a value of 0 means that there will be no change of GOR and bubble point with temperature. A value of 1 means that there will be a large decrease of GOR and increase of bubble point with increasing temperature.

Temperature Dependence Value: 0.264

Buttons: Re-Match, < Back, Next >, Cancel

Fig. N° 4.11. Ventana donde se ingresa la viscosidad del crudo muerto.

Luego de ingresar estos valores se oprime el botón de “Next”, dando como resultado una ventana donde se realiza el “Match” de todos los valores de las propiedades calculadas como se muestra en la figura 4.12.

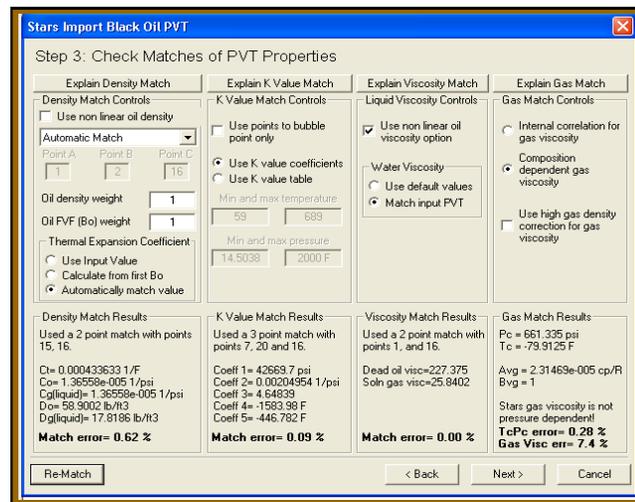


Fig. N° 4.12. Ventana del Match realizado por el simulador.

4.6.4 Propiedades Multifásicas de las Rocas

Ingresando al módulo Rock-Fluid se selecciona la opción de “*Create/Edit Rock Types*”, por la cual se despliega una ventana donde se presiona el botón “*Tools*” para generar las curvas de permeabilidades a través de las correlaciones como se explicó en la sección 4.6.2 de este capítulo partiendo de los valores calculados a través del Spiyac explicados ya también. Para este estudio fue generado solo un tipo de curva. La ventana donde se ingresan los valores es mostrada en la figura 4.13.

#	Description	Value
1	SWCON - Endpoint Saturation: Connate Water	0.2
2	SWCRIT - Endpoint Saturation: Critical Water	0.2172
3	SOIRW - Endpoint Saturation: Irreducible Oil ...	0.2544
4	SOIRG - Endpoint Saturation: Residual Oil for...	0.2544
5	SOIRG - Endpoint Saturation: Irreducible Oil f...	0.318
6	SOIRG - Endpoint Saturation: Residual Oil for ...	0.318
7	SGCON - Endpoint Saturation: Connate Gas	0.00238
8	SGCRIT - Endpoint Saturation: Critical Gas	0.00238
9	KROCW - Kro at Connate Water	0.56535
10	KRWIRO - Krw at Irreducible Oil	0.21748
11	KRGCL - Krg at Connate Liquid	0.34227
12	KROGCG - Krog at Connate Gas	
13	Exponent for calculating K _{rw} from KRWIRO	3.5
14	Exponent for calculating K _{row} from KROCW	3.5
15	Exponent for calculating K _{rog} from KROGCG	3.5
16	Exponent for calculating K _{rg} from KRGCL	3.5

Fig. N° 4.13. Ventana para generar las curvas de Permeabilidad Relativas.

4.6.5 Condiciones Iniciales del Modelo

Para suministrar las condiciones iniciales del modelo se ingresa al módulo “*Inicial Conditions*” en el cual se coloca la profundidad de referencia (3.250), la presión de referencia (1.470) y el método de cálculo de equilibrio vertical (Promedio de profundidad mediante la gravedad y la presión capilar). Figura 4.14.

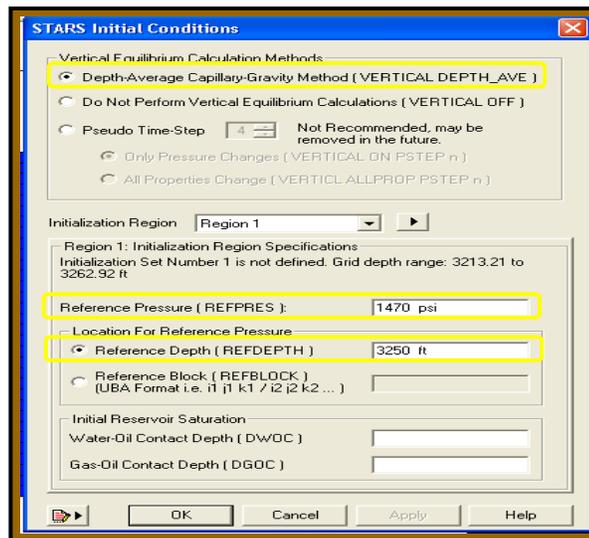


Fig. N° 4.14. Ventana para ingresar las condiciones iniciales.

4.6.6 Condiciones Numéricas

Las condiciones numéricas son suministradas al simulador a través de la sección “*Numerical*”, donde es ingresado un “DTWELL” de 0,02 días, siendo este el único valor requerido ya que las demás opciones se recomienda ser utilizadas por expertos en simulación solamente.

4.6.7 Definición del Modelo del Acuífero

Mediante la sección “*Reservoir*”, fue agregado un acuífero ubicado por regiones modelo Fetkovich infinito, siendo estas regiones situadas desde el exterior del modelo, de modo que el aporte de energía para el mantenimiento de presión se mantenga y que el avance del frente de agua hacia los pozos no sea tan repentino.

Dado a que no se cuenta con información sobre las propiedades del acuífero, fueron tomadas los mismos valores que presenta el yacimiento quedando definido el acuífero con una permeabilidad de 5.857 mD, 0,3744 de porosidad y un espesor de 10 pies. Figura 4.15.

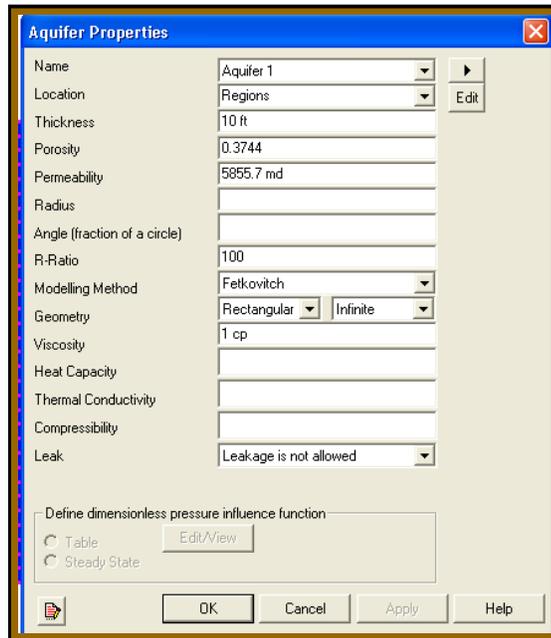


Fig. N° 4.15. Ventana para la definición del acuífero.

4.6.8 Definición de las Propiedades Térmicas

A través del módulo “*Reservoir*” del simulador ingresando en la opción “*Other reservoir properties*” fueron introducidas las propiedades térmicas de los fluidos y de la roca, esta sección corresponde a una ventana con una variedad de pestañas para introducir diferentes propiedades y la opción para crear diferentes tipos de roca. Se trabajó con un solo tipo de roca y con las siguientes propiedades y sus respectivos valores: Para la opción “*Termal properties*” fue utilizado un tipo de conductividad térmica simple, capacidad volumétrica del calor de 35 Btu/(ft³*F), T-dependent coefficient de 0 Btu/(ft³*F*F), conductividad de la roca de 8,4135, conductividad del petróleo 1,5936, conductividad del agua 0,3754 y conductividad del gas 0,84 (figura

4.16); Para la opción de “*Rock compressibility*” fue ingresado un valor de presión de referencia de porosidad de 1.100, una compresibilidad de formación de 2,4 e-6 1/psi y un coeficiente de expansión térmica de 5,1015 e-4 1/°F, y por último para la opción “*Overburden heat loss*” se ingresó un valor de 35 Btu/(ft³*F) para la capacidad volumétrica del calor y un valor de 24 Btu/(ft*días*F) para la conductividad térmica.

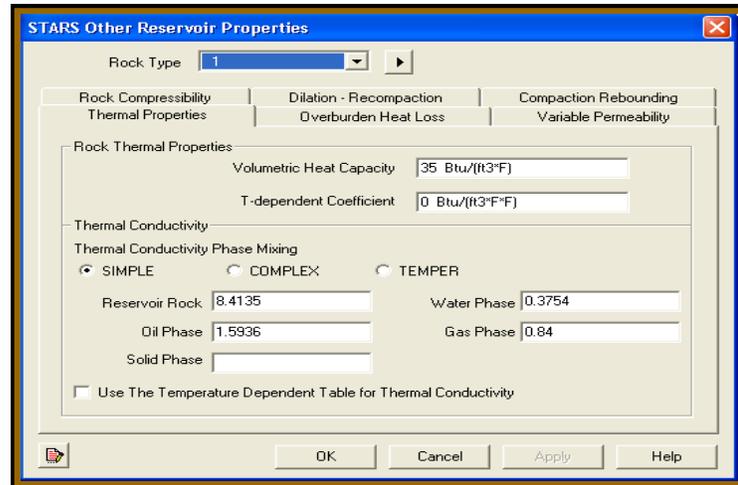


Fig. N° 4.16. Ventana para las propiedades térmicas.

Para la determinación de los valores de las propiedades térmicas ingresados fueron utilizadas las siguientes ecuaciones:

- Capacidad Calorífica, M:

$$M = \phi [(S_o) * (\rho_o) * (C_o) + (S_g) * (\rho_g) * (C_g) + (S_w) * (\rho_w) * (C_w)] + (1 - \phi) * (\rho_r) * (C_r) \quad (\text{Ec. 4.46})$$

Donde:

$S_{(o,w,g)}$: Saturación de la fase petróleo, agua y gas, (fracción).

$\rho_{(o,w,g)}$: Densidad para la fase petróleo, agua y gas, (lb/ft³).

$C_{(o,w,g)}$: Calor específico para la fase petróleo, agua y gas, (Btu/lb-°F).

- Densidades para cada Fase

Para el Petróleo:

$$\rho_o = \frac{\rho_o)_{sc}}{1 + \frac{T_y - 68}{1.885}} \quad (\text{Ec. 4.47})$$

$$\rho_o)_{sc} = 62,4 * (\gamma_o) \quad (\text{Ec. 4.48})$$

Donde:

ρ_o : Densidad del petróleo, (lb/pie³).

γ_o : Gravedad específica del petróleo, (adim).

T_y : Temperatura de yacimiento, (°F).

Para el Gas:

$$\rho_g = \frac{28,97 * (P) * (\gamma_g)}{Z * 10,73 * (T_y)} \quad (\text{Ec. 4.49})$$

Donde:

ρ_g : Densidad del gas, (lb/pie³).

γ_g : Gravedad específica del petróleo, (adim).

T_y : Temperatura de yacimiento, (°R).

P: Presión, (Lpca).

Para el Agua:

$$\rho_w = \frac{1}{0,01602 + 2,3 * 10^{-5} (G)} \quad (\text{Ec. 4.50})$$

$$G = -6,6 + 0,0325 (T_y) + 6,57 * 10^{-4} (T_y)^2 \quad (\text{Ec. 4.51})$$

Donde:

ρ_w : Densidad del agua, (lb/pie³).

T_y : Temperatura de yacimiento, (°F).

- Calor Específico para cada Fase:

Para el Petróleo:

$$C_o = \frac{(0,388 + 0,00045 * T_y)}{(\gamma_o)^{0,5}} \quad (\text{Ec. 4.52})$$

Donde:

Co: Calor específico del petróleo, (Btu/lb-°F).

Para el Gas:

$$C_g = 4 + 1,30 * (n) + 0,012 * (T_y) \quad (\text{Ec. 4.53})$$

Donde:

Cg: Calor específico del gas, (Btu/lb-°F).

n: Número de átomos de carbono/mol (=3).

Ty: Temperatura, (°F).

Para el Agua:

$$C_w = 1,0504 - 6,05 * 10^{-4} (T_y) + 1,79 * 10^{-6} (T_y)^2 \quad (\text{Ec. 4.54})$$

Donde:

Cw: Calor específico del agua, (Btu/lb-°F).

- Conductividad Térmica del Petróleo, Ko:

$$K_o = \frac{0,06777 * (1,0 - 0,0003 * (T_y - 32))}{\sqrt{\gamma_o}} \quad (\text{Ec. 4.55})$$

Donde:

Ko: Conductividad térmica del petróleo, (Btu/ft-dia-°F).

- Conductividad Térmica del Gas, Kg:

$$K_g = \left(\mu_g \right) * \left(\frac{2,41}{M_g} \right) * 24 \quad (\text{Ec. 4.56})$$

Donde:

K_g : Conductividad térmica del gas, (Btu/ft-dia-°F).

μ_g : Viscosidad del gas (0,01386), (cps).

M_g : Masa molecular del gas (19,08), (adim).

- Conductividad del Térmica de la Roca:

$$K_h = 0,047 * (K_{h_{20^\circ\text{C}}})^{4,98} + T_y^{(0,17*\text{Ln}(T_y)-1,61*\text{Ln}(K_{h_{20^\circ\text{C}}})+0,12)} \quad (\text{Ec. 4.57})$$

$$K_{h_{20^\circ\text{C}}} = \exp\left(\frac{\rho_r - 1,6}{1,53}\right) \quad (\text{Ec. 4.58})$$

Donde:

K_h : Conductividad térmica de la roca, (Btu/ft-dia-°F).

$K_{h_{20^\circ\text{C}}}$: Ecuación de Tikhomirov.

ρ_r : Densidad de la roca.

T_y : Temperatura del yacimiento, (°F).

$K_{h_{20^\circ\text{C}}}$: Ecuación de Tikhomirov.

La conductividad térmica del agua fue extraída de las tablas de las propiedades del agua ^[15], (anexo B).

4.6.9 Definición de los Pozos

La creación de los pozos se realizó a través del módulo “*Well & Recurrents*”, donde fueron cargadas las completaciones para los diferentes pozos a través de la opción “*Well completions (PERF)*”, igualmente fueron creadas las trayectorias por la opción “*Create trajectories from completions*”, y los intervalos cañoneados a través de “*Trajectories perforations intervals*” los cuales fueron extraídos de la carpeta de pozo.

4.6.10 Importación del Histórico de Producción

El importe del histórico de producción de los pozos al modelo de simulación se realizó a través del módulo “*Well & Recurrents*”, mediante la opción “*Import production/injection data*”, en la cual se desprenderá una ventana donde es seleccionado un archivo con extensión (.prd), el cual fue creado previamente en Excel en formato de texto, de modo que pudiera ser cambiado, luego presionando “*Next*” se accederá a una nueva ventana donde es distribuido la producción de los fluidos y su data en diferentes columnas (figura 4.17), para luego ir a una nueva ventana donde se realiza el Match con los pozos ya creados.

Step 4: Choose column details
 Note: For date formats that span multiple columns (eg. 26 02 1998), please do selection for each column.

Identifier	1	2	3	4
Identifier	Date/ Time	Oil Produced	Gas Produced	Water Produced
Related info	D M Y (eg. ...)	Volume for p...	Volume for p...	Volume for peri...
Units		bbl	ft3	bbl
Expected period		Monthly	Monthly	Monthly
Missing dates		zero(take ze...	zero(take ze...	zero(take zero ...
1	WELL:	10A-75		
2				
3	01/01/1973	18245	2669000	0
4	01/02/1973	16132	3890000	0
5	01/03/1973	16351	4489000	0
6	01/04/1973	18950	5211000	0
7	01/05/1973	19039	6451000	0
8	01/06/1973	18852	7329000	0
9	01/07/1973	13960	4947000	268
10	01/08/1973	19204	6228000	0
11	01/09/1973	16666	5802000	0
12	01/10/1973	16078	6661000	0
13	01/11/1973	16121	6580000	0
14	01/12/1973	15567	10841000	0
15	01/01/1974	16071	9743000	130

Ignore a column for a well if all data are zero or blanks

Help View Original File Cancel < Back Next > Finish

Fig. N° 4.17. Ventana de definición de los fluidos producidos.

Debido a que en el proyecto solo se trabajó con la arena “C” y el pozo seleccionado se cañoneo originalmente en la arena “B” conjuntamente con la arena “C” produciendo así hasta el año 1978, se decidió realizar una distribución de producción tomando como base las características petrofísicas, con el fin de que solo se cargara la producción de la arena “C”. Los cálculos para realizar la distribución se realizaron a través de una hoja de cálculo diseñada (figura 4.18), en la cual se utilizaron las siguientes ecuaciones:

$$Qo_{\text{Arena}} = Qo_{\text{Total}} * \left(\frac{Ko * (1 - Vsh) * h}{\sum_{i=1}^n Ko * (1 - Vsh) * h} \right) \quad (\text{Ec. 4.59})$$

Donde:

Qo_{Arena} : Tasa de producción de petróleo de la arena, (BN/D).

Qo_{Total} : Producción de petróleo acumulado del pozo, (BN/D).

Ko : Permeabilidad efectiva al petróleo, (md).

Vsh : Arcillosidad de la arena, (fracción).

h : Espesor de arena neta petrolífera, (pies).

$$Ko = Krow * K \quad (\text{Ec. 4.60})$$

Donde:

Ko : Permeabilidad efectiva al petróleo, (md).

$Krow$: Permeabilidad relativa al petróleo.

K : Permeabilidad absoluta (md).

$$Krow = Krow_{\text{max}} * (Sof^*)^2 * \left(1 - (1 - Sof^*)^{2.2} \right) \quad (\text{Ec. 4.61})$$

Donde:

$Krow$: Permeabilidad relativa al petróleo.

$Krow_{\text{max}}$: Permeabilidad relativa máxima al petróleo.

$$Sof^* = \left[\frac{0,68 - Sw^*}{2} \right] * \left[1 + \sqrt{1 + \frac{1,882}{0,68 - Sw^*}} \right] \tag{Ec. 4.62}$$

$$Sw^* = \frac{Swi - Swc}{1 - Swc} \tag{Ec. 4.63}$$

Donde:

Swc: Saturación de agua connata.

Swi: Saturación de agua inicial.

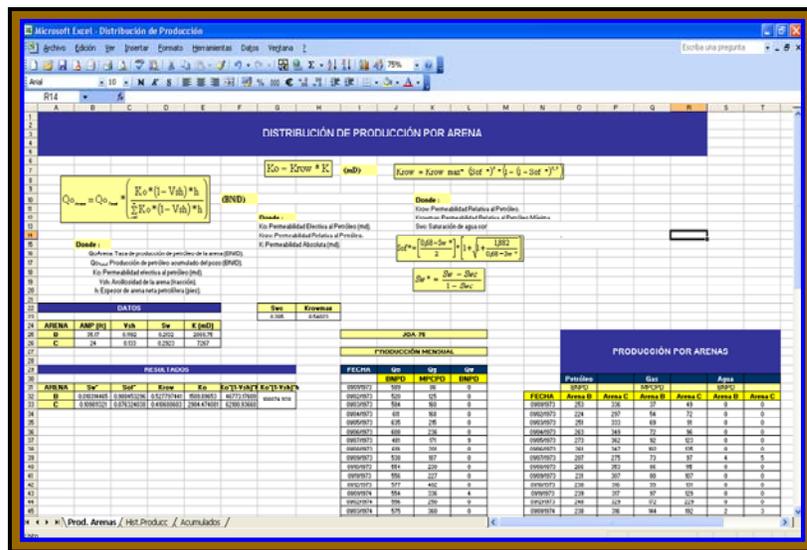


Fig. N° 4.18. Hoja de cálculo para la distribución de producción.

4.6.11 Definición de los Solventes Utilizados

En la realización del proyecto fueron utilizados dos diferentes solventes como lo son la Nafta y Diesel, los cuales fueron definidos a través del módulo “Components” mediante la opción “Add/edit a component”, donde se suministraron sus nombres, propiedades críticas (presión y temperatura), peso molecular, fase, densidades y viscosidad en función de la temperatura. Figura 4.19.

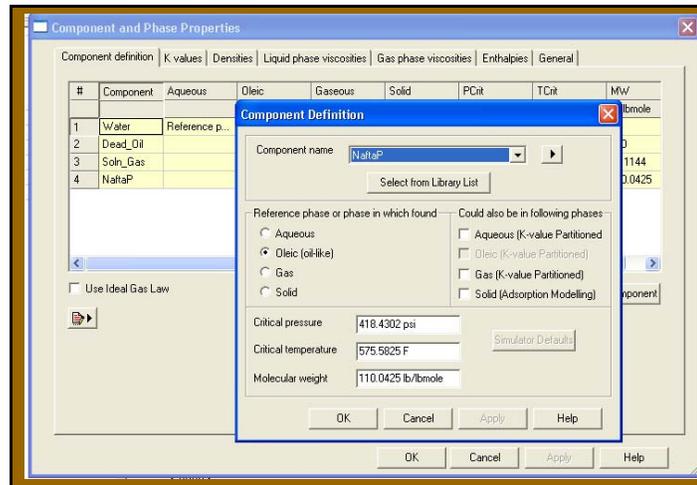


Fig. N° 4.19. Ventana para las definiciones de los solventes.

Las propiedades de los solventes fueron obtenidas a través del simulador PRO II 8.1 descrito en el capítulo 3, siguiendo la siguiente metodología:

Se crea un nuevo proyecto en la ventana principal (figura 4.20) de simulador al cual se le asigna un nombre y luego es guardado para continuar.

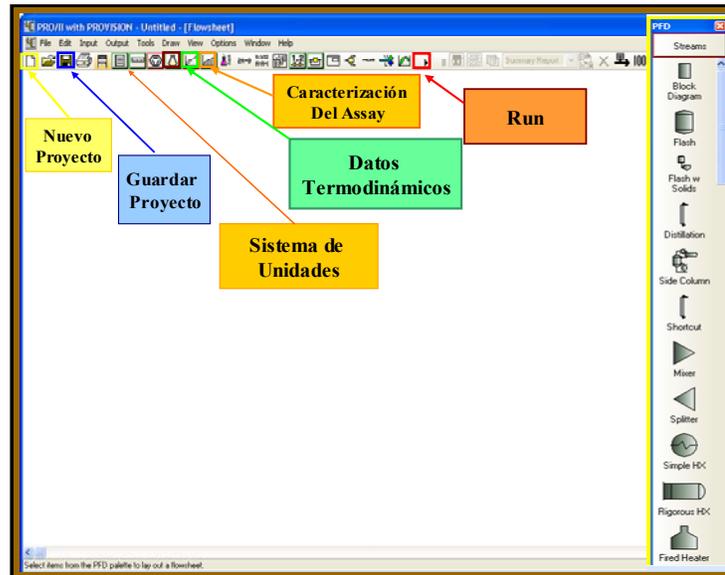


Fig. N° 4.20. Ventana principal del simulador Pro II.

Se selecciona la opción de las unidades mostrada en la figura 4.20 en la cual es elegido el sistema inglés, debido a que en el proyecto de investigación se está trabajando en este sistema. Luego se selecciona la opción de datos termodinámicos “*Thermodynamic Data*” donde es seleccionado el sistema de cálculo a utilizar eligiendo la categoría de comúnmente más utilizados “*Most commonly used*” y como método primario “*Soave-Redlich-kwong*”, habiendo seleccionado este debido a que es el más recomendado para estimar las propiedades fisicoquímicas y predecir el equilibrio de fases de hidrocarburos livianos según la guía del usuario del simulador.

En la opción de caracterización del Assay se trabajó con las opciones predeterminadas por el simulador, la cual presenta tres puntos de corte para la destilación y un determinado número de pseudocomponentes.

Luego se selecciona la opción mostrar o ocultar paleta PDF “*Show or hide PDF palette*” ubicada en la ventana principal (figura 4.21), en la cual se encuentran una gama de equipos y herramientas para crear el diagrama de flujo de un proceso. En esta es elegida la opción “*Streams*”, por la cual se crea una corriente de flujo que será simulada.

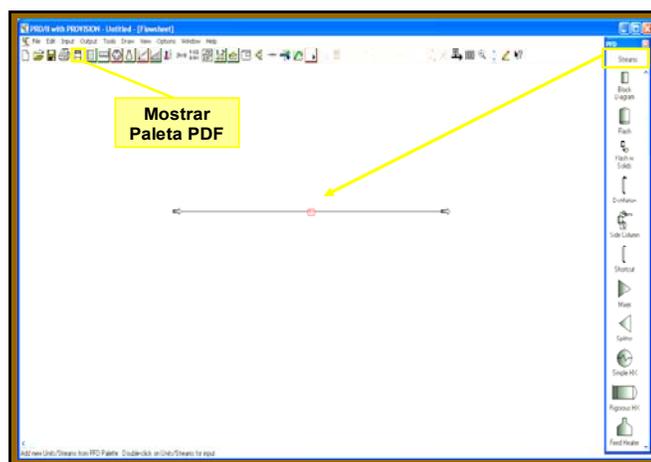


Fig. N° 4.21. Opción para mostrar la paleta PDF y una corriente.

Ahora con la corriente creada, se presiona dos veces clic sobre ella, desplegándose una ventana para su caracterización (figura 4.22), en la cual se asigna un nombre (Nafta), el tipo de corriente (se seleccionó *Petroleum Assay*), las condiciones térmicas (se definió como opciones la temperatura y la presión), y por último el sistema termodinámico (SRK01 como se definió anteriormente).

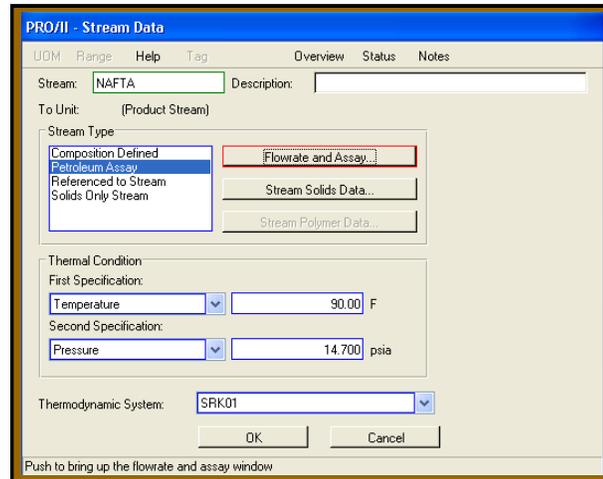


Fig. N° 4.22. Ventana para caracterizar la corriente.

Luego se selecciona la opción “*Flowrate and Assay*” mostrada en la figura 4.23, mediante la cual se genera una ventana donde es suministrado el caudal de flujo en la corriente (1.000 lb/hr), haciendo la salvedad que el valor de esta no influye en los resultados según nuestro propósito. Después en la misma ventana se selecciona la opción de “*Define/Edit Assay*”, haciendo que se despliegue otra ventana en la cual se definen las características de la curva Assay, seleccionando como método de curva de destilación la ASTM D-86 en base volumen de líquido (mostrada para todos los componentes en el anexo C), luego se ingresa la gravedad API y el porcentaje de destilado con respecto a la temperatura de destilación, presionado por último “*Ok*”.

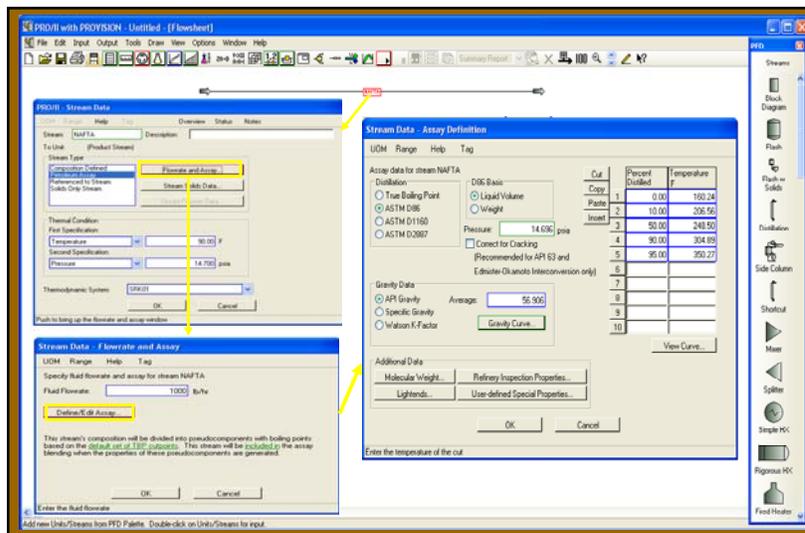


Fig. N° 4.23. Ventana para definir el Assay.

Una vez seguido todos estos pasos se selecciona en la barra de herramientas de la ventana principal el botón de “Run”, para que el simulador realice los cálculos, y luego puede ser generado el reporte presionando el botón de generar reporte “Generate text report” en la ventana principal, donde se observan los valores de las propiedades requeridas como las propiedades críticas, peso molecular, densidad y viscosidad. Figura 4.24.

STREAM ID	NAME	PHASE	NAFTA
		LIQUID	SRK01
----- TOTAL STREAM -----			
RATE, LB-HOL/HR			8.975
H, LB/HR			1.000
STD LIQ RATE, FT3/HR			21.340
TEMPERATURE, F			98.000
PRESSURE, PSIA			18.700
MOLECULAR WEIGHT			111.415
ENTHALPY, HH BTU/HR			2.540E+02
BTU/LB			25.490
HOLE FRACTION LIQUID			1.0000
REDUCED TEMP (RAVS RULE)			0.5027
PRES (RAVS RULE)			0.0351
ACENTRIC FACTOR			0.3217
WATSON K CORRECTION			11.9226
STD LIQ DENSITY, LB/FT3			46.841
SPECIFIC GRAVITY			0.7511
API GRAVITY			56.900
----- UAPOR -----			
RATE, LB-HOL/HR			N/A
H, LB/HR			N/A
H, FT3/HR			N/A
STD UAP RATE(1), H FT3/HR			N/A
SPECIFIC GRAVITY (AIR=1.0)			N/A
MOLECULAR WEIGHT			N/A
ENTHALPY, BTU/LB			N/A
CP, BTU/LB-F			N/A
DENSITY, LB/H FT3			N/A
Z (FROM DENSITY)			N/A
TH COND, BTU/HR-FT-F			N/A
VISCOSITY, CP			N/A
----- LIQUID -----			

Fig. N° 4.24. Reporte de los resultados de la simulación.

4.6.12 Definición de los Parámetros de los Pozos

La definición de los parámetros de los pozos se realizó a través del módulo “Well & Recurrents”, a través de la opción “Well events” donde se desprende una ventana con diferentes opciones (figura 4.25) en las cuales se puede definir el nombre y tipo de pozo, las restricciones, siendo en este caso como parámetro principal la presión de fondo fluyente y la tasa de petróleo entre otras, el estatus de los pozos y los parámetros de inyección para los pozos inyectores como los son la calidad, presión de inyección, temperatura, proporción de fluidos inyectados, entre otras opciones. Figura 4.26.

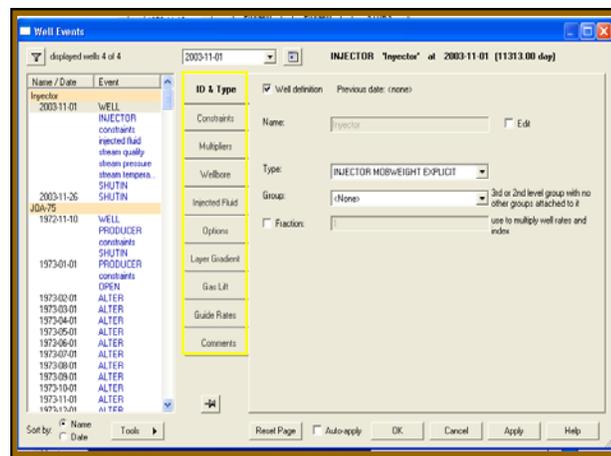


Fig. N° 4.25. Ventana de la sección Well Events y sus opciones.

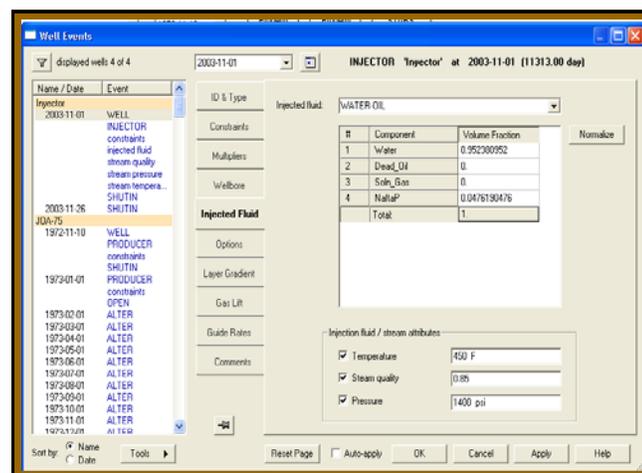


Fig. N° 4.26. Ventana para la definición de los fluidos inyectados.

4.7 COTEJO HISTÓRICO

El cotejo histórico de producción corresponde a una de las etapas de mayor dedicación y empeño en proyectos de simulación numérica, para este proyecto fue necesario realizar el cotejo de la producción de fluidos para un solo pozo, el cual correspondía a un pozo “Reentry” por lo que se debió cotejar el periodo de producción para su etapa vertical y luego para la horizontal, agregándole un poco más de dificultad al proceso. Como parte prioritaria se cotejo la producción de petróleo y la de agua, modificando y sensibilizando principalmente las propiedades del mallado, la definición del acuífero, las permeabilidades relativas, las propiedades de los pozos, definición de los fluidos y propiedades de las rocas.

4.8 ESQUEMAS DE PRODUCCIÓN O PREDICCIONES

Esta etapa correspondió a ser estudiada una vez realizado el cotejo histórico y a la validación de todas las propiedades del modelo para obtener una representabilidad excelente del mismo. Para realizar las simulaciones de predicción se debe crear un archivo “Restar” en la sección “*I/O Control*”. Como horizonte predictivo se tomó un periodo de 10 años a partir de la última fecha de producción con la se que contó del pozo y tomando como casos predictivos los siguientes escenarios:

4.8.1 Flujo Natural o Caso Base

Este caso correspondió a la producción del pozo horizontal seleccionado a través de la energía aportada por el yacimiento para la producción de fluidos con el objeto de comparar el comportamiento de producción con respecto a los otros casos predictivos, teniendo como parámetro variable la presión de fondo fluyente para este caso.

4.8.2 Inyección Alterna de Vapor

Este caso correspondió a la aplicación de un proceso de inyección alternada de vapor aplicando las sensibilidades de las diferentes propiedades de inyección como la calidad, toneladas inyectadas, días de inyección, días de remojo y por último la cantidad de ciclos aplicados.

4.8.3 Inyección de Solventes

Este caso se basó en la inyección de los diferentes solventes utilizados (nafta y diesel), individualmente sensibilizando parámetros como la cantidad de solvente inyectado, los días de inyección y el tiempo de cierre del pozo.

4.8.4 Inyección de Vapor con Solventes

Este caso tiene como particularidad la inyección alterna de vapor conjuntamente con solvente tomando los parámetros de inyección seleccionados en los casos anteriores, sensibilizando la proporción de inyección Vapor/Solvente con el objetivo de obtener la mejor concentración con la cual se perciba el mayor recobro de hidrocarburos.

4.9 EVALUACIÓN DE LOS DIFERENTES ESCENARIOS DE PRODUCCIÓN

Esta etapa correspondió a la comparación de los diferentes casos predictivos estudiados teniendo como referencia principal el petróleo acumulado producido, con el objetivo de definir la factibilidad técnica o no de los procesos estudiados en el pozo seleccionado del yacimiento Jobo-01.

CAPÍTULO V

ANÁLISIS Y DISCUSIÓN DE RESULTADOS

Este proyecto de investigación consistió en desarrollar un modelo de simulación utilizando el simulador numérico STARS a través de la recopilación y validación de los datos necesarios para caracterizar el yacimiento y su comportamiento con el objetivo principal de realizar una evaluación de la factibilidad de aplicar un proceso de inyección alterna de vapor conjuntamente con solventes, en pozos horizontales en el Yacimiento Jobo-01 ubicado en el Campo Jobo-02.

5.1 SELECCIÓN DEL ÁREA DE ESTUDIO

La selección del área para aplicar el proceso correspondió a una de las etapas de gran importancia en el proyecto, con el objetivo de seleccionar la parte del yacimiento que representaba de acuerdo a sus características, el área más adecuada para aplicar el estudio. Para lograr este objetivo planteado se realizaron dos estudios previamente, los cuales fueron la selección de la arena del yacimiento para aplicar el proceso estudiado y el análisis de las propiedades petrofísicas que presenta la arena seleccionada del Yacimiento Jobo-01, demarcado por el polígono en el Área Jobo-02.

5.1.1 Selección de la Arena a Ser Aplicado el Proceso

El yacimiento Jobo-01 se encuentra dividido en seis cuerpos arenosos denominados: Aj, Bj, Cj, Dj, Ej, Fj, como se mencionó en el capítulo 1, y las características principales de estas se presentan en la tabla 5.1, en donde se evidencia que la arena B y C presentan las mejores características promedios de acuerdo los criterios de aplicación de un proceso de inyección alternada de vapor (tabla 1.1, capítulo II). Igualmente para la selección de la arena fueron tomadas en cuenta las

propiedades petrofísicas, el modelo sedimentológico, el modelo estructural y volumen de hidrocarburos que estas poseen.

Tabla N° 5.1. Características de las arenas del Yacimiento Jobo-01.

Arena	Φ (%)	K (mD)	Sw (%)	Vsh (%)	ANP (pies)	POES (MMBN)
A	35,53	4.379,81	24,39	10,68	9	73,31
B	36,43	4.902,23	21,32	11,92	17	140,88
C	36,37	4.959,95	29,23	10,11	12,63	73,88
D	34,26	5.013,73	31,82	2,75	2,50	21,19
E	37,19	6705,06	25,73	3,61	1,43	16,73
F	36,08	8.420,33	25,34	5,42	4,21	25,35

Como se mencionó, la arena C presenta excelente características al igual que la arena B, pero esta última se encuentra menos desarrollada y está dividida en dos cuerpos denominados B1 y B2 ya que poseen diferentes ambientes de sedimentación, donde ambos cuerpos presentan poca continuidad lateral y desde el punto de vista de los espesores, su mejor disposición es hacia zona Este del campo, la cual se encuentra menos desarrollada debido a sus características que la hacen menos prospectiva que la zona Oeste, en cambio la arena C está constituida por areniscas masivas de gran extensión lateral, con excelente potencial de hidrocarburos, con un buen desarrollo y con muy buenos espesores a lo largo de toda el área lo que conlleva a la selección de este última como la arena a ser aplicado el proceso de inyección de vapor con solventes.

Con respecto al modelo estructural de la arena C, en el espesor de la arena se tienen zonas que presentan excelentes valores, como en la zona Oeste del polígono llegando en algunos casos hasta 90 pies, y zonas de espesor pequeño apreciables hacia el Este, llegando incluso a obtener valores menores a los 5 pies, lo que impulsa aún más a la selección de la arena dado a los primeros valores de hasta 90 pies como se mencionó. Igualmente con respecto al modelo sedimentológico se pudo apreciar

que la arena C presenta un ambiente de llanura deltaica baja a frente deltaico, con zonas de canales y zonas de barras de desembocadura (apéndice A), siendo la segunda la de mayor extensión a lo largo del polígono ubicándose en mayor proporción al lado Oeste, Norte y Sur del polígono, y la zona de canal presente también al Oeste y un poco hacia el Sur con su mayor extensión hacia el Este, teniendo las zonas de canales las mejores características para el almacenamiento de hidrocarburos debido a su estado de sedimentación, el cual genera excelentes cuerpos arenosos, presentando la zona de desembocadura las peores características entre ambas zonas debido a su estado de deposición homogéneo.

5.1.2 Análisis de las propiedades petrofísicas de las rocas

Una vez seleccionada la arena C de acuerdo a sus características, se realizó el estudio a través del análisis petrofísico por el cual se pudo revisar los valores de las propiedades de las rocas, entre las cuales se tuvieron principalmente la porosidad, permeabilidad, saturación de agua y arcillosidad, ya que éstas representaban las más importantes y necesarias propiedades para la caracterización estática del modelo y para la comparación en cuanto a los criterios petrofísicos en la aplicación del proceso de inyección de vapor se refiere. Todos estos valores fueron extraídos del proyecto de grado realizado por Carlos Suniaga ^[16] el cual determinó un modelo estático para la arena C y D.

El yacimiento Jobo-01, específicamente la arena C presenta una porosidad promedio de 36 %, lo cual representa un valor excelente en general, la cual corresponde a que este yacimiento está caracterizado por presentar arenas de grano grueso poco consolidadas, lo que hace que se tengan valores tan altos de esta propiedad, que resultan apropiados para la aplicación de un proceso de inyección de vapor. La porosidad en el área del yacimiento definido por el polígono presenta variaciones a lo largo del mismo, pero casi siempre manteniéndose por el orden mayor al 30 % con valores máximos de 40 %, exceptuando pocas zonas donde los

pozos presentaron valores entre 26 y 29 %, lo cual no es muy relevante debido al alto valor que presenta el yacimiento en general, (apéndice A).

Con respecto a la permeabilidad presentada por la arena C en el área del yacimiento delimitada por el polígono se observó una permeabilidad promedio en la misma de 4.959 mD, pero de acuerdo al mapa de permeabilidad revisado se pudieron observar áreas donde esta propiedad es baja en el orden de 1.600 hasta 6.400 mD, considerada con respecto a otras áreas del yacimiento donde existen zonas de 6.400 a 9.000 mD, aunque estas zonas son muy pocas. Estos valores presentados resultan apropiados para la aplicación de un proceso de inyección de vapor de acuerdo a los criterios teóricos establecidos para ejecutar dicha técnica.

Con respecto a la saturación de agua esta presentó un valor promedio para la arena C de 29,23 %, pero existen variaciones muy considerables a lo largo del polígono que van desde 5 % hasta valores mayores al 90 %, lo cual pudo ser observado en el mapa de saturación siendo los extremos laterales los que presentan una disminución considerable, y el Norte del polígono el que presente los valores más pronunciados de hasta 93 % (apéndice A), dado a que en esta zona se evidencia el contacto agua-petróleo, el cual presenta un avance considerable, dado a la actividad de un acuífero que ha favorecido el mantenimiento de presión del yacimiento, pero también a muchos abandonos de pozos por la alta saturación en esa zona. Es importante destacar que cuando se desea evaluar la aplicación de una inyección de vapor se debe considerar notablemente la saturación de agua que presenta la zona en estudio, ya que al inyectar vapor al yacimiento, parte de este se condensa formando una zona de saturación de agua mayor a la original del proceso, haciendo que la pérdida de calor y la producción de agua sean mayores.

La arcillosidad representa un valor promedio de 10 % siendo considerada este valor como elevado, siendo en casos hasta de 16 % como los presentados en zonas al Oeste como en zonas del centro del polígono.

Dado a estos análisis mencionados fue seleccionada el área Suroeste del polígono para realizar el estudio dado a que presentó las mejores características.

5.2 SELECCIÓN DEL POZO PARA SER APLICADO EL PROCESO

Seleccionada el área para aplicar el proceso estudiado, se procedió a la evaluación de todos los pozos horizontales presentes en esta zona y que se encuentren completados en la arena C, dando como resultado un número total de 4 pozos (figura 5.1), de los cuales se verificó su estado, características (tabla 5.2), y pruebas realizadas a través de las carpetas de pozo, haciendo la salvedad que estos cuatro pozos son denominados reentrada, ya que fueron inicialmente verticales y que el yacimiento no posee pozos originalmente horizontales.

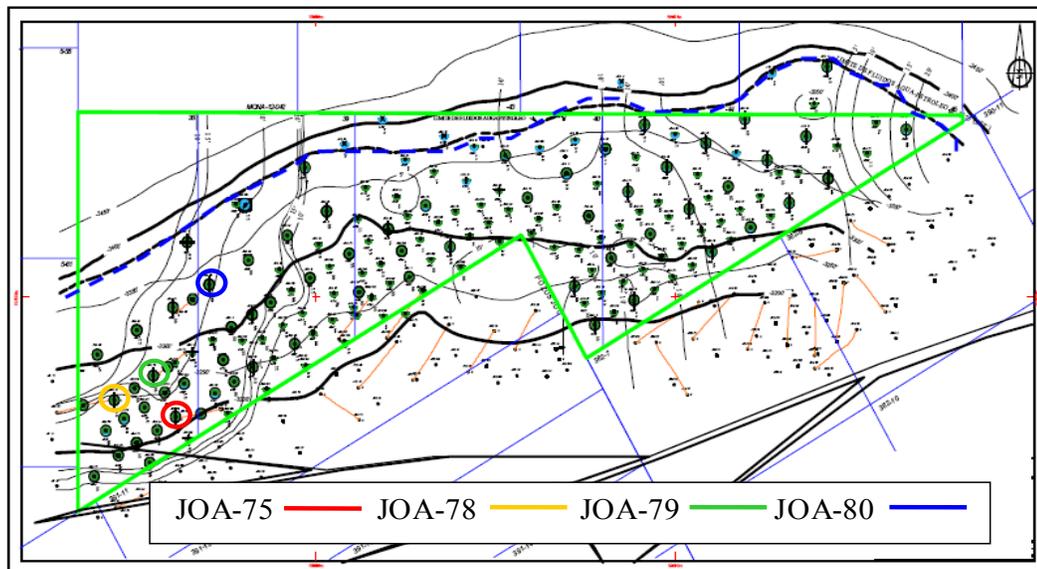


Fig. N° 5.1. Ubicación de los pozos seleccionados para su estudio en el mapa isópaco estructural de la arena C ^[12].

Tabla N° 5.2. Características de los pozos en estudio

Pozo	Completación Original	Arena	Reentrada	K (mD)	Φ (%)	ANP (pies)	Np Actual (MBN)
JOA-75	10/11/1972	B,C	08/06/1997	7.267	38,58	24	1.865,6
JOA-78	29/11/1972	C	30/06/1997	5.365	37,53	21,04	1.367,3
JOA-79	28/11/1972	C	23/05/1997	5.629	36,6	21,54	521,1
JOA-80	09/02/1973	B,C	18/03/1997	4.535	36,45	16	682,6

Dado a que el pozo JOA-80 presentó problemas mecánicos fue descartado del estudio. Igualmente se definió al pozo JOA-75 como el que posee las mejores características petrofísicas y el que tiene mayor espesor de arena petrolífera de la cual podría ser extraído mayor cantidad de hidrocarburos, aunque este pozo presenta un alto porcentaje de producción de agua y de porcentaje de agua y sedimentos llegando a alcanzar un valor de hasta 50 % debido al gran arrastre que este posee y a la actividad del acuífero, pero igualmente posee una buena producción de petróleo (figura 5.2) lo cual hace ver factible la aplicación del proceso en este pozo.

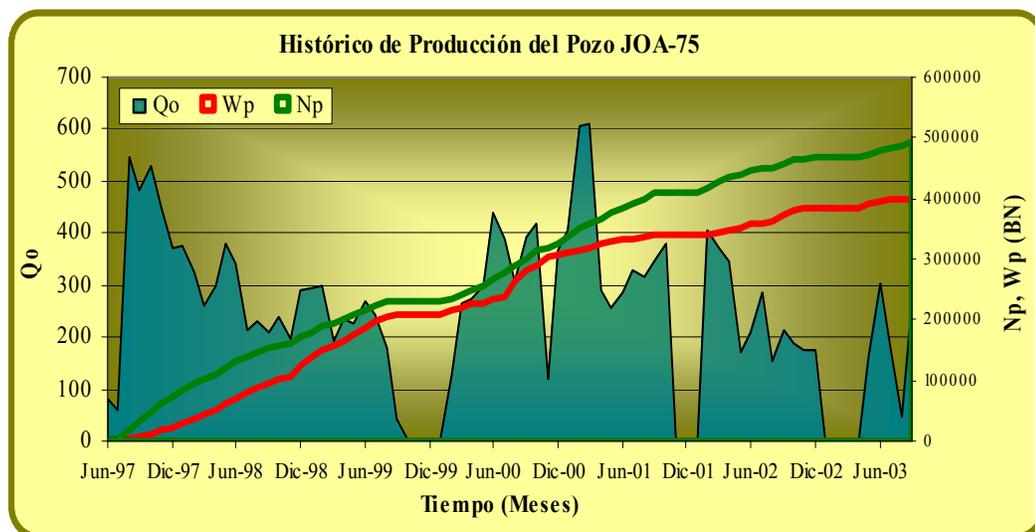


Fig. N° 5.2 Producción acumulada del pozo JOA-75.

El pozo JOA-78 al igual que el pozo JOA-75a presenta buenas propiedades petrofísicas y un espesor de arena petrolífera prospectiva. Igual posee un buen comportamiento de producción de petróleo y de agua con respecto al tiempo de acuerdo a los acumulados registrados (figura 5.3), excepto en la última etapa de producción donde se evidencia un aumento considerable de la producción de agua con respecto a la del petróleo, presentando porcentajes de agua y sedimentos de hasta 67 %. Dado a que las condiciones adecuadas para la aplicación de un proceso de inyección alterna de vapor demanda un porcentaje de agua y sedimentos de bajo valor que permita lograr un resultado exitoso, el alto valor presentado por este pozo de este parámetro, dificulta su selección para la aplicación de la técnica. Aunado al alto porcentaje de agua y sedimentos que presenta el pozo JOA-78, su sección horizontal se encuentra dirigida hacia el extremo Oeste del campo, cruzando esta sección la línea que delimita al polígono, encontrándose fuera del área del cual se tienen las propiedades del yacimiento para caracterizar el modelo, haciendo que no sea posible caracterizar petrofísicamente esa área y por lo tanto el pozo no pueda ser seleccionado para el estudio.

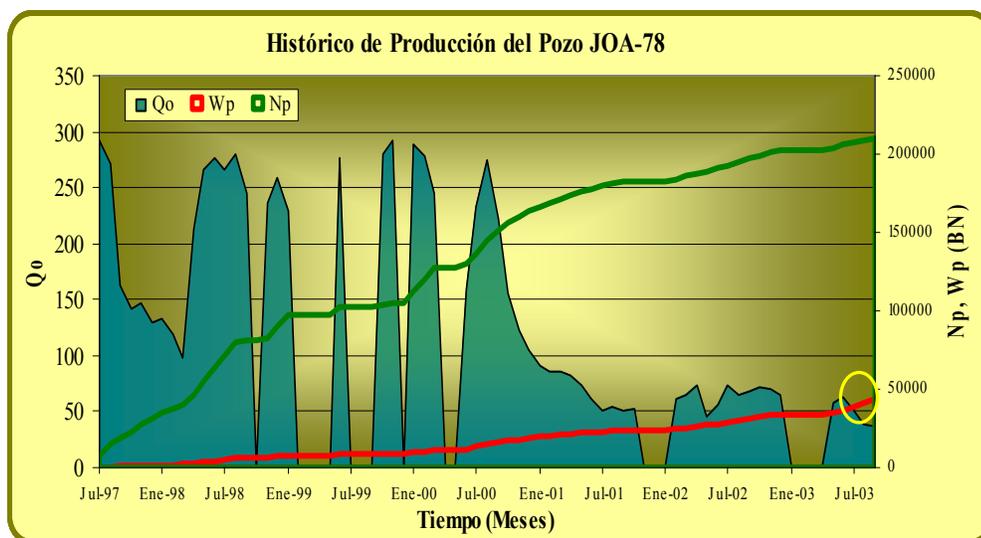


Fig. N° 5.3 Producción acumulada del pozo JOA-78.

El pozo JOA-79 igualmente posee propiedades petrofísicas y un espesor de arena petrolífera muy bueno, pero en su última etapa de producción posee un repentino aumento en la producción de agua (figura 5.4), arrojando porcentajes de agua y sedimentos muy elevados en el orden del 90 % lo que hace que este pozo sea descartado totalmente para aplicar el estudio planteado en el proyecto.

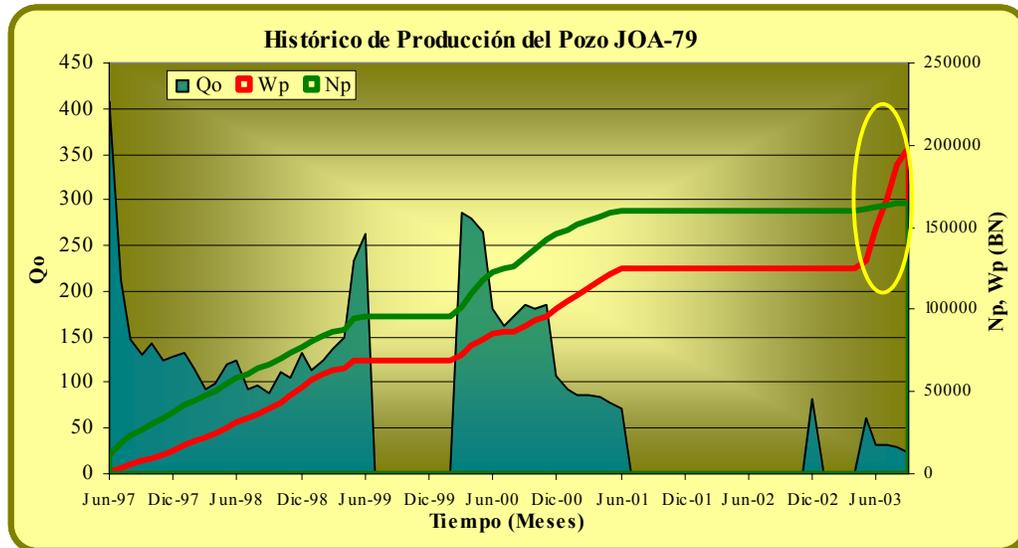


Fig. N° 5.4 Producción acumulada del pozo JOA-79.

Dado a todo lo mencionado y discutido fue seleccionado el pozo JOA-75 como el pozo a ser aplicado el proceso de inyección alterna de vapor con solventes. Este posee una radio de curvatura de 717 pies, lo que convierte en un pozo de radio largo, al igual que se encuentra completado con un liner ranurado a través de toda la sección horizontal la cual representa 1.200 pies de longitud. La última prueba registrada oficialmente para este pozo fue en el año 1998 presentando un porcentaje de agua y sedimentos de 45,7 % y una tasa de 378 BPD, en el año 2000 se le realizó otra prueba pero no se encontró registrada en la carpeta de pozo.

5.3 ANÁLISIS DE LAS PROPIEDADES DE LAS ROCAS Y DE LOS FLUIDOS

5.3.1 Análisis de las Propiedades de los Fluidos

El comportamiento y la caracterización de las propiedades de los fluidos corresponden unas de las etapas de mayor importancia en la explotación o desarrollo de un determinado yacimiento o campo, dado a que a través de ésta son evaluadas estrategias de producción de forma más eficiente. Los fluidos de un yacimiento son caracterizados a través de análisis PVT (Presión-Volumen-Temperatura), del cual el yacimiento Jobo-01 posee varios, pero que según estudios realizados no son válidos o representativos ya que han sido tomados en condiciones adversas a las requeridas o simplemente el fluido no es representativo del yacimiento, lo que conllevó a la generación de un PVT sintético como fue explicado en el capítulo anterior utilizando correlaciones empíricas, las cuales fueron seleccionadas dependiendo de su adaptación a los características de los fluidos.

Utilizando la aplicación PVT del simulador STARS se pudo calcular las diferentes propiedades de los fluidos utilizando la correlación de Standing, M.B para el cálculo de la presión de burbujeo y para el R_s , la correlación de Glaso O y la de Bel, C para la viscosidad, la de Sutton R.P para las propiedades pseudocríticas del gas, y las correlaciones de Mc Cain para las propiedades del agua.

Para generar el PVT sintético a través de la herramienta y de las correlaciones mencionadas se utilizaron una serie de valores correspondiente a la información oficial del yacimiento Jobo-01 (tabla 5.3), validando en algunos casos parte de esta información, como objeto de confiabilidad. Estos valores fueron:

Tabla N° 5.3. Valores oficiales utilizados en la generación del PVT sintético

PARÁMETRO	VALOR
Presión Inicial (Lpc)	1.463
° API	13,5
Temperatura (° F)	138
Gravedad Específica del Gas	0,659
Relación Gas Petróleo Inicial (PCN/BN)	150

5.3.1.1 Relación Gas Petróleo Inicial del Yacimiento

En este caso fueron seleccionados 5 pozos ubicados en diferentes zonas del polígono del yacimiento con el objetivo de observar su comportamiento en los primeros años de explotación, dando como resultado una tendencia de 150 PCN/BN para los primeros años como lo muestran los pozos JOA-17, JOA-62 y JOA-82 en la figura 5.5, el cual fue el valor arrojado por la correlación de STANDING, y que fue el valor utilizado para la generación del cálculo de la presión de burbujeo, por otro lado se muestra una tendencia de aumento en la RPG en los siguientes años lo cual es característico de este tipo de yacimiento ya que el mismo posee una capa de gas.

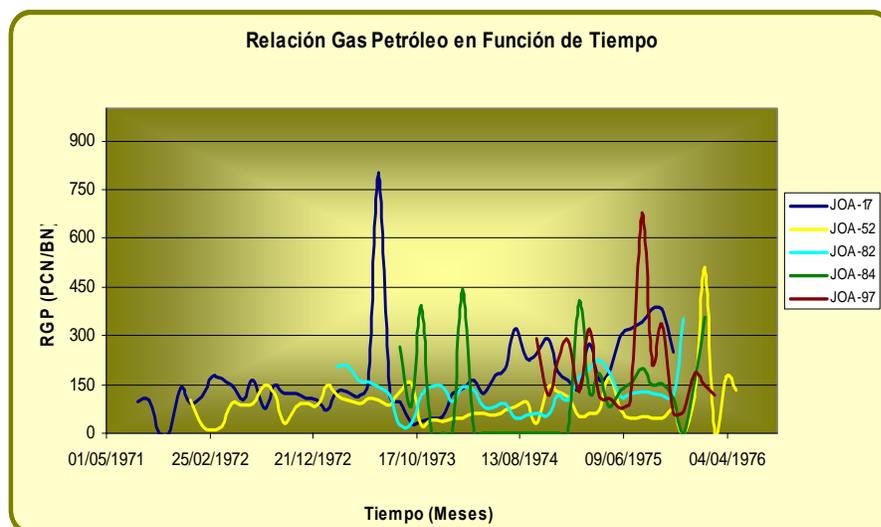


Fig. N° 5.5. Comportamiento de la RGP Inicialmente.

5.3.1.2 Condición Inicial

Para determinar la presión inicial del yacimiento fue utilizada la correlación desarrollada por la TOTAL arrojando un valor de 1.468,6 Lpc lo cual representó un valor casi exacto al valor oficial reportado el cual es de 1.463 Lpc, siendo considerada esta presión igual a la presión de burbujeo debido a que el yacimiento se encuentra inicialmente saturado.

$$P_i = 0,430 * P_{r \text{ of.ref}} + 71,117 \quad (\text{Ec. 5.1})$$

$$P_i = 0,430 * 3.250 + 71,117 = 1.468,6 \text{ Lpc}$$

Igualmente la gravedad específica del gas fue calculada partiendo de la gravedad API del petróleo la cual es 13,5 arrojando un valor de 0,659 utilizando la ecuación 4.2 presentada en el capítulo anterior.

Los valores obtenidos para las diferentes propiedades en la generación del PVT sintético se muestran en la tabla 5.4.

Tabla N° 5.4. Valores obtenidos en la generación del PVT sintético.

Presión (Lpc)	Rs (Pcn/Bn)	Bo (By/Bn)	Visc O (cps)	Bg (Pcy/Pcn)	Visg (cps)
1463,69	150	1,08664	140,4747	0,00173263	0,0150534
1367,09	138,356	1,08236	149,6829	0,00187046	0,014746
1270,49	126,876	1,07816	159,5085	0,00203076	0,0144536
1173,89	115,57	1,07406	169,9815	0,00221897	0,0141762
1077,29	104,45	1,07005	181,125	0,00244246	0,0139142
980,69	93,527	1,06613	192,963	0,0027115	0,0136674
884,09	82,8174	1,06233	205,509	0,00304088	0,013436
787,49	72,3386	1,05863	218,769	0,00345261	0,0132196
690,89	62,1123	1,05504	232,734	0,00398103	0,0130183
594,29	52,1654	1,05158	247,3785	0,00468285	0,012832
497,70	42,5321	1,04826	262,647	0,00565877	0,0126604
401,09	33,2582	1,04508	278,4435	0,00710656	0,0125039
304,50	24,4079	1,04207	294,6075	0,00947499	0,0123629
207,90	16,0793	1,03926	310,8705	0,0140472	0,0122384
111,30	8,44552	1,0367	326,739	0,0265611	0,0121329
14,70	1,92854	1,03453	341,067	0,203783	0,0120553

A continuación se representan de forma gráfica los diferentes valores de las propiedades estudiadas:

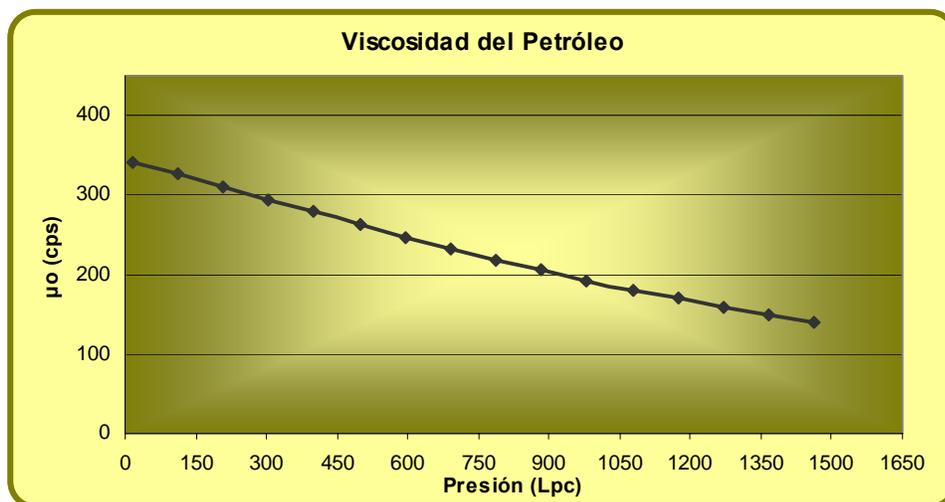


Fig. N° 5.6. Comportamiento de la viscosidad con respecto a la presión.

En la figura 5.6 se muestra el comportamiento de la viscosidad en función de la presión, donde se evidencia un valor de 140,48 cps a la presión de burbujeo, y un aumento de la viscosidad a medida que la presión del yacimiento va declinando debido a que el yacimiento se encuentra en un estado saturado, por lo que el gas contenido en el petróleo es liberado a medida que se van produciendo los hidrocarburos.

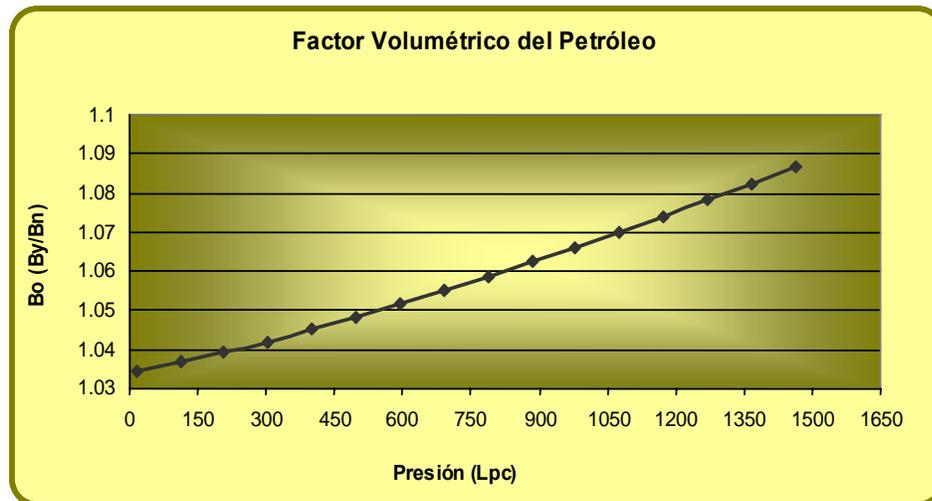


Fig. N° 5.7. Factor volumétrico con respecto a la presión.

Debido a que el yacimiento se encuentra en estado saturado, el factor volumétrico del petróleo decrece (figura 5.7), debido a la liberación del gas que se encontraba en solución haciendo que el petróleo pierda volumen.

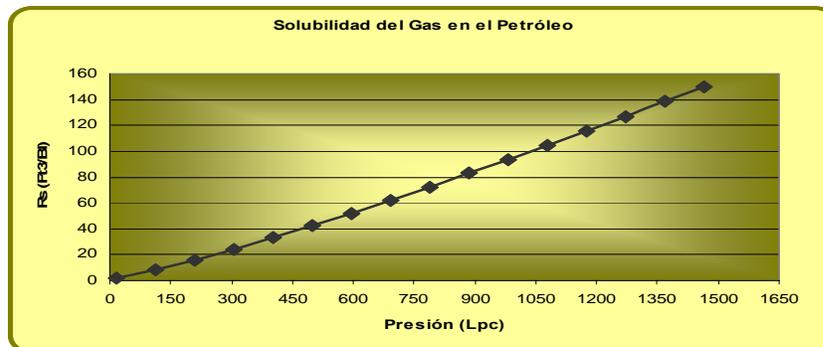


Fig. N° 5.8. Solubilidad del gas en función de la presión.

Como se muestra en la figura 5.8, a medida que la presión en el yacimiento va disminuyendo la solubilidad del gas en el petróleo lo hace también constantemente, siendo esto característico de yacimientos saturados donde el gas es liberado a medida que el yacimiento es producido.

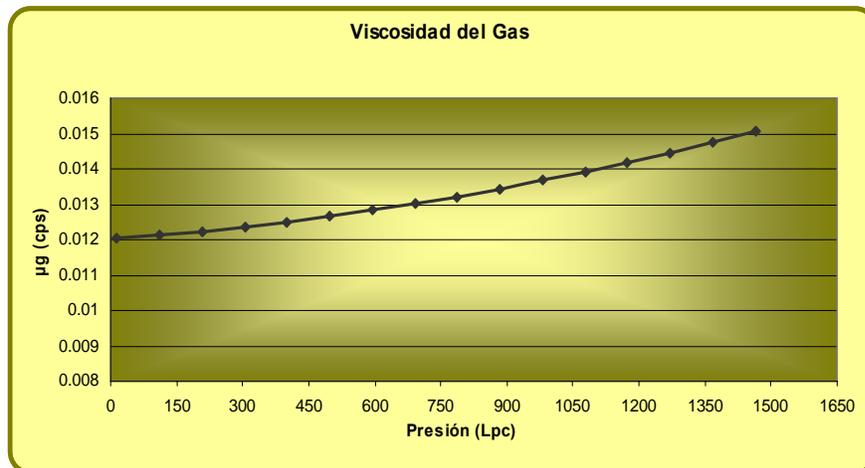


Fig. N° 5.9. Viscosidad del gas con respecto a la presión.

Según lo mostrado en la figura 5.9, la viscosidad del gas aumenta a medida que la presión también lo hace, debido a la disminución de las distancias intermoleculares que hacen que se generen más colisiones entre las moléculas.

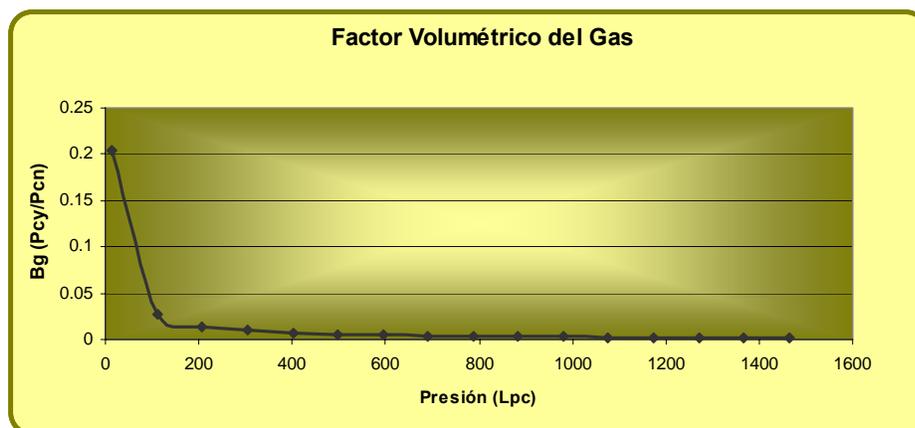


Fig. N° 5.10. Factor volumétrico del gas con respecto a la presión.

Debido a que el yacimiento está saturado y el petróleo producido libera el gas disuelto que posee, este gas en su viaje a superficie sufre una expansión que genera un aumento de volumen haciendo que el factor volumétrico del gas aumente a medida que la presión declina.

5.3.2 Análisis de las propiedades de las rocas

5.3.2.1 Permeabilidades Relativas

Las permeabilidades relativas fueron generadas a través de la sección Rock-Fluid del simulador numérico Stars, como se mencionó en el capítulo anterior, utilizando los valores de partida obtenidos de la correlación generada por la compañía TOTAL para crudos del oriente del país precargada en el programa Spiyac. Para el proyecto se generó un solo tipo de curva para el sistema agua-petróleo y gas-petróleo como lo muestran las figuras 5.11 y 5.12.

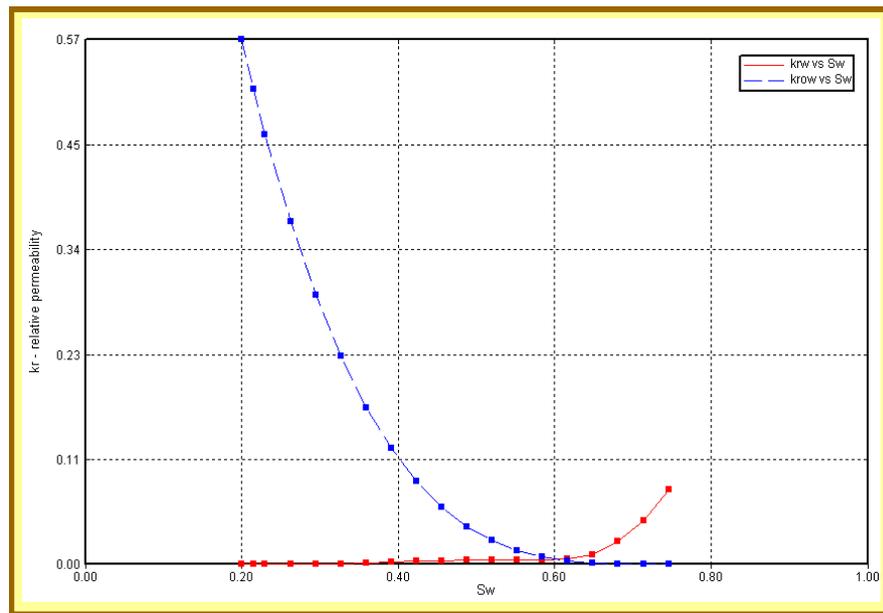


Fig. N° 5.11. Permeabilidad relativa del sistema agua-petróleo.

Dado a lo que muestra la figura 5.11, el yacimiento se clasifica como un yacimiento hidrófilo, ya que la permeabilidad relativa del agua es menor a la

permeabilidad relativa del petróleo a la misma saturación de agua de 0,5, lo que indica que el agua es la fase que se adhiere a la roca (fase mojante) y el petróleo el fluido que se desplaza preferencialmente a través del medio poroso interconectado (fase no mojante), lo que en términos de producción se produce en una condición muy favorable. Originalmente esta curva presentaba un valor de permeabilidad relativa máxima mayor al mostrado que es 0,08, pero debido a la excesiva producción de agua reportada por el pozo y a las características sedimentológicas de la zona, se sensibilizó la curva ya que esta representa uno de los parámetros con mayor incertidumbre con el objeto de reproducir lo mejor posible la producción de agua del modelo estudiado.

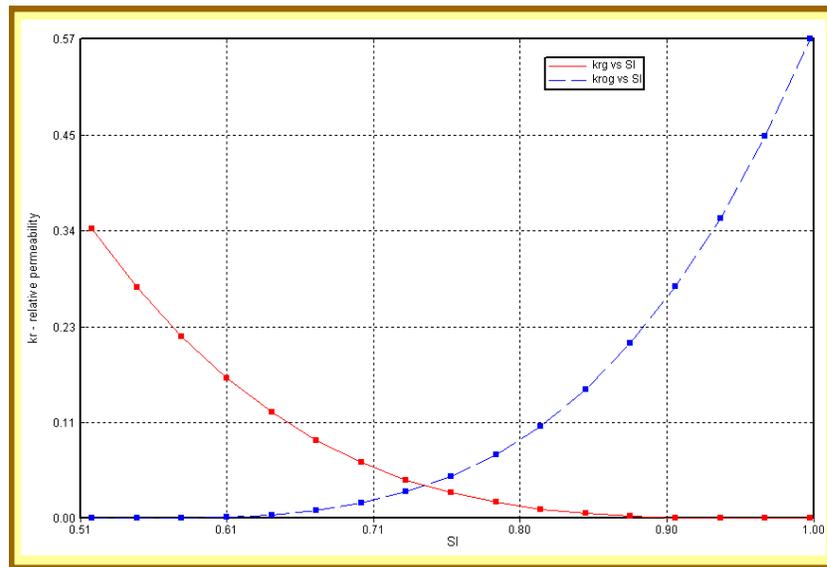


Fig. N° 5.12. Permeabilidad relativa del sistema gas-petróleo.

5.4 MODELO DE SIMULACIÓN

El modelo de simulación fue elaborado utilizando el simulador numérico Stars como se describió en el capítulo anterior, siendo la simulación numérica una de las mejores herramientas en la industria petrolera para evaluación y predicción de las estrategias de producción para un determinado yacimiento o campo. Mediante la elaboración del modelo de simulación se introdujeron una serie de parámetros y

características con la finalidad de realizar un modelo representativo del yacimiento Jobo-01 y del pozo seleccionado para la ejecución del estudio de la factibilidad de aplicar un proceso de inyección alterna de vapor con solventes, a través de una serie de pruebas que conllevaron a diferentes resultados.

5.4.1 Mallado de simulación

Dentro de los parámetros o características para la definición del modelo estático del yacimiento se tuvo la creación del mallado de simulación, la cual consistió en la selección de un mallado tipo ortogonal corner point, el cual se encuentra compuesto de bloques que se definen por sus ocho puntos de esquina, donde estos últimos se describen utilizando sus tres coordenadas (x, y, z), lo cual indica su ubicación en el yacimiento. Para la dirección en “I” se utilizaron 50 bloques de 60 pies cada uno, para la dirección “J” 32 bloques de 60 pies también y para la dirección “Z” 5 capas, resultando un total de 8.000 bloques.

La definición del tamaño del mallado se hizo de acuerdo a un estimado del área de drenaje del pozo horizontal que posee una longitud horizontal de 1.200 pies asumiendo un área de drenaje de forma elíptica en el plano horizontal, con cada fin del pozo con un drenaje elíptico, y siguiendo como regla de campo que un pozo de 1.000 pies de longitud horizontal puede drenar el doble de lo que haría un pozo vertical, tomando como un valor promedio de algunos pozos verticales del campo 600 pies de drenaje. Igualmente se definió un espacio para la colocación de acuífero dentro del área del mallado.

Para la definición de las propiedades petrofísicas al mallado creado se seleccionaron una serie de pozos circundantes al pozo JOA-75 con la finalidad de realizar una mejor caracterización del área de drenaje del mismo, promediando propiedades como porosidad, permeabilidad, arena neta petrolífera, y arena neta total a través de las ecuaciones mostradas en el capítulo anterior. Los pozos escogidos son: JOA-66, JOA-75, JOA-102, JOA-103, JOA-116, JOA-124, JOA-362 y JOA-363, y

sus propiedades y características se muestran en la tabla 5.5. Cabe destacar que el modelo solo fue representado por la arena C del yacimiento con el objetivo evitar la pérdida de calor hacia otras arenas, al igual que la reducción del tiempo de simulación dado a que el volumen del modelo es mucho menor.

Tabla N° 5.5. Propiedades petrofísicas de los pozos promediados.

Pozo	Arena	Θ (fracción)	K (md)	AN (feet)	ANP (feet)
JOA-66	C	0,3714	5.377	50,546	25,5
JOA-75	C	0,3858	7.267	49,705	24
JOA-102	C	0,3914	8.164	48,667	22,67
JOA-103	C	0,3664	4.742	42,349	31,5
JOA-116	C	0,3754	5.815	44,685	20
JOA-124	C	0,3599	4.073	50,642	28
JOA-362	C	0,38	6.796	24,405	27,31
JOA-363	C	0,37	5.239	31,675	22,52

Los resultados promedios se muestran en la siguiente tabla:

Tabla N° 5.6. Valores de las propiedades promediadas.

Arena	k (md)	Θ (fracc)	AN (feet)	ANP (feet)
C	5855.6	0.3744	62.834	24.187

5.4.2 Definición del acuífero

La definición del modelo del acuífero se basó en la sensibilización de los parámetros característicos de cada modelo, variando el tipo, la localización, el espesor, permeabilidad, porosidad y geometría, con el objetivo de lograr el mantenimiento de presión en el yacimiento y la reproducción representativa de la producción de agua. El modelo que mejor se adaptó fue el modelo de Fetkovich ya que la producción de agua pudo ser manejada y la declinación de presión fue representativa a la depleción del modelo del yacimiento, y aunque no se contó con un cotejo de presiones debido a la falta de pruebas de presión realizadas a los pozos, la

presión tuvo un comportamiento característico de un yacimiento con un empuje hidráulico. En el caso de utilizar un modelo de Carter-tracy este causaba un aumento considerable en la presión durante el transcurso de la simulación lo cual pudiera ser debido a un reflujó entre el yacimiento y el acuífero generando un comportamiento anormal, ya fuese ubicando el acuífero como borde, de fondo o por regiones, lo que llevó a su descarte totalmente.

Las propiedades del acuífero como la porosidad y permeabilidad fueron colocadas igual a las presentadas por el yacimiento debido a la incertidumbre que las primeras poseen, variando solamente el espesor del acuífero resultando el valor de 10 pies el que arrojó mejores resultados, igualmente el acuífero fue localizado por regiones (figura 5.13) debido a que así se controló mejor la producción de agua, haciéndolo desde el extremo del modelo hacia el centro donde se encuentra localizado el pozo, con un flujo en dirección “I” que representa un desplazamiento horizontal y en dirección “K” que representa un flujo vertical en ambos sentidos. También se definió el modelo del acuífero como infinito el cual aportaba la energía necesaria para el mantenimiento de presión, ya que de modo finito la presión declinaba prácticamente toda a los pocos años de producción. Cabe destacar que la temperatura inicial del segmento del acuífero que está conectado al bloque es igual de manera uniforme a la temperatura del bloque asociado, debido a que estos acuíferos están diseñados para trabajar en condiciones de equilibrio, por lo tanto, no importa cual sea la distribución de temperatura en el yacimiento, no se produce conducción inicial alguna de flujo de calor (o flujo de agua) hacia o desde segmento alguno del acuífero.

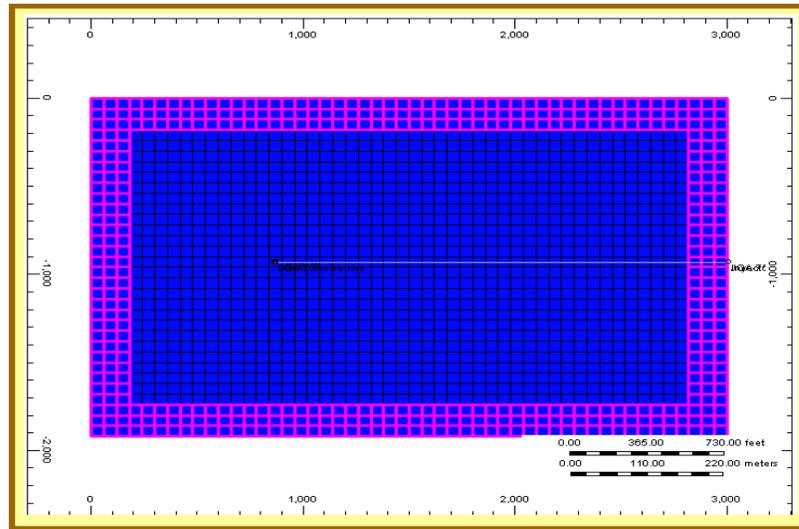


Fig. N° 5.13. Modelo de acuífero ubicado por regiones.

Los datos utilizados en la definición del acuífero se muestran en la siguiente tabla:

Tabla N° 5.7. Características del acuífero.

Nombre	Modelo	Localización	Espesor (pies)	Porosidad (fracción)	Permeabilidad (mD)	Geometría
Aquifer 1	Fetkovich	Regiones	10	0,3744	5.855,7	Infinito

5.4.3 Comportamiento de la Presión

Para que la reproducción del comportamiento de la presión en el yacimiento fuese representativa del declinamiento de la misma, se sensibilizó principalmente el modelo del acuífero en el modelo, dado a que sin el mismo la presión declinaba inmediatamente en los primeros años de producción dejando al yacimiento sin energía. Ya con el modelo del acuífero determinado, se pudo apreciar a través de la figura 5.14 el comportamiento de la presión durante la etapa de cotejo de la simulación, donde se puede observar una declinación suave y continua durante los primeros 6 años de producción, seguida de una disminución un poco más suave hasta el año 80, donde existe un periodo de cierre y la presión se mantiene. Luego se inicia nuevamente la producción por un periodo corto donde se observa una disminución de presión y luego un mantenimiento de la misma nuevamente debido al cierre del pozo

durante siete años aproximadamente, de allí cuando la producción se activa una vez más, se mantiene una declinación continua y suave hasta 1997, fecha en la cual comienza la producción del pozo horizontal que genera una declinación abrupta debido a que es mayor el área de drenaje y por ende se genera un aumento en la producción, continuamente esta declinación abrupta se estabiliza con el tiempo, logrando una presión de aproximadamente 1.210 psi para el año 2003, que resultó apropiada para aplicación de los esquemas de producción a futuro.

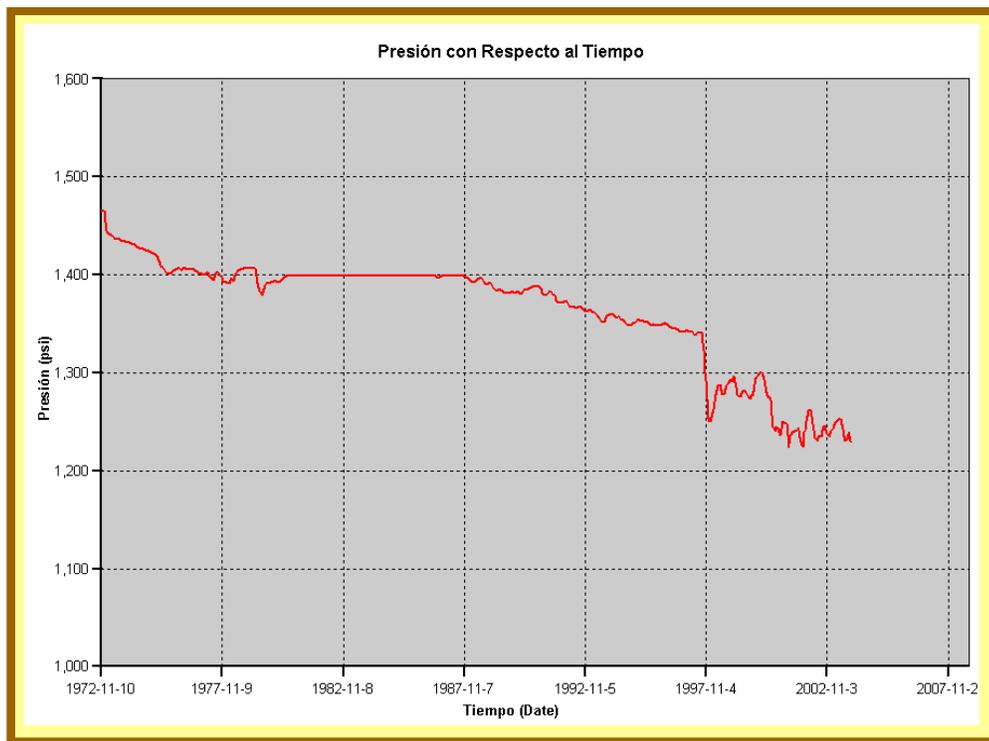


Fig. N° 5.14. Comportamiento de la presión con el tiempo.

5.5 COTEJO HISTÓRICO DE PRODUCCIÓN

El cotejo histórico de producción representa una de las etapas de simulación que requiere mayor tiempo y esfuerzo, pero gracias a ella se logra obtener una representación aceptable y confiable de los resultados arrojados en el estudio de predicciones de un determinado pozo, yacimiento o campo. El objetivo principal de

esta etapa es reproducir el comportamiento real de producción que presenta el pozo seleccionado para el estudio, teniendo en cuenta que no exista una divergencia mayor al 5 % entre el comportamiento real de producción, y el comportamiento reproducido por el simulador. Dado a que no se contó con el historial de pruebas de presiones, no fue posible cotejar el comportamiento de presión en el yacimiento. Igualmente a que el pozo fue completado originalmente en la arena B y la arena C del yacimiento se realizó una discretización de producción para la arena C del yacimiento. El cotejo representó un periodo de 30 años de producción desde el 11/10/1972 hasta el 01/11/2003, de acuerdo a la información con la cual se contó.

Esta etapa correspondió principalmente a la reproducción del petróleo como variable principal, y luego al agua como variable secundaria, acotando que la reproducción de gas no fue tomada como prioridad en el estudio, dado al gran grado de incertidumbre que existe en torno a las medidas tomadas de esta producción, ya que para gran parte del periodo de producción del pozo, el gas no era cuantificado de forma confiable debido a su bajo costo y a su poca demanda en el mercado. Para la realización del cotejo del pozo seleccionado, se trabajó de la forma más adecuada, según lo más frecuente en el ámbito de la simulación cuando se tienen pozos reentradas, la cual es cotejar cada etapa (vertical y horizontal) por separado y luego representar el pozo totalmente.

Originalmente el modelo fue reproducido sin agregar ningún modelo de acuífero, lo cual generaba una declinación de presión abrupta en los primeros años de producción, dejando al yacimiento sin energía para la producción de los fluidos, por lo que fue necesaria agregar un acuífero para lograr mantener la energía como se explicó también en la sección 5.4.3 y poder lograr el cotejo. Una vez obtenida la energía necesaria para la producción de los fluidos se procedió al cotejo de la producción de petróleo como parámetro principal logrando un comportamiento simulado casi perfecto, figura 5.15.

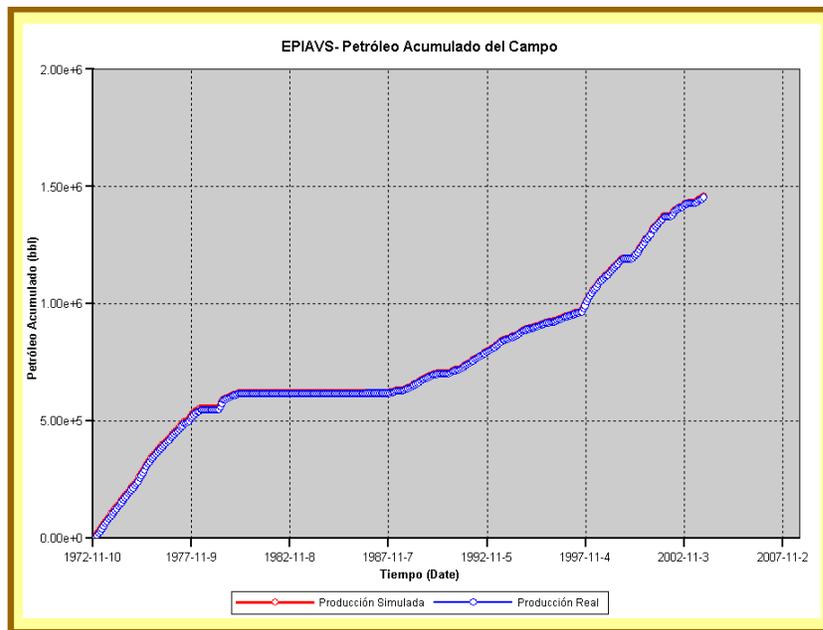


Fig. N° 5.15. Cotejo del histórico de producción de petróleo del campo.

Igualmente puede ser observado a través de las gráficas 5.16 y 5.17 el comportamiento de producción de petróleo que aportó cada pozo.

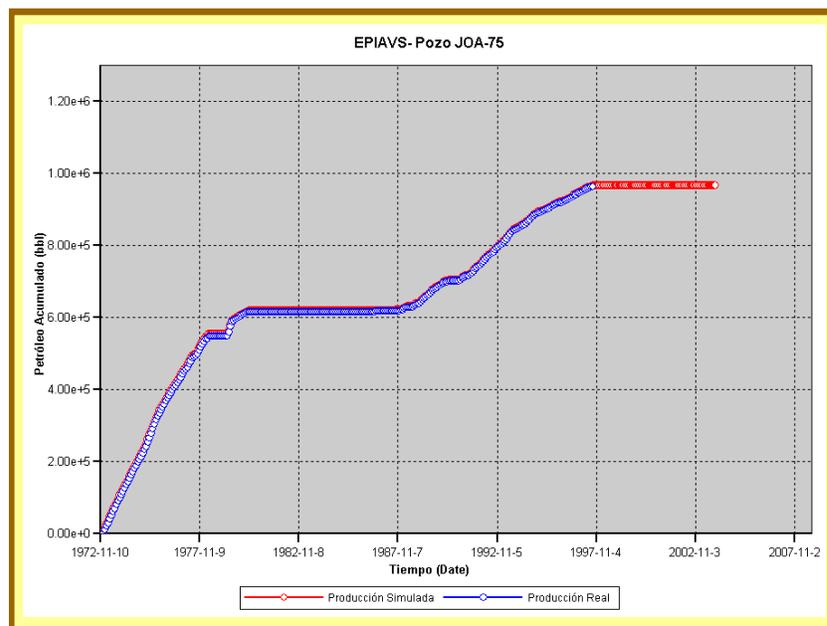


Fig. N° 5.16. Cotejo del histórico de petróleo del pozo vertical.

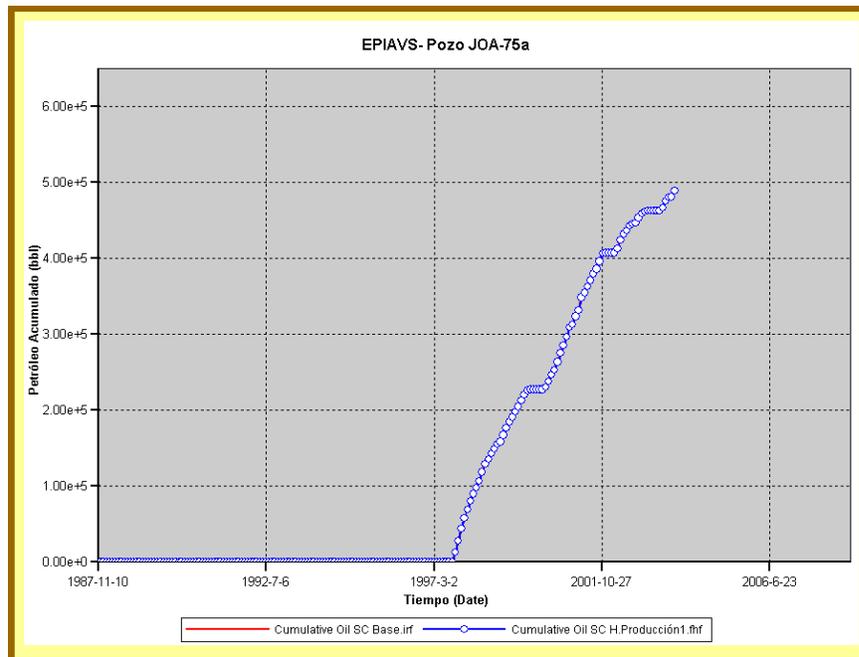


Fig. N° 5.17. Cotejo del histórico de petróleo del pozo horizontal.

Una vez hecho el cotejo de petróleo, se procedió a realizar el cotejo del agua, donde en las primeras corridas de simulación la producción de agua era excesiva e iniciaba al comienzo de la producción del pozo, etapa en la cual la producción real de agua es prácticamente nula. Para lograr el ajuste de la misma se sensibilizaron distintos parámetros del modelo de acuífero como el tipo, el espesor y su ubicación, igualmente fueron sensibilizadas las curvas de permeabilidad relativa, siendo estas unos de los parámetros de mayor incertidumbre, las cuales representan el movimiento de los fluidos en el medio poroso, llegando a presentar la curva de permeabilidad relativa al agua un valor máximo de 0,08. Aunado a esto, también tuvo que ser ubicado el acuífero por regiones, con igual cantidad de bloques desde el extremo hasta el centro del mallado, ya que cuando era ubicado de fondo, la producción de agua era excesiva. Sensibilizadas todas estas variables se logró alcanzar un comportamiento de producción de agua simulado con un porcentaje de error menor al 5 % (figura 5.18), quedando de esta forma un modelo representativo para la aplicación de las predicciones.

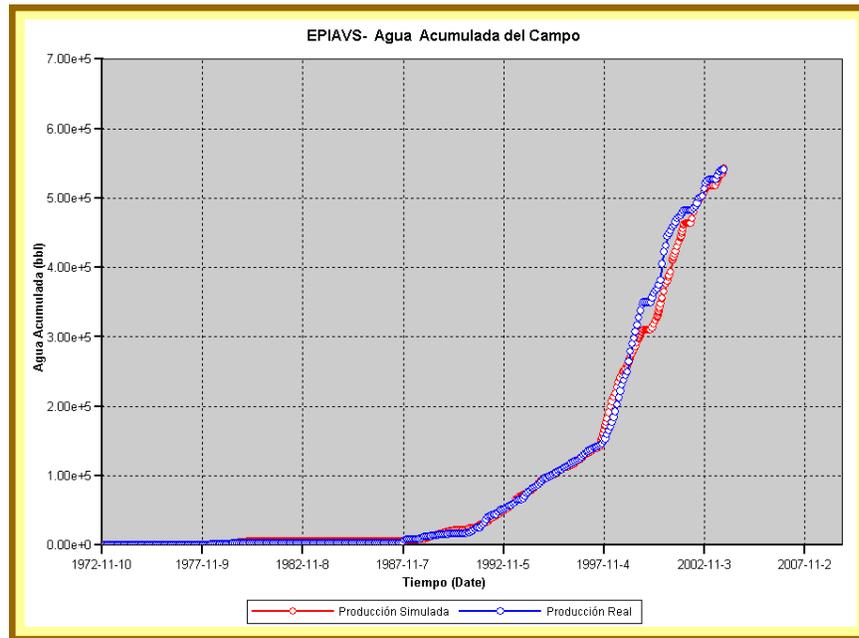


Fig. N° 5.18. Cotejo del histórico de producción de agua del campo.

Igualmente puede ser observado a través de las gráficas 5.18 que en los primeros años de producción, el agua producida era muy poca, considerando un aumento repentino en el año 87, fecha en la cual irrumpe el agua en el pozo. También se puede observar el aumento de la pendiente a partir del año 97, fecha en la cual comienza a producir el pozo horizontal, donde el área de drenaje es mayor haciendo que ocurra un mayor arrastre del agua con respecto al petróleo debido a su movilidad por la baja viscosidad.

La producción de agua cotejada para cada etapa del pozo también puede ser observada a través de las gráficas 5.19 y 5.20 respectivamente.

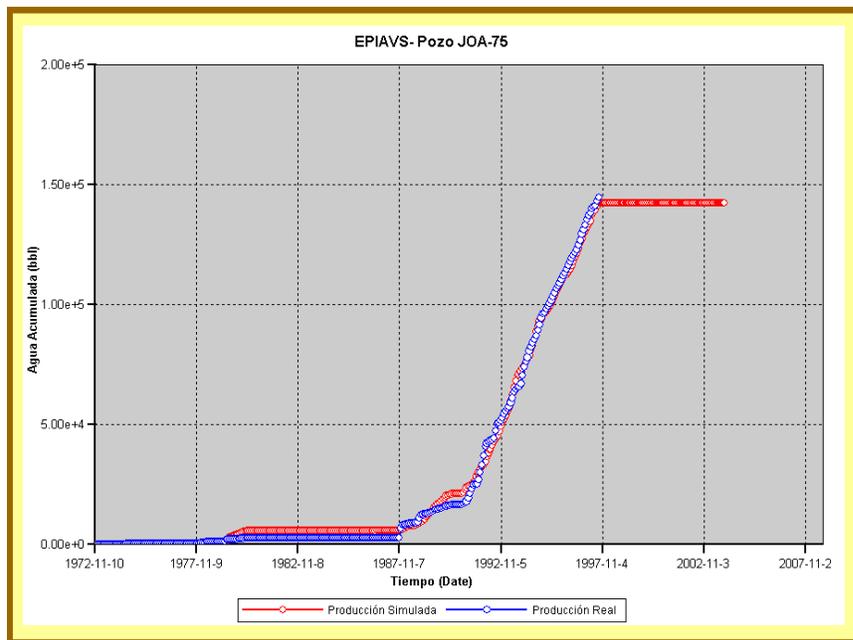


Fig. N° 5.19. Cotejo del histórico de agua del pozo vertical.

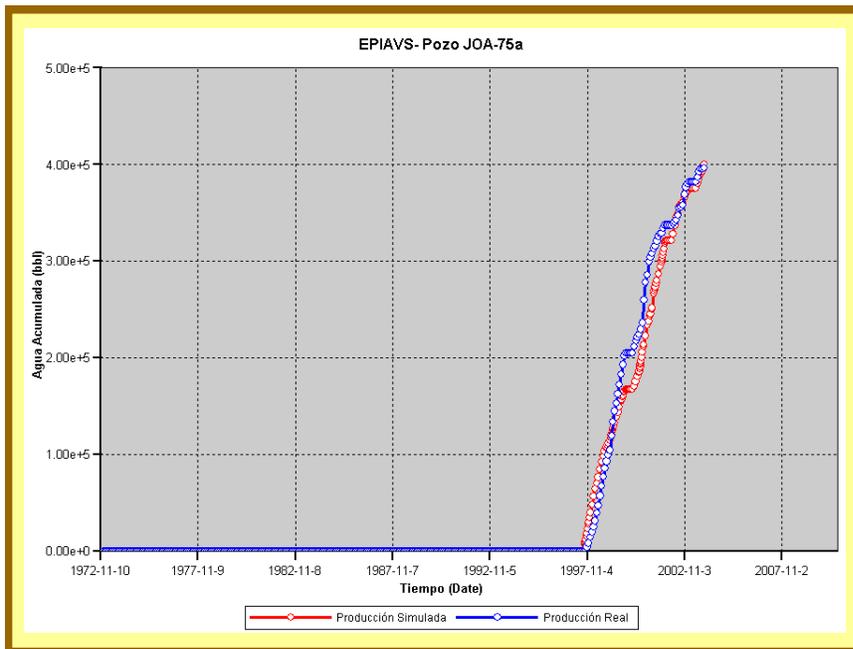


Fig. N° 5.20. Cotejo del histórico de agua del pozo horizontal.

5.6 SENSIBILIDADES PARA DIFERENTES ESQUEMAS DE PRODUCCIÓN

Este objetivo estuvo enmarcado en la realización de diferentes escenarios de producción como parte de las predicciones realizadas para el pozo seleccionado como objeto de estudio.

5.6.1 Flujo Natural

Este consistió en la producción en frío del pozo horizontal seleccionado teniendo como variable principal la presión de fondo fluyente, logrando establecer a través de esta la mejor producción del pozo, de modo que la declinación de presión en el yacimiento no sea tan repentina y así se logre seguir igualmente con el mantenimiento de presión que ha tenido el yacimiento gracias al aporte de energía por parte del acuífero. Como parámetros de operación se tuvieron un corte de agua máximo de 85 % y una tasa de líquido máxima de 2.000 Bls, tomando como horizonte predictivo un periodo de 10 años desde la fecha del 1/11/2003.

Los valores de presión de fondo fluyente utilizados fueron de 900, 800, 700 y 600 psi respectivamente, notando a través de la figura 5.21 que ha medida que el diferencial de presión entre la presión de fondo seleccionada y la presión existente en el yacimiento es mayor, ocurre una mayor producción de petróleo, pero igualmente se produce un aumento de la producción de agua (figura 5.22), el cual es más pronunciado que el petróleo debido posiblemente a un arrastre mayor del agua por poseer menor viscosidad. El yacimiento Jobo-01 según una revisión de diferentes tesis de grado trabaja con presiones de fondo fluyente en el orden de los 800 o 900 psi, y dado que se busca que la producción de agua no afecte demasiado la aplicación de los esquemas de producción planteados en el estudio, es seleccionado el valor de 900 psi, ya que este reporta menores volúmenes de agua producida con respecto a valores menores de bhp.

A través de la figura 5.23 se puede apreciar que a medida que la presión de fondo fluyente es menor, la declinación de presión en el yacimiento aumenta, mostrando una declinación más pronunciada en los primeros meses de producción ya que el pozo se encuentra en un periodo de estabilización.

Trabajando con la presión de fondo fluyente de 900 Lpc se obtuvo un acumulado de petróleo para la fecha del 1/11/2013 de 2,16826 MMBls y un acumulado de agua de 2,52405 MMBls.

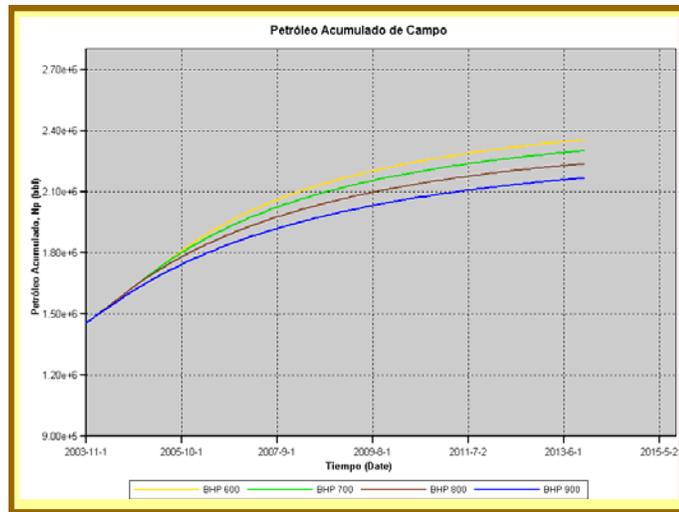


Fig. N° 5.21. Petróleo acumulado para diferentes BHP.

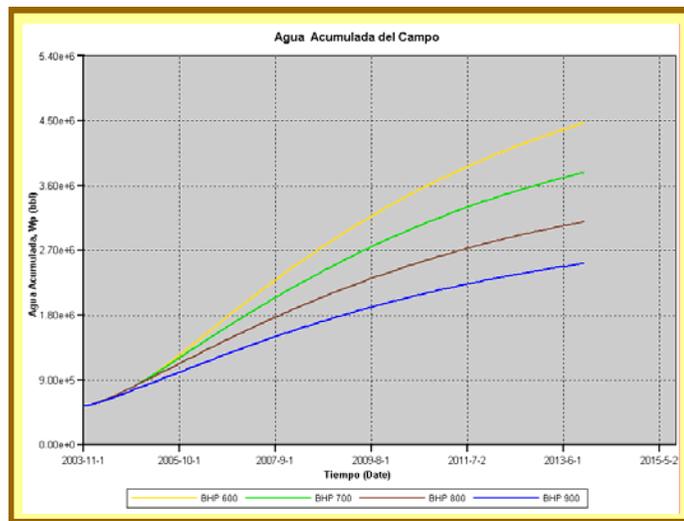


Fig. N° 5.22. Agua acumulada para diferentes BHP.

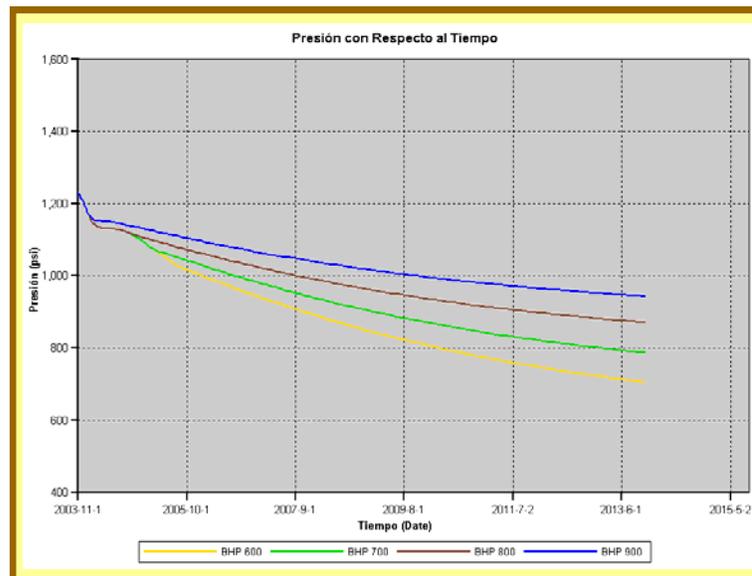


Fig. N° 5.23. Comportamiento de presión para diferentes BHP.

5.6.2 Inyección Alternada de Vapor

Determinada la presión de fondo a utilizar se procedió a la predicción de un escenario de inyección alterna de vapor, tomando como parámetros iniciales una presión de inyección de 1.500 Lpc, de acuerdo a lo recomendado de aplicar un promedio de 300 Lpc superior a la presión actual del yacimiento, debido a que

presiones menores no garantizan que el fluido llegue a la formación y que presiones muy elevadas podrían fracturar la formación causando daños, igual se uso la cantidad de 5.000 toneladas de vapor de acuerdo a la cantidad recomendada para pozos horizontales la cual es de 3 a 5 toneladas por pie perforado, sabiendo que el pozo posee 1.200 pies de sección horizontal con un liner ranurado, también se tomó un tiempo de remojo de 10 días de acuerdo a tesis de grados acerca de procesos de inyección de vapor en el Campo Jobo, un tiempo de inyección igual de 10 días y una calidad de 90 % debido a la profundidad que presenta el yacimiento la cual es mayor a los 3.000 pies, de modo que el vapor pueda llegar en las condiciones deseadas al yacimiento.

Para la determinación del momento en el cual aplicar la inyección de vapor en el yacimiento se evaluó el porcentaje de agua y sedimentos y la tasa de petróleo que presentaba el pozo produciendo naturalmente (figura 5.24), con el objetivo de obtener un mayor recobro de hidrocarburos y que el proceso no se sienta tan afectado por el contenido de agua, seleccionando tres posibles fechas (tabla 5.8), de las cuales la primera es la que presenta mejores condiciones debido a que el corte de agua en ese momento es menor y el aporte de petróleo mayor.

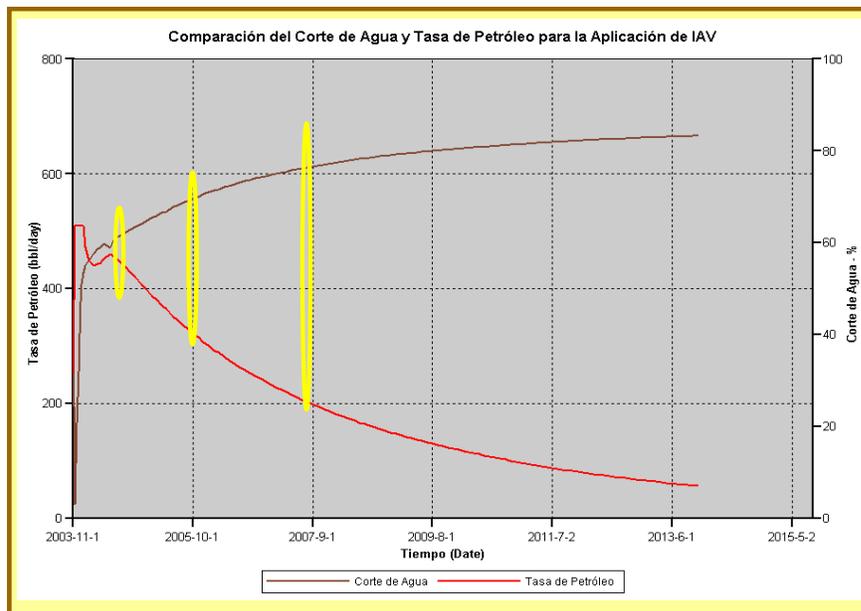


Fig. N° 5.24 Evaluación de la fecha de aplicación de la IAV a través de la tasa y corte de agua.

Tabla N° 5.8 Diferentes fechas para la aplicación de la inyección de vapor

	Fecha 1	Fecha 2	Fecha 3
	01/11/2004	01/12/2005	03/11/2007
Qo (Bls/Día)	403	298	201
Water Cut (%)	63,3	70	75,6

Tomando la primera fecha se puede notar a través de la figura 5.25 que se logra un acumulado de petróleo mayor, pero de proporciones muy pequeñas con respecto a las otras fechas, por lo que se tomó la decisión de seleccionar la misma como el caso base para la sensibilización de las condiciones del proceso de inyección de vapor de acuerdo a que también se logra una menor producción de agua en esta fecha.

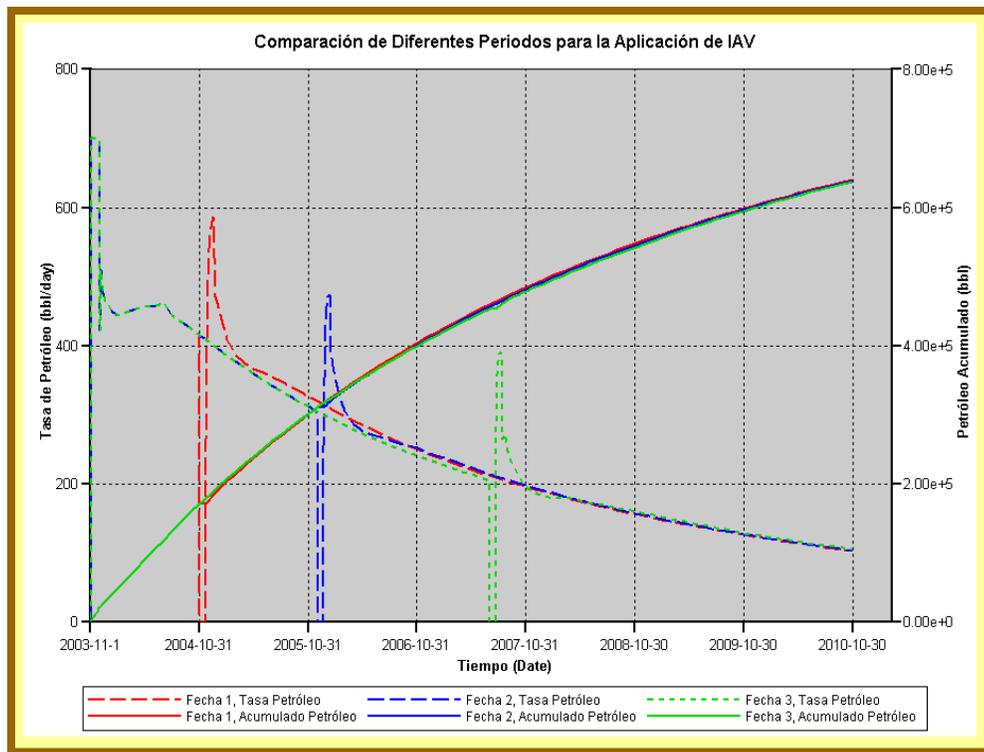


Fig. N° 5.25 Diferentes fechas en la aplicación del proceso de IAV.

Debido a que la diferencia de producción de petróleo aportada por las diferentes fechas no fue muy significativa, se procedió a la reducción del horizonte predictivo de 10 años a 7 años con el fin de reducir el tiempo de simulación empleado y trabajar de forma más eficiente, teniendo ahora como fecha tope de simulación el 10/11/2010.

5.6.2.1 Sensibilidades de las condiciones de inyección alterna de vapor

Con el objetivo de obtener las mejores de condiciones de inyección y lograr un mayor aporte de hidrocarburo se realizó la sensibilización de la calidad del fluido inyectado, el tiempo de remojo del pozo y la cantidad de toneladas inyectadas.

Principalmente se sensibilizó la calidad del vapor teniendo valores de 0,8, 0,85, 0,9 y 0,95, respectivamente obteniéndose un incremento del petróleo acumulado a medida que la calidad era aumentada, aunque el aumento de la producción resultó

ser muy pequeño (figura 5.26), lo cual pudiera ser causado debido a la alta saturación de agua que presenta el modelo, lo que hace que no exista una buena transferencia de calor del vapor hacia el crudo y por ende la recuperación de petróleo sea menor. Igual se pudo evidenciar que para un calidad de 0,95 no existe un aumento considerable de petróleo extraído con respecto la calidad de 0,9, de acuerdo al aumento que presenta este último valor con los demás calidades evaluadas, (tabla 5.8).

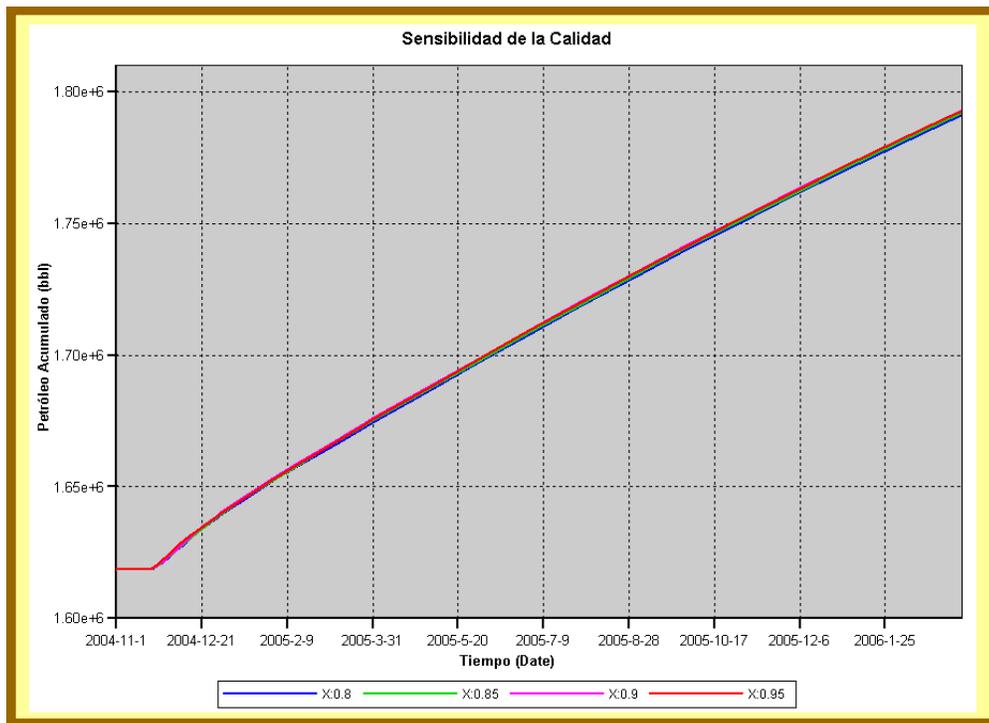


Fig. N° 5.26 Petróleo acumulado para diferentes calidades.

Tabla N° 5.9. Acumulado de petróleo para diferentes calidades.

Calidad del Vapor	Np (Bn)
0.8	131.768
0.85	132.504
0.9	133.438
0.95	133.476

Luego fue sensibilizado el tiempo de remojo del pozo productor, utilizando 5, 7, 10 y 12 días respectivamente, observándose que a una menor cantidad de días, el petróleo producido es mayor (figura 5.27), aunque el aumento es muy poco (tabla 5.10), lo cual pudiera deberse a que una vez que el vapor hace contacto con el yacimiento, mucho calor se pierde hacia el agua contenida en este último, el cual como se dijo anteriormente presenta un alto porcentaje de saturación de agua, lo que hace que el vapor se condense a medida que los días de remojo aumentan y pase a formar parte del agua contenida en el yacimiento saturando aún más la zona de agua logrando que la reducción de la viscosidad del crudo sea muy pequeña. Dado que la producción de petróleo obtenida al variar los días de remojo es muy poca, es recomendable aplicar el menor tiempo de remojo estudiado, ya que así el pozo permanecerá menos días en estado inactivo y eso favorece el ámbito económico.

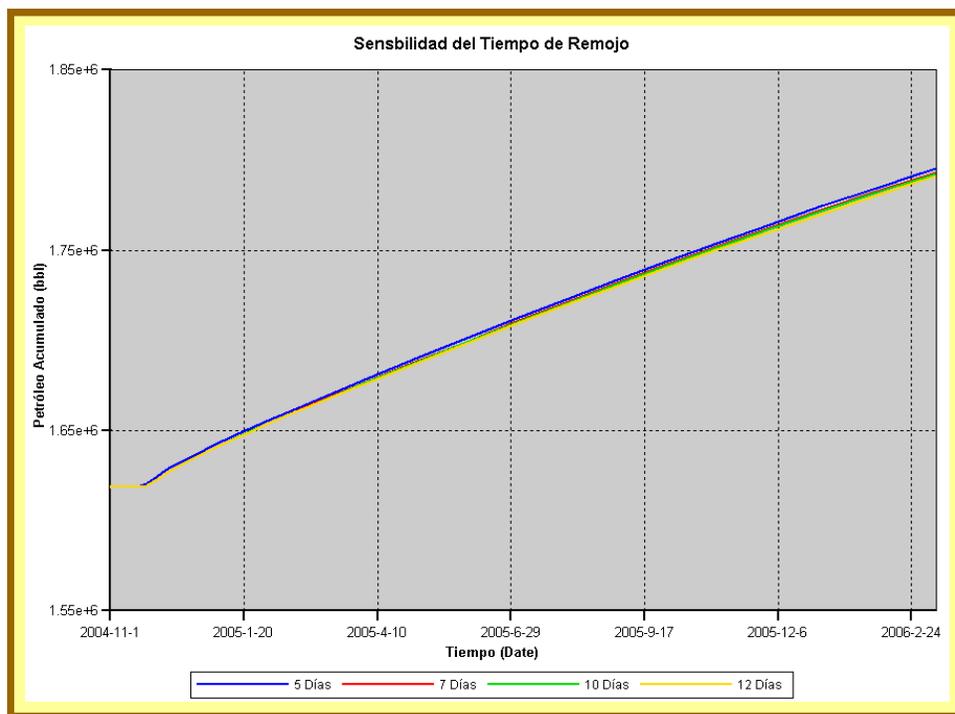


Fig. N° 5.27 Sensibilización del tiempo de remojo.

Tabla 5.10. Acumulado de petróleo para diferentes tiempos de remojo.

Tr	Np (Bn)
5	135.813
7	133.815
10	133.438
12	132.044

Continuamente ya definido la calidad del vapor y el tiempo de remojo que presentaron las mejores condiciones se procedió a realizar la sensibilización de la cantidad de vapor inyectado, principalmente se decidió inyectar una cantidad de 5.000 toneladas de acuerdo al criterio de inyectar de 3 a 5 toneladas por pie perforado para pozos horizontales dado a que el pozo manejado presenta una longitud horizontal de 1.200 pies con un liner ranurado, posteriormente fueron inyectadas las cantidades de 7.500, 10.000 y 12.500 toneladas respectivamente, resultando en este caso que para 5.000 y 12.500 barriles se obtienen los mayores acumulados de petróleo (figura 5.28), (tabla 5.11), aunque para el caso de 12.500 toneladas se observa que la producción de agua aumenta considerablemente con respecto al inyectar 5.000 toneladas, lo cual pudiera ser a lo ya mencionado anteriormente por la alta saturación de agua que presenta la zona haciendo que la condensación del vapor y la pérdida de calor sean mayor, o que debido a que los bloques del mallado presentan un tamaño horizontalmente considerable, estos se saturan de agua hasta el punto que la producción de petróleo es cada vez menor ya que el petróleo encuentra menos espacio en el medio poroso permeable para fluir a producción. Lo particular para casos como este en el cual el yacimiento se encuentra a profundidades considerables mayores a los 3.000 pies y a pozos que presenten longitudes horizontales mayores a los 1.000 pies, sería inyectar la mayor cantidad de vapor posible de modo que la transferencia de calor hacia el pozo y la formación sea más efectiva y la extracción de hidrocarburos sea mayor, pero dado a los valores presentados en las diferentes sensibilidades realizadas la cantidad de vapor inyectado adecuado sería la de 5.000 toneladas.

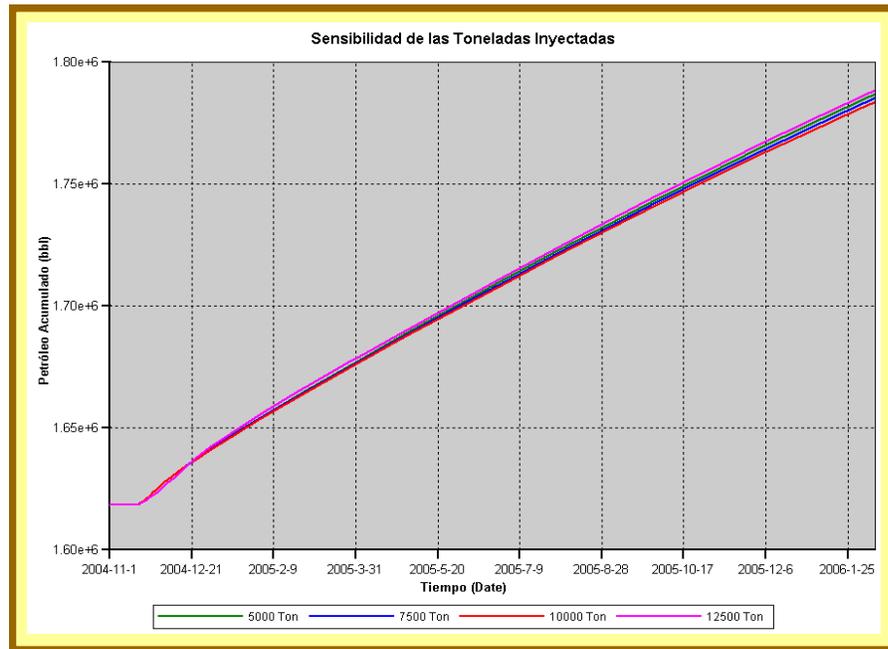


Fig. N° 5.28 Sensibilización de las toneladas inyectadas.

Tabla N° 5.11. Acumulado de petróleo y agua para diferentes toneladas inyectadas.

TN	Volúmenes Producidos	
	Np (Bn)	Wp (Bn)
5.000	135.813	293.598
7.500	134.431	303.581
10.000	133.145	301.661
12.500	137.143	330.365

Realizadas todas estas sensibilizaciones se pudo determinar que las mejores condiciones para la aplicación del proceso de inyección alterna de vapor es aplicar una calidad de 0,9, un periodo de remojo de 5 días y 5.000 toneladas de vapor

inyectado en un periodo de 10 días, logrando un acumulado de petróleo a la fecha del 1/11/2010 de 2,10223 MM Bn.

Se procedió a la realización de un segundo ciclo de inyección una vez determinadas las mejores condiciones para un primer ciclo, tomando como fecha el 1/11/2005 ya que el primer ciclo no tiene ningún efecto para esta fecha, resultando un incremento pésimo en la producción de petróleo ya que para un ciclo se tiene un valor de de 2.102, 23 MBn y para dos 2.107,12 MBn, (figura 5.29), todo lo contrario a lo ocurrido con el agua que aumenta considerablemente (figura 5.30) con valores de 2,2768 MM Bn y 2,33792 MM Bn respectivamente, lo que hace que se descarte como objeto de implementación un segundo ciclo.

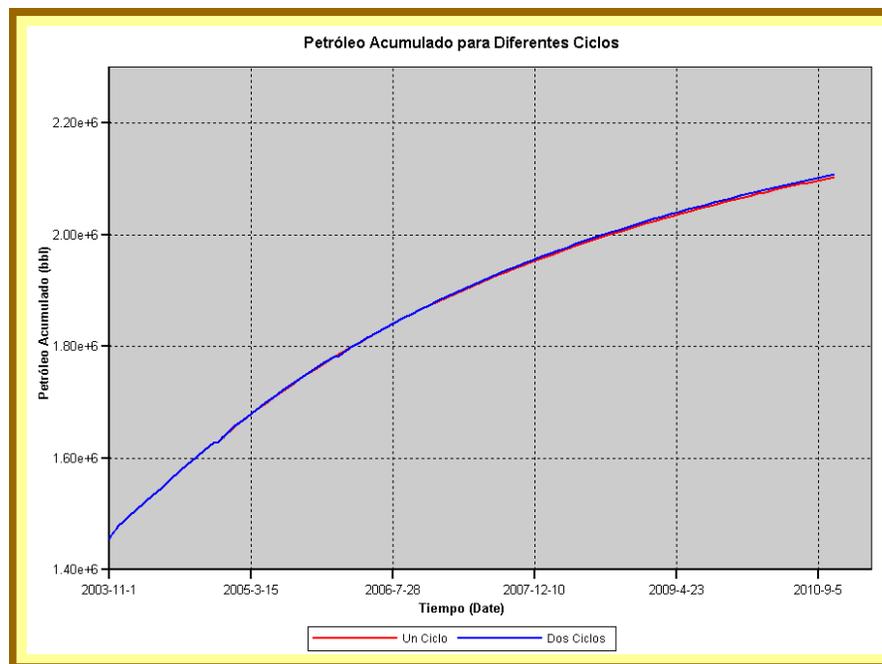


Fig. N° 5.29 Petróleo acumulado para diferentes ciclos.

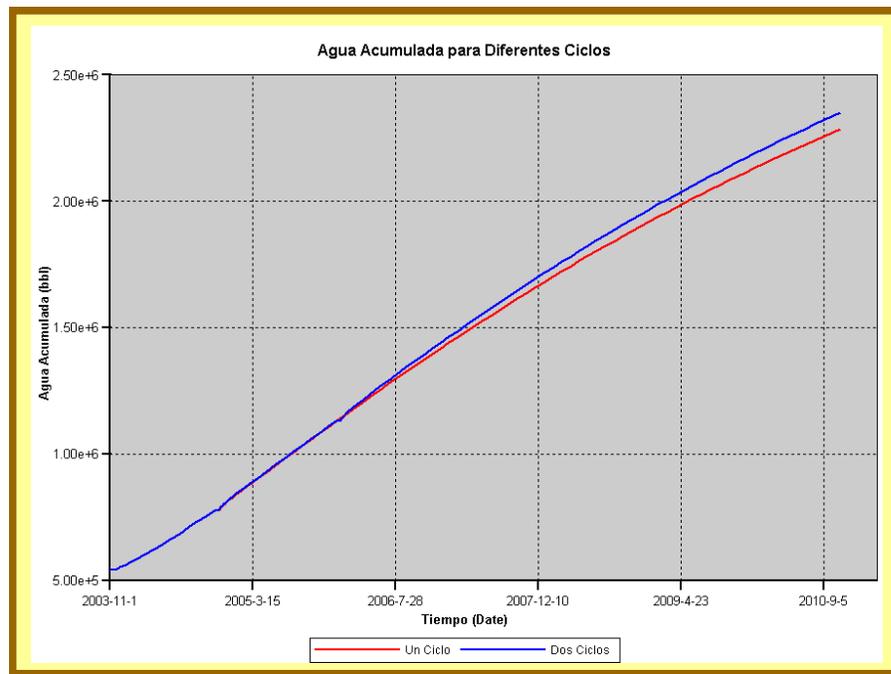


Fig. N° 5.30 Agua acumulada para diferentes ciclos.

A través de la figura 5.31 y de la figura 5.32 se puede observar la distribución de la saturación de agua en el modelo de simulación antes y después de la inyección de vapor respectivamente.

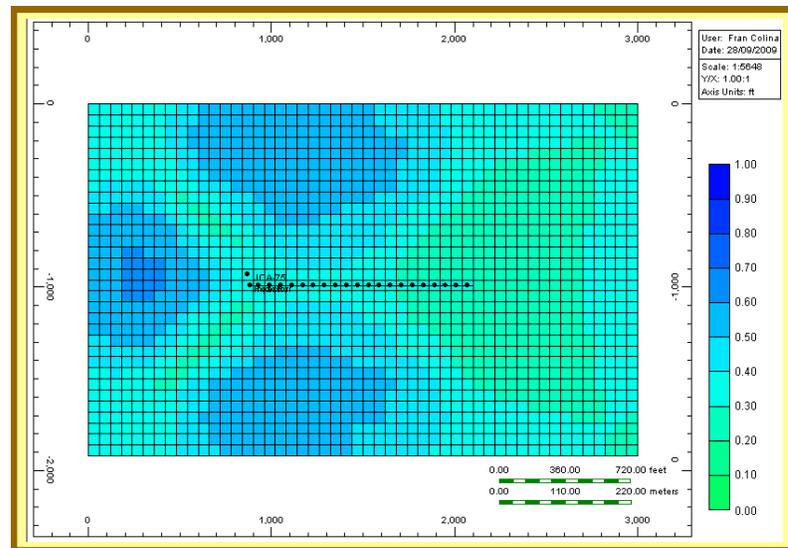


Fig. N° 5.31. Saturación de agua en el modelo antes de la inyección de vapor.

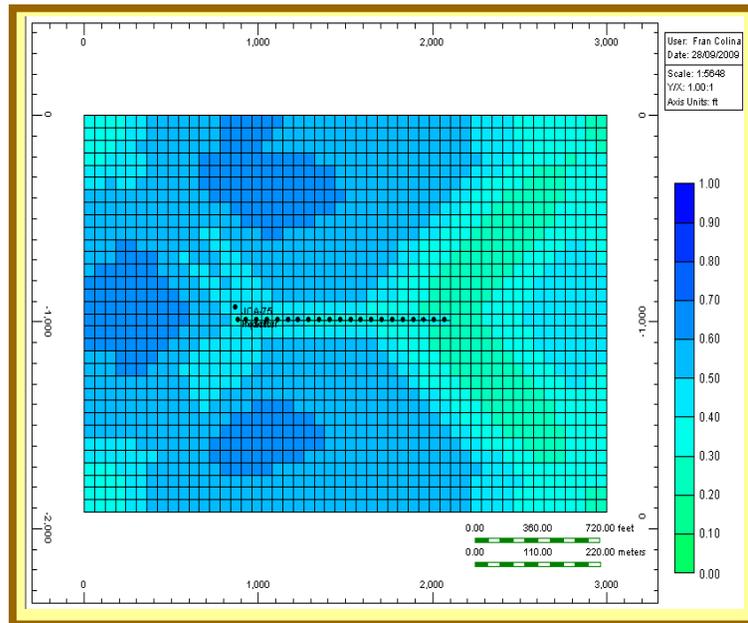


Fig. N° 5.32. Saturación de agua en el modelo después de la inyección de vapor.

5.6.3 Inyección de solventes

Esta etapa consistió en la inyección de dos diferentes solventes procesados en la refinería de Puerto la Cruz, los cuales son Nafta y Diesel, de los cuales mediante la información de destilación obtenida (apédice C) se utilizó el simulador PRO II para obtener los valores de las propiedades necesarias de los mismos (apéndice D) para su inyección utilizando el simulador numérico Stars.

Para ambos solventes se establecieron las mismas condiciones de inyección, las cuales fueron una presión de inyección de 1.500 Lpc de acuerdo al diferencial recomendado en procesos de inyección al igual como se hizo en la inyección de vapor, una temperatura de 550 ° F para lograr que el solvente llegue caliente a la hora de hacer contacto con el petróleo, un tiempo de remojo de 5 días y una cantidad de barriles inyectados igual a 10.000. Las condiciones de operación del pozo fueron de 2.000 bls de líquido en superficie y un corte de agua de 85 %.

Teniendo las condiciones de inyección ya establecidas como caso base se pudo constatar que al inyectar la nafta como solvente se obtuvo un porcentaje de petróleo mayor que al presentado al realizar la inyección de diesel, lográndose un acumulado de 2,1192 MMBls para el primero y un acumulado de 2,10956 MM Bls para el segundo, quedando evidenciado que la nafta aporta un mayor recobro de petróleo entre ambos solventes, lo cual podría deberse a que la nafta es un compuesto con componentes más livianos. Esta propiedad que presenta la nafta de poseer componentes livianos en su composición hace que la misma al mezclarse con el crudo en el yacimiento produzca una reducción de la viscosidad del petróleo como también una reducción de la tensión interfacial, haciéndolo más fluido y por ende más fácil su extracción. Estos solventes a pesar de que son inyectados a elevada temperatura, son inyectados en la fase líquida, de acuerdo a los resultados mostrados por el simulador Pro II una vez realizados los cálculos de las propiedades de los solventes, donde es suministrada una determinada temperatura y presión, y los resultados arrojados son determinados bajo estas condiciones, incluyendo en el estado en el cual se encuentra el compuesto estudiado.

5.6.3.1 Sensibilidades de las condiciones de inyección de Nafta

Con la finalidad de obtener un mayor porcentaje de petróleo a través de la inyección de este solvente, se sensibilizó la cantidad de nafta inyectada, al igual que el tiempo de remojo, ya que son los parámetros que más influyen en la producción, dejando los demás parámetros como se definieron originalmente.

Principalmente se sensibilizó la cantidad de solvente utilizado, tomando valores de 5.000, 10.000, 15.000 y 20.000 barriles, inyectándolos en un periodo de 10 días y con un tiempo de remojo de 5 días. A través de la figura 5.33, se puede evidenciar que a medida que la cantidad de solvente es aumentada la cantidad de petróleo producido también aumenta, ya que al entrar en contacto el solvente con el petróleo este último reduce su viscosidad, puede producir un hinchamiento del petróleo y reducir la tensión interfacial, logrando una zona de baja viscosidad

alrededor del pozo que facilita la producción de petróleo, aunque también es debido a que parte de ese solvente inyectado también es producido ya que el solvente no migra totalmente a través de la formación debido a que la zona presenta una alta saturación de agua en casi todo el modelo.

Igual se puede observar a través de la tabla 5.12, que al inyectar un volumen mayor de nafta, el volumen de petróleo extraído también aumenta, pero este último lo hace cada vez más en menor proporción, lo cual se pudiera evidenciar al observar que al inyectar 20.000 barriles de solvente se recuperan solo 21.516 barriles de petróleo extra a los recuperados al inyectar 5.000 barriles. Aunado a esto y los altos costos que presentan los solventes en el mercado, ya que comprenden compuestos refinados, es seleccionada la cantidad de 5.000 barriles para el seguimiento de las demás sensibilidades.

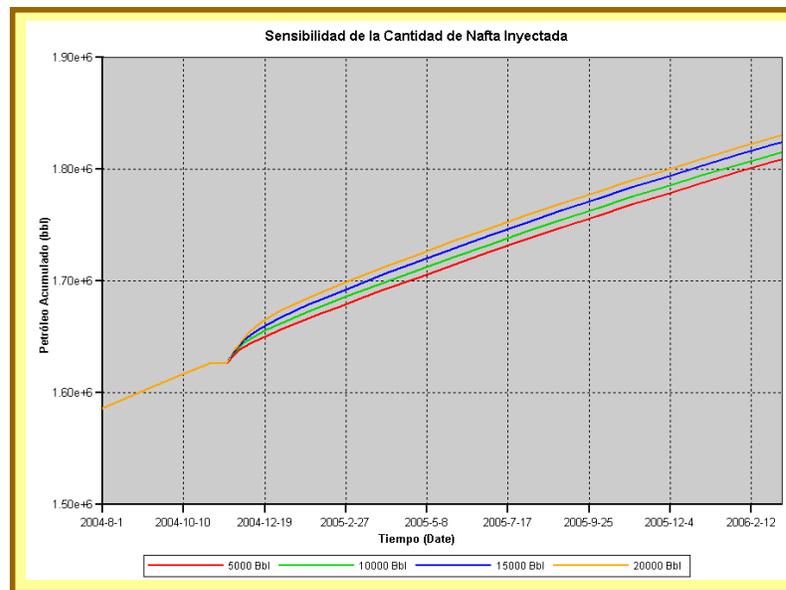


Fig. N° 5.33. Sensibilidad de los barriles de nafta inyectados.

Tabla N° 5.12. Petróleo Acumulado para diferentes volúmenes de nafta inyectada.

Bls	Np (Bn)	Wp (Bn)
5.000	142.158	284.111
10.000	148.990	282.017
15.000	157.456	282.732
20.000	163.674	283872

Luego de establecer la mejor cantidad de barriles inyectados la cual fue de 5.000 barriles, se procedió a realizar la sensibilidad del tiempo de remojo para 3, 5, 7 y 10 días (tabla 5.13), resultando una variación demasiado pequeña en el volumen producido de petróleo (figura 5.34), resultando mayor levemente para un tiempo de 3 días, lo cual pudiera deberse a que el fluido inyectado no se ha distribuido parcialmente en el medio poroso y gran parte de este es producido al abrir el pozo, en cambio para un tiempo de diez días se puede notar que existe un volumen extraído de petróleo menor, también en proporciones muy pequeñas de diferencia con lo extraído para otros días, lo cual pudo ser causado a que parte del calor que el fluido inyectado transmite sea absorbido por la formación o por el agua y no por el petróleo.

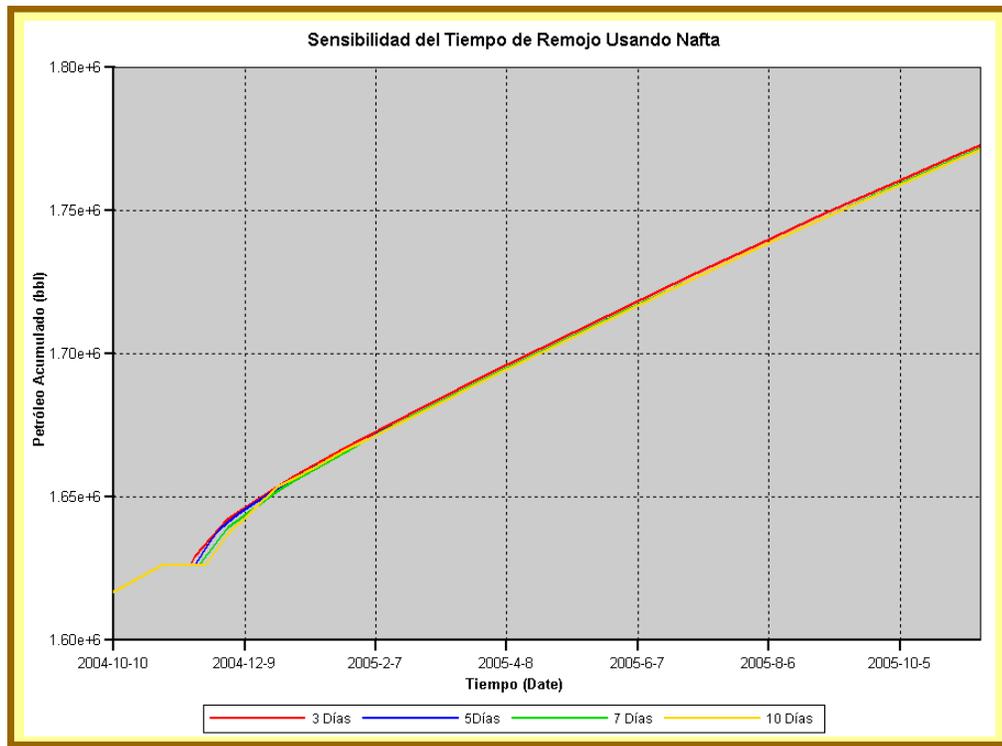


Fig. N° 5.34. Sensibilidad de los días de remojo usando nafta.

Tabla N° 5.13. Volúmenes producidos al variar el tiempo de remojo inyectando nafta.

Tremojo	Np (Bn)	Wp (Bn)
3	143.315	284.401
5	142.158	284.111
7	142.128	283.991
10	141.903	284.295

5.6.3.2 Sensibilidades de las condiciones de inyección de Diesel

Igual que para la nafta, para el diesel también se realizaron sensibilidades de la cantidad de solvente inyectado y del tiempo de remojo, obteniéndose comportamientos muy similares para ambas sensibilidades.

Para la cantidad de barriles de diesel inyectados se tuvo la sensibilidad de 5.000, 10.000, 15.000 y 20.000 barriles, obteniéndose mayor volumen de petróleo a medida que los barriles de solvente inyectado aumentaban (figura 5.35) (tabla 5.14), para el caso donde se inyectaron 5.000 barriles se obtuvo un volumen extra de petróleo con respecto al flujo natural de 8.224 barriles y para el caso donde se inyectó mayor volumen se obtuvo un acumulado de 24.615 barriles de petróleo, donde estos resultados reflejan que la inyección de una mayor cantidad de solvente lo que resultaría sería un posible aumento en los costos de producción, ya que el volumen de petróleo que se extrae resulta ser muy poco, que pudiera deberse a que el solvente no resulta efectivo en términos de mejorar la movilidad del crudo. Debido a lo mencionado es seleccionada la menor cantidad de barriles de diesel inyectados la cual fue de 5.000 para el seguimiento de las sensibilizaciones para este tipo de inyección.

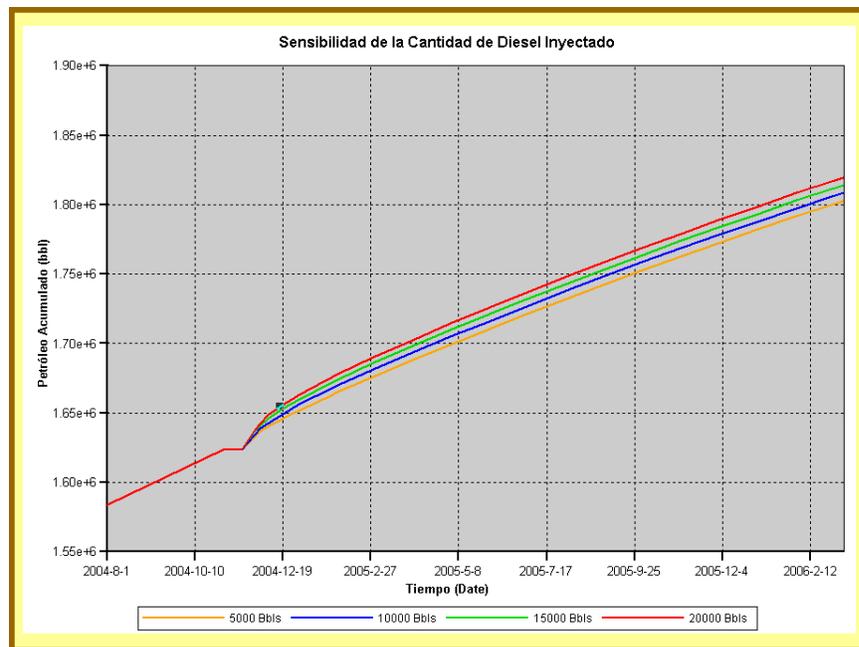


Fig. N° 5.35. Sensibilidad de los barriles de diesel inyectados.

Tabla 5.14. Petróleo Acumulado para diferentes volúmenes de diesel inyectado.

Bls	Np (Bn)
5.000	139.592
10.000	145.267
15.000	150.681
20.000	155.983

Para el tiempo de remojo utilizando diesel se utilizaron los mismos días de inyección que usando nafta, los cuales fueron de 3, 5, 7 y 10 días, logrando comportamientos muy parecidos en los volúmenes extraídos, ya que no existe variación apreciable tanto en el petróleo producido (figura 5.36) como en el agua producida (tabla 5.15). Dado a esta poca diferencia entre el volumen de petróleo recuperado al variar los días de remojo, resulta apropiado desde el punto de vista operacional tener el pozo cerrado el menor tiempo posible, así el pozo se mantiene menos días sin producir.

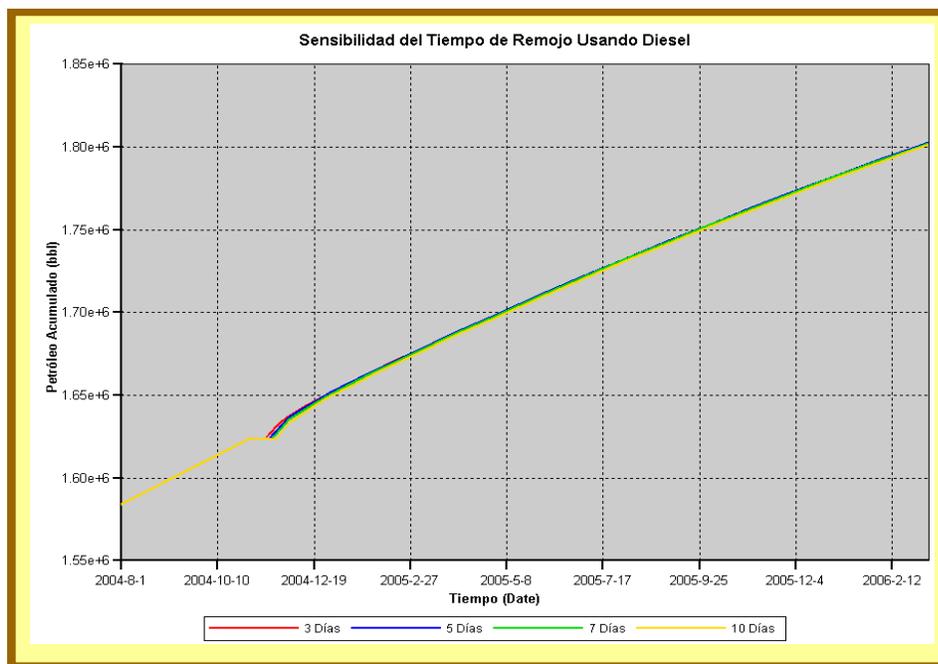
**Fig. N° 5.36 Sensibilidad de los días de remojo usando diesel.**

Tabla N° 5.15. Volúmenes producidos al variar el tiempo de remojo inyectando diesel.

	Al año	Al año
Tremojo	Np (Bn)	Wp (Bn)
3	139.520	283.472
5	139.592	280.490
7	139.132	277.697
10	138.076	275.581

5.7 DETERMINACIÓN DE LAS CONDICIONES OPERACIONALES ADECUADAS PARA LA APLICACIÓN DEL PROCESO DE INYECCIÓN ALTERNA DE VAPOR CON SOLVENTES

Las condiciones operacionales adecuadas para la aplicación del proceso de inyección conjunta de fluidos dependen principalmente de las sensibilidades realizadas a los diferentes escenarios estudiados previamente por separado como lo son la inyección alterna de vapor y la inyección de solventes, destacando que la calidad seleccionada fue la de 0,9 debido a que valores por debajo de esta se obtiene menor porcentaje de petróleo y valores por encima no resultan eficientes, como lo fue en el caso de 0,95, igualmente se inyectó una cantidad de solvente y vapor equivalente a la presentada como la mejor en los casos estudiados, siendo 5.000 barriles de solvente y 5.000 toneladas de vapor las que presentaron el mejor comportamiento. Se utilizó una presión de inyección de 1.500 Lpc de acuerdo a lo que se explicó en la sección 5.6.2 de este capítulo y dado a que en los solventes el tiempo de remojo no presentó ninguna variación relevante será utilizado el presentado por la inyección alterna de vapor que fue de 5 días.

Se realizó la sensibilización de la concentración de Vapor:Solvente inyectada con el objetivo de determinar la que mejor producción de petróleo arroje. Para el caso de la nafta se pudo observar que a medida que la proporción vapor solvente iba disminuyendo, la misma hacia que la producción de petróleo fuese aumentando (figura 5.37) debido a que de acuerdo a los resultados obtenidos de los casos por separado, la nafta presenta mayor recobro que la inyección de vapor dado a que posiblemente el solvente actúe de forma más efectiva en la reducción de la viscosidad que el vapor ya que este último tal vez se disipe rápidamente en el agua de la formación, aunque este aumento de volumen de petróleo al igual que mucho de los anteriores registrados no son tan significativos. Teniendo una concentración vapor:nafta de 5:5 se logra recuperar una cantidad de 2,12561 MMBn de petróleo.

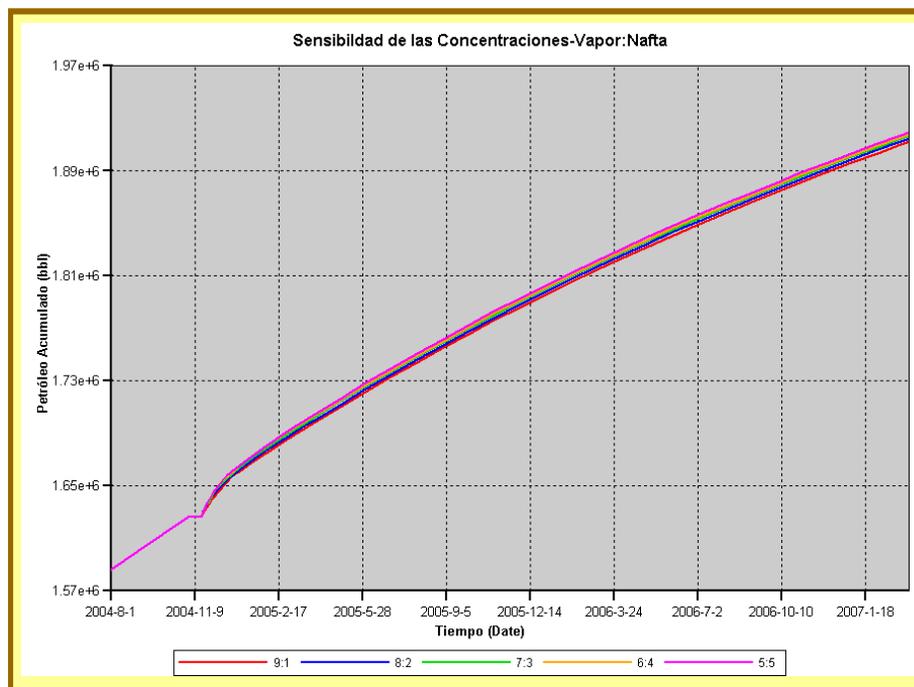


Fig. N° 5.37. Petróleo acumulado Sensibilizando la concentración de vapor:nafta.

Dado que en la figura 5.37 no se aprecia bien la diferencia al cambiar la concentración vapor:solvente, esta diferencia es mostrada a través de un gráfico diferente en la figura 5.38.

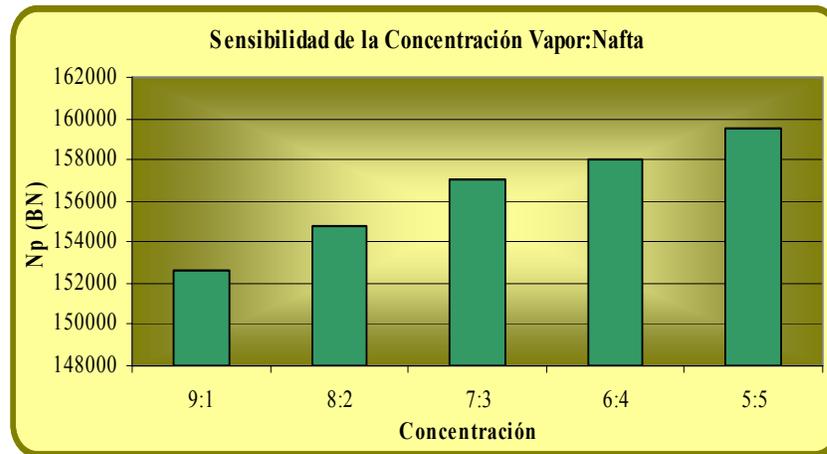


Fig. N° 5.38. Petróleo acumulado para diferentes concentraciones vapor:nafta.

Para el caso de inyectar vapor conjuntamente con el diesel ocurre algo parecido que para la inyección de vapor con nafta, debido a que al inyectar el fluido con menor concentración vapor:solvente la producción de petróleo aumenta (figura 5.39 y 5.40), aunque no proporcionalmente debido a que a las concentraciones de 8:2 y 7:3 no existe un cambio muy apreciable, que podría ocurrir dado a que esas concentraciones la cantidad de solvente no tiene el suficiente contacto con el petróleo de acuerdo a la cantidad de agua que puede haber en el yacimiento, o que el efecto que causa el diesel en la reducción de la viscosidad del crudo no sea muy apreciable. Igualmente dado también a que el diesel inyectado de forma individual logra un volumen de petróleo extraído un poco mayor al recuperado al inyectar vapor solamente, al utilizar una concentración de 5:5 de vapor:diesel se logra el mayor volumen de petróleo recuperado al variar las concentraciones, ya que se inyecta más diesel que en los casos anteriores, siendo este volumen de petróleo de 2,12561 MMbn.

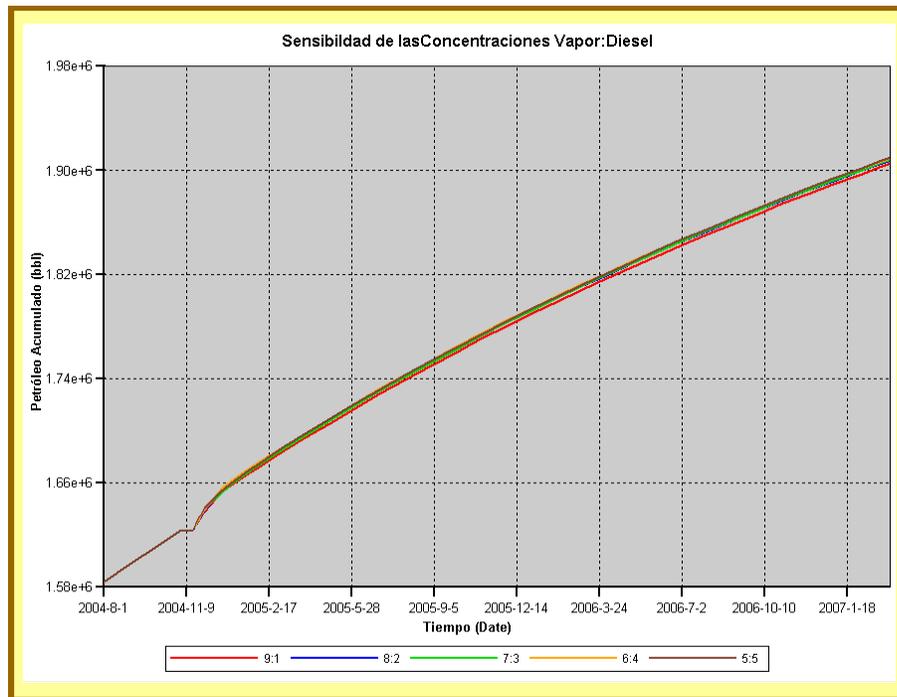


Fig. N° 5.39. Petróleo acumulado Sensibilizando la concentración de vapor:diesel.

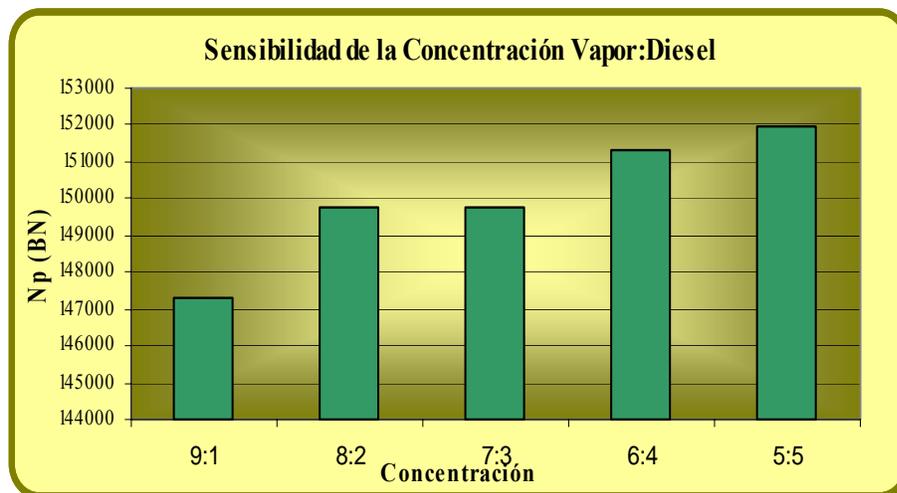


Fig. N° 5.40. Petróleo acumulado para diferentes concentraciones vapor:diesel.

5.8 COMPARACIÓN DE LOS DIFERENTES ESCENARIOS DE PRODUCCIÓN

Para la comparación de todos los escenarios estudiados se seleccionaron las sensibilidades o los casos que presentaron una mejor recuperación de petróleo, mostrándose a través de la figura 5.41 en forma de curvas o en la figura 5.42 en forma de barras los volúmenes extraídos, donde se observa que el caso de la inyección conjunta de vapor con nafta es el escenario que presenta una mayor recuperación de petróleo presentando una diferencia de 42.240 barriles de petróleo extraídos con respecto a la producción en frío, con un volumen total de 2,12561 MMBn recuperados, luego de la inyección de vapor y nafta en términos de volumen de petróleo recuperado se encuentra la inyección de nafta con un valor 2,11766 MMBn que de acuerdo a presentarse como un componente liviano logra una reducción de la viscosidad del petróleo en el yacimiento, entre otros factores, logrando este caso un total de 34.290 barriles mayores a los extraídos por flujo natural.

El inyectar diesel también aporta un incremento en la producción de petróleo con respecto a la producción en frío igual a 23.290 barriles, este aumento no representa un volumen mayor al obtenido al inyectar nafta debido a que el diesel posee menos componentes livianos a que los que presenta la nafta, los cuales logran que exista un aumento en la movilidad del crudo en el yacimiento haciendo que su viscosidad se reduzca como se mencionó anteriormente.

En todos los casos estudiados donde fue inyectado un solvente ya sea solo o conjuntamente con el vapor, el volumen de petróleo recuperado fue mayor al obtenido al inyectar solamente vapor. La poca respuesta al volumen de petróleo recuperado al inyectar vapor pudo estar ligada al porcentaje tan elevado que presenta el modelo de saturación de agua llegando a valores mayores de 50 % haciendo que la distribución del calor en el yacimiento no ocurra como debiera, haciendo

probablemente que el agua en la formación sea la que reciba gran parte del calor y no el petróleo como método para la reducción de su viscosidad.

Dado a que ninguno de los escenarios estudiados mostró una buena producción de petróleo en comparación a la aportada por el flujo natural (tabla 5.16), el mejor escenario para producir este pozo sería a través de la producción en frío.

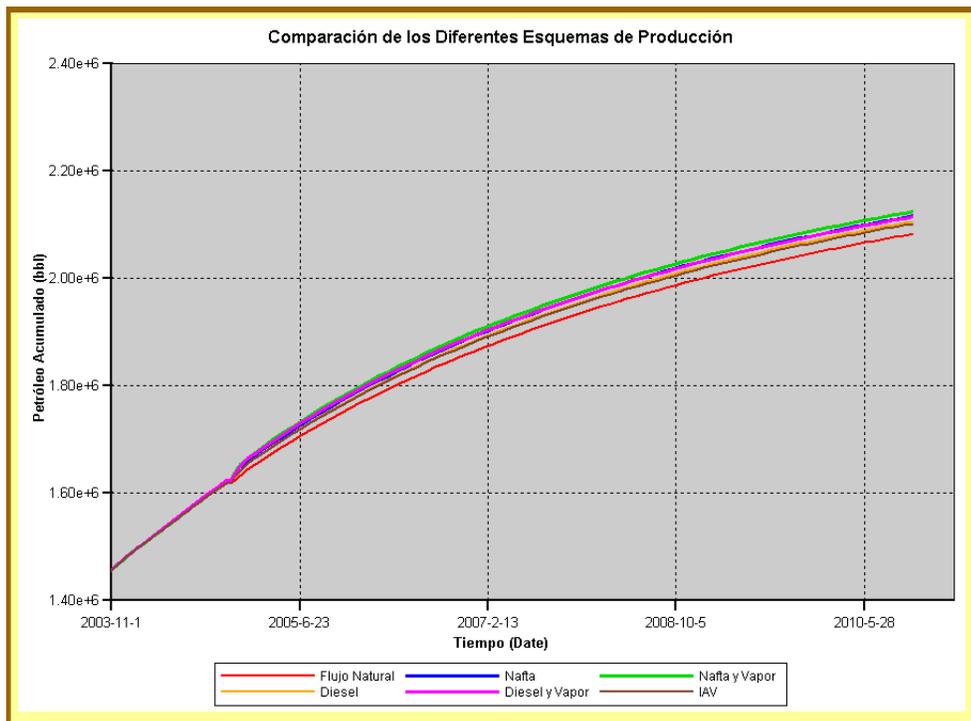


Fig. N° 5.41. Petróleo acumulado para diferentes escenarios.

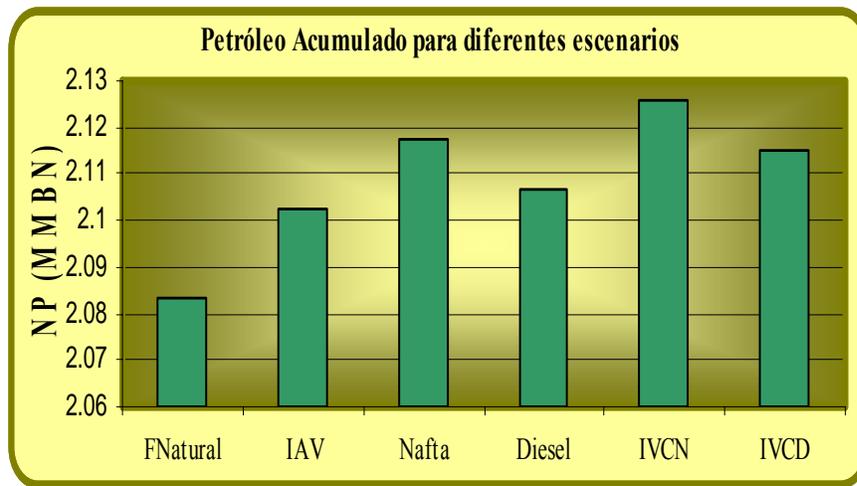


Fig. N° 5.42. Petr6leo acumulado para diferentes escenarios.

Tabla N° 5.16. Resultados para los diferentes esquemas de producci6n.

	A la Fecha 1/11/2010					
	F.Natural	IAV	Nafta	Diesel	IVCN	IVCD
Np (MMBN)	2,08337	2,10223	2,11192	2,10666	2,12561	2,11534
Gp (MMPCN)	548,31	553,815	558,317	550,353	555,027	551,677
Wp (MMBN)	2,13073	2,2768	2,13382	2,14458	2,21319	2,22741

Donde:

IVCN: Inyecci6n de vapor con nafta.

IVCD: Inyecci6n de vapor con diesel.

Con respecto al agua producida, el esquema de inyecci6n alterna de vapor fue el que present6 mayor volumen (figura 5.43), dado que gran parte del vapor que es inyectado se condensa y es producido cuando el pozo es vuelto a producci6n, quedando gran parte de agua en el yacimiento que hace aumentar la saturaci6n de agua alrededor de pozo, lo que genera que luego la producci6n de petr6leo sea menor, ya que el agua pasa a ocupar mayor espacio poroso dentro la roca. Otro ejemplo de esto fue lo ocurrido cuando se realiz6 la inyecci6n conjunta de vapor con solventes,

observándose que se presentan valores de producción de agua también elevados con respecto a cuando fueron inyectados cada de uno de los solventes individualmente ya que estos últimos presentaron una producción de agua apenas más elevada que la producida por el flujo natural. También se pudo observar que al inyectar diesel se presentó un aumento un poco mayor de agua producida con respecto a la obtenida la inyectar nafta, lo que pudiera traducirse en que esto ocurre ya que al inyectar diesel se produjo menos petróleo dejando más camino de flujo al agua que posee menor viscosidad.

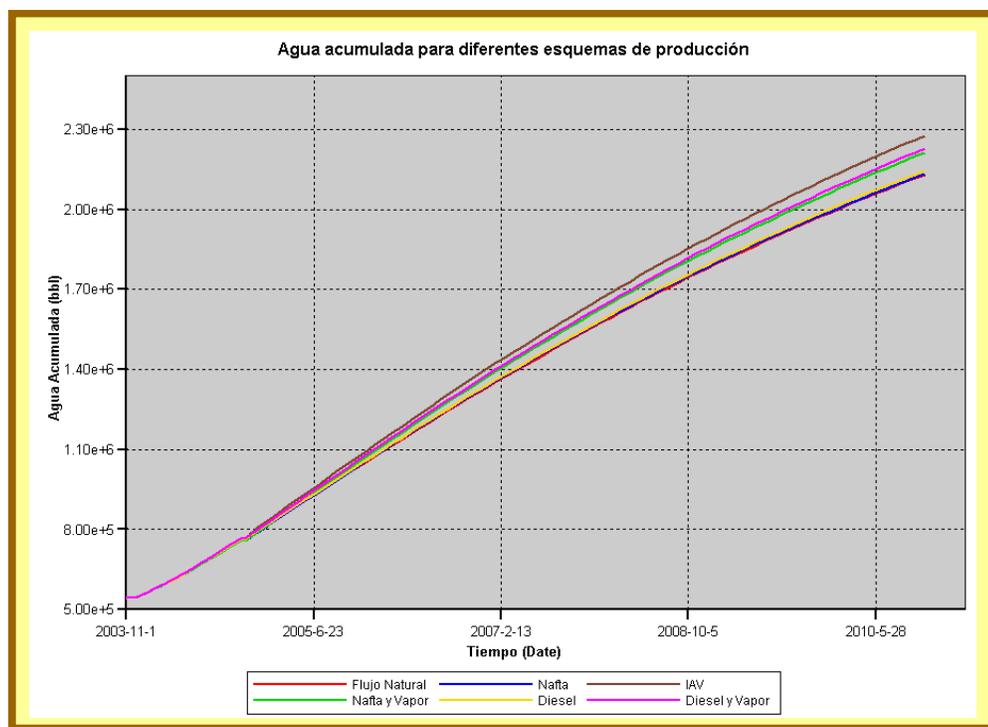


Fig. N° 5.43. Agua acumulada para diferentes escenarios.

En el caso del gas producido por cada esquema se pudo constatar que al inyectar nafta se presentó un volumen mayor de gas con respecto a los demás esquemas (figura 5.44), dado a que este componente como se dijo anteriormente, posee una gran proporción de fracciones livianas que al calentarse y entrar en contacto con el petróleo en el yacimiento hace que este también se caliente liberando

componentes gaseosos. En cambio cuando es inyectado el vapor también ocurre una producción de gas mayor inclusive que cuando se inyecta el diesel, lo que pudiera deberse a que como el vapor es inyectado en mayor proporciones este calienta más el crudo, haciendo que los componentes livianos del mismo puedan desprenderse. Nótese también que antes de comenzar a aplicar los procesos estudiados el modelo tenía una producción de gas mayor, la cual pudo verse afectada debido al agua que cada vez se encuentra saturando más la región de drenaje del pozo.

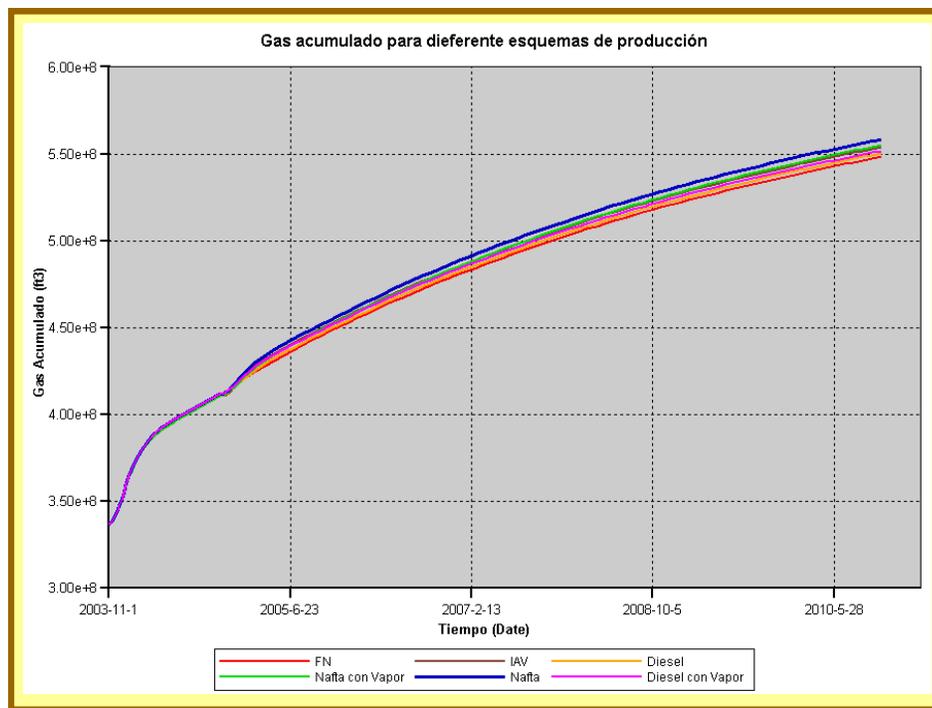


Fig. N° 5.44. Gas acumulado para diferentes escenarios.

5.9 CONCLUSIONES

1. La aplicación de un proceso de inyección bajo todos los esquemas estudiados resultó no ser factible técnicamente de acuerdo al poco porcentaje de hidrocarburos extra recuperados.

2. De acuerdo a los reportes de producción de petróleo registrados por los diferentes esquemas estudiados la producción en frío resultó ser el más factible técnicamente.
3. La inyección de un solvente como nafta aumenta la producción de hidrocarburos debido a la reducción de la viscosidad del petróleo por la cantidad de componentes livianos que posee.
4. El esquema de producción que mostró mejores resultados fue la inyección conjunta de vapor con nafta logrando 2,12561 MM Bn de petróleo.
5. La inyección de nafta resultó ser más efectiva que la inyección de diesel posiblemente a que la primera contiene componentes más volátiles que al mezclarse con el petróleo forman una zona en el yacimiento de menor viscosidad y tensión interfacial.
6. La mejor concentración de vapor y solvente resultante para los casos de inyección conjunta fue la de 5:5 debido a que la inyección de solvente es mayor, y esta resultó ser más factible que la inyección de vapor.
7. Los bajos recobros registrados en los diferentes esquemas de inyección estudiados son originados en parte por la alta saturación de agua que presenta el modelo que hace que el calor no se transfiera adecuadamente al crudo y por ende no exista una buena reducción de la viscosidad.
8. La arena C del yacimiento Jobo-01 fue la que presentó las mejores características para la aplicación de un proceso de inyección de vapor con solventes.
9. El área suroeste del polígono estudiado del yacimiento Jobo-01, fue la que presentó las mejores condiciones para la aplicación del proceso de inyección debido a sus características petrofísicas y a su lejanía del contacto agua-petróleo.
10. El pozo JOA-75 fue el que presentó las mejores características de los pozos horizontales presentes, aunque excede las condiciones recomendadas para aplicar una estimulación con vapor ya que presentó un corte de agua para el principio de la predicción mayor a un 50%.

11. El cotejo histórico de producción realizado para el petróleo y para el agua representó un porcentaje de error menor al 5 % logrando que el modelo de simulación obtuviera representatividad para realizar las predicciones.
12. A través de un acuífero tipo Fetckovich ubicado por regiones se logró reproducir el influjo de agua y el aporte de energía al modelo, logrando una declinación de presión característica del yacimiento.
13. Las condiciones operacionales que resultaron más adecuadas para aplicar un proceso de inyección alterna de vapor fueron: Calidad del vapor de 90 %, tiempo de remojo de 5 días, 5.000 toneladas de vapor inyectadas y 1.500 Psi de presión.

5.10 RECOMENDACIONES

- Evaluar la factibilidad del proceso de inyección de vapor con solventes en un modelo de simulación que no presente una alta saturación de agua, de modo que los mecanismos que ayudan a la recuperación de petróleo no sean afectados severamente.
- Realizar un análisis de composición de los diferentes solventes estudiados y del crudo del yacimiento, con la finalidad de seleccionar el solvente que presenta una mayor afinidad con el crudo del yacimiento y así lograr un mayor recobro de hidrocarburos.
- Realizar un estudio del proceso de inyección de vapor con solventes en un modelo más detallado a través de un dimensionamiento de celdas menores, de modo que puedan ser evaluadas de manera más eficaz las condiciones óptimas de inyección.
- Al momento de ejecutar un proceso de inyección de vapor a un pozo determinado se debe realizar previamente un diagnóstico de intrusión de agua si el pozo presenta una producción excesiva de agua, ya que esta puede acarrear que el proceso no sea efectivo.
- Realizar una evaluación económica a la hora de decidir ejecutar un proceso de inyección de solventes ya que los mismos presentan valores comerciales considerablemente altos.

BIBLIOGRAFÍA

1. Ávila M, Darling del V. **“Estudio Convencional Del Yacimiento Jobo-01 (Área Oeste) Miembro Jobo Formación Oficina Del Campo Jobo, Estado Monagas, Integrando Modelo Estático E Información Dinámica”**, Tesis de Grado, Universidad de Oriente, Monagas, (2006).
2. Marín, R.A. **“Caracterización Dinámica del Yacimiento Jobo-01, Área Asignada a PetroUDO”**, Tesis de Grado, Universidad de Oriente, Maturín, (2003).
3. Salazar L, Juan E. **“Efecto de un Solvente Donante de Hidrógeno en el Mejoramiento de un Crudo Pesado a Condiciones de Inyección Alterna de Vapor”**, Tesis de Grado, Universidad de Oriente, Puerto la Cruz, (2007).
4. Rivera V, José S. **“Prácticas de Ingeniería de Yacimientos Petrolíferos”**, Puerto la Cruz, (2004).
5. París F, Magdalena. **“Inyección de Agua y Gas en Yacimientos Petrolíferos”**, Segunda Edición, (2001).
6. Lezama R, Maryori V. **“Evaluación de la Prueba Piloto de Recuperación Mejorada de Crudo Extrapesado Mediante la Inyección de un Solvente en el Pozo JOC-569 del Campo Jobo”**, Tesis de Grado, Universidad de Oriente, Puerto la Cruz, (2001).
7. Martínez B, Frank L. **“Estudio de Sensibilidad del Proceso de Inyección Alternada de Vapor en Pozos Horizontales Usando el Simulador Numérico STARS”**, Tesis de Grado, Universidad de Oriente, Puerto la Cruz, (2002).
8. L.G. Bracho, O.A. Oquendo. **“Steam-Solvent Injection, Well LSJ-4057, Tía Juana Field, Western Venezuela”**, Artículo SPE (21530), Maraven S.A, (1991).
9. Z. Méndez, J. Álvarez, E. Escobar. **“Cyclic Steam Injection With Additives: Laboratory and Field Test, Result of steam/Foam and Steam/Solvent Processes”**, Artículo SPE (24632), PDVSA-Intevep (1992).

10. García M. M del C. “**Evaluación de la Inyección Alterna de Vapor en Pozos Horizontales del Yacimiento MFB-205 Arena R3 del Campo Bare**”, Tesis de Grado, Universidad de Oriente, Puerto la Cruz, (2005).
11. Sada D, Joshi. “**Horizontal Well Technology**”, (1991).
12. Gutiérrez A. Mata J. “**Evaluación de la Factibilidad Técnica de Aplicar Inyección Continua de Vapor, Mediante la Simulación Numérica, al Yacimiento Jobo-01, Campo Jobo-02**”. Tesis de Grado, Universidad de Oriente, Puerto la Cruz, (2006).
13. Computer Modelling Group (CMG). “**Stars User-s Manual**”. Calgary, Canada, (2005).
14. Invensis, Simsci- Esscor, “**User Guide**”, USA, (2006).
15. Alvarado Douglas, Carlos Bánzer S. “**Recuperación Térmica de Petróleo**”, Maracaibo, (1993).
16. Suniaga, Carlos. “**Determinación Del Modelo Estático De Las Arenas C y D del Yacimiento Jobo-01 Ubicado en el Área Jobo-02 Perteneciente a Petroudo**”, Tesis de Grado, Universidad de Oriente, Puerto la Cruz, (2006).

APENDICE

APENDICE A
(MAPAS DE ISOPROPIEDADES Y DE AMBIENTE SEDIMENTARIO)

Fig. A-1. Mapa de Electrofacies de la Arena C, Yacimiento Jobo-01.

Fig. A-2. Mapa de Saturación de Agua de la Arena C, Yacimiento Jobo-01.

Fig. A-3. Mapa de Isoporosidad de Agua de la Arena C, Yacimiento Jobo-01.

APENDICE B
(PROPIEDADES FÍSICAS DEL AGUA)

Tabla B-1. Propiedades físicas del agua a presión atmosférica o presión de saturación.

Temp. (°F)	Presión (Lpca)	Densidad (lbs/pie3)	Calor Específico (BTU/lbs-°F)	Cond. Térmica (BTU/hr-día-°F)
32	14,7	62,42	1,0074	0,319
40	14,7	62,43	1,0048	0,325
60	14,7	62,35	0,9999	0,341
80	14,7	62,20	0,9983	0,352
100	14,7	61,99	0,9979	0,361
120	14,7	61,70	0,9985	0,370
140	14,7	61,37	0,9994	0,376
160	14,7	61,00	1,0009	0,382
180	14,7	60,57	1,0028	0,387
200	14,7	60,11	1,0056	0,391
212	14,7	59,83	1,007	0,394
240	24,97	59,10	1,013	0,395
280	49,20	57,94	1,023	0,395
320	89,66	56,66	1,037	0,394
360	153,0	55,22	1,055	0,389
400	247,0	53,65	1,080	0,383

APENDICE C
(PROPIEDADES FÍSICAS DE LOS SOLVENTES UTILIZADOS)

Tabla C-1. Valores Reportados de Proceso de Destilación de la Nafta.

Producto	Nafta
° API	56,906
Análisis	ASTMD-86
Destilado del Producto	
Volumen	Temperatura (°F)
IBP	160,24
10%	206,56
50%	248,5
90%	3,048,975
95%	3,502,775

Tabla C-2. Valores Reportados de Proceso de Destilación del Diesel.

Producto	Diesel
° API	36,6
Análisis	ASTMD-86
Destilado del Producto	
Volumen	Temperatura (°F)
IBP	355,44
5%	401,11
10%	425,04
30%	488,93
50%	540,91
90%	654,05
95%	683,29

Tabla C-3. Propiedades de la Nafta obtenidas del simulador PRO II.

Peso Molecular:	111.4095
Presión Crítica (Psia):	418.6312
Temp. Crítica (°F):	572.1462
Densidad (Lb./Ft³) (138 °F)	44.6998
API	56.906

Tabla C-4. Propiedades del Diesel obtenidas del simulador PRO II.

Peso Molecular:	224.0524
Presión Crítica (Psia):	267.4487
Temp. Crítica (°F):	853.1317
Densidad (Lb./Ft³) (138 °F)	50.7981
API	36.6

**METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y
ASCENSO**

TÍTULO	EVALUACIÓN DEL PROCESO DE INYECCIÓN ALTERNA DE VAPOR CON SOLVENTES EN POZOS HORIZONTALES EN EL YACIMIENTO JOBO-01, CAMPO JOBO-02, A TRAVÉS DE LA SIMULACIÓN NUMÉRICA.
SUBTÍTULO	

AUTOR (ES):

APELLIDOS Y NOMBRES	CÓDIGO CULAC / E MAIL
Colina Marcano, Franklin José	CVLAC: 17.653.852 E MAIL: franklinjcolinam@gmail.com
	CVLAC: E MAIL:
	CVLAC: E MAIL:
	CVLAC: E MAIL:

PALÁBRAS O FRASES CLAVES:

Simulación.

Yacimiento.

Campo Jobo.

Solventes.

Inyección Alterna.

METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO:

ÀREA	SUBÀREA
Ingeniería y Ciencias Aplicadas	Ingeniería de Petróleo

RESUMEN (ABSTRACT):

La presente investigación tuvo como objetivo evaluar la factibilidad de la aplicación de un proceso de inyección alterna de vapor en pozos horizontales en el Yacimiento Jobo-01, Campo Jobo-02, utilizando la herramienta de la simulación numérica de yacimientos. El desarrollo del proyecto se inició con el análisis de todas las arenas del yacimiento y la mejor área de la arena que presentara las mejores características para la aplicación del estudio resultando la arena C y el área Suroeste las seleccionadas. Luego fueron evaluados los diferentes pozos horizontales presentes en la arena C de acuerdo a sus parámetros de producción, resultando el pozo JOA-75 el más adecuado para el estudio. Posteriormente fue elaborado un modelo de simulación generando un mallado de 50 bloques en dirección "I", 32 en dirección "J" y 5 capas en dirección "K", para un total de 8.000 bloques, en el cual fue integrada la información petrofísica, las propiedades de los fluidos a través de un PVT sintético generado, las propiedades de las rocas, parámetros del pozo y de producción, logrando un modelo representativo del yacimiento de acuerdo a la información suministrada y al cotejo de producción realizado. Luego teniendo un modelo de simulación confiable se aplicó un proceso de: Inyección alterna de vapor, de inyección de solventes (nafta y diesel) y de inyección múltiple de vapor y solventes, realizando sensibilizaciones de los parámetros operacionales para los diferentes casos estudiados y así obtener las mejores condiciones para la aplicación de cada proceso, con el fin de realizar comparaciones entre los diferentes esquemas planteados y observar cual arroja mayor producción de petróleo. El estudio mostró que la inyección simultánea de vapor y nafta representa el esquema que mayor aporte de petróleo genera y que la inyección de solventes resultó mejor que la inyección de vapor, pero para todos los esquemas planteados su aplicación no resulta factible de acuerdo a que el volumen de petróleo recuperado a través de estos con respecto al flujo natural es relativamente pequeño llegando en el mejor de los casos a una diferencia entre el flujo natural y la inyección conjunta de vapor y nafta de 42.240 barriles.

METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO:

CONTRIBUIDORES:

APELLIDOS Y NOMBRES	ROL / CÓDIGO CVLAC / E_MAIL				
Castro, Luis.	ROL	CA	AS X	TU	JU
	CVLAC:	12.288.427			
	E_MAIL				
	E_MAIL				
Ulacio, Ivón.	ROL	CA	AS	TU	JU X
	CVLAC:	12.337.648			
	E_MAIL				
	E_MAIL				
Uricare, Jairo.	ROL	CA	AS	TU	JU X
	CVLAC:	9.726.435			
	E_MAIL				
	E_MAIL				
	ROL	CA	AS	TU	JU
	CVLAC:				
	E_MAIL				
	E_MAIL				

FECHA DE DISCUSIÓN Y APROBACIÓN:

2009 AÑO	10 MES	26 DÍA
-------------	-----------	-----------

LENGUAJE. SPA

METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO:

ARCHIVO (S):

NOMBRE DE ARCHIVO	TIPO MIME
TESIS.EvaluacionInyeccionAlternativa.doc	Aplicación / msword

CARACTERES EN LOS NOMBRES DE LOS ARCHIVOS: A B C D E F G H I J K L
M N O P Q R S T U V W X Y Z. a b c d e f g h i j k l m n o p q r s t u v w x
y z. 0 1 2 3 4 5 6 7 8 9.

ALCANCE

ESPACIAL: _____ (OPCIONAL)

TEMPORAL: _____ (OPCIONAL)

TÍTULO O GRADO ASOCIADO CON EL TRABAJO:

Ingeniero de Petróleo

NIVEL ASOCIADO CON EL TRABAJO:

Pre-Grado.

ÁREA DE ESTUDIO:

Departamento de Petróleo.

INSTITUCIÓN:

Universidad de Oriente, Núcleo de Anzoátegui.

METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO:

DERECHOS:

DE ACUERDO AL ARTÍCULO 44 DEL REGLAMENTO DE TRABAJOS DE GRADO: LOS TRABAJOS DE GRADO SON DE EXCLUSIVA PROPIEDAD DE LA UNIVERSIDAD DE ORIENTE Y SÓLO PODRÁN SER UTILIZADOS A OTROS FINES CON EL CONSENTIMIENTO DEL CONSEJO DE NÚCLEO RESPECTIVO, QUIEN LO PARTICIPARÁ AL CONSEJO UNIVERSITARIO.

AUTOR

Franklin José Colina Marcano

TUTOR

Ing. Luis Castro

JURADO

Ing. Ivón Ulacio

JURADO

Ing. Jairo Uricare

POR LA SUBCOMISION DE TESIS

Ing. Raida Patiño