

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

ESTUDIO DE FACTIBILIDAD Y MODALIDADES PARA LA INYECCIÓN CONTINUA DE VAPOR EN EL YACIMIENTO BACHAQUERO-02

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

Caracas, Abril 2002

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

ESTUDIO DE FACTIBILIDAD Y MODALIDADES PARA LA INYECCIÓN CONTINUA DE VAPOR EN EL YACIMIENTO BACHAQUERO-02

TUTOR ACADÉMICO: Prof. Adafel Rincón
TUTORES INDUSTRIALES: Ing. Pedro Solórzano
Ing. Edgar Villegas

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

Caracas, Abril 2002

AGRADECIMIENTOS

A mi familia, por haber estado siempre que los necesite y apoyarme todo el tiempo.

A la Escuela de Ingeniería de Petróleo de la UCV, y a todos sus profesores, quienes con su experiencia, conocimientos y dedicación, me brindaron una excelente educación.

Principalmente al Profesor Adafel Rincón, mi Tutor Académico, quien siempre me orientó durante la realización de este trabajo, y a la hora de tomar decisiones importantes, gracias por sus consejos y dedicación.

A los Ingenieros Edgar Villegas y Pedro Solórzano, mis Tutores Industriales, siempre pude contar con su guía, ayuda y comprensión. Asimismo a todo el equipo de la Unidad de Explotación Bachaquero Lago, a quienes agradezco por toda su ayuda, y me llevo gratos recuerdos.

Muy especialmente a mis mejores amigos, Víctor José y José Leonardo, sin ustedes no hubiera podido alcanzar este logro. En cualquier parte que este siempre tendrán un gran amigo en mí.

León E., Daniel

ESTUDIO DE FACTIBILIDAD Y DE MODALIDADES PARA LA INYECCIÓN CONTINUA DE VAPOR EN EL YACIMIENTO BACHAQUERO-02

Tutor Académico: Prof. Adafel Rincón. Tutores Industriales: Ing. Pedro Solórzano e Ing. Edgar Villegas. Tesis. Caracas, U.C.V. Facultad de Ingeniería. Escuela de Ingeniería de Petróleo. Año 2002, 332 p.

Palabras Claves: Inyección Continua de Vapor, Crudos Pesados, Alta Viscosidad.

Resumen. El presente Trabajo tiene como objetivo definir las diferentes modalidades en las que es factible inyectar vapor de manera continua en el yacimiento Bachaquero-02, seleccionando el área geográfica, la volumetría, la combinación de la IAV e ICV, y los arreglos correspondientes; así como los soportes de fluidos, reservas y perfiles de inversión y producción asociados con sus correspondientes evaluaciones económicas.

La preselección del área para el proyecto se hizo en base a las premisas generales que se aplican a este tipo de proyectos, y que han surgido de la investigación y desarrollo de proyectos de ICV a nivel mundial. En Venezuela fue factor clave de referencia la experiencia del Proyecto M-6 Continuo, desarrollado en el Campo Tía Juana Este.

Los análisis preliminares incluyeron la definición del modelo geológico (estructural y estratigráfico), análisis petrofísico, presiones, instalaciones térmicas, viscosidad de los fluidos, profundidad, y tecnología para la producción e inyección de vapor.

Con respecto al análisis petrofísico, este se realizó a 48 pozos verticales (26,82% del total del área), y permitió estimar volumétricamente un POES en 552,878 MMBNP, el cual representa un 6% de todo el yacimiento. Realizando cálculos de distribución de la producción por la capacidad de flujo, se logró determinar la producción acumulada del área, y conjuntamente con el POES, se estimó el petróleo remanente, y se determinó que actualmente existe una saturación promedio de petróleo de 60%, lo cual se verificó mediante la aplicación de la Ecuación de Balance de Materiales.

El diseño del proyecto, fue precedido por la selección de los arreglos para ICV, la cual implicó un estudio geológico del área, que comprendió la realización de más de 30 correlaciones estratigráficas, para definir la extensión y continuidad, tanto lateral como vertical de las unidades sedimentarias que conforman el área del proyecto. Ya

seleccionados los arreglos, se elaboró un cronograma detallado del proyecto, el cual permitirá alcanzar el éxito del mismo, de ponerse en práctica.

La Factibilidad Técnica del proyecto se realizó definiendo las reservas que se obtendrían bajo cuatro casos distintos. El Caso Base consistió en la declinación de la tasa de producción del área hasta el abandono de los pozos, sin inversiones. El Caso 2 representa la condición actual del yacimiento, es decir, el mantenimiento del potencial de producción mediante la IAV, y la perforación y reparación de pozos; para ello se requieren al menos 53 nuevos pozos y suponiendo que generen 1 MMBNP de reservas cada uno, al final de 20 años se alcanzaría un Factor de Recobro (FR) de 47,45%. Este alto FR dió a entender que el actual plan de explotación del yacimiento no permitirá generar esta cantidad de reservas, ya que la IAV no genera reservas, solo acelera su producción. Así que para poder llegar a un recobro de esa magnitud se requiere de la implantación de un proceso de Recuperación Terciaria (Proyecto de ICV), el cual se evaluó en los Casos 3 y 4, este último tomando un máximo aprovechamiento de toda la infraestructura instalada.

Siendo el Proyecto de ICV M-6 el más exitoso realizado en la Costa Bolívar del Estado Zulia, además de ser uno de los logros más importantes de la extinta Maraven, y dado que las condiciones del yacimiento Lagunillas Inferior (donde se implantó el proyecto) son similares a las que presenta Bachaquero-02, los resultados obtenidos en M-6 se utilizaron como base para estimar la recuperación a obtener en Bachaquero-02. Se consideraron iguales condiciones de barrido, calculándose el recobro según el volumen de los arreglos de inyección. De esta forma se estimó que en 20 años se obtendrían 87,861 MMBNP producto de la ICV de 18 arreglos, lo que permitiría elevar el FR del área hasta más de un 46% (29,49%, primario y secundario). Estos resultados fueron corroborados por los modelos analíticos desarrollados por Marx y Langenheim, y Mandl y Volek.

Por otra parte, es muy poco probable que se incurra en los resultados económicos de los proyectos predecesores, ya que según los cálculos realizados, la capacidad de la planta de vapor requerida es de únicamente 2.400 TON/D (6 líneas de inyección de 400 TON/D cada una), así que no se tendrían los altos costos de generación de vapor de M-6, cuya planta tuvo que manejar un promedio 8.000 TON/D.

En general se distingue que mediante la ICV se pueden obtener 87 MMBNP, con un VPN de 44,312 MMBs y 26,34% de TIR a nivel de E&P, siendo muy realista la posibilidad de obtener estos indicadores, basado en el tipo de mecanismo a implantar, el precedente del Proyecto M-6, y el mismo Bachaquero-02. Hoy en día el 40% de la producción de crudos pesados es soportada por la IAV, y nada merece más atención que la capacidad que exhibe el crudo de Bachaquero-02 cuando se le estimula con vapor.

INDICE

AGRADECIMIENTOS	II
RESUMEN	III
LISTA DE FIGURAS	XII
LISTA DE TABLAS	XV
INTRODUCCIÓN	XVIII
CAPÍTULO 1 – MARCO TEÓRICO	1
1.1. Recuperación Térmica	2
1.1.1. Procesos de Recuperación Térmica	2
1.1.2. Consideraciones Generales para Procesos Térmicos	3
1.1.3. Calentamiento de la Formación por Inyección de Agua Caliente.....	3
1.1.4. Inyección de Vapor.....	7
1.1.4.1. Calentamiento de la Formación por Inyección de Vapor	8
1.1.5. Inyección Cíclica de Vapor	8
1.1.5.1. Mecanismos de Recuperación en Inyección Cíclica de Vapor	10
1.1.6. Inyección Continua de Vapor	12
1.1.6.1. Mecanismos de Recuperación en Inyección Continua de Vapor	13
1.2. Propiedades Térmicas del Agua y del Vapor.....	16
1.2.1. Temperatura de Saturación del Agua.....	16
1.2.2. Calor Específico del Agua y del Vapor	16
1.2.3. Calor Sensible del Agua	16
1.2.4. Calor del Vapor ó Calor Latente de Vaporización	17
1.2.5. Calor Total ó Entalpía del Vapor Seco y Saturado.....	17
1.2.6. Calidad del Vapor y Vapor Húmedo	17
1.3. Propiedades Térmicas de los Fluidos y las Rocas	19
1.3.1. Viscosidad del Petróleo	19
1.3.2. Viscosidad de Mezclas Líquidas.....	21
1.3.3. Viscosidad del Agua y del Vapor.....	22
1.3.4. Efecto del Gas en Solución sobre la Viscosidad del Crudo	23
1.3.5. Densidad del Petróleo	23
1.3.6. Densidad del Agua	24

1.3.7.	Calor Específico	24
1.3.8.	Capacidad Calorífica de las Rocas Saturadas	26
1.3.9.	Conductividad Térmica.....	26
1.3.10.	Difusividad Térmica	31
1.3.11.	Saturación Residual de Petróleo	31
1.4.	Propiedades Petrofísicas	33
1.4.1.	Porosidad (\emptyset).....	33
1.4.2.	Saturación de Fluidos.....	33
1.4.3.	Permeabilidad	34
1.4.4.	Conteo de Arena	35
1.5.	Cálculo de Hidrocarburos en Sitio	37
1.5.1.	Parámetros necesarios para la determinación de Hidrocarburos en Sitio	37
1.5.2.	Propiedades Promedio de la Roca y de los Fluidos ponderada.....	38
1.5.3.	Calculo de Hidrocarburos en Sitio por el Método Volumétrico	40
1.6.	Ecuación General de Balance de Materiales.....	41
1.6.1.	Fuentes de error al aplicar la EBM	43
1.6.1.1.	Presión Promedio del yacimiento	43
1.6.1.2.	Concepto de Petróleo Activo	43
1.7.	Arreglos de Pozos.....	45
1.7.1.	Arreglos de 7 pozos.....	46
1.8.	Recuperación de Petróleo por Inyección Continua de Vapor	47
1.8.1.	Pérdidas de Calor durante la Inyección de Vapor	47
1.8.2.	Mecanismos de Transferencia de Calor.....	47
1.8.2.1.	Conducción	48
1.8.2.2.	Radiación	50
1.8.2.3.	Convección	51
1.8.3.	Pérdidas en la Fuente de Calor.....	51
1.8.4.	Pérdidas de Calor en las Líneas de Superficie	51
1.8.4.1.	Procedimiento de Calculo de las Perdidas de Calor en las líneas de Superficie	62
1.8.4.1.1.	Procedimiento de Cálculo Matemático para tubería con aislante	62
1.8.4.1.2.	Procedimiento de Cálculo Matemático para tubería sin aislante	64
1.8.5.	Calidad del Vapor en el Cabezal del Pozo	65
1.8.6.	Perdidas de Calor en la tubería de Inyección dentro del pozo.....	66

1.8.6.1. Método de Willhite	67
1.8.6.1.1. Para Tubería sin Aislante	68
1.8.6.1.2. Para Tubería con Aislante	71
1.8.6.2. Procedimiento de Cálculo de las pérdidas de calor en la Tubería de Inyección del pozo.....	76
1.8.6.2.1. Para Tubería de Inyección sin Aislante	77
1.8.6.2.2. Para Tubería de Inyección con Aislante.....	79
1.8.7. Calidad del Vapor en el Fondo del Pozo.....	82
1.8.8. Calentamiento de la Formación por la Inyección de Vapor.....	83
1.8.9. Mecanismos de Transferencia de Calor en la Formación	83
1.8.10. Modelo de Marx y Langenheim	84
1.8.10.1. Procedimiento para el Cálculo de la Zona de Vapor por el Modelo de Marx y Langenheim.....	93
1.8.11. Modificación de Mandl y Volek.....	93
1.8.11.1. Procedimiento para el Cálculo de la Zona de Vapor por la Modificación de Mandl y Volek.....	94
1.8.12. Cálculo del Volumen de petróleo Barrido por la ICV	96
CAPITULO 2 – CARACTERISTICAS DEL YACIMIENTO BACHAQUERO–02	97
2.1. Ubicación Geográfica.....	98
2.2. Propiedades del Yacimiento	98
2.3. Mecanismos de Producción del Yacimiento	99
2.4. Límites del Yacimiento	100
2.5. POES y Reservas	100
2.6. Comportamiento de la Producción.....	101
2.7. Comportamiento de la Inyección	102
2.8. Frentes de Agua	102
2.9. Frentes de Gas	103
CAPITULO 3 - MARCO GEOLÓGICO.....	104
3.1. Geología Regional	105
3.1.1. Formación La Rosa (Mioceno Temprano).....	105
3.1.2. Formación Lagunillas (Mioceno Medio a Tardío)	106
3.1.3. Formación Isnotú (Mioceno Tardío)	107
3.2. Geología Local.....	109

3.2.1. Unidades Sedimentarias	110
3.2.1.1. Unidad 6.....	111
3.2.1.2. Unidad 7.....	112
CAPITULO 4 – DEFINICIÓN DEL AREA DEL PROYECTO	113
4.1. Premisas para la Selección del Area	114
4.1.1. Descripción del Área Seleccionada.....	115
4.1.1.1. Menor Presión del Yacimiento	115
4.1.1.2. Antecedentes de Inyección Alterna de Vapor.....	116
4.1.1.3. Menor Profundidad	118
4.1.1.4. Buena Porosidad	118
4.1.1.5. Baja Saturación de Agua	118
4.1.1.6. Espesor de Arena adecuado	119
4.1.1.7. Buen Sello Térmico.....	119
4.2. Mapa Isobárico 2.001 del Yacimiento Bachaquero-02	121
4.2.1. Pruebas de Presión No Satisfactorias.....	121
4.2.2. Resumen de las Pruebas Realizadas	122
4.2.3. Recomendaciones sobre el Mapa Isobárico 2.001	123
4.3. análisis Petrofísico del Área.....	124
4.4. Selección del Análisis PVT del Fluido.....	126
4.5. Estimación Volumétrica del POES y del GOES.....	130
4.6. Estimación de la Producción Acumulada de U6 y U7.....	132
4.7. Estimación del Petróleo Remanente y la Saturación Actual de los Fluidos.....	138
4.8. Aplicación de la Ecuación de Balance de Materiales	141
4.8.1. Inyección de Agua en el Yacimiento	141
4.8.2. Calculo del POES a partir de la Ecuación de Balance de Materiales	144
CAPITULO 5 – SELECCIÓN DE LOS ARREGLOS	147
CAPITULO 6 – FACTIBILIDAD TECNICA DE LA ICV.....	153
6.1. Proyecto de Inyección Alterna de Vapor.....	155
6.1.1. Modelo de Declinación para un pozo con IAV.....	155
6.2. Caso Base (Sin inversión, solo gastos de mantenimiento).....	159
6.1.2. Completación del Primer Ciclo de Producción de IAV y Declinación en Frío.....	159

6.1.3.	Declinación de los Pozos No Térmicos	163
6.1.4.	Resultados del Caso Base	163
6.3.	Caso 2 - Mantenimiento del Potencial de Producción con IAV y perforación de Nuevos pozos	167
6.3.1.	Completación de los Ciclos Faltantes de IAV.....	170
6.3.2.	Declinación de los Pozos No Térmicos	171
6.3.3.	Perforación de Nuevos Pozos con IAV	171
6.3.4.	Resultados del Caso 2	172
6.4.	Caso 3 (Generación de Potencial a través de la Inyección Continua de Vapor, suspendiendo la IAV).....	175
6.4.1.	Aprendizaje del Proyecto de Inyección Continua de Vapor M-6	175
6.4.1.1.	Comportamiento Primario y de IAV	176
6.4.1.2.	Diseño del Proyecto	177
6.4.1.3.	Generación y Disponibilidad del Vapor.....	178
6.4.1.4.	Inyección Continua de Vapor	179
6.4.1.5.	Comportamiento de Producción	179
6.4.2.	Estimaciones Basadas en el Proyecto de ICV M-6	181
6.4.2.1.	Factor de Ajuste por comportamiento de producción en IAV	181
6.4.2.2.	Producción Esperada de un Arreglo en Bachaquero-02	186
6.4.2.3.	Líneas de Inyección Requeridas.....	188
6.4.2.4.	Cronograma de Producción del Proyecto	189
6.4.2.5.	Producción Esperada del Proyecto de ICV en Bachaquero-02	190
6.4.3.	Estimación Analítica del Comportamiento de Producción del Proyecto de ICV.	191
6.4.3.1.	Propiedades Térmicas de la Roca.....	191
6.4.3.2.	Volumen de la Zona de Vapor y Petróleo Total Barrido por la ICV	194
6.4.3.2.1.	Factor de Corrección.....	195
6.4.3.2.2.	Consideraciones para la Estimación Analítica	196
6.4.3.3.	Resultados de la Estimación Analítica.....	199
6.4.4.	Completación del Primer Ciclo de Producción de IAV y Declinación en Frío.....	201
6.4.5.	Declinación de los Pozos No Térmicos	202
6.4.6.	Resultados del Caso 3	206

6.5. Caso 4 (Generación de Potencial a través de la Inyección Continua de Vapor, continuando la IAV)	206
6.5.1. Completación de los Ciclos Faltantes de IAV.....	206
6.5.2. Declinación de los Pozos No Térmicos.....	207
6.5.3. Resultados del Caso 4	208
CAPITULO 7 – CONSIDERACIONES OPERACIONALES	211
7.1. Caso 2.....	212
7.2. Caso 3.....	214
7.2.2. Cronograma de Actividades, Inversiones y Gastos.....	221
7.3. Caso 4.....	225
7.4. Producción de Sulfuro de Hidrogeno en Proyectos de ICV	226
7.4.1. Posibles Causas de Generación de Sulfuro de Hidrogeno en el Yacimiento.....	226
7.4.2. Producción de Sulfuro de Hidrogeno en el Proyecto de ICV M-6	228
7.4.3. Distribución de la Concentración de H ₂ S y Temperatura en el Cabezal de los Pozos del Proyecto M-6	229
7.4.4. Recomendaciones sobre el Sulfuro de Hidrogeno en el yacimiento Bachaquero-02.....	230
CAPITULO 8 – EVALUACIÓN ECONÓMICA.....	231
8.1. Determinación del Flujo de Efectivo	234
8.1.1. Ingresos.....	234
8.1.2. Inversiones	235
8.1.3. Regalía	236
8.1.4. Costos y Gastos	237
8.1.5. Aporte Legal a PDVSA.....	238
8.1.6. Depreciación	238
8.1.7. Impuesto Sobre la Renta (I.S.L.R.)	239
8.2. Indicadores Económicos.....	240
8.2.1. Valor Presente Neto (VPN)	240
8.2.2. Tasa Interna de Retorno (TIR)	241
8.2.3. Eficiencia de la Inversión (EI).....	241
8.2.4. Tiempo de Pago Descontado (TPd).....	242
8.3. Caso Base	243

8.3.1. Indicadores Económicos del Caso Base	244
8.4. Caso 2.....	245
8.4.1. Indicadores Económicos del Caso 2	246
8.5. Caso 3.....	248
8.5.1. Indicadores Económicos del Caso 3	249
8.6. Caso 4.....	250
8.6.1. Indicadores Económicos del Caso 4	251
8.7. Análisis de Sensibilidad	252
CONCLUSIONES	255
RECOMENDACIONES	258
REFERENCIAS.....	260
APÉNDICE A - TABLAS COMPLEMENTARIAS	264
APÉNDICE B - FIGURAS COMPLEMENTARIAS	304

LISTA DE FIGURAS

Figura 1.1.1. Calor Sensible, Calor del Vapor y Calor Total en función de la presión.	4
Figura 1.1.2. Representación esquemática de un proceso de IAV.....	9
Figura 1.1.3. Respuestas típicas de producción de un proceso de IAV.	10
Figura 1.1.4. Mecanismos de producción durante la ICV.	13
Figura 1.1.5. Esquema de un proceso de ICV.....	14
Figura 1.1.6. Diagrama de la ICV y distribución aproximada de la temperatura.....	14
Figura 1.3.1. Correlación gráfica generalizada de Viscosidad-Temperatura ³	21
Figura 1.7.1. Diferentes tipos de arreglos de pozos (según F. F. Craig).	46
Figura 1.7.2. Arreglos de 7 pozos ⁸ (según J. Smith y W. Cobb).....	46
Figura 1.8.1. Pérdidas de calor durante la inyección de vapor.	47
Figura 1.8.2. Sección transversal de una tubería de inyección con aislante.	53
Figura 1.8.3. Correlación del Coeficiente de Transferencia de Calor por convección natural para tuberías horizontales ³	59
Figura 1.8.4. Correlación del Coeficiente de Transferencia de Calor por Convección Forzada para tuberías horizontales ³	60
Figura 1.8.5. Distribución de temperaturas en un pozo durante la inyección de vapor.	67
Figura 1.8.6. Comparación entre la distribución de temperatura verdadera en el yacimiento y la aproximación del Modelo de Marx y Langenheim.	85
Figura 1.8.7. Representación de las pérdidas de calor hacia las formaciones adyacentes, según el Modelo de Marx y Langenheim.....	87
Figura 1.8.8. Función F_1 de Marx y Langenheim ³	92
Figura 1.8.9. Función F_2 de Marx y Langenheim ³	92
Figura 1.8.10. Función F_3 de Mandl y Volek ³	95
Figura 2.1.1. Ubicación Geográfica del yacimiento Bachaquero-02.	98
Figura 3.1.1. Columna Estratigráfica del Campo Bachaquero.....	108
Figura 4.1.1. Diagrama del contenido calorífico del vapor para Bachaquero-02.	116
Figura 4.1.2. Ubicación de los pozos térmicos en el yacimiento.	117
Figura 4.1.3. Área preseleccionada para el proyecto de ICV.	120
Figura 4.2.1. Mapa Isobárico 2.001 del yacimiento Bachaquero-02.....	123
Figura 4.4.1. Factor Volumétrico de Formación del petróleo en función de la presión....	128
Figura 4.4.2. Factor Volumétrico de Formación del gas en función de la presión.	128
Figura 4.4.3. Relación Gas-Petróleo en Solución del crudo en función de la presión.	129

Figura 4.5.1. Comparación del POES del área de estudio con el del yacimiento.....	131
Figura 4.8.1. Regiones de inyección de agua en el yacimiento Bachaquero-02.	142
Figura 5.1.1. Distribución del máximo numero de hexágonos (33) en el área.....	149
Figura 5.1.2. Esquema de la ICV, bajo la Modalidad 1.....	150
Figura 5.1.3. Esquema de la ICV, bajo la Modalidad 2.....	150
Figura 5.1.4. Esquema de la ICV, bajo la Modalidad 3.....	151
Figura 5.1.5. Esquema de arreglos seleccionados para la ICV.....	152
Figura 6.1.1. Comportamiento de producción de un pozo Modelo Horizontal con IAV ¹⁵ .	156
Figura 6.1.2. Comportamiento de producción de un pozo Modelo Inclinado con IAV ¹⁵ ...	156
Figura 6.1.3. Comportamiento de producción de un pozo Modelo Vertical con IAV ¹⁵	157
Figura 6.2.1. Comportamiento de producción de un pozo Modelo Horizontal que declina luego del primer ciclo de IAV.....	160
Figura 6.2.2. Comportamiento de producción de un pozo Modelo Inclinado que declina luego del primer ciclo de IAV.....	160
Figura 6.2.3. Comportamiento de producción de un pozo Modelo Vertical que declina luego del primer ciclo de IAV.....	161
Figura 6.2.4. Producción acumulada y Factor de Recobro, para el Caso Base.	165
Figura 6.2.5. Condición de pozos activos, para el Caso Base.....	166
Figura 6.3.1. Comportamiento de la tasa de producción de petróleo del yacimiento Bachaquero-02 durante los últimos 10 años.....	167
Figura 6.3.2. Tasa de producción de petróleo, para el Caso 2.	168
Figura 6.3.3. Producción acumulada de petróleo, para el Caso 2.	169
Figura 6.3.4. Producción acumulada y Factor de Recobro, para el Caso 2.	172
Figura 6.3.5. Condición de los pozos activos, para el Caso 2.	174
Figura 6.4.1. Ubicación del Proyecto de ICV M-6.....	175
Figura 6.4.2. Esquema de ICV en el Proyecto M-6 (19 Arreglos).....	177
Figura 6.4.3. Comportamiento de producción de un pozo vertical con IAV de Bachaquero- 02.....	183
Figura 6.4.4. Comportamiento de producción de un pozo vertical con IAV de M-6.....	183
Figura 6.4.5. Estimación de la producción de un (1) arreglo, bajo la Modalidad 1.	184
Figura 6.4.6. Estimación de la producción de un (1) arreglo, bajo la Modalidad 2.	185
Figura 6.4.7. Estimación de la producción de un (1) arreglo, bajo la Modalidad 3.	185
Figura 6.4.8 Comportamiento estimado de la tasa de producción de petróleo de un (1) arreglo, bajo las tres modalidades de ICV.....	188

Figura 6.4.9. Comportamiento de la tasa de producción de petróleo del proyecto de ICV.	190
Figura 6.4.10. Comportamiento de la producción acumulada de petróleo del proyecto de ICV.....	191
Figura 6.4.11. Distribución de las formaciones productoras y los estratos adyacentes. .	192
Figura 6.4.12. Comportamiento de la producción acumulada de petróleo del Proyecto de ICV, estimada analíticamente.....	201
Figura 6.4.13. Comportamiento de producción esperado, para el Caso 3.	203
Figura 6.4.14. Producción acumulada y Factor de Recobro, para el Caso 3.	204
Figura 6.4.15. Ubicación de los arreglos para ICV, y condición de pozos activos, para el Caso 3.	205
Figura 6.5.1. Comportamiento de producción esperado, para el Caso 4.	208
Figura 6.5.2. Producción acumulada y Factor de Recobro, para el Caso 4.	209
Figura 6.5.3. Ubicación de los arreglos para ICV, y condición de pozos activos, para el Caso 4.	210
Figura 7.2.1. Completación de un pozo productor vertical para ICV.	215
Figura 7.2.2. Completación de un pozo inyector vertical para ICV.	216
Figura 7.2.3. Completación de un pozo Productor Inclinado para ICV.	217
Figura 7.2.4. Completación de un pozo Productor Horizontal para ICV.	217
Figura 7.2.5. Mapa de Infraestructura necesaria para el Proyecto de ICV.	218
Figura 8.7.1. Diagrama Araña, para el Caso 4.	253
Figura 8.7.2. Relación Rentabilidad-Producción para diferentes escenarios de precios.	254

LISTA DE TABLAS

Tabla 1.3.1. Correlación para diferentes rocas.....	30
Tabla 1.3.2. Saturación residual de petróleo en la zona de vapor ³	32
Tabla 1.8.1. Pérdidas de calor en BTU/hr por pie ² , para tubería sin aislante ³	52
Tabla 1.8.2. Pérdidas de calor en BTU/hr por pie lineal, en tuberías con aislante ³	52
Tabla 2.1.1. Propiedades del yacimiento Bachaquero-02.....	100
Tabla 4.3.1. Propiedades petrofísicas promedio de U6 y U7 en el área de estudio.....	125
Tabla 4.4.1. Parámetros PVT para la segregación Bachaquero Heavy (BH) de 15 °API.....	127
Tabla 4.5.1. POES y GOES de U6 y U7, estimado volumétricamente.....	131
Tabla 4.5.2. Comparación del POES y el GOES del área de estudio con el total del yacimiento.....	131
Tabla 4.6.1. Unidades abiertas a producción por intervalos de tiempo, del pozo BA-1416.....	132
Tabla 4.6.2. Propiedades petrofísicas por unidades del pozo B-1416.....	133
Tabla 4.6.3. Historia de producción acumulada del pozo BA-1416.....	133
Tabla 4.6.4. Producción estimada de U6 por intervalos de tiempo, para el pozo BA-1416.....	137
Tabla 4.6.5. Producción estimada de U7 por intervalos de tiempo, para el pozo BA-1416.....	137
Tabla 4.6.6. Producción acumulada estimada de U6 y U7, para el pozo BA-1416.....	137
Tabla 4.6.7. Producción acumulada estimada de U6 y U7, de toda el área de estudio.....	137
Tabla 4.7.1. Petróleo remanente y saturación actual, en el área de estudio.....	140
Tabla 4.8.1. Parcelas que componen las Regiones 2 y 3 de inyección de agua.....	141
Tabla 4.8.2. Pozos inyectoros de agua ubicados en las Regiones 2 y 3.....	142
Tabla 4.8.3. POES de U6 y U7, calculado a partir de la EBM.....	146
Tabla 6.1.1. Producción por ciclos para un pozo Modelo Horizontal con IAV.....	157
Tabla 6.1.2. Producción por ciclos para un pozo Modelo Inclinado con IAV.....	158
Tabla 6.1.3. Producción por ciclos para un pozo Modelo Vertical con IAV.....	158
Tabla 6.2.1. Pozos sin completar el primer ciclo de IAV y reservas asociadas, para el Caso Base.....	161
Tabla 6.2.2. Reservas asociadas a la declinación de los pozos con IAV, para el Caso Base.....	162
Tabla 6.2.3. Resumen de reservas asociadas, para el Caso Base.....	164

Tabla 6.2.4. Comportamiento de producción esperado, para el Caso Base.	164
Tabla 6.3.1. Cantidad de ciclos faltantes por tipo de pozo.	170
Tabla 6.3.2. Reservas asociadas a la IAV, por ciclo y por tipo de pozo, para el Caso 2.	171
Tabla 6.3.3. Reservas asociadas y tipos de reserva, para el Caso 2.	172
Tabla 6.4.1. Propiedades físicas del yacimiento Lagunillas Inferior.	176
Tabla 6.4.2. Producción por ciclos de un pozo vertical con IAV de Bachaquero-02.....	182
Tabla 6.4.3. Producción por ciclos de un pozo vertical con IAV de M-6.	182
Tabla 6.4.4. Cronograma de inicio de producción de los arreglos para ICV.....	189
Tabla 6.4.5. Conductividad Térmica de U6 y U7, y los estratos adyacentes [BTU/hr.pie.°F].	192
Tabla 6.4.6. Capacidad Calorífica de U6 y U7, y los estratos adyacentes [BTU/lbm.°F].	193
Tabla 6.4.7. Capacidad Calorífica de U6 y U7, y los estratos adyacentes [BTU/pie ³ .°F].	193
Tabla 6.4.8. Difusividad Térmica de U6 y U7, y los estratos adyacentes [pie ² /hr].....	193
Tabla 6.4.9. Propiedades Térmicas de U6 y U7, y los estratos adyacentes a 143°F.	194
Tabla 6.4.10. Comportamiento de producción de un (1) arreglo, bajo la Modalidad 1	199
Tabla 6.4.11 Comportamiento de producción de un (1) arreglo, bajo la Modalidad 2.	199
Tabla 6.4.12. Comportamiento de producción de un (1) arreglo, bajo la Modalidad 3.	200
Tabla 6.4.13. Reservas asociadas a la ICV de un (1) arreglo, según las estimaciones realizadas.	200
Tabla 6.4.14. Pozos sin completar el primer ciclo de IAV y reservas asociadas, para el Caso 3.	202
Tabla 6.4.15. Reservas asociadas a la declinación de los pozos con IAV, para el Caso 3.	202
Tabla 6.4.16. Reservas asociadas y tipos de reserva, para el Caso 3.	203
Tabla 6.4.17. Comportamiento de producción esperado, para el Caso 3.....	204
Tabla 6.5.1. Cantidad de ciclos faltantes por tipo de pozo, para el Caso 4.	207
Tabla 6.5.2. Reservas asociadas a la IAV, por ciclo y por tipo de pozo, para el Caso 4.	207
Tabla 6.5.3. Reservas asociadas y tipos de reserva, para el Caso 4.	208
Tabla 6.5.4. Comportamiento de producción esperado, para el Caso 4.....	209
Tabla 7.2.1. Requerimientos de cada arreglo individualmente.	219
Tabla 7.2.2. Organización de los arreglos de acuerdo a los criterios de selección.	220
Tabla 7.2.3. Cronograma de trabajos, inversiones y gastos durante el proyecto.	221
Tabla 8.1.1. Formulas para determinar del Valor Mercantil del crudo	236
Tabla 8.3.1. Flujos de Efectivo y Flujos Descontados en MMBs, para el Caso Base.....	244

Tabla 8.3.2. Valor Presente Neto en MMBs, para el Caso Base.....	244
Tabla 8.4.1. Flujos de Efectivo y Flujos Descontados en MMBs, para el Caso 2.....	246
Tabla 8.4.2. Indicadores Económicos, para el Caso 2.....	247
Tabla 8.5.1. Flujos de Efectivo y Flujos Descontados en MMBs, para el Caso 3.....	249
Tabla 8.5.2. Indicadores Económicos, para el Caso 3.....	249
Tabla 8.6.1. Flujos de Efectivo y Flujos Descontados en MMBs, para el Caso 4.....	251
Tabla 8.6.2. Indicadores Económicos, para el Caso 4.....	251
Tabla 8.7.1. Factores Límites del Análisis de Sensibilidad	252

INTRODUCCIÓN

En el Área Costanera de Bolívar, Estado Zulia, se encuentra una de las acumulaciones de petróleo pesado más grande del mundo, más de 30.700 millones de barriles en sitio correspondiente solamente a áreas probadas.

La mayor parte de este petróleo es de viscosidad muy elevada, ya que los yacimientos son poco profundos en donde la energía potencial y cinética favorecen a la alta viscosidad. Adicional a esto, la roca madre es de arena no consolidada y por ello existen dificultades para producir en forma primaria o por métodos convencionales de recuperación secundaria estos crudos, razón por la cual, en la década de los 50, los investigadores de la Royal Dutch Shell en Amsterdam comenzaron a desempolvar las ideas, ya mencionadas desde 1.917, sobre introducir calor en yacimientos de petróleos pesados con la finalidad de disminuir la viscosidad y aumentar el recobro¹.

La primera prueba piloto de ICV fue llevada a cabo en los bloques C-3 y C-4 del Campo Tía Juana Este, en donde el Yacimiento Lagunillas Inferior presenta dos cuerpos de arena sin comunicación vertical. La prueba se inició en octubre de 1.961 y culminó a finales de 1.967. Se obtuvo una Relación Petróleo Extra Vapor (RPEV) relativamente alta (4,2 Bbl/TON, mayor a lo pronosticado por los estudios previos de laboratorio). Sin embargo, debido a los altos costos de generación del vapor, así como los de deshidratación del petróleo; perforación y reparación de pozos; sumados al bajo precio del petróleo, hicieron que la prueba diera resultados económicos negativos, aun cuando el exceso de producción fue satisfactorio, y muy por encima de la que se obtendría por métodos primarios¹.

En 1.978 se inició el proyecto de ICV más importante realizado en la Costa Bolívar, el cual también tuvo lugar en el yacimiento Lagunillas Inferior (Bloques M-6, M-7, N-6, N-7 y O-6). El mismo fue llevado a cabo con la finalidad de evaluar su aplicación a gran escala como método de recuperación adicional de petróleo en yacimientos de crudos pesados, después de la IAV; determinar la eficiencia del proceso; la factibilidad de desarrollarlo; y el aumento del recobro en yacimientos parcialmente agotados.

Una vez logrados los objetivos fundamentales del Proyecto M-6, y ante las condiciones restrictivas del mercado, el 5 de febrero de 1.987 se decidió el cierre del proyecto. Para esta fecha se habían recuperado 61,4 MMBNP (10,7 % del POES), contando desde el inicio de la ICV, de los cuales 49,0 MMBNP corresponden a producción extra derivada de la ICV (en 9 años), para una RPEV acumulada de 2,0 Bbl/TON.

En la actualidad el yacimiento Bachaquero-02 tiene un acumulado de producción de 1.640 MMBNP quedando aun por explotar unos 1.042 MMBNP. La tasa de producción diaria oscila en 71.000 BNP/D proveniente de 540 pozos, el 40% de la producción total esta concentrada en el Proyecto de IAV. El corte de agua total oscila en 40% y se inyectan 220 MBNA/D por flanco. En 1.993 se inicia la perforación de pozos horizontales con resultados no tan halagadores hasta 1.996 cuando el proceso es revisado debido a que el índice de éxito alcanzaba solo un 60% en los mejores casos. En 1.998 se reinició la perforación horizontal luego de algunos cambios en la perforación y completación, en las estrategias de definición de facies, así como mejoras en la tecnología de medición mientras se perfora (LWD), lo cual permitió elevar el índice de éxito a 90% entre 1.998 y el 2.000, llegando a un 100% de certeza geológica en el año 2.001, con aceptables indicadores económicos al combinar esta tecnología con la IAV.

Más allá de estos resultados, la perforación de estos pozos con la IAV, permite alcanzar una producción de 2.000 BNP/D (en más de 20 pozos), con una declinación ajustada al comportamiento típico de la IAV.

La alta viscosidad del crudo del yacimiento permite suponer que es posible aumentar el factor de recobro del mismo. Además si se tiene en cuenta las enormes reservas de crudos pesados y extrapesados que existen en Venezuela, se puede apreciar el interés prioritario que supone para el país la explotación de estos crudos en condiciones económicamente rentables.

Por estas razones la UE Bachaquero Lago, decidió estudiar la Factibilidad Técnico-Económica de implantar un proyecto de ICV en el yacimiento Bachaquero-02, mediante la realización del presente Trabajo. Este estudio persigue definir las modalidades en las que es factible inyectar vapor, seleccionando el área geográfica, y los perfiles de inversión y producción asociados, con sus respectivas evaluaciones económicas.

CAPÍTULO 1

MARCO TEÓRICO

CAPÍTULO 1 – MARCO TEÓRICO

1.1. RECUPERACIÓN TÉRMICA

La Recuperación Térmica se define como un proceso por el cual, intencionalmente, se introduce calor dentro de las acumulaciones subterráneas de compuestos orgánicos, con el propósito de producir hidrocarburos a través de los pozos.

Por múltiples razones se utilizan los métodos térmicos, en lugar de otros métodos de extracción. En el caso de petróleos viscosos, se utiliza calor para mejorar la eficiencia de desplazamiento y de la extracción. La reducción de la viscosidad del petróleo que acompaña al incremento de temperatura, permite no solo que el petróleo fluya mas fácilmente sino también resulta en una relación de movilidad más favorable durante el desplazamiento de petróleo con agua².

1.1.1. Procesos de Recuperación Térmica

Los procesos térmicos de extracción utilizados hasta el presente, se clasifican en dos tipos: aquellos que implican la inyección de un fluido caliente en el yacimiento y los que utilizan la generación del calor en el propio yacimiento. A estos últimos se les conoce como procesos *in situ*, entre los cuales se encuentra la combustión “in situ”.

Los procesos térmicos de extracción, también se pueden clasificar en desplazamientos térmicos y tratamientos de estimulación.

En los desplazamientos térmicos, el fluido se inyecta continuamente en un número de pozos inyectoros para desplazar el petróleo y obtener producción por otros pozos. La presión requerida para mantener la inyección del fluido también aumenta las fuerzas impelentes del yacimiento, aumentando así el flujo del crudo. De esta manera, el desplazamiento térmico no solamente reduce la resistencia al flujo sino que además, añade fuerza que aumenta las tasas de flujo.

En los tratamientos mediante estimulación con vapor, solamente se calienta la parte del yacimiento cercana a los pozos productores. Aquellas fuerzas impelentes en el

yacimiento, como: la gravedad, el gas en solución y el desplazamiento por agua natural, afectan las tasas mejoradas de extracción una vez que se reduce la resistencia al flujo. En este tipo de tratamiento, la reducción en la resistencia al flujo también puede resultar en la remoción de sólidos orgánicos o de otro tipo de los orificios del revestidor, del forro ranurado o de la malla de alambre, y aun de poros de la roca que forman el yacimiento.

Los tratamientos de estimulación también pueden ser combinados con los desplazamientos térmicos, y en este caso, las fuerzas impelentes son ambas, naturales e impuestas.

1.1.2. Consideraciones Generales para Procesos Térmicos

En recuperación térmica se deben tener presente una serie de consideraciones respecto a las variables básicas del yacimiento. A continuación se presentan brevemente algunas consideraciones generales sobre las variables básicas del yacimiento³.

a) Presión

A bajas presiones, la efectividad de la inyección de vapor aumenta, ya que el vapor puede transportar mas calor (*Figura 1.1.1*), por lo tanto este método de masiva distribución de energía es recomendable en yacimiento agotados energéticamente. Además de esto, la presión de inyección requerida será menor, lo que se traduce en equipos menos sofisticados, y por lo tanto menos costosos.

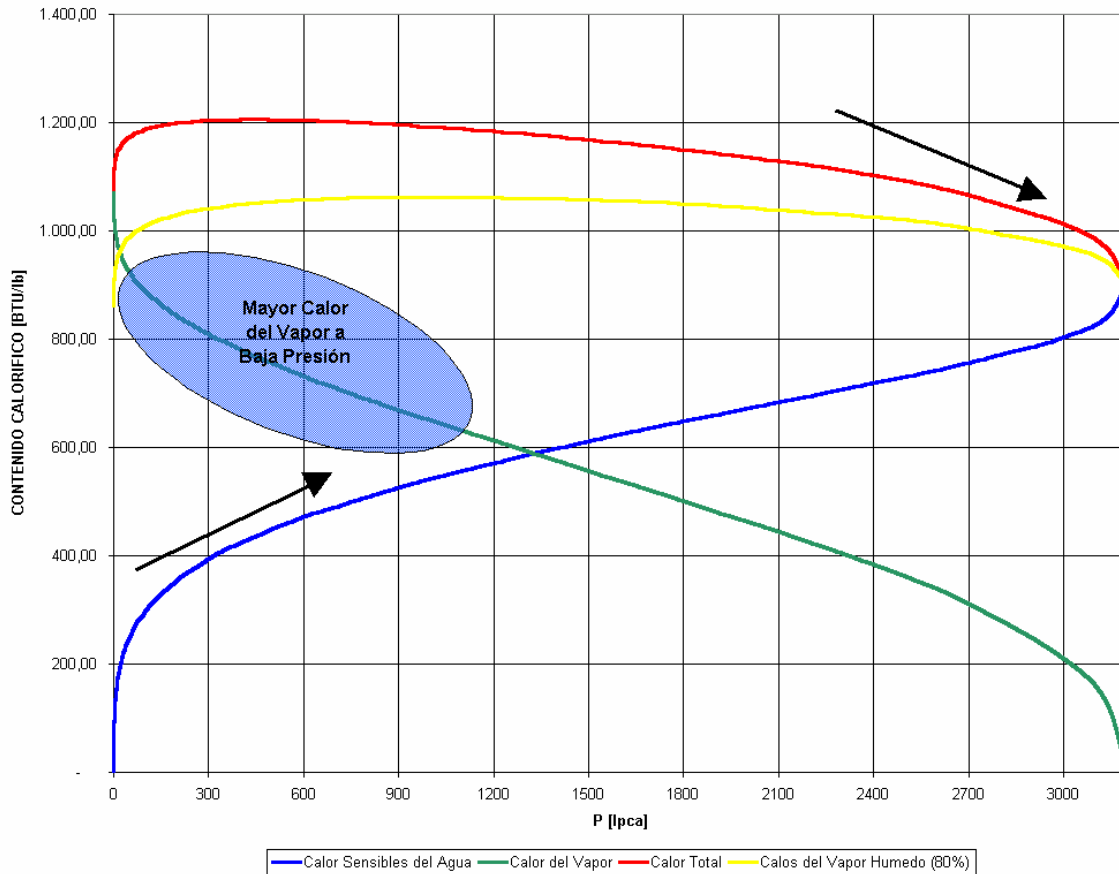


Figura 1.1.1. Calor Sensible, Calor del Vapor y Calor Total en función de la presión.

b) Profundidad

Esta es una consideración primordial. A medida que la profundidad aumenta, la presión de inyección requerida normalmente aumenta. Para vapor esto se traduce en la necesidad de generadores de mayor capacidad y de mejor calidad del agua de alimentación. Para aire, se traduce en un mayor número de etapas de compresión.

Por el lado favorable, un aumento en profundidad significa que se puede aplicar una mayor caída de presión a los pozos productores, lo cual resultará en mayores tasas de producción para un crudo dado en una formación específica. Cuando los yacimientos son poco profundos y la presión de los mismos es baja, los fluidos inyectados pueden fluir hacia la superficie o a través de caminos de flujo que no conduzcan hacia los pozos productores. Si esto ocurre es poco lo que se puede hacer para evitarlo.

c) Porosidad

Además de su influencia en la cantidad de petróleo en sitio, la porosidad tiene un papel importante en recuperación térmica. A medida que la porosidad aumenta, mayor es el volumen de petróleo que se calienta y menor el volumen de roca que se calienta, es decir, que se gasta menos energía calentando roca.

d) Saturación de Agua

En yacimientos donde se haya efectuado una inyección de agua exitosa, son pocas las probabilidades de que un proyecto térmico sea exitoso, sin embargo, existen muchas excepciones a esta regla, especialmente si el precio del crudo es alto.

Se piensa que muchos yacimientos agotados por empuje natural hidráulico, pueden ser buenos candidatos para recuperación térmica, cuando la viscosidad del petróleo es tan alta que la recuperación primaria es baja.

e) Heterogeneidad del Yacimiento.

La estratificación y/o lenticularidad severa en un yacimiento hace difícil correlacionar propiedades de pozo a pozo. Esto puede resultar en cálculos erróneos del petróleo en sitio, al mismo tiempo que dificulta la predicción de la eficiencia areal y vertical. Además disminuye las posibilidades de controlar el frente de inyección

Una capa de lutita de 1-2 pies de espesor, puede evitar la comunicación de presión, aun después que la roca debajo de ella haya sido quemada. Si se inyecta en una sección que contenga una de estas capas de lutitas, el fluido inyectado puede confinarse a la zona de la sección debajo de la lutita, reduciendo así la eficiencia vertical.

Esta situación puede resultar ventajosa en algunos casos. Así por ejemplo, en un yacimiento con varias arenas separadas por capas de lutitas, la inyección de energía térmica en una de las arenas del centro, puede resultar en aprovechamiento del calor perdido hacia las zonas (arenas) adyacentes, produciendo el petróleo existente en ellas

por expansión térmica y por reducción de viscosidad. Además, podría hacerse inyección selectiva.

Cuando la estratificación y la lenticularidad están presentes en grado extremo, se pierde confianza en las predicciones del comportamiento del proceso térmico que se realice. Estas variables, aunque difíciles de estimar no se deben ignorar.

f) Espesor de la Arena.

Este es un parámetro importante en todos los procesos térmicos. Para inyección de vapor es conveniente tener espesores moderadamente altos, ya que de esta manera las pérdidas de calor hacia las formaciones adyacentes son bajas. Para arenas de poco espesor, las pérdidas verticales de calor pueden dominar los procesos de inyección de vapor.

g) Movilidad del Petróleo.

En algunos yacimientos, el petróleo en sitio es esencialmente inmóvil. Cuando esto ocurre, es difícil, sino imposible, el iniciar un frente móvil de petróleo y la única forma de calentar un área considerable del yacimiento es creando una fractura. El incremento de temperatura resultante hace que el petróleo se haga móvil en otras áreas del yacimiento.

En algunos yacimientos el petróleo tiene alguna movilidad, pero no la suficiente para permitir tasas de producción de la magnitud de las alcanzadas en procesos térmicos. En este caso los pozos productores requieren alguna forma de estimulación, como uno o más ciclos de inyección alterna de vapor.

1.1.3. Calentamiento de la Formación por Inyección de Agua Caliente

Cuando un fluido caliente, tal como agua o gas, caracterizados solamente por su calor sensible (es decir, sin calor latente), es inyectado en un medio poroso, una distribución de temperatura es creada en el medio. A cualquier tiempo dado, la temperatura en el punto de inyección (plano o superficie) es igual a la temperatura del fluido T_F . A medida que el

fluido se mueve del punto de inyección, la temperatura cae, alcanzando eventualmente la temperatura de la formación T_R .

Esta distancia, y por lo tanto el tamaño de la zona calentada por el fluido aumentará a medida que aumenta el tiempo de inyección, pero la temperatura de la zona calentada siempre será menor que la temperatura del fluido T_F . Teóricamente, solo a un tiempo infinito la temperatura en el yacimiento será igual a T_F^3 .

1.1.4. Inyección de Vapor

Es un proceso mediante el cual se suministra energía térmica al yacimiento inyectando vapor de agua. El proceso de inyección puede ser en forma continua o alternada.

En la inyección continua de vapor, el vapor es inyectado a través de un cierto número de pozos, mientras el petróleo es producido a través de pozos adyacentes, por lo que se suministra tanto energía térmica, como energía mecánica.

Los principales mecanismos que contribuyen al desplazamiento de petróleo en este tipo de proceso son: la expansión térmica de los fluidos, la reducción de la viscosidad del petróleo y la destilación con vapor. Este último es quizás el más significativo. Además de estos mecanismos, también se han notado efectos de empuje por gas y de extracción por solventes.

Otro proceso de inyección de vapor en la actualidad, es el de la inyección alternada de vapor (también conocida como inyección cíclica de vapor, remojo con vapor o estimulación con vapor). Esta técnica consiste en la estimulación individual de cada pozo mediante la inyección intermitente de cierta cantidad de vapor. En una forma simple, el proceso consiste en inyectar vapor a una formación productora a través de un pozo productor por un periodo de tiempo determinado, luego del cual el pozo es cerrado por cierto tiempo (para permitir la suficiente distribución del calor inyectado). Después de esto, el pozo es nuevamente abierto, produciendo condensado de vapor (agua) y petróleo.

Los principales mecanismos que contribuyen a la recuperación de petróleo mediante inyección cíclica de vapor son: la disminución de la viscosidad del petróleo, la expansión

térmica de los fluidos de la formación, la compactación de la roca-yacimiento en caso de existir, etc³.

1.1.4.1. Calentamiento de la Formación por Inyección de Vapor

A una temperatura T_S (temperatura de saturación, correspondiente a una presión P_S), mientras el agua caliente solo transporta calor sensible, h_w , el vapor adicionalmente contiene calor latente, L_v . Este contraste entre la naturaleza del vapor y del agua caliente es el responsable del calentamiento de la formación a diferencia de otros fluidos.

El agua caliente experimenta una caída de temperatura a fin de transferir su calor sensible a la roca y a los fluidos, mientras el vapor puede transferir todo su calor latente sin experimentar cambio en temperatura.

Cuando el vapor es inyectado en una formación inicialmente a una temperatura T_R , este desplaza una cierta fracción del petróleo en sitio, a medida que el vapor se mueve dentro de la formación va perdiendo (transfiriendo) calor, hasta llegar un momento en que el vapor se condensa completamente. Hasta este punto, y considerando condiciones ideales (no hay segregación del vapor por efectos de gravedad, espesor uniforme, inyección a través de todo el espesor, no hay caída de presión, es decir, caída de temperatura en la zona de vapor), se puede establecer que la zona calentada por el vapor se encuentra a una temperatura constante T_S , extendiéndose desde el punto inicial de inyección hasta el punto donde la temperatura T_S cae bruscamente a T_R ³.

1.1.5. Inyección Cíclica de Vapor

La inyección cíclica de vapor, también llamada Inyección Alternada de Vapor (IAV), básicamente consiste en inyectar vapor a un pozo de petróleo durante un determinado tiempo, generalmente de una a tres semanas; cerrar el pozo por un corto periodo de tiempo (3 a 5 días), y luego ponerlo en producción. La *Figura 1.1.2* es una representación esquemática de un proceso de inyección cíclica de vapor.

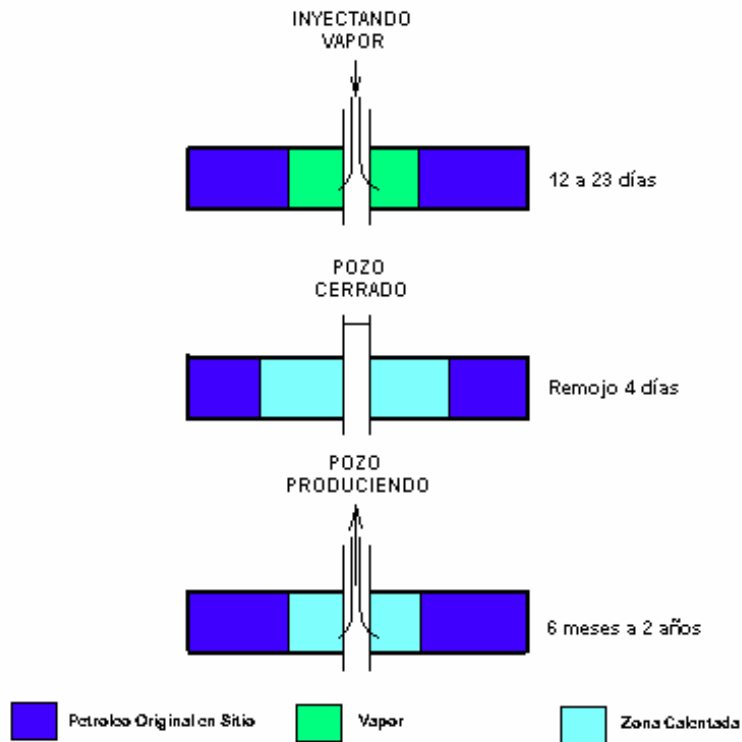


Figura 1.1.2. Representación esquemática de un proceso de IAV.

Una vez que el pozo es puesto en producción, este producirá a una tasa aumentada durante un cierto periodo de tiempo, que en general, puede ser del orden de 4 a 6 meses para yacimientos en los Estados Unidos, mientras que en Venezuela puede ser de hasta 2 años, y luego declinará a la tasa de producción original. Un segundo ciclo de inyección puede emplearse, y de nuevo la tasa de producción aumentara y luego declinara. Ciclos adicionales pueden realizarse de una manera similar, sin embargo, el petróleo recuperado durante tales ciclos será cada vez menor. La *Figura 1.1.3* presenta respuestas típicas del comportamiento de producción de un proceso de inyección cíclica de vapor.

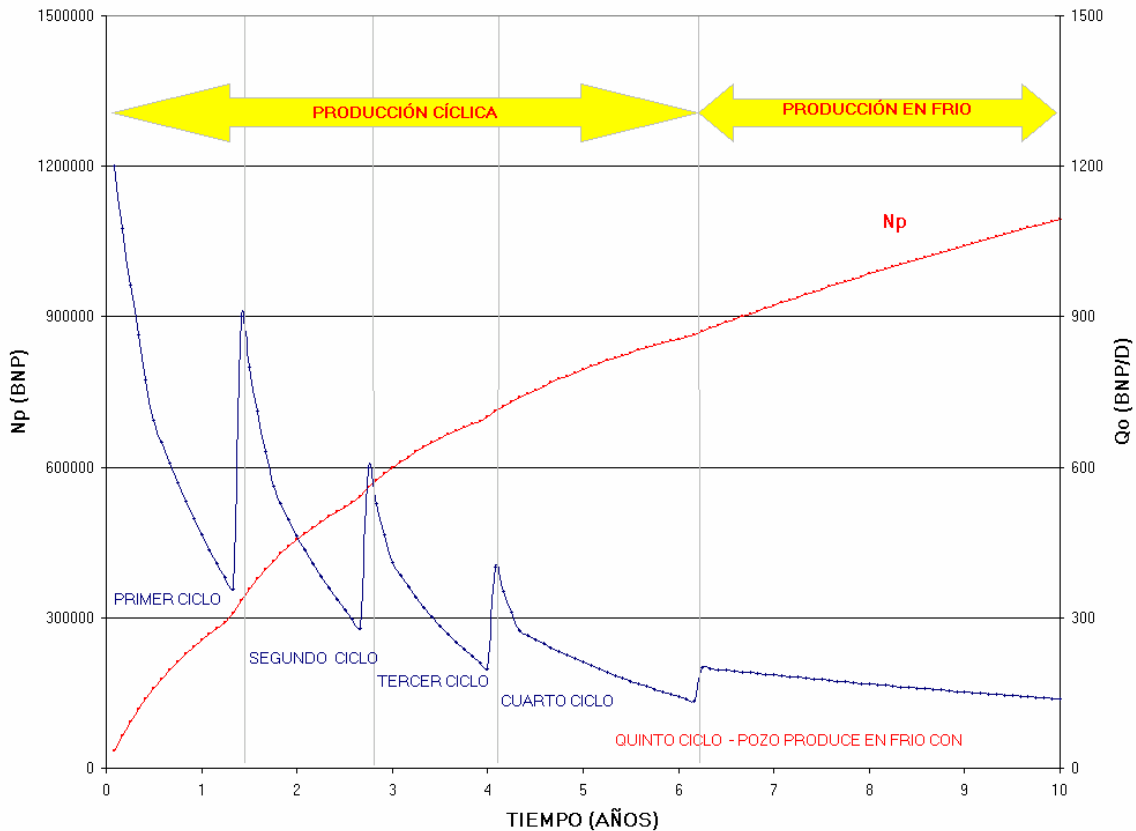


Figura 1.1.3. Respuestas típicas de producción de un proceso de IAV.

Aunque existen variaciones del proceso de inyección cíclica descrito, es evidente que se trata básicamente de un proceso de estimulación, usualmente utilizado para petróleos pesados, pero puede utilizarse también para yacimientos de cualquier tipo de crudo³.

1.1.5.1. Mecanismos de Recuperación en Inyección Cíclica de Vapor

Los mecanismos involucrados en la producción de petróleo durante la inyección cíclica de vapor son diversos y complejos. Sin duda, la reducción de la viscosidad del crudo en la zona calentada cercana al pozo, afecta ampliamente el comportamiento de la producción.

A fin de entender los mecanismos de producción de petróleo por inyección cíclica de vapor, consideremos un pozo inicialmente produciendo a una tasa muy baja. La tasa de producción inicial incluso puede ser cero en el caso de petróleos muy viscosos.

El vapor es inyectado en el pozo a una tasa bastante alta (para minimizar las pérdidas de calor) por varios días. Después de inyectar el volumen deseado de vapor (expresado como toneladas equivalentes de agua), el pozo se cierra aproximadamente de 4 a 7 días. Esto es llamado el periodo de remojo ("*soak period*"), y el propósito es promover una condensación parcial de todo el vapor inyectado para calentar la roca y los fluidos, así como también, permitir la distribución uniforme de calor.

Hasta el día de hoy, hay diferencias de opinión con respecto a la eficacia del periodo de remojo, especialmente cuando grandes volúmenes de vapor están envueltos, ya que la relativa cantidad de vapor condensado en un corto periodo de tiempo es pequeña por un lado, y el periodo de remojo representa una pérdida en la producción de petróleo por otro lado. Sin embargo, el periodo de remojo es una parte integral en un proceso de inyección cíclica.

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.

Antes de poner el pozo en producción, la arena calentada por el vapor contiene petróleo con alta movilidad, vapor y agua. Cuando la presión en la cara de la arena es disminuida como resultado de la producción de fluidos, uno o varios mecanismos ayudan a expeler el petróleo y los otros fluidos al pozo. Si la presión es bastante alta, el petróleo será producido a una tasa mucho mayor que la tasa original como resultado del aumento en la movilidad del petróleo.

Debido a la presurización de la arena, cualquier gas libre es forzado en solución, así, el gas disuelto en el petróleo durante el periodo de producción juega un papel importante en la expulsión del petróleo. Esta fuerza expulsiva debida al gas en solución, será relativamente efectiva solo en el primer ciclo, ya mucho de este gas puede haber sido producido para ciclos posteriores.

Si la formación tiene bastante espesor, y pocas barreras horizontales están presentes, el petróleo caliente fluye al pozo debido a la gravedad. Una vez que el petróleo drenado de

la zona calentada es producido, algún relleno ocurre debido al flujo de petróleo de las formaciones adyacentes menos calientes.

Otros factores que contribuyen a la recuperación del petróleo en inyección cíclica son: el efecto de la temperatura sobre las permeabilidades relativas de los fluidos que fluyen, el efecto del calentamiento mas allá de la zona contactada por el vapor, la imbibición del agua caliente en estratos de baja permeabilidad resultando flujo de petróleo a los estratos permeables y finalmente al pozo, y la compactación de la roca-yacimiento en caso de existir³.

1.1.6. Inyección Continua de Vapor

La inyección continua de vapor es un proceso de desplazamiento, y como tal más eficiente desde el punto de vista de recuperación última que la estimulación con vapor, aunque no necesariamente más económico. Consiste en inyectar vapor en forma continua a través de algunos pozos y producir el petróleo por otros. Los pozos de inyección y producción se perforan en arreglos, tal como en la inyección de agua.

La inyección continua de vapor difiere apreciablemente en su comportamiento de la inyección de agua caliente, siendo esta diferencia producto únicamente de la presencia y efecto de la condensación del vapor de agua. La presencia de la fase gaseosa provoca que las fracciones livianas del crudo se destilen y sean transportadas como componentes hidrocarburos en la fase gaseosa.

Donde el vapor se condensa, los hidrocarburos condensables también lo hacen, reduciendo la viscosidad del crudo en el frente de condensación. Además, la condensación del vapor induce un proceso de desplazamiento más eficiente y mejora la eficiencia de barrido. Así, el efecto neto es que la extracción por inyección continua de vapor es apreciablemente mayor que la obtenida por inyección de agua caliente³.

1.1.6.1. Mecanismos de Recuperación en Inyección Continua de Vapor

Cuando se inyecta vapor en forma continua en una formación petrolífera, el petróleo es producido por causa de tres mecanismos básicos: destilación por vapor, reducción de la viscosidad y expansión térmica (*Figura 1.1.4*), siendo la destilación por vapor el más importante. Otros fenómenos que contribuyen a la recuperación de petróleo son la extracción con solventes, empuje por gas en solución y desplazamientos miscibles de la destilación por vapor. Las magnitudes relativas de cada uno de estos efectos dependen de las propiedades del petróleo y del medio poroso en particular.

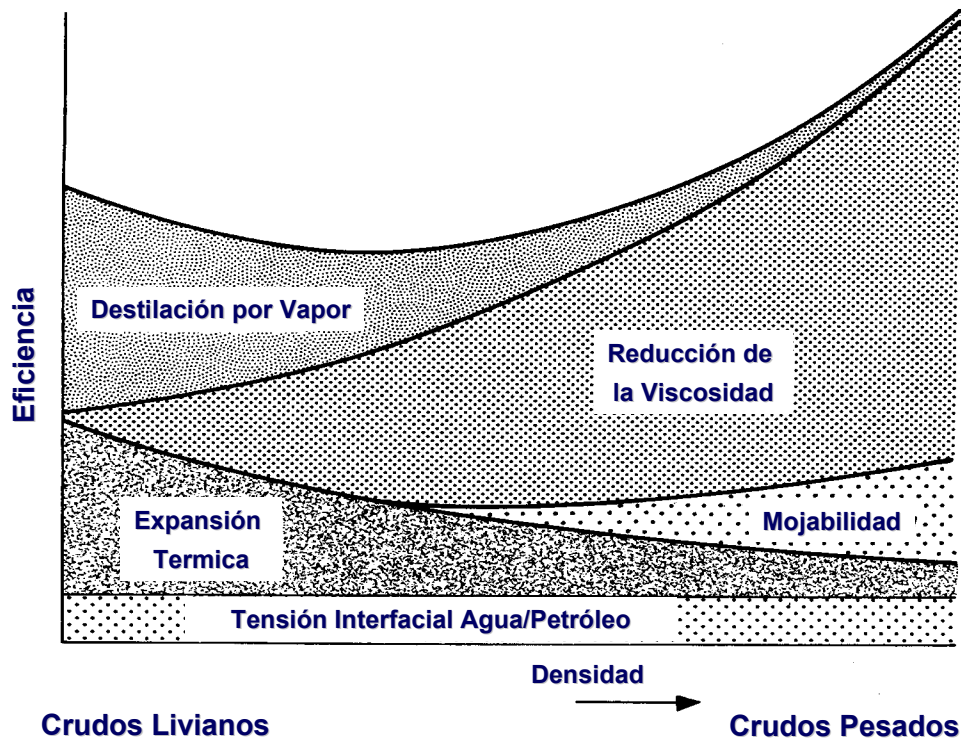


Figura 1.1.4. Mecanismos de producción durante la ICV³.

Los mecanismos de recuperación por inyección continua de vapor pueden visualizarse considerando inyección de vapor en un medio poroso suficientemente largo inicialmente saturado con petróleo y agua connata. El petróleo en la vecindad del extremo de inyección es vaporizado y desplazado hacia delante. Una cierta fracción del petróleo no vaporizado es dejado atrás (*Figura 1.1.5*). El vapor que avanza se va condensando gradualmente debido a las pérdidas de calor hacia las formaciones adyacentes, generando así una zona o banco de agua caliente, el cual va desplazando petróleo y

enfriándose a medida que avanza, hasta finalmente alcanzar la temperatura original del yacimiento (*Figura 1.1.6*). Desde este punto en adelante el proceso de desplazamiento prosigue tal cual en inyección de agua fría. Así, se puede observar que se distinguen tres zonas diferentes, la zona de vapor, la zona de agua caliente y la zona de agua fría. Por lo tanto, el petróleo recuperado en el proceso es el resultado de los mecanismos operando en cada una de estas zonas.

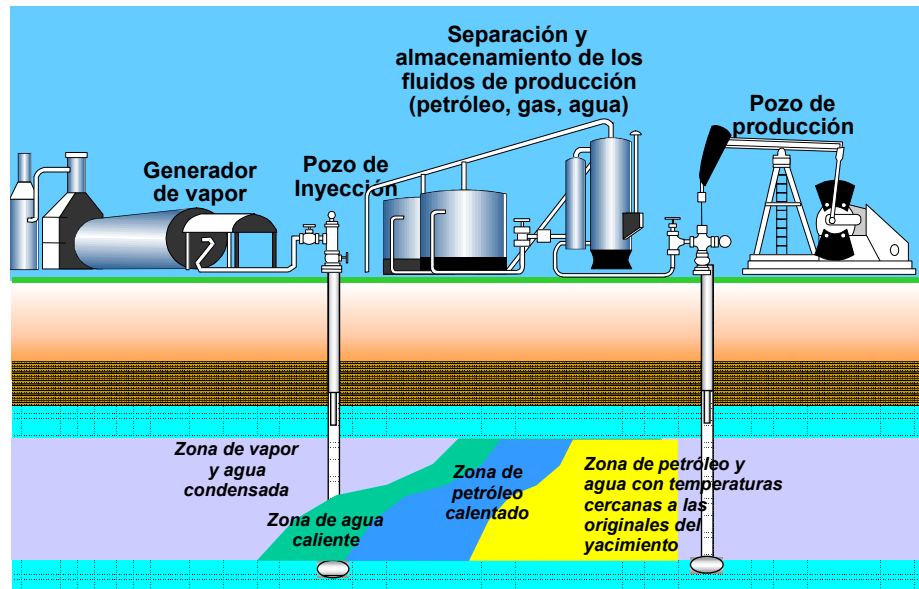


Figura 1.1.5. Esquema de un proceso de ICV.

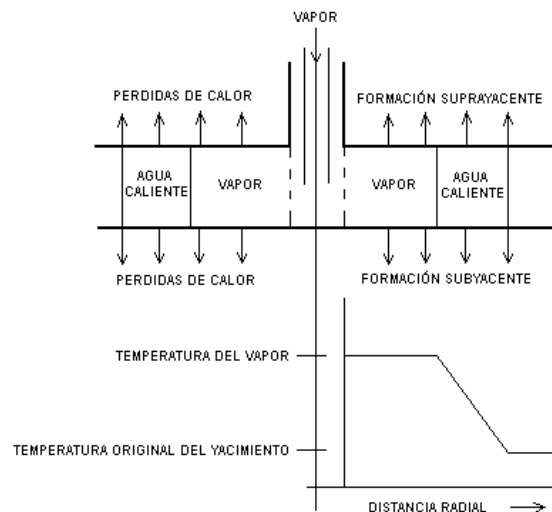


Figura 1.1.6. Diagrama de la ICV y distribución aproximada de la temperatura³.

La recuperación de petróleo obtenida de la zona de agua fría será aproximadamente igual a la calculada para una inyección de agua convencional, excepto que la tasa efectiva de inyección será mayor que lo que se inyecta como vapor, debido a la capacidad expansiva del vapor.

En la zona de agua caliente, la recuperación de petróleo esta gobernada básicamente por las características térmicas del petróleo envuelto. Si la viscosidad del petróleo exhibe una drástica disminución con aumento de la temperatura, la zona de agua caliente contribuirá considerablemente a la recuperación de petróleo, Si por el contrario, el cambio en la viscosidad del petróleo con temperatura es moderado, los beneficios obtenidos con el agua caliente serán solo ligeramente mayores que los obtenidos con inyección de agua fría convencional. Sin embargo, la expansión térmica del petróleo aun será responsable de una recuperación del orden del 3% al 5% del petróleo en sitio.

En la zona de vapor, el efecto predominante es la destilación con vapor. Este fenómeno básicamente consiste en la destilación por el vapor de los componentes relativamente livianos del petróleo no desplazado por las zonas de agua fría y agua caliente, los cuales se caracterizan por una alta presión de vapor. La presencia de la fase gaseosa y la alta temperatura originan la vaporización de los componentes livianos, los cuales son transportados hacia delante por el vapor, hasta que se condensan en la porción mas fría del yacimiento. La recuperación por la destilación con vapor, depende de la composición del petróleo envuelto, y puede alcanzar hasta el 20% del petróleo en sitio.

El petróleo delante de la zona de vapor se hace cada vez más rico en componentes livianos, lo cual causa efectos de extracción por solventes y desplazamientos miscibles en el petróleo original del yacimiento, aumentando así la recuperación. La magnitud de estos efectos aun no ha sido posible de evaluar cuantitativamente.

Otro mecanismo que opera en la zona de vapor es el empuje por gas en solución ya que el vapor es una fase gaseosa. La recuperación por este factor puede ser del orden del 3% de la recuperación total³.

1.2. PROPIEDADES TÉRMICAS DEL AGUA Y DEL VAPOR

1.2.1. Temperatura de Saturación del Agua

Es la temperatura a la cual se produce la ebullición (vaporización) del agua a una determinada presión. También se le denomina punto de ebullición y se incrementa al aumentar la presión³.

1.2.2. Calor Específico del Agua y del Vapor

Se define por calor específico a la capacidad que tiene una sustancia para absorber calor y se mide como el número de BTU necesarios para aumentar la temperatura de una libra de sustancia en 1°F. Es evidente que mientras mayor sea el calor específico de una sustancia, mayor será la cantidad de calor que debe absorber para que se produzca un determinado aumento de temperatura y por lo tanto mayor será la cantidad de calor liberado al enfriarse. En general, el calor específico de una sustancia no es constante, al contrario depende de la temperatura a la cual se mide.

Excepto por el amoníaco líquido, el agua es el líquido con mayor calor específico (1 BTU/lb.°F a 14,7 lpcá y 60 °F). Así, el agua es capaz de contener y transportar más calor que cualquier otro líquido a la misma temperatura.

Para el vapor, el calor específico es mucho menor, del orden de 0,56 BTU/lb.°F, y al igual que el del agua varía muy poco con la temperatura, por lo que para propósitos prácticos puede considerarse constante³.

1.2.3. Calor Sensible del Agua

Es el calor necesario para aumentar la temperatura del líquido hasta alcanzar la temperatura de saturación correspondiente a una presión dada. Cuando un líquido se lleva a condiciones de saturación, se encuentra en su máxima capacidad energética en esa fase. Esta forma de energía aumenta con la presión, es decir, a mayor presión del sistema, la energía de un líquido saturado es mayor³.

1.2.4. Calor del Vapor ó Calor Latente de Vaporización

Es la cantidad de calor que debe suministrársele a una libra de un líquido a la temperatura de saturación para pasar al estado de vapor. Es el calor que lleva el vapor, y esta forma de energía disminuye con la presión, es decir, a mayor presión del sistema la energía del vapor saturado es menor³.

1.2.5. Calor Total ó Entalpía del Vapor Seco y Saturado

Es la suma del calor sensible del agua saturada y del calor latente de vaporización del agua, es decir, que es la cantidad de calor contenido en una libra de vapor seco a la temperatura de saturación³. Dado que la entalpía del vapor seco y saturado depende del calor sensible y del calor latente de vaporización, entonces depende de la presión tal como se muestra en la *Figura 1.1.1*.

1.2.6. Calidad del Vapor y Vapor Húmedo

A la temperatura de saturación, el agua puede coexistir en estado líquido y en estado de vapor, dependiendo de su contenido de calor, es decir, de su entalpía. La mezcla de vapor y agua coexistentes a la temperatura de saturación, se le denomina Vapor Húmedo y se caracteriza por el contenido de vapor en la mezcla, expresado como fracción del peso total, es decir, por su calidad.

Así, el vapor seco y saturado tiene una calidad de 100% puesto que no existe agua en estado líquido; mientras que el agua saturada puede considerarse como vapor húmedo con calidad igual a 0%. Al vapor con calidades entre estos extremos se le denomina simplemente, vapor húmedo.

La entalpía o contenido de calor del vapor húmedo depende fuertemente de la calidad, especialmente a baja presiones donde la entalpía del agua saturada es baja. Dado que la entalpía del vapor húmedo es intermedia entre la del agua saturada y la del vapor seco y saturado, esta viene dada por;

$$h_{ws} = h_w + x \cdot L_v \quad \text{Ec. 1.2.1.}$$

Donde:

h_{ws} : Calor Total o Entalpía del vapor húmedo [BTU/lb]

h_w : Calor Sensible del Agua o Entalpía del agua saturada [BTU/lb]

L_v : Calor del Vapor o Calor Latente de Vaporización [BTU/lb]

x : Calidad del Vapor [fracción]

Normalmente, el vapor que se utiliza en los procesos de inyección de vapor es húmedo, ya que puede transportar mas calor que el agua caliente y además es capaz de mantener en solución las impurezas sólidas que de otra manera se depositarían en las calderas o en cualquier otro equipo del sistema de generación de vapor, reduciendo así su eficiencia y vida útil.

Una calidad del vapor entre 80 y 90%, expresada en porcentaje, es el valor promedio que normalmente se utiliza en inyección de vapor. Sin embargo, tales cifras pueden variar de acuerdo a las propiedades del agua usada y al tratamiento al cual ha sido sometida³.

1.3. PROPIEDADES TÉRMICAS DE LOS FLUIDOS Y LAS ROCAS

Ciertas propiedades térmicas de las rocas y los fluidos se requieren a la hora de hacer los cálculos durante la inyección de vapor en un yacimiento. A pesar de que estas propiedades se consideran constantes para muchos cálculos, realmente la mayoría de ellas varía con la temperatura.

Entre las propiedades térmicas de los fluidos se destacan, la viscosidad, la densidad, el calor específico y la conductividad térmica.

Por su parte, entre las propiedades térmicas de las rocas tenemos: el calor específico, la conductividad térmica, y la capacidad calorífica tanto para rocas secas como para rocas saturadas con petróleo, gas y/o agua.

A continuación se presentan estas propiedades, así como el efecto que tiene la temperatura sobre ellas³.

1.3.1. Viscosidad del Petróleo

La viscosidad se define como la resistencia interna de los líquidos al flujo, y es afectada por tres factores fundamentales: la temperatura, el gas que contenga en solución y la presión. La viscosidad tiene importancia primordial en los procesos de recuperación térmica, ya que esta determina la movilidad del fluido.

En general la viscosidad del petróleo disminuye con la temperatura, y esta reducción es mayor mientras más viscoso sea el petróleo.

Existen tres métodos básicos para estimar la viscosidad en función de la temperatura, para petróleos.

a) Ecuación de Andrade

Se basa en la relación lineal existente entre la viscosidad y el inverso de la temperatura. La ecuación es aplicable cuando se conocen dos valores de viscosidad a dos temperaturas diferentes.

$$\mu = a \cdot e^{\frac{b}{T}}$$

$$\ln(\mu) = \ln(a) + \frac{b}{T} \quad \text{Ec. 1.3.1}$$

Donde:

μ : Viscosidad [centipoise]

T: Temperatura [$^{\circ}$ R o $^{\circ}$ K]

a y b son constantes.

b) Técnica de un solo punto

Esta técnica propuesta por Lewis y Squires, es una de las pocas que permite estimar la viscosidad teniendo como dato un solo valor de viscosidad a baja temperatura. Su aplicación se basa en el uso de una correlación gráfica generalizada de viscosidad-temperatura (*Figura 1.3.1*), la cual incluye datos de líquidos orgánicos, incluyendo el agua.

c) Carta ASTM de Viscosidad-Temperatura

Esta carta se basa en la ecuación doblemente exponencial de Walter (Ecuación 1.3.2). Es aplicable cuando se conoce la viscosidad cinemática a dos temperaturas diferentes.

$$\log[\log(\nu + 0,8)] = -n \cdot \log\left(\frac{T}{T_1}\right) + \log[\log(\nu_1 + 0,8)] \quad \text{Ec. 1.3.2}$$

Donde:

ν : Viscosidad cinemática a la Temperatura T [centistokes]

ν_1 : Viscosidad cinemática a la Temperatura T_1 [centistokes]

T y T_1 : Temperatura [$^{\circ}$ R]

n: constante

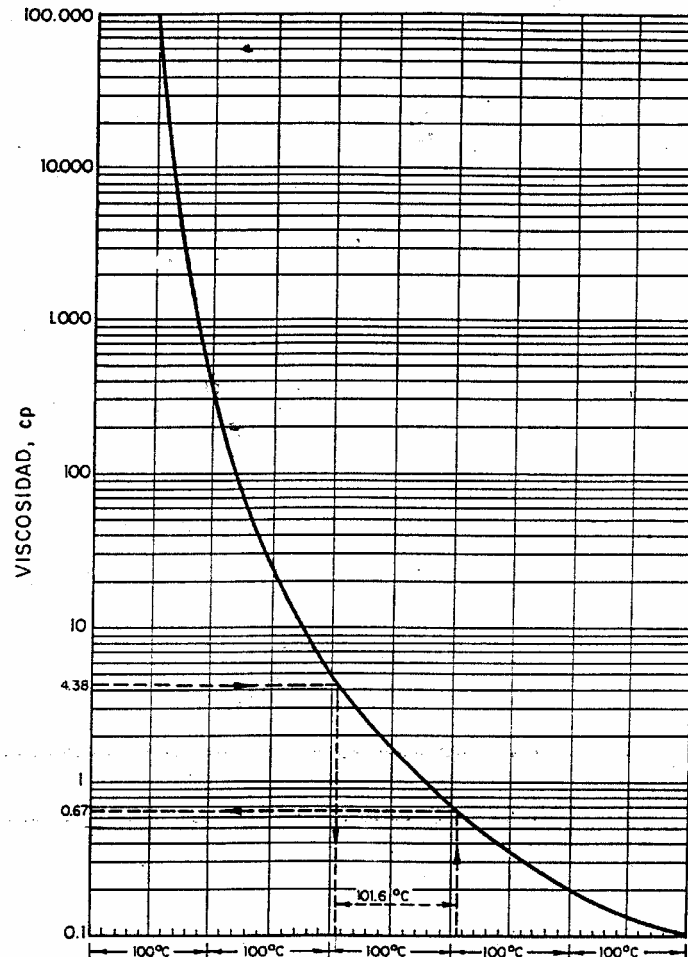


Figura 1.3.1. Correlación gráfica generalizada de Viscosidad-Temperatura³.

1.3.2. Viscosidad de Mezclas Líquidas

Existen muchos métodos para estimar la viscosidad de una mezcla de líquidos, pero uno de los más adecuados para líquidos con viscosidades muy diferentes es el propuesto por C.S. Cragoe, el cual se basa en la combinación del líquido en función de su Licuicidad, y a razón de las respectivas fracciones en peso. La licuicidad de un líquido se define a continuación³:

$$L = \frac{1000 \cdot \ln(20)}{\ln(\mu) - \ln(5 \cdot 10^{-4})} = \frac{2995,75}{\ln(\mu) - 7,6009} \quad \text{Ec. 1.3.3}$$

De esta forma, la licuicidad de una mezcla de dos líquidos esta dada por:

$$L_m = f_1 \cdot L_1 + (1 - f_1) \cdot L_2 \quad \text{Ec. 1.3.4}$$

Donde:

L_m : Licuicidad de la mezcla

L_1 y L_2 : Licuicidades de los líquidos

f_1 : Fracción en peso del liquido 1 en la mezcla

1.3.3. Viscosidad del Agua y del Vapor

La viscosidad del agua y del vapor también es función de la temperatura, y puede estimarse por las siguientes ecuaciones propuestas por B.S. Gottfried³.

a) Para el Agua:

$$\mu_w = \frac{1776 - T_s}{26,5 \cdot T_s - 89} \quad \text{Ec. 1.3.5}$$

Donde:

μ_w : Viscosidad del agua [centipoise]

T_s : Temperatura de saturación [°F]

b) Para el Vapor Seco y Saturado:

$$\mu_s = (0,2 \cdot T_s + 81,97) \cdot 10^{-4} \quad \text{Ec. 1.3.6}$$

Donde:

μ_s : Viscosidad del vapor seco y saturado [centipoise]

T_s : Temperatura de saturación del vapor [°F]

c) Para el Vapor Húmedo:

$$\mu_{ws} = x \cdot \mu_s + (1 - x) \cdot \mu_w \quad \text{Ec. 1.3.7}$$

Donde:

μ_{ws} : Viscosidad del vapor húmedo [centipoise]

x: Calidad del vapor [fracción]

1.3.4. Efecto del Gas en Solución sobre la Viscosidad del Crudo

La adición de gas en solución a un crudo a temperatura constante reduce su viscosidad. Esta reducción de viscosidad ocurre debido a que las moléculas relativamente pequeñas del gas pasan a formar parte de la configuración molecular y aumentan la separación intermolecular entre las moléculas complejas de la fase líquida, lo cual reduce la resistencia al movimiento. Además, las moléculas livianas y pequeñas de los componentes del gas actúan como lubricantes para el desplazamiento relativo de las capas moleculares de hidrocarburos líquidos.

La solubilidad de un gas en agua es baja, entre 4 y 10 pies cúbicos por barril a presiones entre 500 y 1500 lpca, por lo que no es necesaria una corrección debido a la baja viscosidad del agua y a la poca cantidad de gas en solución.

1.3.5. Densidad del Petróleo

La densidad del petróleo varía con la temperatura, a las condiciones estándar (60 °F y 14,7 lpca) la gravedad específica viene dada por:

$$\gamma_o = \frac{141,5}{^{\circ}\text{API} + 131,5} \quad \text{Ec. 1.3.8}$$

Donde:

γ_o : Gravedad específica del petróleo

$^{\circ}\text{API}$: Gravedad API del petróleo

Y, la densidad del petróleo a cualquier otra temperatura viene dada por:

$$\rho_o = \frac{\rho_{osc}}{1 + \frac{T - 68}{1885}} \quad \text{Ec. 1.3.9}$$

Donde:

ρ_{osc} : Densidad del petróleo a condiciones estándar [lb/pie³]

ρ_o : Densidad del petróleo a la temperatura T [lb/pie³]

T: Temperatura [°F]

1.3.6. Densidad del Agua

La variación de la densidad con la temperatura viene dada por la ecuación:

$$\rho_w = \frac{1}{0,01602 + 0,000023 \cdot G} \quad \text{Ec. 1.3.10}$$

Donde:

$$G = -6,6 + 0,0325 \cdot T + 0,000657 \cdot T^2 \quad \text{Ec. 1.3.11}$$

Donde:

ρ_w : Densidad del agua [lb/pie³]

T: Temperatura [°F]

1.3.7. Calor Específico

Es la cantidad de calor necesaria para aumentar en un grado la temperatura de una unidad de masa de una sustancia, específicamente desde 60°F a 61°F. Esta propiedad depende de la temperatura, pero en muy poca proporción.

W.R. Gambil desarrolló ecuaciones que permiten estimar el calor específico de líquidos y gases, las cuales se presentan a continuación³.

a) Para Hidrocarburos Líquidos:

$$c_o = \frac{(0,388 + 0,00045 \cdot T)}{\sqrt{\gamma_o}} \quad \text{Ec. 1.3.12}$$

Donde:

c_o : Calor específico [BTU/lb.°F]

γ_o : Gravedad específica [adimensional]

T: Temperatura [°F]

b) Para Hidrocarburos Gaseosos:

$$c_g = 4 + 1,3 \cdot n + 0,012 \cdot n \cdot T \quad (n \geq 3) \quad \text{Ec. 1.3.13}$$

Donde:

c_g : Calor específico [BTU/lbmol.°F]

n: Numero de átomos de carbono por mol

T: Temperatura [°K]

c) Para Agua Saturada:

$$c_w = 1,0504 - 6,05 \cdot 10^{-4} \cdot T + 1,79 \cdot 10^{-6} \cdot T^2 \quad (T \leq 500^\circ\text{F}) \quad \text{Ec. 1.3.14}$$

Donde:

c_w : Calor específico [BTU/lb.°F]

T: Temperatura [°F]

d) Para Rocas:

$$c_r = 0,18 + 0,00006 \cdot T \quad \text{Ec. 1.3.15}$$

Donde:

c_r : Calor específico [BTU/lb.°F]

T: Temperatura [°F]

1.3.8. Capacidad Calorífica de las Rocas Saturadas

Es una propiedad muy importante para el diseño de procesos térmicos, ya que indica cuanto calor se debe suministrar para elevar una determinada cantidad la temperatura de la roca y los fluidos que ella contiene. Para una roca saturada con petróleo, gas y agua se tiene:

$$M = (1 - \emptyset) \cdot \rho_r \cdot c_r + \emptyset \cdot (S_o \cdot \rho_o \cdot c_o + S_g \cdot \rho_g \cdot c_g + S_w \cdot \rho_w \cdot c_w) \quad \text{Ec. 1.3.16}$$

Donde:

M: Capacidad calorífica [BTU/pie³·°F]

\emptyset : Porosidad [fracción]

ρ : Densidad [lb/pie³]

c: Calor específico [BTU/lb·°F]

S: Saturación de los fluidos [fracción]

r,o,g,w: Subíndices de la roca, petróleo, gas y agua respectivamente.

1.3.9. Conductividad Térmica

Es una propiedad del material, la cual mide cuanto calor se transfiere por unidad de área transversal normal, bajo un gradiente unitario de temperatura, en condiciones de estado estacionario, y sin ningún movimiento de fluidos o partículas. La conductividad térmica varía en función de la presión y la temperatura, y su valor depende de la sustancia.

a) Para Líquidos y Gases:

La conductividad térmica de la mayoría de los líquidos varía entre 0,05 y 0,2 BTU/hr.pie·°F, y su valor disminuye con un aumento de la temperatura, a excepción del agua, que aumenta cuando se incrementa la temperatura, hasta alcanzar su valor máximo a 130 °C, teniéndose las siguientes ecuaciones:

$$k_{hw} = 0,004 \cdot T + 0,228 \quad (283 \leq T \leq 353^\circ\text{K}) \quad \text{Ec. 1.3.17}$$

Donde:

k_{hw} : Conductividad térmica del agua [BTU/hr.pie.°F]

T: Temperatura [°K]

Para líquidos en general, se pueden utilizar las siguientes ecuaciones:

$$k_h = 0,5778 \cdot \left[0,0984 + 0,109 \cdot \left(1 - \frac{T}{T_b} \right) \right] \quad \text{Ec. 1.3.18}$$

$$k_h = 41,2 \cdot c_p \cdot \left(\frac{\gamma}{M} \right)^{1,33} \cdot \left(\frac{T_b}{L_v} \right) \quad \text{Ec. 1.3.19}$$

Donde:

k_h : Conductividad térmica [BTU/hr.pie.°F]

T: Temperatura [°K]

T_b : Temperatura de ebullición [°K]

c_p : Calor específico [BTU/lb.°F]

γ : Gravedad específica [adimensional]

M: Peso molecular [lb/lbmol]

L_v : Calor latente de vaporización [BTU/lb]

C.S. Cragoe propuso la siguiente ecuación para fracciones de petróleos y mezclas de hidrocarburos³:

$$k_{ho} = \frac{0,0677 \cdot [1 - 0,0003 \cdot (T - 32)]}{\sqrt{\gamma_o}} \quad \text{Ec. 1.3.20}$$

Donde:

k_{ho} : Conductividad térmica del petróleo [BTU/hr.pie.°F]

T: Temperatura [°F]

γ_o : Gravedad específica [adimensional]

La conductividad térmica de los gases oscila entre 0,002 y 0,025 BTU/hr.pie.°F, en condiciones ordinarias de presión y temperatura. W. R. Gambil desarrolló la siguiente ecuación para el caso de los gases³:

$$k_{hg} = \mu \cdot \left(c_p + \frac{2,48}{M} \right) \quad \text{Ec. 1.3.21}$$

Donde:

k_{hg} : Conductividad térmica del gas [BTU/hr.pie.°F]

μ : Viscosidad [lb/pie.hr]

M: Peso molecular [lb/lbmol]

Para vapor a elevadas temperatura, se puede utilizar la siguiente ecuación:

$$k_{hs} = 0,5778 \cdot 10^{-4} \cdot (176 + 0,587 \cdot T + 1,04 \cdot 10^{-3} \cdot T^2 - 4,51 \cdot 10^{-7} \cdot T^3) \quad \text{Ec. 1.3.22}$$

k_{hs} : Conductividad térmica del vapor [BTU/hr.pie.°F]

T: Temperatura [°F]

b) Para las Rocas:

La conductividad térmica de un medio poroso es función de muchos factores, entre los que se cuentan: la densidad, la porosidad, la temperatura, la saturación de los fluidos, la naturaleza y el movimiento de los fluidos en la roca, entre otros. Según observaciones, se sabe que su valor aumenta al incrementarse la saturación de agua, la densidad de la roca, la presión y la conductividad térmica del fluido que satura la roca, mientras que disminuye al aumentar la temperatura. Existen diferentes ecuaciones para estimar la conductividad térmica de las rocas, dependiendo de los efectos que se deseen considerar, o de los datos que se dispongan:

Para considerar el efecto de la temperatura, V.M. Tikhomirov propone la siguiente ecuación³:

$$k_{hr} = 0,047 \cdot (k_{hr@20^{\circ}\text{C}})^{4,98} \cdot T^{[0,17 \cdot \ln T - 1,61 \cdot \ln(k_{hr@20^{\circ}\text{C}}) + 0,12]} \quad \text{Ec. 1.3.23}$$

Donde:

k_{hr} : Conductividad térmica de la roca a la temperatura T [milicalorías/seg.cm.°K]

T: Temperatura [°K]

$k_{hr@20^{\circ}\text{C}}$: Conductividad térmica a 20°C

Tikhomirov, propone además la siguiente ecuación, la cual considera el efecto de la densidad de la roca³:

$$k_{hr@20^{\circ}\text{C}} = e^{\frac{(\rho_r - 1,6)}{1,53}} \quad \text{Ec. 1.3.24}$$

Donde:

ρ_r : Densidad de la roca [gr/cm³]

Para considerar la naturaleza de la roca y de los fluidos que la saturan, V. Asaad desarrolló la siguiente ecuación³:

$$k_{hrs} = k_{hr} \cdot \left(\frac{k_{hf}}{k_{hr}} \right)^m \quad \text{Ec. 1.3.25}$$

Donde:

k_{hrs} : Conductividad térmica de la roca saturada [BTU/hr.pie.°F]

k_{hr} : Conductividad térmica de la roca seca [BTU/hr.pie.°F]

k_{hf} : Conductividad térmica del fluido que satura la roca [BTU/hr.pie.°F]

$m = C \cdot \emptyset$

C: Factor de Correlación (*Tabla 1.3.1*)

\emptyset : Porosidad de la roca [fracción]

Tabla 1.3.1. Correlación para diferentes rocas.

ROCA	Ø [fracción]	k _{hr} [BTU/hr.pie.°F]	m	C
Arenisca	0,196	5,7	0,460	2,3
Arenisca	0,400	2,2	0,395	1,0
Arena Cienosa	0,430	2,3	0,385	0,9
Limolita	0,360	2,2	0,410	1,1
Caliza	0,186	4,8	0,325	1,7
Arena (Fina)	0,380	5,4	0,445	1,2
Arena (Gruesa)	0,340	5,4	0,410	1,2

Para considerar el efecto combinado de la densidad de la roca, la saturación de fluidos y la temperatura, Tikhomirov propone³:

$$k_{hrs} = \frac{26,31}{T^{0,55}} \cdot e^{0,6 \cdot (\rho_r + S_w)} \quad \text{Ec. 1.3.26}$$

Donde:

k_{hrs}: Conductividad térmica de la roca parcialmente saturada de agua [milical/seg.cm.°K]

T: Temperatura [°K]

ρ_r: Densidad de la roca [gr/cm³]

S_w: Saturación de agua [fracción]

Y para considerar el efecto combinado de la porosidad de la roca, la saturación de líquido, y la temperatura, Tikhomirov presenta la siguiente ecuación³:

$$k_{hrs} = \frac{6,36 \cdot e^{[2,65 \cdot (1-\varnothing) + S_l]}}{(0,556 \cdot T + 255,3)^{0,55}} \quad \text{Ec. 1.3.27}$$

k_{hrs}: Conductividad térmica de la roca saturada [BTU/hr.pie.°F]

T: Temperatura [°F]

Ø: Porosidad de la roca [fracción]

S_l: Saturación total de líquido [fracción]

1.3.10. Difusividad Térmica

Es la relación entre la conductividad térmica y la capacidad calorífica. Es más comúnmente utilizada en los cálculos de transferencia de calor que la conductividad térmica, y se define como:

$$\alpha = \frac{k_h}{M} \quad \text{Ec. 1.3.28}$$

Donde:

α : Difusividad térmica [pie^2/hr]

k_h : Conductividad térmica [$\text{BTU}/\text{hr}.\text{pie}.\text{°F}$]

M: Capacidad calorífica [$\text{BTU}/\text{pie}^3.\text{°F}$]

1.3.11. Saturación Residual de Petróleo

Es el petróleo que queda en el yacimiento, en la zona barrida, después de un proceso de desplazamiento. Depende principalmente de la humectabilidad de la roca y del tipo de fluido desplazante.

Existe petróleo residual, porque en un sistema mojado por agua, el agua avanza a la misma velocidad en todos los canales, y por lo tanto el petróleo queda en algunos canales luego de pasar el frente de invasión de agua. Este petróleo remanente no puede fluir debido a los efectos capilares que lo retienen en los poros. Esto, sumado a la existencia de canales de flujo de diferente tamaño, de canales de flujo o poros de diferente permeabilidad, y de fuerzas capilares³.

La saturación residual de petróleo remanente en la zona de vapor, después del paso del vapor, es muy utilizada en cálculos de procesos de inyección de vapor. Esta es función principalmente de la viscosidad original del petróleo, y de la temperatura. C.G. Bursell presenta valores que son bastante representativos de crudos pesados (*Tabla 1.3.2*).

Tabla 1.3.2. Saturación residual de petróleo en la zona de vapor³.

μ_o [cP] a T_{YAC}	Sor _{st} [fracción] a la Temperatura del Vapor (T_s) en °F		
	240 °F	300 °F	400 °F
460	0,13	0,10	0,05
2.000	0,15	0,11	0,06
18.000	0,18	0,13	0,08

Valores para la saturación residual de petróleo después del barrido del vapor también pueden ser estimados con la siguiente ecuación:

$$Sor_{st} = 54 \cdot \left(\frac{1}{T_s} \right) + 0,01004787 \cdot \ln(\mu_o) - 0,14881 \quad \text{Ec. 1.3.29}$$

Donde:

Sor_{st}: Saturación residual de petróleo en la zona de vapor [fracción]

T_s: Temperatura del vapor [°F]

μ_o : Viscosidad del petróleo a la temperatura original del yacimiento [centipoise]

1.4. PROPIEDADES PETROFÍSICAS

La realización de un estudio petrofísico tiene gran importancia para el análisis de un pozo, yacimiento o campo, ya que a través de estos estudios se pueden definir las propiedades de las rocas y la estructura del área en consideración. Esto permite obtener con mejor precisión las reservas de petróleo y visualizar la factibilidad del proyecto.

Con un Estudio Petrofísico se puede relacionar las propiedades físicas, texturales y fundamentales de la roca, básicas para la evaluación de las arenas de interés. Muchas de estas propiedades se pueden medir directamente en los laboratorios mediante el análisis de núcleos, muestras de pared, etc. También pueden utilizarse los registros de pozos, los cuales permiten realizar medidas de forma práctica y efectiva.

A continuación se presentan algunos de los parámetros petrofísicos más importantes, los cuales fueron utilizados para la caracterización del área de estudio del presente trabajo.

1.4.1. Porosidad (\emptyset)

Por definición la porosidad es el cociente entre el volumen de poros de la roca y el volumen total de la misma (*Ecuación 1.4.1*). La porosidad representa la fracción de la roca que esta ocupada por poros, y varía significativamente según las características de los materiales que conforman la roca. Para que un yacimiento contenga reservas considerables de hidrocarburo, debe tener una porosidad suficientemente alta para almacenar los mismos⁴.

$$\emptyset = \frac{\text{Volumen Poroso}}{\text{Volumen Total}} \quad \text{Ec. 1.4.1.}$$

1.4.2. Saturación de Fluidos

La saturación de un fluido corresponde a la fracción del espacio poroso de una roca ocupado por dicho fluido (*Ecuación 1.4.2*). Así, la fracción del volumen poroso de un yacimiento ocupada por el agua, corresponde a la saturación de agua, y la fracción

restante corresponde a la saturación de los hidrocarburos, que pueden ser petróleo y/o gas (*Ecuación 1.4.3*).

$$S_f = \frac{\text{Volumen del Fluido}}{\text{Volumen Poroso}} \quad \text{Ec. 1.4.2}$$

$$S_o + S_g + S_w = 100\% \quad \text{Ec. 1.4.3}$$

Donde:

S_o: Saturación de petróleo [%]

S_g: Saturación de gas [%]

S_w: Saturación de agua [%]

1.4.3. Permeabilidad

Es una medida de la facilidad con la que la roca permite el flujo de los fluidos a través de ella. Para que una acumulación de hidrocarburos sea comercialmente atractiva, además de tener volúmenes considerables de petróleo y gas, estos deben poder desplazarse fácilmente en la roca, hasta llegar a los pozos productores. La unidad de medida de la permeabilidad es el Darcy (D), aunque generalmente se utiliza el milidarcy (md), donde 1D es igual a 1.000 md⁴.

Una roca permeable debe tener poros interconectados o fracturas. Por lo general una alta permeabilidad se acompaña de una alta porosidad, aunque no siempre. Existen correlaciones empíricas, que permiten calcular la permeabilidad en función de la porosidad, y la saturación de agua⁵. A continuación se presentan las correlaciones de Timur (*Ecuación 1.4.4*), Coates (*Ecuación 1.4.5*) y Tixier (*Ecuación 1.4.6*), las cuales se utilizaron para las evaluaciones petrofísicas del presente trabajo.

$$K_{\text{TIMUR}} = \frac{100 \cdot \phi^{2,25}}{S_{wi}^2} \quad \text{Ec. 1.4.4}$$

$$K_{\text{COATES}} = \frac{70 \cdot \phi^2 \cdot (1 - S_{wi})^2}{S_{wi}^2} \quad \text{Ec. 1.4.5}$$

$$K_{\text{TIXIER}} = \frac{(250 \cdot \varnothing^3)^2}{S_{wi}^2} \quad \text{Ec. 1.4.6}$$

Donde (Para las tres ecuaciones):

K: Permeabilidad [milidarcy]

∅: Porosidad [Fracción]

S_{wi}: Saturación de agua inicial [fracción]

1.4.4. Conteo de Arena

El conteo de arena es uno de los procesos más importantes que resulta del análisis petrofísico, ya que permite diferenciar una arena productora de otra basándose en sus propias características petrofísicas. Este proceso permite estimar volúmenes de hidrocarburo en sitio, para luego decidir si explotarlo eficazmente o no⁵. Existen tres tipos de conteo de arena:

a) Arena Neta Total (ANT):

Es el número de pies de arena que atraviesa un pozo, corresponde al espesor verdadero de la arena en ese punto.

b) Arena Neta Petrolífera (ANP):

Es el número de pies de la columna de arena del pozo que forma parte de la arena total y que puede ser considerada como productora de hidrocarburo. El conteo de arena neta petrolífera, es determinante en la caracterización de un yacimiento en estudio, y se realiza estableciendo las características necesarias (parámetros de corte) que debe poseer una arena productora de hidrocarburos, a partir de registros eléctricos.

Los parámetros de corte o parámetros límite (cutoff) que se establecen generalmente son: porosidad mínima, saturación de agua máxima, resistividad mínima, y permeabilidad mínima en el intervalo caracterizado. Estos parámetros de corte son escogidos en base al conocimiento que se tenga del área de estudio o de áreas vecinas, según el criterio del petrofísico.

c) Arena Neta Explotable (ANE):

Corresponde al número de pies de arena neta petrolífera que se pueden drenar económicamente, donde la saturación de hidrocarburo debe ser mayor a un valor crítico (cutoff). En este caso juega un papel muy importante la viscosidad del crudo, así como la temperatura a la cual se encuentra el mismo en el yacimiento.

1.5. CÁLCULO DE HIDROCARBUROS EN SITIO

Los yacimientos de hidrocarburos pueden ser considerados como un tanque al momento de calcular el volumen de gas y/o petróleo que contienen. La capacidad del tanque, representada por la roca esta constituida por el volumen de poros interconectados, ocupados por gas natural, petróleo y/o agua, a condiciones de presión y temperatura del yacimiento. El volumen parcial ocupado por cada fluido representa el porcentaje de saturación correspondiente.

Generalmente, la vida comercial de un yacimiento de petróleo y/o gas puede ser larga, y en algunos casos muy larga. Por esto, para obtener el mayor provecho económico comercial del yacimiento, desde el mismo comienzo de su explotación es esencial recopilar y ordenar cronológicamente toda la información técnica básica y complementaria que pueda servir para evaluar periódicamente las perspectivas futuras de la producción de hidrocarburos. Además, los estudios de la columna geológica podrían indicar la presencia de otros horizontes capaces de producir hidrocarburos comercialmente⁶.

1.5.1. Parámetros necesarios para la determinación de Hidrocarburos en Sitio

Utilizando la similitud entre un tanque y el yacimiento para calcular el petróleo original en sitio se requieren los siguientes parámetros:

- a) Volumen Bruto objeto de estudio.
- b) Porosidad Interconectada promedio de todo el volumen bruto objeto de estudio.
- c) Saturación Promedio de cada fluido en el volumen poroso interconectado objeto de estudio.
- d) Solubilidad del Gas en los diferentes fluidos, a las condiciones de presión y temperatura del yacimiento.
- e) Factores Volumétricos de Formación de los fluidos presentes (B_o , B_g , B_w), a las condiciones de presión, temperatura y solubilidad del yacimiento.

Es importante tener presente, que es necesario conocer los valores promedios de los parámetros indicados anteriormente. Esto es así, porque cada yacimiento tiene su área de extensión, en la cual varían la profundidad, el espesor, la porosidad, y la saturación de los

fluidos. Es por esto, que en diferentes puntos del yacimiento existen valores diferentes, aun en condiciones iniciales, es decir, sin haber ocurrido producción. Además, el hecho de que para el cálculo volumétrico de hidrocarburos en el yacimiento tipo tanque anteriormente mencionado, se requiere utilizar valores únicos de porosidad, saturación y otros, es necesario disponer para cada parámetro de valores volumétricamente ponderados⁶.

1.5.2. Propiedades Promedio de la Roca y de los Fluidos ponderada

Una vez conocido el volumen bruto del yacimiento, se procede a determinar el volumen de los poros interconectados, el cual representa el espacio disponible para almacenar fluidos a condiciones del yacimiento⁶.

$$V_p = V_{bt} \cdot \bar{\phi} \quad \text{Ec. 1.5.1}$$

Donde:

V_p : Volumen total de poros interconectados [acre.pie]

V_{bt} : Volumen bruto total [acre.pie]

$\bar{\phi}$: Porosidad interconectada promedio, ponderada volumétricamente [fracción]

a) Porosidad Promedio, ponderada volumétricamente

Para ponderar volumétricamente la porosidad, o cualquier otro parámetro de un yacimiento, se requiere de un mapa isópaco del yacimiento, y de un mapa de isovalores del parámetro que se desea ponderar. Superponiendo ambos mapas, y diseñando una retícula, se pueden asignar valores del parámetro dado en cada bloque de la retícula. Finalmente se calcula el área de cada retícula, mediante el uso de un planímetro, y se le asigna el espesor promedio correspondiente, y se calcula el valor promedio ponderado volumétricamente. Para la porosidad se tiene:

$$\bar{\phi} = \frac{\sum_{i=1}^n A_i \cdot h_i \cdot \phi_i}{\sum_{i=1}^n A_i \cdot h_i} \quad \text{Ec. 1.5.2}$$

Donde:

$\bar{\phi}$: Porosidad promedio, ponderada volumétricamente [fracción]

A_i : Área de cada bloque de la retícula [unidades de área]

h_i : Espesor promedio asignado a cada bloque de la retícula [unidades de longitud]

ϕ_i : Porosidad asignada a cada bloque de la retícula [fracción]

b) Saturación de Fluido Promedio, ponderada volumétricamente

Procediendo, como se explicó anteriormente, es posible ponderar la saturación de cualquier fluido (petróleo, gas y/o agua) utilizando la retícula, pero de dos formas posibles:

- Ponderar utilizando el volumen bruto de cada bloque, o
- Ponderar utilizando el volumen poroso de cada bloque.

La segunda posibilidad es más deseable, pero no siempre se dispone de un mapa de isoporosidades. El cálculo según la segunda posibilidad, sería como sigue:

$$\bar{S}_f = \frac{\sum_{i=1}^n A_i \cdot h_i \cdot \phi_i \cdot S_{fi}}{\sum_{i=1}^n A_i \cdot h_i \cdot \phi_i} \quad \text{Ec. 1.5.3}$$

Donde:

\bar{S}_f : Saturación del Fluido Promedio, ponderada volumétricamente [fracción]

A_i : Área de cada bloque de la retícula [unidades de área]

h_i : Espesor promedio asignado a cada bloque de la retícula [unidades de longitud]

ϕ_i : Porosidad asignada a cada bloque de la retícula [fracción]

S_{fi} : Saturación del Fluido asignada a cada bloque de la retícula [fracción]

c) Presión Promedio, ponderada volumétricamente

Para este caso existen diferentes opciones. Disponiendo de un mapa isobárico, se puede ponderar la presión utilizando para cada bloque de la retícula su volumen bruto, su volumen de poros interconectados, o su volumen de poros saturados de hidrocarburos.

Tomando esta última opción como la más precisa, tenemos:

$$\bar{P} = \frac{\sum_{i=1}^n A_i \cdot h_i \cdot \phi_i \cdot S_{o_i} \cdot P_i}{\sum_{i=1}^n A_i \cdot h_i \cdot \phi_i \cdot S_{o_i}} \quad \text{Ec. 1.5.4}$$

Donde:

\bar{P} : Presión Promedio, ponderada volumétricamente [lpca]

A_i : Área de cada bloque de la retícula [unidades de área]

h_i : Espesor promedio asignado a cada bloque de la retícula [unidades de longitud]

ϕ_i : Porosidad asignada a cada bloque de la retícula [fracción]

S_{o_i} : Saturación de Petróleo asignada a cada bloque de la retícula [fracción]

P_i : Presión asignada a cada bloque de la retícula [lpca]

Al usar valores promedio ponderados volumétricamente para cada una de las propiedades requeridas se pueden obtener con facilidad valores promedio para los factores volumétricos de formación de los fluidos (B_o , B_g y B_w).

1.5.3. Cálculo de Hidrocarburos en Sitio por el Método Volumétrico

Los casos especiales, son aquellos de yacimientos de gas libre o de gas condensado, de yacimientos de petróleo sin gas libre inicialmente, o yacimientos de petróleo con zonas de gasíferas. Este último caso es el más general, y una vez analizado este, los dos casos anteriores se convierten en especiales o simplificados del mismo⁶.

Tratando el caso más general, se fijan en el mapa estructural del yacimiento las posiciones de los contactos gas-petróleo y agua-petróleo, las cuales se transfieren luego al mapa isópaco para determinar el volumen bruto de cada una de las dos zonas (la de petróleo y la de gas).

1.6. ECUACIÓN GENERAL DE BALANCE DE MATERIALES

La Ecuación de Balance de Materiales (EBM) fue originalmente presentada por Schilthus en 1.941, y se fundamenta en el análisis volumétrico efectuado dentro de un volumen de control que corresponde a los límites iniciales de las zonas que contienen hidrocarburos.

Así, la ecuación se deriva como un balance volumétrico que iguala la producción acumulada expresada en términos de vaciamiento, con la expansión de los fluidos en el yacimiento, la reducción del volumen poroso disponible para hidrocarburos (HCPV) y el aporte de energía externo que resulta de una caída de presión finita (ΔP) en el yacimiento. La ecuación supone que existe un equilibrio total e instantáneo entre las fases.

La Ecuación de Balance de Materiales es una de las herramientas básicas de la Ingeniería de Yacimientos para la interpretación y predicción del comportamiento de los yacimientos.

El caso mas general de un yacimiento, es aquel que contiene petróleo saturado, posee un casquete de gas y además tiene un acuífero que puede contribuir con determinada energía a la producción de fluidos.

Las expansiones de los fluidos ocurren artificialmente en el yacimiento, ya que en realidad, estos cambios de volumen corresponden a fluidos del yacimiento que han sido producidos como resultado de estas expansiones ante la caída de presión, que ha ocurrido en el yacimiento al momento de ponerlo en producción.

La producción de petróleo, gas y agua obtenida en superficie, se debe expresar en términos de vaciamiento, o sea a condiciones de yacimiento (a una presión $P < P_i$), lo que efectivamente implica que se esta llevando todo lo producido en la superficie de regreso al yacimiento a la presión P , lo cual equivale al cambio total en los volúmenes de fluidos y roca ocurridos en el yacimiento⁷. Así, la EBM se expresa como sigue:

$$\left[\begin{array}{c} \text{Expansion} \\ \text{del Petroleo} \end{array} \right] + \left[\begin{array}{c} \text{Expansión del Gas} \\ \text{Originalmente en Solución} \end{array} \right] + \left[\begin{array}{c} \text{Expansión del} \\ \text{Casquete de Gas} \end{array} \right] + \left[\begin{array}{c} \text{Reducción} \\ \text{del HCPV} \end{array} \right] + \left[\begin{array}{c} \text{Aporte Externo} \\ \text{de Energia} \end{array} \right] = \text{Vaciamiento}$$

Ec. 1.6.1

Y sustituyendo con las respectivas relaciones, tenemos la EBM, de la siguiente forma:

$$N \cdot B_{oi} \cdot \left[\frac{(B_{oi} + B_o) + (R_{si} - R_s) \cdot B_g}{B_{oi}} + m \cdot \left(\frac{B_g}{B_{gi}} - 1 \right) + (1 + m) \cdot \left(\frac{S_{wi} \cdot C_w + C_f}{1 - S_{wi}} \right) \cdot \Delta P \right] + W_e + W_i \cdot B_w$$

$$= N_p \cdot [B_o + (R_p - R_s) \cdot B_g] + W_p \cdot B_w \quad \text{[BY]} \quad \text{Ec. 1.6.2}$$

Si ninguno de los términos de la EBM puede ser despreciado, entonces el yacimiento esta sujeto a un empuje combinado de todas las fuentes de energía que pueden contribuir a la producción de los fluidos del yacimiento⁷.

En la mayoría de los casos, en un yacimiento predomina básicamente un mecanismo principal de empuje o producción, y los otros, en comparación con el principal pueden despreciarse. Esto depende del tipo de yacimiento en el que nos encontremos.

Esta ecuación generalizada se expresa en términos más sencillos luego de realizar las simplificaciones pertinentes, para los casos específicos de yacimientos subsaturados (*Ecuación 1.6.3*) y yacimientos saturados, con (*Ecuación 1.6.4*) y sin casquete inicial de gas (*Ecuación 1.6.5*).

$$N \cdot B_{oi} \cdot C_e \cdot \Delta P + W_e + W_i \cdot B_w = N_p \cdot B_o + W_p \cdot B_w \quad \text{Ec. 1.6.3}$$

Esta es la forma final de la EBM para yacimientos de petróleo subsaturado, y describe el proceso hasta que se llega a la presión de burbujeo. Luego, de esta presión en adelante, el yacimiento pasa a ser saturado y debe analizarse como tal.

$$N \cdot B_{oi} \cdot \left[\frac{(B_{oi} + B_o) + (R_{si} - R_s) \cdot B_g}{B_{oi}} + m \cdot \left(\frac{B_g}{B_{gi}} - 1 \right) \right] + W_e + W_i \cdot B_w = N_p \cdot [B_o + (R_p - R_s) \cdot B_g] + W_p \cdot B_w$$

Ec. 1.6.4

$$N \cdot [(B_{oi} + B_o) + (R_{si} - R_s) \cdot B_g] + W_e + W_i \cdot B_w = N_p \cdot [B_o + (R_p - R_s) \cdot B_g] + W_p \cdot B_w$$

Ec. 1.6.5

1.6.1. Fuentes de error al aplicar la EBM

Retomando la suposición de equilibrio total e instantáneo entre las fases, generalmente esta condición ideal no ocurre, estrictamente y conlleva a situaciones de error o, si se quiere, a resultados que deben ser utilizados cuidadosamente, ya que presentan limitaciones debido a la suposición referida.

Algunas de las situaciones que a veces se presentan, y deben ser consideradas cuidadosamente, ya que no cumplen con las suposiciones de la derivación de la EBM, son: La supersaturación de hidrocarburos líquidos del yacimiento, selección inadecuada de la relación PVT a utilizar, errores de medición en los volúmenes de fluidos producidos, acuíferos activos y descensos leves de presión, estimados del factor m , entre otros. Otras dos posibles fuentes de error, o de resultados anómalos se discutirán en detalle a continuación por la importancia que representa en la metodología de este trabajo⁶.

1.6.1.1. Presión Promedio del yacimiento

Una de las suposiciones en la derivación de la EBM es que el yacimiento se comporta como una celda o tanque ubicado en el volumen de control, en equilibrio total e instantáneo, y con transmisibilidad de igual modo. De allí la suposición de que la totalidad de los hidrocarburos confinados en el yacimiento en un momento dado se encuentran a la misma presión.

Las presiones utilizadas en la EBM deben ser representativas de la totalidad del sistema. Las presiones estáticas utilizadas deben ser restauradas o extrapoladas de mediciones de restauración. En lo posible, debe utilizarse la ponderación volumétrica de las presiones medidas, para asegurar la validez de los resultados⁶.

1.6.1.2. Concepto de Petróleo Activo

Ya se ha recalcado la suposición de contar con presiones uniformes y equilibrio instantáneo al momento de aplicar la EBM. Es evidente que hay situaciones cuando el volumen total de hidrocarburos del sistema roca-fluido no es afectado por el empuje de la

presión generado por la producción y/o inyección de fluidos. Esto ocurre en diferentes circunstancias, por ejemplo:

- a) Cuando el volumen de control es grande y la producción no ha sido cuantiosa.
- b) Cuando existen zonas de baja permeabilidad, en las que la difusividad es baja, y no han sido afectadas por descensos de la presión existentes en las zonas más permeables (con mejor difusividad).
- c) Cuando el descenso de presión generado por la producción que ha ocurrido (ΔN_p) no se ha reflejado en la totalidad del volumen de hidrocarburos contenido en el yacimiento.

En los casos en que ocurren estas situaciones, en un determinado momento de la historia cuando se estén haciendo cálculos del yacimiento, existen en el sistema dos valores de N : una fracción denominada petróleo activo (N_{activo}) y la otra denominada petróleo inactivo ($N_{inactivo}$) en este momento. Aunque el petróleo total inicial en sitio no cambia, la relación del volumen activo al inactivo cambia en forma tal que con el tiempo, el volumen de petróleo activo va creciendo a expensas del petróleo inactivo, hasta llegar un momento en el que la totalidad del petróleo inicial, es petróleo activo y ha respondido a los descensos de presión causados por los volúmenes crecientes de fluidos producidos.

En sistemas de las características antes mencionadas (gran tamaño, zonas de baja difusividad, etc.), los resultados de cálculos con la EBM generan valores de N que corresponden al volumen de petróleo activo, y no al total original en sitio. Por esto, a medida que se repite el cálculo al pasar el tiempo el valor calculado de N aumenta porque refleja el volumen de petróleo activo⁶.

1.7. ARREGLOS DE POZOS

Un factor predominante que controla las operaciones de inyección de fluidos en los yacimientos, es la localización de los pozos inyectoros con respecto a los productores y a los límites del yacimiento.

La eficiencia de desplazamiento es un factor microscópico determinado usualmente mediante pruebas de laboratorio de desplazamiento en sistemas lineales, y se calcula para determinar la saturación de petróleo residual que queda detrás del frente de invasión. El desplazamiento lineal ocurre en capas uniformes de sección transversal constante donde los extremos de entrada y salida están abiertos al flujo; en estas condiciones el frente de inundación avanza como un plano, y cuando llega al extremo de salida, se considera que el 100% del volumen poroso ha sido contactado por el fluido inyectado. Sin embargo, para que esto ocurra, el frente debe avanzar como un plano horizontal cuando las fuerzas gravitacionales segregan los fluidos, o como un plano vertical cuando estas fuerzas son de poca importancia. No obstante, desde un punto de vista práctico, no es posible tener condiciones en el yacimiento que realmente simulen un desplazamiento lineal, ya que la acción combinada de la gravedad y la capilaridad hacen que el mecanismo total de desplazamiento de cualquier operación de inyección nunca sea lineal. Las dificultades que se presentan al suponerse esta condición pueden minimizarse cuando se aplica el concepto de eficiencia de barrido volumétrico en los cálculos de recuperación de petróleo por efecto de la inyección de fluidos. Dicha eficiencia es un factor macroscópico y se define generalmente como el producto de la eficiencia de barrido areal por la eficiencia de barrido vertical⁸.

Muchos de los campos más viejos que luego han sido sometidos a invasión para la recuperación secundaria, y luego terciaria, se desarrollaron inicialmente mediante un espaciado irregular de los pozos, pero una mejor comprensión del comportamiento de los yacimientos ha traído como consecuencia el uso de arreglos y espaciados uniformes en los pozos perforados durante el proceso de desarrollo del yacimiento. Esto significa que en el momento de planificar el proceso de recuperación secundaria, y luego terciaria, el campo estará desarrollado sobre la base de un arreglo regular donde los pozos inyectoros y productores forman figuras geométricas conocidas y muy variadas que se ilustran en la *Figura 1.7.1*.

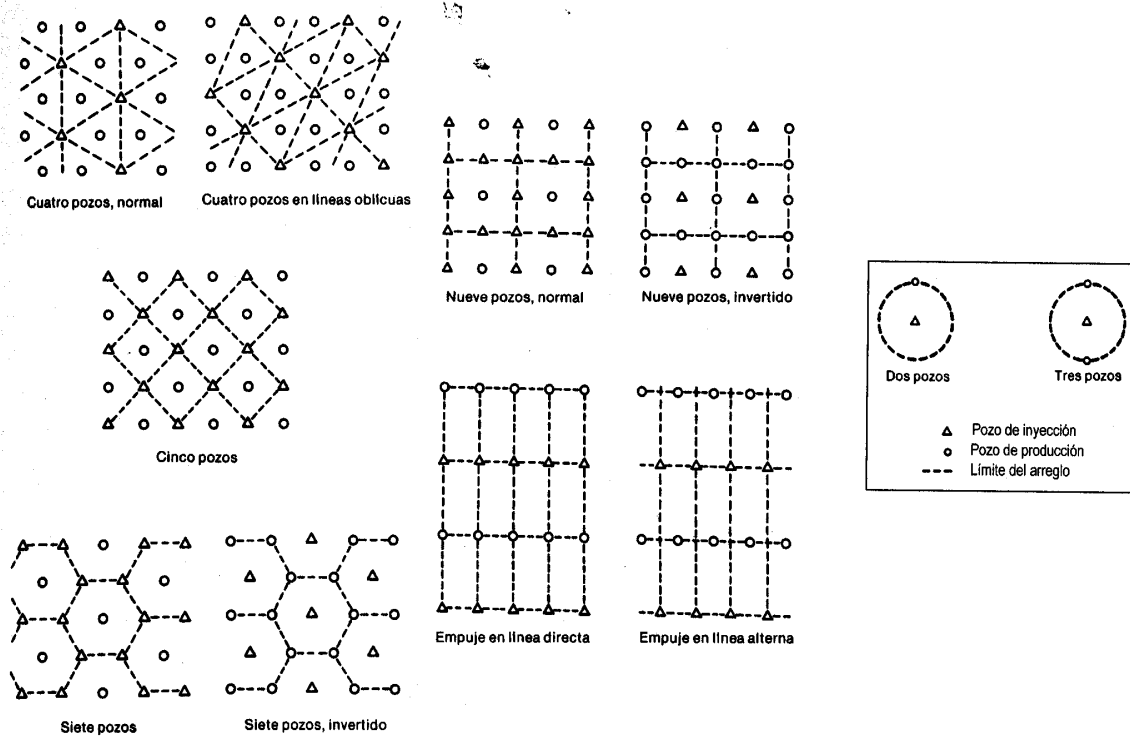


Figura 1.7.1. Diferentes tipos de arreglos de pozos (según F. F. Craig).

1.7.1. Arreglos de 7 pozos

Este tipo de arreglo tiene 2 pozos inyectoros por cada pozo productor, y se utiliza cuando la inyectividad de los pozos es baja. El patrón del modelo es un triángulo equilátero (Figura 1.7.2) o puede considerarse un arreglo en línea alterna, cuya relación $d/a = 0,866$. Si el campo no ha sido desarrollado según este patrón, se requieren varios pozos interespaciados para hacer posible este modelo. En este caso, la $R_{PI/PP} = 6/3 = 2$.

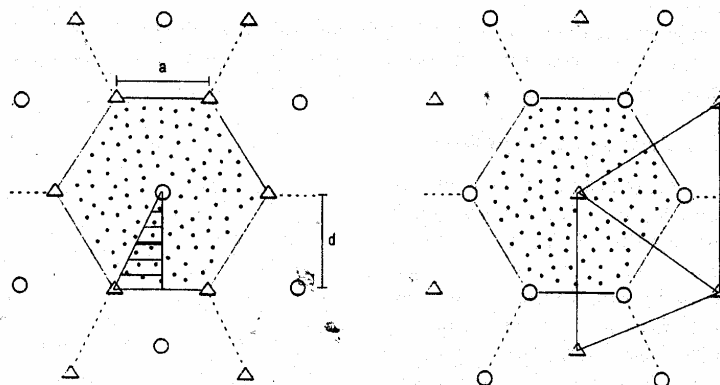


Figura 1.7.2. Arreglos de 7 pozos⁸ (según J. Smith y W. Cobb).

1.8. RECUPERACIÓN DE PETRÓLEO POR INYECCIÓN CONTINUA DE VAPOR

1.8.1. Pérdidas de Calor durante la Inyección de Vapor

Existe una diferencia de temperatura entre el vapor que se inyecta a la formación, y el medio ambiente que rodea las líneas de superficie y la tubería de inyección que esta dentro el pozo. Debido a esta diferencia, existen pérdidas del calor que contiene el vapor antes de llegar a la formación. Es importante tratar de reducir estas pérdidas al mínimo, por lo que las mismas deben ser cuantificadas³.

A continuación se muestran las pérdidas de calor de un sistema de inyección de vapor (*Figura 1.8.1*). Estas pérdidas empiezan en la fuente de calor, continúan en las líneas de superficie, luego en el cabezal de inyección, en la tubería de inyección que esta dentro del pozo, y por ultimo en la formación y los estratos adyacentes.

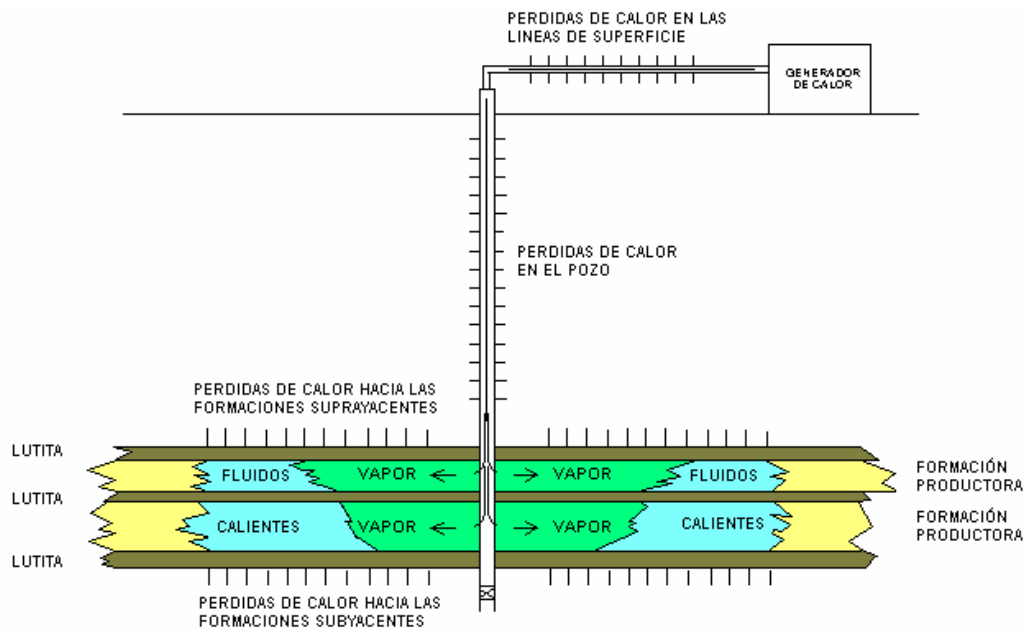


Figura 1.8.1. Pérdidas de calor durante la inyección de vapor.

1.8.2. Mecanismos de Transferencia de Calor

El calor se define como la energía que se transfiere debido a una diferencia de temperatura o un gradiente de temperatura. Se expresa matemáticamente como un

vector, en el sentido del flujo, desde la zona de alta temperatura, hacia la de baja temperatura³.

Existen tres mecanismos básicos de transferencia de calor: conducción, radiación y convección.

1.8.2.1. Conducción

En este mecanismo la transferencia de calor ocurre por el contacto físico, entre una parte del cuerpo a alta temperatura, y otra parte del mismo cuerpo a menor temperatura.

La Primera Ley de Fourier, propuesta en 1.822, describe la transferencia de calor por conducción, si el proceso ocurre bajo condiciones de flujo continuo, es decir, si las temperaturas de los cuerpos no varían con el tiempo.

$$\frac{\dot{Q}_c}{A} = -K_n \cdot \frac{\partial T}{\partial x} \quad \text{Ec. 1.8.1}$$

Donde

\dot{Q}_c : Tasa de flujo de calor por conducción [BTU/hr]

A: Área a través de la cual ocurre el flujo [pies²]

$\partial T/\partial x$: Gradiente de temperatura [°F/pie]

K_n : Conductividad térmica del material [BTU/hr.pie.°F]

La *Ecuación 1.8.1* aplica para la conducción en sólidos, líquidos y gases, pero siempre el valor de la conductividad térmica será mayor para sólidos.

Para los casos en que la temperatura de los cuerpos cambia con el tiempo, la distribución de temperatura en función del tiempo se obtiene de la primera Ley de Fourier y de un balance de calor.

Si consideramos un elemento de volumen con área $dy \cdot dz$ y espesor dx , el calor que entra a lo largo del eje x es:

$$-k_{hx}(dy \cdot dz) \cdot \left(\frac{\partial T}{\partial x}\right) \cdot dt \quad \text{Ec. 1.8.2}$$

Y el que sale es equivalente a:

$$-(dy \cdot dz) \cdot \left[k_{hx} \cdot \frac{\partial T}{\partial x} + \frac{\partial}{\partial x} \left(k_{hx} \cdot \frac{\partial T}{\partial x} \right) \cdot dx \right] \cdot dt \quad \text{Ec. 1.8.3}$$

Lo que se almacena en el elemento, será igual a la diferencia entre lo que entra y lo que sale a lo largo de los tres ejes, y de esta forma se obtiene la ecuación diferencial general para la distribución de temperatura en función del tiempo, en coordenadas rectangulares dada por:

$$\frac{1}{\rho \cdot c_p} \cdot \left[\frac{\partial}{\partial x} \left(k_{hx} \cdot \frac{\partial T}{\partial x} \right) + \frac{\partial}{\partial y} \left(k_{hy} \cdot \frac{\partial T}{\partial y} \right) + \frac{\partial}{\partial z} \left(k_{hz} \cdot \frac{\partial T}{\partial z} \right) \right] = \frac{\partial T}{\partial t} \quad \text{Ec. 1.8.4}$$

Al despreciar la variación de la conductividad térmica (k_h) con la temperatura, y suponiendo homogeneidad e isotropía en la sustancia, la ecuación se simplifica a:

$$\frac{k_h}{\rho \cdot c_p} \cdot \left(\frac{\partial^2 T}{\partial x^2} + \frac{\partial^2 T}{\partial y^2} + \frac{\partial^2 T}{\partial z^2} \right) = \frac{\partial T}{\partial t} \quad \text{Ec. 1.8.5}$$

Donde el término $\frac{k_h}{\rho \cdot c_p}$ es la difusividad térmica, α . Y la ecuación queda:

$$\left(\frac{\partial^2 T}{\partial x^2} + \frac{\partial^2 T}{\partial y^2} + \frac{\partial^2 T}{\partial z^2} \right) = \frac{1}{\alpha} \cdot \frac{\partial T}{\partial t} \quad \text{Ec. 1.8.6}$$

Donde:

α : Difusividad térmica [pie²/hr]

ρ : Densidad de la sustancia [lb/pie³]

c_p : Calor específico de la sustancia [BTU/lb.°F]

k_h : Conductividad térmica de la sustancia [BTU/hr.pie.°F]

T: Temperatura [°F]

x, y, z: Distancias [pies]

1.8.2.2. Radiación

En este proceso, el calor es transferido por ondas electromagnéticas. En 1.879 J. Stefan descubrió empíricamente la ecuación que rige este comportamiento (*Ecuación 1.8.7*), y en 1.884 fue derivada teóricamente por L. Boltzmann.

$$\frac{\dot{Q}_r}{A} = \sigma \cdot \varepsilon \cdot (T_1^4 - T_2^4) \quad ; \quad T_1 > T_2 \quad \text{Ec. 1.8.7}$$

Donde:

\dot{Q}_r : Tasa de flujo de calor por radiación [BTU/hr]

A: Área a través de la cual ocurre el flujo [pies²]

σ : Constante de Stefan-Boltzmann ($\sigma = 0,1713 \cdot 10^{-8}$ BTU/hr.pie².°R⁴)

ε : Emisividad de la superficie [adimensional]

T₁: Temperatura absoluta del cuerpo a mayor temperatura [°R]

T₂: Temperatura absoluta del cuerpo a menor temperatura [°R]

La emisividad de una superficie es la habilidad de la misma de absorber radiación. Las emisividades son adimensionales e iguales o menores a uno, y dependen de la naturaleza de la superficie. Para superficies reflectantes la emisividad es igual a cero, y para superficies oscuras es equivalente a uno.

La *Ecuación 1.8.7* se puede escribir en forma similar a la utilizada para convección de la siguiente manera:

$$\frac{\dot{Q}_r}{A} = h_r \cdot (T_1 - T_2) \quad \text{Ec. 1.8.8}$$

Donde:

h_r : Coeficiente de transferencia de calor por radiación [BTU/hr.pie.°F]

$$h_r = \sigma \cdot \varepsilon \cdot (T_1^2 + T_2^2) \cdot (T_1 + T_2) \quad \text{Ec. 1.8.9}$$

1.8.2.3. Convección

Ocurre cuando existe transferencia de calor desde una superficie hacia un fluido en movimiento, o desde el fluido en movimiento hacia la superficie en contacto con el, o de una parte del fluido en movimiento a mayor temperatura hacia otra parte del mismo fluido a menor temperatura. Cuando el movimiento del fluido es producto de la aplicación de una fuerza, existe convección forzada. Pero, si el fluido se mueve por diferencia de densidades, causadas por variaciones de temperatura, existe convección libre. Para los dos casos, la transferencia de calor se expresa con la siguiente ecuación:

$$\frac{\dot{Q}_{cv}}{A} = h_{cv} \cdot |T_F - T_S| \quad \text{Ec. 1.8.10}$$

Donde:

\dot{Q}_{cv} : Tasa de flujo de calor por convección [BTU/hr]

A: Área a través de la cual ocurre el flujo [pies²]

h_{cv} : Coeficiente de transferencia de calor por convección [BTU/hr.pie².°F]

T_F : Temperatura del fluido [°F]

T_S : Temperatura de la superficie [°F]

1.8.3. Pérdidas en la Fuente de Calor

Las operaciones de inyección de vapor, y por consiguiente las pérdidas de calor comienzan en la fuente del calor, que puede ser un generador o una unidad térmica. Los generadores usados en los proyectos de inyección de vapor son del tipo de una sola bombeada o de un solo paso. Estas unidades térmicas pueden funcionar con petróleo o gas, y pueden generar vapor con una calidad entre 80% y 90%³.

1.8.4. Pérdidas de Calor en las Líneas de Superficie

Las pérdidas de calor en las líneas de superficie, pueden ser estimadas en base a valores tabulados, según el tipo de tubería, y las condiciones ambientales a las que están expuestas³. Un ejemplo de estos valores se puede ver en las *Tablas 1.8.1* y *1.8.2*.

Tabla 1.8.1. Pérdidas de calor en BTU/hr por pie², para tubería sin aislante³.

	Condiciones Ambientales		Pérdidas de Calor [BTU/hr.pie ²], para las siguientes Temperaturas Internas [°F]		
	V _{viento} [mph]	T [°F]	200	400	600
	Tubería sin Aislante	0	0	540	1560
0		100	210	990	2250
10		0	1010	2540	4680
10		100	440	1710	3500
40		0	1620	4120	7440
40		100	700	2760	5650

Tabla 1.8.2. Pérdidas de calor en BTU/hr por pie lineal, en tuberías con aislante³.

	Especificaciones		Pérdidas de Calor [BTU/hr.pie], para las siguientes Temperaturas Internas [°F]			
	T = 80°F		200	400	600	800
	h _{aislante} [pulg]	D _{tubería} [pulg]				
Tubería con Aislante de Magnesio	Estándar	3	50	150	270	440
	Estándar	6	77	232	417	620
	1,5	3	40	115	207	330
	1,5	6	64	186	335	497
	3	3	24	75	135	200
	3	6	40	116	207	322

También se pueden calcular las pérdidas de calor en líneas de superficie considerando que la transferencia de calor ocurre bajo condiciones de flujo continuo. Este método puede ser expresado mediante la siguiente ecuación:

$$\dot{Q} = A \cdot U \cdot (T_s - T_a) \quad \text{Ec. 1.8.11}$$

Donde:

\dot{Q} : Tasa de pérdidas de calor [BTU/hr]

A: Área característica, que coincide con una de las superficies a través de la cual ocurren las pérdidas de calor [pie²]

U: Coeficiente de transferencia de calor total, referido a un área característica [BTU/hr.pie².°F]

T_s: Temperatura del vapor fluyendo en la tubería [°F]

T_a: Temperatura ambiente donde se encuentra la línea [°F]

Para determinar el coeficiente de transferencia de calor total U , se evalúan los mecanismos de transferencia de calor que actúan en el sistema. Observando el sistema ilustrado en la *Figura 1.8.2*, donde se presenta la sección transversal de una tubería de radio interno r_{ti} , en pies y radio externo r_{to} , en pies, a través de la cual fluye vapor a una temperatura T_s , en °F. La tubería puede estar aislada o no, de estarlo, el radio externo será r_{ins} , en pies, y la temperatura ambiente será T_a , en °F.

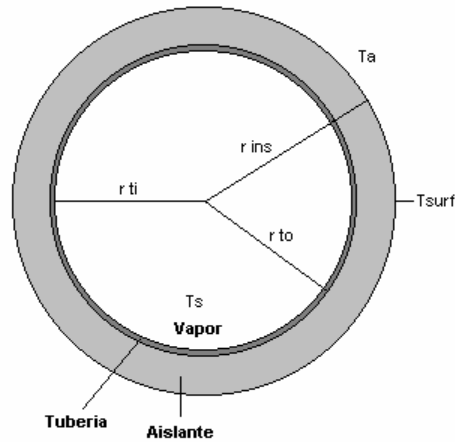


Figura 1.8.2. Sección transversal de una tubería de inyección con aislante.

En el sistema descrito están actuando los siguientes mecanismos de transferencia de calor:

- a) Del vapor fluyendo hacia la pared interna de la tubería, existe convección forzada, por lo que la tasa de flujo de calor viene dada por:

$$\dot{Q}_1 = 2 \cdot \pi \cdot r_{ti} \cdot h_f \cdot (T_s - T_{ti}) \cdot \Delta L \quad \text{Ec. 1.8.12}$$

Donde:

h_f : Coeficiente de Película de transferencia de calor o coeficiente de condensación [BTU/hr.pie².°F]

- b) A través de la tubería de inyección, existe conducción, por lo tanto a partir de la *Ecuación 1.9.1* se deriva:

$$\dot{Q}_2 = \frac{2 \cdot \pi \cdot k_{hs} \cdot (T_{ti} - T_{to}) \cdot \Delta L}{\ln\left(\frac{r_{to}}{r_{ti}}\right)} \quad \text{Ec. 1.8.13}$$

Donde:

k_{hs} : Conductividad térmica del material de la tubería [BTU/hr.pie².°F]

c) A través del aislante también existe conducción, por lo que la tasa de flujo de calor se expresa como:

$$\dot{Q}_3 = \frac{2 \cdot \pi \cdot k_{hins} \cdot (T_{to} - T_{ins}) \cdot \Delta L}{\ln\left(\frac{r_{ins}}{r_{to}}\right)} \quad \text{Ec. 1.8.14}$$

Donde:

k_{hins} : Conductividad térmica del material del aislante [BTU/hr.pie².°F]

d) Y finalmente desde la superficie externa del aislante hacia el medio ambiente existe convección y radiación, por lo tanto se expresa por:

$$\dot{Q}_4 = [2 \cdot \pi \cdot r_{ins} \cdot h_{cv} \cdot (T_{ins} - T_a) \cdot \Delta L] + [2 \cdot \pi \cdot r_{ins} \cdot h_r \cdot (T_{ins} - T_a) \cdot \Delta L]$$

$$\dot{Q}_4 = 2 \cdot \pi \cdot r_{ins} \cdot (h_{cv} + h_r) \cdot (T_{ins} - T_a) \cdot \Delta L \quad \text{Ec. 1.8.15}$$

Donde:

h_{cv} : Coeficiente de transferencia de calor por convección [BTU/hr.pie².°F]

h_r : Coeficiente de transferencia de calor por radiación [BTU/hr.pie².°F]

Ya que se está considerando un sistema donde la transferencia de calor ocurre bajo condiciones de flujo continuo, se tiene que, la tasa de transferencia de calor en cada una de las partes del sistema evaluadas anteriormente deben ser iguales, y estas a su vez equivalentes a la tasa de transferencia de calor total, por lo tanto:

$$\dot{Q}_1 = \dot{Q}_2 = \dot{Q}_3 = \dot{Q}_4 = \dot{Q} = A \cdot U \cdot (T_s - T_a) \quad \text{Ec. 1.8.16}$$

Además se sabe que:

$$(T_s - T_a) = (T_s - T_{ti}) + (T_{ti} - T_{to}) + (T_{to} - T_{ins}) + (T_{ins} - T_a) \quad \text{Ec. 1.8.17}$$

Despejando de las *Ecuaciones 1.8.12* a la *1.8.15* las respectivas diferencias de temperatura se tiene:

$$(T_s - T_{ti}) = \frac{\dot{Q}_1}{2 \cdot \pi \cdot r_{ti} \cdot h_f \cdot \Delta L}$$

$$(T_{ti} - T_{to}) = \frac{Q_2 \cdot \ln\left(\frac{r_{to}}{r_{ti}}\right)}{2 \cdot \pi \cdot k_{hs} \cdot \Delta L}$$

$$(T_{to} - T_{ins}) = \frac{Q_3 \cdot \ln\left(\frac{r_{ins}}{r_{to}}\right)}{2 \cdot \pi \cdot k_{hins} \cdot \Delta L}$$

$$(T_{ins} - T_a) = \frac{\dot{Q}_4}{2 \cdot \pi \cdot r_{ins} \cdot (h_{cv} + h_r) \cdot \Delta L}$$

Ahora sustituyéndolas en la *Ecuación 1.8.17* se obtiene:

$$(T_s - T_a) = \frac{\dot{Q}}{2 \cdot \pi \cdot \Delta L} \cdot \left[\frac{1}{r_{ti} \cdot h_f} + \frac{\ln\left(\frac{r_{to}}{r_{ti}}\right)}{k_{hs}} + \frac{\ln\left(\frac{r_{ins}}{r_{to}}\right)}{k_{hins}} + \frac{1}{r_{ins} \cdot (h_{cv} + h_r)} \right] \quad \text{Ec. 1.8.18}$$

Las áreas características que pueden utilizarse son: el área interior de la tubería, el área exterior de la tubería, y el área exterior del aislante.

$$A_{ti} = 2 \cdot \pi \cdot r_{ti} \cdot \Delta L \quad \text{Ec. 1.8.19}$$

$$A_{to} = 2 \cdot \pi \cdot r_{to} \cdot \Delta L \quad \text{Ec. 1.8.20}$$

$$A_{ins} = 2 \cdot \pi \cdot r_{ins} \cdot \Delta L \quad \text{Ec. 1.8.21}$$

Al tomar como área característica el área interna de la tubería, y sustituyendo las Ecuaciones 1.8.8 y 1.8.19 en la Ecuación 1.8.11 se tiene:

$$U = \frac{\frac{\dot{Q}}{A}}{(T_s - T_a)} = \frac{\frac{\dot{Q}}{2 \cdot \pi \cdot r_{ti} \cdot \Delta L}}{\frac{\dot{Q}}{2 \cdot \pi \cdot \Delta L}} \cdot \left[\frac{1}{r_{ti} \cdot h_f} + \frac{\ln\left(\frac{r_{to}}{r_{ti}}\right)}{k_{hs}} + \frac{\ln\left(\frac{r_{ins}}{r_{to}}\right)}{k_{hins}} + \frac{1}{r_{ins} \cdot (h_{cv} + h_r)} \right]^{-1} \quad \text{Ec. 1.8.22}$$

Luego, simplificando se tiene:

$$U_{ti} = \left[\frac{1}{h_f} + \frac{r_{ti} \cdot \ln\left(\frac{r_{to}}{r_{ti}}\right)}{k_{hs}} + \frac{r_{ti} \cdot \ln\left(\frac{r_{ins}}{r_{to}}\right)}{k_{hins}} + \frac{r_{ti} \cdot h_f}{r_{ins} \cdot (h_{cv} + h_r)} \right]^{-1} \quad \text{Ec. 1.8.23}$$

Obteniéndose la tasa de pérdidas de calor con la siguiente ecuación:

$$\dot{Q} = 2 \cdot \pi \cdot r_{ti} \cdot U_{ti} \cdot (T_s - T_a) \cdot \Delta L \quad \text{Ec. 1.8.24}$$

De igual forma se pueden obtener los coeficientes de transferencia de calor total referidos al área exterior de la tubería (U_{to}) y al área exterior del aislante (U_{ins}), obteniéndose las siguientes ecuaciones:

$$U_{to} = \left[\frac{r_{to}}{r_{ti} \cdot h_f} + \frac{r_{to} \cdot \ln\left(\frac{r_{to}}{r_{ti}}\right)}{k_{hs}} + \frac{r_{to} \cdot \ln\left(\frac{r_{ins}}{r_{to}}\right)}{k_{hins}} + \frac{r_{to}}{r_{ins} \cdot (h_{cv} + h_r)} \right]^{-1} \quad \text{Ec. 1.8.25}$$

$$\dot{Q} = 2 \cdot \pi \cdot r_{to} \cdot U_{to} \cdot (T_s - T_a) \cdot \Delta L \quad \text{Ec. 1.8.26}$$

$$U_{ins} = \left[\frac{r_{ins}}{r_{ti} \cdot h_f} + \frac{r_{ins} \cdot \ln\left(\frac{r_{to}}{r_{ti}}\right)}{k_{hs}} + \frac{r_{ins} \cdot \ln\left(\frac{r_{ins}}{r_{to}}\right)}{k_{hins}} + \frac{1}{(h_{cv} + h_r)} \right]^{-1} \quad \text{Ec. 1.8.27}$$

$$\dot{Q} = 2 \cdot \pi \cdot r_{ins} \cdot U_{ins} \cdot (T_s - T_a) \cdot \Delta L \quad \text{Ec. 1.8.28}$$

Donde:

r_{ti} : Radio interno de la tubería [pies]

r_{to} : Radio externo de la tubería [pies]

r_{ins} : Radio externo del aislante [pies]

h_r : Coeficiente de transferencia de calor por radiación entre la superficie externa de la tubería, o del aislante en el caso de que exista [BTU/hr.pie².°F]

h_f : Coeficiente de Película de transferencia de calor o coeficiente de condensación entre el vapor y la superficie interna de la tubería [BTU/hr.pie².°F]

h_{cv} : Coeficiente de transferencia de calor por convección entre la superficie exterior de la tubería, o del aislante en caso de existir, y el fluido existente en el medio ambiente [BTU/hr.pie².°F]

El coeficiente de película de transferencia de calor o coeficiente de condensación (h_f), presenta altos valores (de 500 a 4.000 BTU/hr.pie².°F) para el agua caliente y el vapor en condiciones de flujo turbulento. A pesar de esto ofrece muy poca resistencia al flujo de calor, por lo tanto, es posible despreciarlo. A fin de evaluar su efecto debe ser calculado.

Para poder calcular h_f , se supone que la temperatura en el interior de la tubería es igual a la temperatura del vapor que esta fluyendo. De esta forma, se utilizan las propiedades físicas del agua a la temperatura de saturación.

En el caso de flujo de líquido sin cambio de fase en la región de flujo turbulento, se utiliza la ecuación derivada por Dittus-Boelter (*Ecuación 1.8.29*).

$$\frac{h_f \cdot d_{ti}}{k_{hf}} = 0,23 \cdot \left(\frac{d_{ti} \cdot G}{\mu_f} \right)^{0,8} \cdot \left(\frac{c_{pf} \cdot \mu_f}{k_{hf}} \right)^{0,4} \quad \text{Ec. 1.8.29}$$

Donde:

d_{ti} : Diámetro interno de la tubería [pies]

k_{hf} : Conductividad térmica del fluido [BTU/hr.pie.°F]

G : Velocidad de la masa (o flujo de masa) [lb/hr.pie²]

μ_f : Viscosidad del fluido [lb/hr.pie]

R_e : Número de Reynolds ($R_e = d_{ti} \cdot G / \mu_f$) [adimensional]

En el caso de flujo de aceites viscosos, o líquidos de baja viscosidad en la región de flujo laminar, se utiliza la ecuación de Sieder-Tate (*Ecuación 1.8.30*).

$$\frac{h_f \cdot d_{ti}}{k_{hf}} = 0,027 \cdot \left(\frac{\mu_f \cdot G}{\mu_s} \right)^{0,14} \cdot \left(\frac{d_{ti} \cdot G}{\mu_f} \right)^{0,8} \cdot \left(\frac{c_{pf} \cdot \mu_f}{k_{hf}} \right)^{0,33} \quad \text{Ec. 1.8.30}$$

Donde:

μ_s : Viscosidad del vapor a la temperatura superficial de la tubería [lb/pie.hr]

El coeficiente de transferencia de calor por convección (h_{cv}), varía en función de la presión y la temperatura del medio ambiente, así como del tipo de convección presente (libre o forzada), es decir, de la presencia y magnitud de viento en el ambiente.

Para el caso de convección libre o natural, McAdams presentó una correlación gráfica (*Figura 1.8.3*), de la cual se puede estimar el coeficiente de transferencia de calor para

velocidades del viento inferiores a 10 millas por hora. A partir de la correlación gráfica, mediante experimentación y análisis adimensional se derivó la siguiente ecuación:

$$\frac{h_c \cdot d_e}{k_{ha}} = 0,53 \cdot \left[d_e^3 \cdot (T_{surf} - T_a) \cdot \frac{g \cdot \beta_a \cdot c_{pa} \cdot \mu_a}{\nu_a^2 \cdot k_{ha}} \right]^{0,25} \quad \text{Ec. 1.8.31}$$

Donde:

d_e : Diámetro externo de la tubería o del aislante, en el caso de que existir [pies]

k_{ha} : Conductividad térmica del aire [BTU/hr.pie.°F]

β_a : Coeficiente de expansión volumétrica del aire [°F⁻¹]

ν_a : Viscosidad cinemática del aire [pie²/hr]

g : constante de gravedad (4,17.10⁸ pie/hr²)

c_{pa} : Calor específico del aire a presión constante [BTU/hr.°F]

μ_a : Viscosidad dinámica del aire [lb/pie.hr]

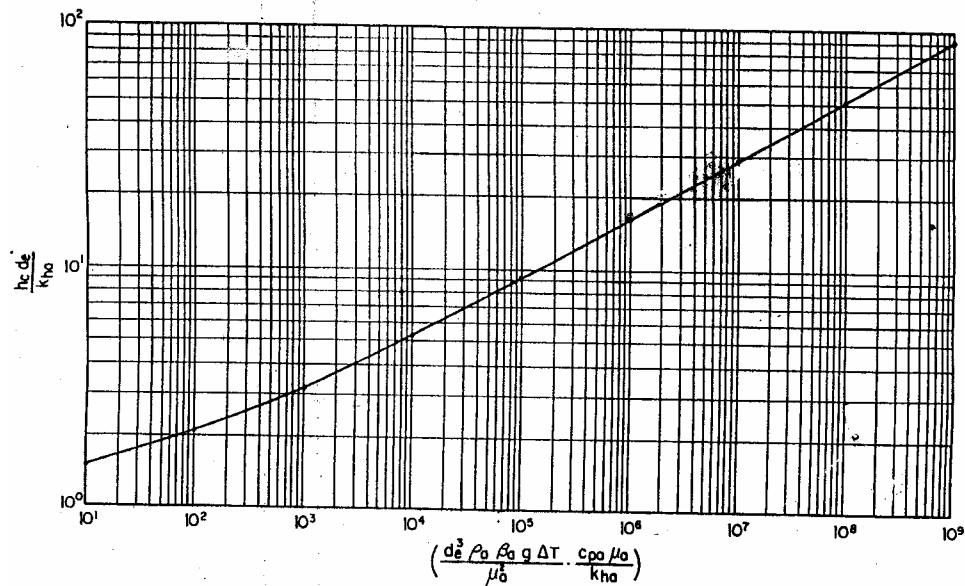


Figura 1.8.3. Correlación del Coeficiente de Transferencia de Calor por convección natural para tuberías horizontales³.

La relación entre la viscosidad cinemática y la viscosidad dinámica esta dada por:

$$\nu_a = \frac{\mu_a}{\rho_a} \quad \text{Ec. 1.8.32}$$

Donde:

ρ_a : Densidad del aire [lb/pie³]

Para el caso de convección forzada, donde el aire se esta moviendo en una dirección normal a la tubería, existe un aumento en el coeficiente de transferencia de calor por convección. McAdams presentó una correlación gráfica (*Figura 1.8.4*) entre el Número de Nusselt ($h_c \cdot d_e / k_{ha}$) y el Número de Reynolds ($d_e \cdot v_a \cdot \rho_a / \mu_a$), la cual incluye el efecto de la velocidad del viento sobre las pérdidas de calor en líneas de superficie. A partir de esa correlación gráfica fue obtenida la *Ecuación 1.8.33*, que tiene una desviación máxima del 1%.

$$\log\left(\frac{h_{cv} \cdot d_e}{k_{ha}}\right) = -0,0757 + 0,3082 \cdot (\log R_e) + 0,0379 \cdot (\log R_e)^2 \quad \text{Ec. 1.8.33}$$

Donde:

R_e : Número de Reynolds ($R_e = 36,667 \cdot d_e \cdot v_a \cdot \rho_a / \mu_a$) [adimensional]

d_e : Diámetro externo de la tubería o aislante, en el caso de que existir [pies]

v_a : Velocidad del viento [millas/hr]

ρ_a : Densidad del aire [lb/pie³]

μ_a : Viscosidad del aire [lb/hr.pie]

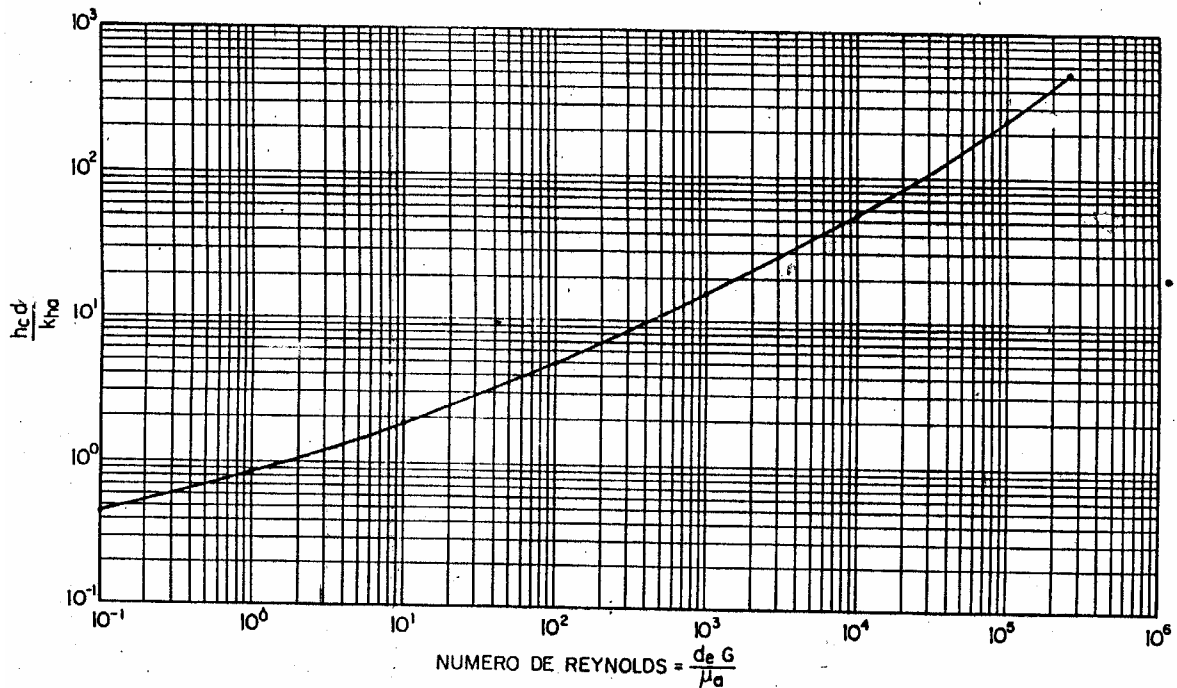


Figura 1.8.4. Correlación del Coeficiente de Transferencia de Calor por Convección Forzada para tuberías horizontales³.

Numerosos investigadores han estudiado las propiedades físicas del aire requeridas en las *Ecuaciones 1.8.31, 1.8.32 y 1.8.33*, así como su variación con la temperatura. Los valores de estas propiedades fueron ajustados por mínimos cuadrados a fin de obtener las siguientes ecuaciones en función de la temperatura y a presión atmosférica.

$$k_{ha} = 0,01328 + 2,471 \cdot 10^{-5} \cdot \bar{T} - 4,247 \cdot 10^{-9} \cdot \bar{T}^2 \quad \text{Ec. 1.8.34}$$

$$\mu_a = 0,04 + 6,155 \cdot 10^{-5} \cdot \bar{T} - 1,22 \cdot 10^{-8} \cdot \bar{T}^2 \quad \text{Ec. 1.8.35}$$

$$c_{pa} = 0,2382 + 1,39 \cdot 10^{-5} \cdot \bar{T} + 1,027 \cdot 10^{-8} \cdot \bar{T}^2 \quad \text{Ec. 1.8.36}$$

$$\rho_a = 8,55865 \cdot 10^{-2} - 1,5531 \cdot 10^{-4} \cdot \bar{T} + 1,65602 \cdot 10^{-7} \cdot \bar{T}^2 - 6,92225 \cdot 10^{-11} \cdot \bar{T}^3 \quad \text{Ec. 1.8.37}$$

$$\beta_a = 2,15844 \cdot 10^{-3} - 3,89367 \cdot 10^{-6} \cdot \bar{T} + 4,12773 \cdot 10^{-9} \cdot \bar{T}^2 - 1,71867 \cdot 10^{-12} \cdot \bar{T}^3 \quad \text{Ec. 1.8.38}$$

Donde:

k_{ha} : Conductividad térmica del aire [BTU/hr.pie.°F]

μ_a : Viscosidad del aire [lb/hr.pie]

c_{pa} : Calor específico del aire a presión constante [BTU/hr.°F]

ρ_a : Densidad del aire [lb/pie³]

β_a : Coeficiente de expansión volumétrica del aire [°F⁻¹]

Todas las propiedades físicas del aire, presentadas en las ecuaciones anteriores deben calcularse a una temperatura promedio (*Ecuación 1.8.39*) entre la superficie externa de la tubería o del aislante en caso de que exista y el medio ambiente.

$$\bar{T} = T_{avg} = \frac{T_{surf} + T_a}{2} \quad \text{Ec. 1.8.39}$$

1.8.4.1. Procedimiento de Cálculo de las Pérdidas de Calor en las líneas de Superficie

Para poder calcular los coeficientes de transferencia de calor (h_{cv} y h_r) es necesario conocer el valor de la temperatura de la superficie externa (T_{surf}). Debido a esto se requiere de un proceso de ensayo y error para poder calcular ($h_{cv} + h_r$) y U , el cual puede hacerse matemáticamente o gráficamente³.

Debido al elevado número de cálculos que se requieren para poder estimar las pérdidas de calor en las líneas de superficie, sumado al hecho de que deben realizarse varias veces, por el proceso de ensayo y error requerido, presentaremos a continuación el procedimiento matemático, el cual puede programarse en un computador, a fin de obtener los resultados inmediatamente.

1.8.4.1.1. Procedimiento de Cálculo Matemático para tubería con aislante

1. Hacer una primera suposición de la temperatura de la superficie externa.

$$T_{surf} = \frac{T_s + T_a}{2}$$

2. Calcular la temperatura promedio entre la superficie externa de la tubería o del aislante en caso de que exista y el medio ambiente (*Ecuación 1.8.39*).
3. Calcular las propiedades físicas del aire a la temperatura promedio (*Ecuaciones 1.8.32, 1.8.34, 1.8.35, 1.8.36, 1.8.37 y 1.8.38*)
4. Calcular el coeficiente de transferencia de calor por convección (h_{cv}) a partir de la *Ecuación 1.8.31*.
5. Calcular el coeficiente de transferencia de calor por radiación (h_r) mediante la *Ecuación 1.8.9*, sabiendo que $T_1=T_{surf}$ y $T_2=T_a$.

6. Calcular el coeficiente de transferencia de calor total, referido al área externa del aislante U_{ins} mediante la *Ecuación 1.8.40*, la cual se deriva de la *Ecuación 1.8.27* luego de realizar las siguientes simplificaciones:

- Debido al alto valor de h_f para el vapor, la contribución del término que lo contiene puede despreciarse.
- De igual forma debido a la alta conductividad térmica del material de la tubería ($k_{hs} = 26 \text{ BTU/hr.pie.}^\circ\text{F}$ para el acero), también el aporte del término que contiene este valor es insignificante.

$$U_{ins} = \left[\frac{r_{ins} \cdot \ln\left(\frac{r_{ins}}{r_{to}}\right)}{k_{hins}} + \frac{1}{(h_{cv} + h_r)} \right]^{-1} \quad \text{Ec. 1.8.40}$$

7. Calcular la tasa de pérdidas de calor mediante la *Ecuación 1.8.28*.

8. Calcular la temperatura de la superficie externa (T_{surf}) con la *Ecuación 1.8.41* que se presenta a continuación, en función del coeficiente de transferencia de calor que va desde la superficie interna de la tubería hasta la superficie exterior del aislante (U^*) y la tasa de pérdidas de calor que se mantiene constante, debido a la condición de flujo continuo.

$$\dot{Q} = A \cdot U^* \cdot (T_s - T_{surf}) \quad \text{Ec. 1.8.41}$$

Despejando de la ecuación anterior se tiene:

$$T_{surf} = T_s - \frac{\dot{Q}}{A \cdot U^*}$$

Donde:

$$U^* = \left[\frac{r_{ins} \cdot \ln\left(\frac{r_{ins}}{r_{to}}\right)}{k_{hins}} \right]^{-1} \quad \text{Ec. 1.8.42}$$

9. Comparar el valor de la temperatura de la superficie externa (T_{surf}) calculado, con el valor supuesto en el paso 1. Si no existe una diferencia entre ellos menor a $0,1^{\circ}\text{F}$, repetir desde el paso 1, utilizando como T_{surf} el valor calculado en el paso 8.
10. Este procedimiento iterativo se repetirá hasta obtener una diferencia de la temperatura de la superficie externa (T_{surf}) menor a $0,1^{\circ}\text{F}$.

1.8.4.1.2. Procedimiento de Cálculo Matemático para tubería sin aislante

El procedimiento para este caso es mucho mas simple que el anterior, ya que al despreciar los términos que contienen a h_f y k_{hs} de la *Ecuación 1.8.27*, se esta suponiendo que la temperatura de la superficie externa (T_{surf}), es igual a la temperatura del Vapor dentro de la tubería (T_s), y por lo tanto se puede calcular el coeficiente de transferencia de calor total (U) y la tasa de pérdidas de calor (Q) sin necesidad del proceso de ensayo y error. A continuación se listan los pasos a seguir.

1. Se supone que la temperatura de la superficie externa es igual a la temperatura del vapor dentro de la tubería.
2. Calcular la temperatura promedio entre la superficie externa de la tubería y el medio ambiente (*Ecuación 1.8.39*).
3. Calcular las propiedades físicas del aire a la temperatura promedio (*Ecuaciones 1.8.32, 1.8.34, 1.8.35, 1.8.36, 1.8.37 y 1.8.38*)
4. Calcular el coeficiente de transferencia de calor por convección (h_{cv}) a partir de la *Ecuación 1.8.31*.

5. Calcular el coeficiente de transferencia de calor por radiación (h_r) mediante la *Ecuación 1.8.9*, sabiendo que $T_1=T_{surf}$ y $T_2=T_a$.
6. Calcular el coeficiente de transferencia de calor total, referido al área externa del aislante U_{ins} mediante la *Ecuación 1.8.43*, la cual se deriva de la *Ecuación 1.8.27* luego de realizar las siguientes simplificaciones:
 - a) Las mismas simplificaciones que para el procedimiento matemático para tubería con aislante, y
 - b) Como para este caso no existe aislante, $r_{ins} = r_{to}$, y el término que contiene el $\ln(r_{ins}/r_{to})$ se anula.

$$U_{ins} = \left[\frac{1}{(h_{cv} + h_r)} \right]^{-1} \quad \text{Ec. 1.8.43}$$

7. Calcular la tasa de pérdidas de calor mediante la *Ecuación 1.8.44*, la cual resulta de sustituir r_{ins} por r_{to} en la *Ecuación 1.8.28*.

$$\dot{Q} = 2 \cdot \pi \cdot r_{to} \cdot U_{ins} \cdot (T_s - T_a) \cdot \Delta L \quad \text{Ec. 1.9.44}$$

1.8.5. Calidad del Vapor en el Cabezal del Pozo

Conociendo la calidad del vapor a la salida de la unidad térmica, la tasa de flujo de vapor, la longitud de la tubería, y la tasa de pérdidas de calor por unidad de longitud, es posible determinar la calidad del vapor en el cabezal del pozo a través de un balance de energía³.

El balance indica que la cantidad de calor a la salida del generador será equivalente a la suma del calor en el cabezal del pozo y las pérdidas de calor en las líneas de superficie. Este balance puede expresarse por la ecuación:

$$w \cdot (h_w + x_{gen} \cdot L_v) = w \cdot (h_w + x_{wh} \cdot L_v) + \dot{q} \cdot \Delta L \quad \text{Ec. 1.8.45}$$

De donde, despejando la calidad del vapor en el cabezal del pozo se obtiene:

$$x_{wh} = x_{gen} - \frac{q \cdot \Delta L}{w \cdot L_v}$$

Donde:

q: Tasa de pérdidas de calor por unidad de longitud [BTU/hr.pie]

w: Tasa de flujo de Vapor [lb/hr]

ΔL : Longitud de la tubería [pies]

L_v : Calor latente de vaporización [BTU/lb]

x_{wh} : Calidad del vapor en el cabezal del pozo [fracción]

x_{gen} : Calidad del vapor a la salida del generador [fracción]

El balance expresado en la *Ecuación 1.8.45* implica que no existe caída de presión en la tubería o que estas son despreciables, y por lo tanto las propiedades del vapor (h_w y L_v) se mantienen constantes. En el caso de que exista una caída de presión considerable, la temperatura a la salida del generador y en el cabezal del pozo serán diferentes.

1.8.6. Pérdidas de Calor en la tubería de Inyección dentro del pozo

Muchos autores han desarrollado métodos o procedimientos para calcular las pérdidas de calor en un pozo de inyección de vapor. La mayoría de estos métodos se basan en algunas o todas las siguientes suposiciones:

- a) La presión de inyección del vapor es constante, así como la temperatura, la tasa de inyección y la calidad del mismo.
- b) Dentro del espacio anular, entre la tubería de inyección y el revestidor, existe aire a baja presión.
- c) La transferencia de calor en el pozo ocurre bajo condiciones de flujo continuo, por lo tanto se expresa con la siguiente ecuación:

$$\dot{Q} = A \cdot U \cdot (T_s - T_h) \quad \text{Ec. 1.8.46}$$

- d) La transferencia de calor en la formación es por conducción radial, bajo condiciones de flujo no continuo.
- e) Se desprecian todos los cambios de energía cinética, y las variaciones de presión del vapor debida a efectos hidrostáticos, y a las pérdidas por fricción.
- f) La variación de la conductividad y la difusividad térmica de la tierra con la profundidad es despreciable.

1.8.6.1. Método de Willhite

Es el método de más fácil aplicación, y también el más riguroso de todos los métodos o procedimientos basados en las suposiciones anteriores. Al igual que el procedimiento para calcular las pérdidas de calor en las líneas de superficie, esta fundamentado en el uso de un coeficiente de transferencia de calor total para un sistema como el mostrado en la *Figura 1.8.5*, el cual esta formado por un la tubería de inyección, el aislante en caso de que exista, el espacio anular, la tubería de revestimiento, y el cemento³.

Basado en este sistema, Willhite desarrolló expresiones para estimar el coeficiente de transferencia de calor total, tomando en cuenta que están presentes los siguientes mecanismos de transferencia de calor.

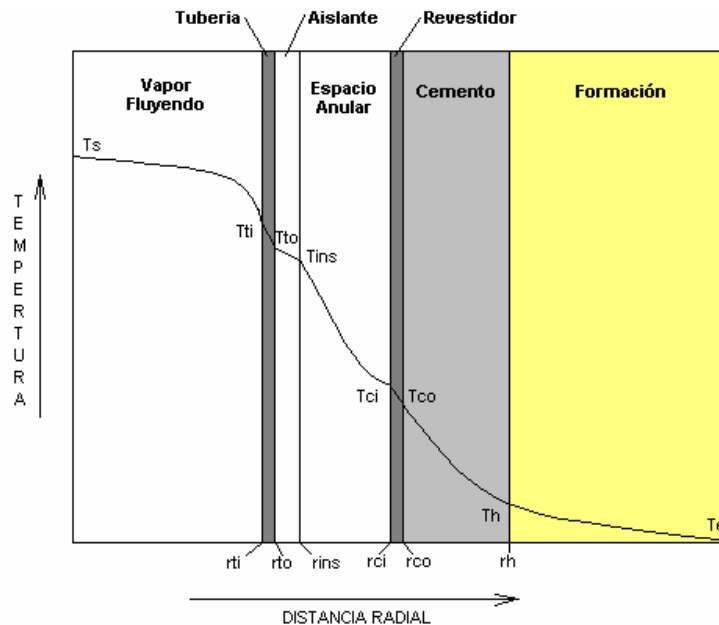


Figura 1.8.5. Distribución de temperaturas en un pozo durante la inyección de vapor.

1.8.6.1.1. Para Tubería sin Aislante

- a) Del vapor fluyendo, hacia la pared interna de la tubería de inyección, existe convección forzada, así que la tasa de flujo de calor viene dada por:

$$\dot{Q}_1 = 2 \cdot \pi \cdot r_{ti} \cdot h_f \cdot (T_s - T_{ti}) \cdot \Delta H \quad \text{Ec. 1.8.47}$$

Donde:

h_f : Coeficiente de película de transferencia de calor o coeficiente de condensación [BTU/hr.pie².°F]

- b) A través de la tubería de inyección, existe conducción, por lo tanto a partir de la *Ecuación 1.9.1* se deriva:

$$\dot{Q}_2 = \frac{2 \cdot \pi \cdot k_{hs} \cdot (T_{ti} - T_{to}) \cdot \Delta H}{\ln\left(\frac{r_{to}}{r_{ti}}\right)} \quad \text{Ec. 1.8.48}$$

- c) A través del espacio anular, desde la superficie externa de la tubería de inyección hasta la superficie interna de la tubería de revestimiento existe convección y radiación, y se expresa como:

$$\dot{Q}_3 = [2 \cdot \pi \cdot r_{to} \cdot h_{cv} \cdot (T_{to} - T_{ci}) \cdot \Delta H] + [2 \cdot \pi \cdot r_{to} \cdot h_r \cdot (T_{to} - T_{ci}) \cdot \Delta H]$$

$$\dot{Q}_3 = 2 \cdot \pi \cdot r_{to} \cdot (h_{cv} + h_r) \cdot (T_{to} - T_{ci}) \cdot \Delta H \quad \text{Ec. 1.8.49}$$

Donde:

h_{cv} : Coeficiente de transferencia de calor por convección [BTU/hr.pie².°F]

h_r : Coeficiente de transferencia de calor por radiación [BTU/hr.pie².°F]

- d) A través de la tubería de revestimiento, existe conducción al igual que a través de la tubería de inyección, por lo tanto la ecuación viene dada por:

$$\dot{Q}_4 = \frac{2 \cdot \pi \cdot k_{hs} \cdot (T_{ci} - T_{co}) \cdot \Delta H}{\ln\left(\frac{r_{co}}{r_{ci}}\right)} \quad \text{Ec. 1.8.50}$$

e) Y finalmente a través del cemento existe conducción, así que la tasa de flujo de calor queda expresada por:

$$\dot{Q}_5 = \frac{2 \cdot \pi \cdot k_{ncem} \cdot (T_{co} - T_h) \cdot \Delta H}{\ln\left(\frac{r_h}{r_{co}}\right)} \quad \text{Ec. 1.8.51}$$

Considerando que la transferencia de calor ocurre bajo condiciones de flujo continuo en el sistema, tenemos que, la tasa de transferencia de calor en cada una de las partes del sistema evaluadas anteriormente deben ser iguales, y estas a su vez equivalentes a la tasa de transferencia de calor total, por lo tanto:

$$\dot{Q}_1 = \dot{Q}_2 = \dot{Q}_3 = \dot{Q}_4 = \dot{Q}_5 = \dot{Q} = A \cdot U \cdot (T_s - T_h) \quad \text{Ec. 1.8.52}$$

Además se sabe que:

$$(T_s - T_h) = (T_s - T_{ti}) + (T_{ti} - T_{to}) + (T_{to} - T_{ci}) + (T_{ci} - T_{co}) + (T_{co} - T_h) \quad \text{Ec. 1.8.53}$$

Despejando de las *Ecuaciones 1.8.47* a la *1.8.51* las respectivas diferencias de temperatura se tienen:

$$(T_s - T_{ti}) = \frac{\dot{Q}_1}{2 \cdot \pi \cdot r_{ti} \cdot h_f \cdot \Delta H}$$

$$(T_{ti} - T_{to}) = \frac{\dot{Q}_2 \cdot \ln\left(\frac{r_{to}}{r_{ti}}\right)}{2 \cdot \pi \cdot k_{ns} \cdot \Delta H}$$

$$(T_{to} - T_{ci}) = \frac{\dot{Q}_3}{2 \cdot \pi \cdot r_{to} \cdot (h_{cv} + h_r) \cdot \Delta H}$$

$$(T_{ci} - T_{co}) = \frac{\dot{Q}_4 \cdot \ln\left(\frac{r_{co}}{r_{ci}}\right)}{2 \cdot \pi \cdot k_{hs} \cdot \Delta H}$$

$$(T_{co} - T_h) = \frac{\dot{Q}_5 \cdot \ln\left(\frac{r_h}{r_{co}}\right)}{2 \cdot \pi \cdot k_{hcem} \cdot \Delta H}$$

Ahora sustituyéndolas en la *Ecuación 1.8.53* se tiene:

$$(T_s - T_h) = \frac{\dot{Q}}{2 \cdot \pi \cdot \Delta h} \cdot \left[\frac{1}{r_{ti} \cdot h_f} + \frac{\ln\left(\frac{r_{to}}{r_{ti}}\right)}{k_{hs}} + \frac{1}{r_{to} \cdot (h_{cv} + h_r)} + \frac{\ln\left(\frac{r_{co}}{r_{ci}}\right)}{k_{hs}} + \frac{\ln\left(\frac{r_h}{r_{co}}\right)}{k_{hcem}} \right] \quad \text{Ec. 1.8.54}$$

Tomando como área característica el área externa de la tubería de inyección ($A_{to} = 2 \cdot \pi \cdot r_{to} \cdot \Delta H$), y sustituyéndola junto con la *Ecuación 1.8.54* en la *Ecuación 1.8.46* queda:

$$U = \frac{\frac{\dot{Q}}{A}}{(T_s - T_h)} = \frac{\frac{\dot{Q}}{2 \cdot \pi \cdot r_{to} \cdot \Delta H}}{\frac{\dot{Q}}{2 \cdot \pi \cdot \Delta H}} \cdot \left[\frac{1}{r_{ti} \cdot h_f} + \frac{\ln\left(\frac{r_{to}}{r_{ti}}\right)}{k_{hs}} + \frac{1}{r_{to} \cdot (h_{cv} + h_r)} + \frac{\ln\left(\frac{r_{co}}{r_{ci}}\right)}{k_{hs}} + \frac{\ln\left(\frac{r_h}{r_{co}}\right)}{k_{hcem}} \right]^{-1}$$

Ec. 1.8.55

Luego, simplificando se tiene:

$$U_{to} = \left[\frac{r_{to}}{r_{ti} \cdot h_f} + \frac{r_{to} \cdot \ln\left(\frac{r_{to}}{r_{ti}}\right)}{k_{hs}} + \frac{1}{(h_{cv} + h_r)} + \frac{r_{to} \cdot \ln\left(\frac{r_{co}}{r_{ci}}\right)}{k_{hs}} + \frac{r_{to} \cdot \ln\left(\frac{r_h}{r_{co}}\right)}{k_{hcem}} \right]^{-1} \quad \text{Ec. 1.8.56}$$

1.8.6.1.2. Para Tubería con Aislante

Al igual que para el caso de tubería desnuda, del vapor fluyendo, hacia la pared interna de la tubería de inyección, existe convección forzada, por lo que la tasa de flujo de calor viene dada por la *Ecuación 1.8.47*. A través de la tubería de inyección, existe conducción, así que se aplica la *Ecuación 1.8.48*. Luego, a través del aislante también existe conducción, así que la tasa de flujo de calor se expresa por:

$$\dot{Q}_{2.1} = \frac{2 \cdot \pi \cdot k_{ins} \cdot (T_{to} - T_{ins}) \cdot \Delta H}{\ln\left(\frac{r_{ins}}{r_{to}}\right)} \quad \text{Ec. 1.8.57}$$

A través del espacio anular, desde la superficie externa del aislante hasta la superficie interna de la tubería de revestimiento, existe convección y radiación, y se expresa por:

$$\dot{Q}_3 = \left[2 \cdot \pi \cdot r_{ins} \cdot h'_{cv} \cdot (T_{ins} - T_{ci}) \cdot \Delta H \right] + \left[2 \cdot \pi \cdot r_{ins} \cdot h'_r \cdot (T_{ins} - T_{ci}) \cdot \Delta H \right]$$

$$\dot{Q}_3 = 2 \cdot \pi \cdot r_{ins} \cdot (h'_{cv} + h'_r) \cdot (T_{ins} - T_{ci}) \cdot \Delta H \quad \text{Ec. 1.8.58}$$

Donde:

h'_{cv} : Coeficiente de transferencia de calor por convección [BTU/hr.pie².°F]

h'_r : Coeficiente de transferencia de calor por radiación [BTU/hr.pie².°F]

Luego, a través de la tubería de revestimiento, y del cemento existe conducción, así que la transferencia de calor viene dada por las *Ecuaciones 1.8.50* y *1.8.51* respectivamente.

Ya que la transferencia de calor en el sistema ocurre bajo condiciones de flujo continuo, la tasa de transferencia de calor en cada una de las partes del sistema evaluadas anteriormente deben ser iguales, y estas a su vez equivalentes a la tasa de transferencia de calor total, por lo tanto:

$$\dot{Q}_1 = \dot{Q}_2 = \dot{Q}_{2.1} = \dot{Q}_3 = \dot{Q}_4 = \dot{Q}_5 = \dot{Q} = A \cdot U \cdot (T_s - T_n) \quad \text{Ec. 1.8.59}$$

Además se sabe que:

$$(T_s - T_h) = (T_s - T_{ti}) + (T_{ti} - T_{to}) + (T_{to} - T_{ins}) + (T_{ins} - T_{ci}) + (T_{ci} - T_{co}) + (T_{co} - T_h)$$

Ec. 1.8.60

Despejando las diferencias de temperaturas de las *Ecuaciones 1.8.57* y *1.8.58* se tiene:

$$(T_{to} - T_{ins}) = \frac{Q_{2.1} \cdot \ln\left(\frac{r_{ins}}{r_{to}}\right)}{2 \cdot \pi \cdot k_{hins} \cdot \Delta H}$$

$$(T_{ins} - T_{ci}) = \frac{Q_3}{2 \cdot \pi \cdot r_{ins} \cdot (h_{cv} + h_r) \cdot \Delta H}$$

Y conjuntamente con las obtenidas para el caso de tubería desnuda, sustituyéndolas en la *Ecuación 1.8.60* queda:

$$(T_s - T_h) = \frac{\dot{Q}}{2 \cdot \pi \cdot \Delta H} \cdot \left[\frac{1}{r_{ti} \cdot h_f} + \frac{\ln\left(\frac{r_{to}}{r_{ti}}\right)}{k_{hs}} + \frac{\ln\left(\frac{r_{ins}}{r_{ins}}\right)}{k_{hins}} + \frac{1}{r_{ins} \cdot (h_{cv} + h_r)} + \frac{\ln\left(\frac{r_{co}}{r_{ci}}\right)}{k_{hs}} + \frac{\ln\left(\frac{r_h}{r_{co}}\right)}{k_{hcem}} \right]$$

Ec. 1.8.61

Tomando como área característica el área externa de la tubería de inyección ($A_{to}=2 \cdot \pi \cdot r_{to} \cdot \Delta H$), y sustituyéndola junto con la *Ecuación 1.8.61* en la *Ecuación 1.8.46* se tiene:

$$U = \frac{\frac{\dot{Q}}{A}}{(T_s - T_h)} = \frac{\frac{\dot{Q}}{2 \cdot \pi \cdot r_{to} \cdot \Delta H}}{\frac{\dot{Q}}{2 \cdot \pi \cdot \Delta H}} \cdot \left[\frac{r_{to}}{r_{ti} \cdot h_f} + \frac{r_{to} \cdot \ln\left(\frac{r_{to}}{r_{ti}}\right)}{k_{hs}} + \frac{r_{to} \cdot \ln\left(\frac{r_{ins}}{r_{ins}}\right)}{k_{hins}} + \frac{r_{to}}{r_{ins} \cdot (h_{cv} + h_r)} + \frac{r_{to} \cdot \ln\left(\frac{r_{co}}{r_{ci}}\right)}{k_{hs}} + \frac{r_{to} \cdot \ln\left(\frac{r_h}{r_{co}}\right)}{k_{hcem}} \right]^{-1}$$

Ec. 1.8.62

Luego, simplificando se obtiene:

$$U_{to} = \left[\frac{r_{to}}{r_{ti} \cdot h_f} + \frac{r_{to} \cdot \ln\left(\frac{r_{to}}{r_{ti}}\right)}{k_{hs}} + \frac{r_{to} \cdot \ln\left(\frac{r_{ins}}{r_{ins}}\right)}{k_{hins}} + \frac{r_{to}}{r_{ins} \cdot (h'_{cv} + h'_r)} + \frac{r_{to} \cdot \ln\left(\frac{r_{co}}{r_{ci}}\right)}{k_{hs}} + \frac{r_{to} \cdot \ln\left(\frac{r_h}{r_{co}}\right)}{k_{hcem}} \right]^{-1}$$

Ec. 1.8.63

Igual que para las líneas de superficie, debido a los altos valores del coeficiente de película de transferencia de calor (h_f), y de la conductividad térmica del cemento (k_{hs}) pueden despreciarse los términos que los contienen de las *Ecuaciones 1.8.56* y *1.8.63*, con lo cual se está suponiendo que la temperatura en la superficie interna de la tubería es igual a la temperatura del vapor.

Los coeficientes de transferencia de calor por radiación para ambos casos (h_r y h'_r), se obtienen a partir de la Ecuación de Stefan-Boltzmann, quedando:

a) Para Tubería Desnuda:

$$h_r = \sigma \cdot \varepsilon \cdot (T_{to}^2 + T_{ci}^2) \cdot (T_{to} + T_{ci}) \quad \text{Ec. 1.8.64}$$

$$\varepsilon = \left[\frac{1}{\varepsilon_{to}} + \frac{r_{to}}{r_{ci}} \cdot \left(\frac{1}{\varepsilon_{ci}} - 1 \right) \right]^{-1} \quad \text{Ec. 1.8.65}$$

b) Para Tubería Aislada:

$$h'_r = \sigma \cdot \varepsilon' \cdot (T_{ins}^2 + T_{ci}^2) \cdot (T_{ins} + T_{ci}) \quad \text{Ec. 1.8.66}$$

$$\varepsilon' = \left[\frac{1}{\varepsilon_{ins}} + \frac{r_{ins}}{r_{ci}} \cdot \left(\frac{1}{\varepsilon_{ci}} - 1 \right) \right]^{-1} \quad \text{Ec. 1.8.67}$$

Donde, ε y ε' corresponden al factor de forma o de vista para cada caso, el cual relaciona la radiación emitida por un cuerpo que es recibida por otro, y es función de la geometría de los cuerpo, y:

ε_{to} : Emisividad de la superficie externa de la tubería [adimensional]

ε_{ci} : Emisividad de la superficie interna del revestimiento [adimensional]

ε_{ins} : Emisividad de la superficie externa del aislante [adimensional]

Los coeficientes de transferencia de calor por convección (h_{cv} y h'_{cv}) se calculan de correlaciones obtenidas de un análisis dimensional de valores experimentales,

a) Para tubería sin aislante:

$$h_{cv} = \frac{0,049 \cdot k_{han} \cdot (Gr \cdot Pr)^{0,333} \cdot (Pr)^{0,074}}{r_{to} \cdot \ln\left(\frac{r_{ci}}{r_{to}}\right)} \quad \text{Ec. 1.8.68}$$

$$Gr = \frac{(r_{ci} - r_{to})^3 \cdot g \cdot \rho_{an}^2 \cdot \beta_{an} \cdot (T_{to} - T_{ci})}{\mu_{an}^2} \quad \text{Ec. 1.8.69}$$

$$Pr = \frac{c_{pan} \cdot \mu_{an}}{k_{han}} \quad \text{Ec. 1.8.70}$$

b) Para tubería con aislante:

$$h'_{cv} = \frac{0,049 \cdot k_{han} \cdot (Gr' \cdot Pr)^{0,333} \cdot (Pr)^{0,074}}{r_{ins} \cdot \ln\left(\frac{r_{ci}}{r_{ins}}\right)} \quad \text{Ec. 1.8.71}$$

$$Gr' = \frac{(r_{ci} - r_{ins})^3 \cdot g \cdot \rho_{an}^2 \cdot \beta_{an} \cdot (T_{ins} - T_{ci})}{\mu_{an}^2} \quad \text{Ec. 1.8.72}$$

Donde, para todas las ecuaciones se tiene que:

k_{han} : Conductividad térmica del fluido en el espacio anular [BTU/hr.pie.°F]

μ_{an} : Viscosidad del fluido en el espacio anular [lb/pie.hr]

β_{an} : Coeficiente de expansión térmica del fluido en el espacio anular [$^{\circ}\text{F}^{-1}$]

ρ_{an} : Densidad del fluido en el espacio anular [lb/pie³]

c_{pan} : Calor específico del fluido en el espacio anular [BTU/lb. $^{\circ}\text{F}$]

g : Constante de gravedad ($4,17 \cdot 10^{-8}$ pie/hr²)

Todas las propiedades del fluido en el espacio anular deben ser calculadas a la temperatura y presión promedio del espacio anular.

Una vez conocido el coeficiente de transferencia de calor total (U_{to}), se calcula la tasa de transferencia de calor desde el interior de la tubería hasta la interfase cemento-formación a través de la siguiente ecuación:

$$\dot{Q} = 2 \cdot \pi \cdot r_{to} \cdot U_{to} \cdot (T_s - T_h) \cdot \Delta H \quad \text{Ec. 1.8.73}$$

Es necesario considerar la transferencia de calor a través de la formación. Ya que la temperatura en la interfase cemento-formación (T_h), es desconocida, es necesario considerar la transferencia de calor a través de la formación, para poder obtener una relación con la temperatura de la formación (T_e), es decir, a una distancia considerable del pozo.

La transferencia de calor desde la interfase cemento-formación hacia la formación ocurre en condiciones de flujo discontinuo, cuyo comportamiento esta regido por la ecuación de difusividad (*Ecuación 1.8.74*).

$$\frac{\partial^2 T}{\partial r^2} + \frac{1}{r} \cdot \frac{\partial T}{\partial r} = \frac{1}{\alpha} \cdot \frac{\partial T}{\partial t} \quad \text{Ec. 1.8.74}$$

H. J. Ramey resolvió esta ecuación para poder obtener la distribución de temperatura en función de r y t . A partir de esta solución se puede calcular la transferencia de calor entre la interfase cemento-formación y la formación con la siguiente ecuación:

$$\dot{Q} = \frac{2 \cdot \pi \cdot k_{he} \cdot (T_h - T_e) \cdot \Delta H}{f(t)} \quad \text{Ec. 1.8.75}$$

Donde:

T_e : Temperatura original de la formación [°F]

K_{he} : Conductividad térmica de la formación [BTU/hr.pie.°F]

$f(t)$: Función transitoria de calor [adimensional]

La función $f(t)$ se obtiene de las soluciones para conducción de calor a través de un cilindro radial de longitud infinita. Dichas soluciones son análogas a las usadas para flujo de fluidos en yacimientos.

La función $f(t)$ para los siguientes casos converge a una línea recta a partir de un tiempo de una semana: para un cilindro perdiendo calor a temperatura constante, para un flujo de calor constante, y para un cilindro perdiendo calor bajo la condición de contorno por radiación. Por lo tanto la solución a esta función para tiempos mayores de una semana viene dada por:

$$f(t) = \ln\left(\frac{2 \cdot \sqrt{\alpha \cdot t}}{r_h}\right) - 0,29 \quad \text{Ec. 1.8.76}$$

Donde:

α : Difusividad térmica de la tierra [pie²/hr]

t : Tiempo de inyección de vapor [hr]

r_h : Radio del hoyo [pies]

1.8.6.2. Procedimiento de Cálculo de las pérdidas de calor en la Tubería de Inyección del pozo

Para poder calcular los coeficientes de transferencia de calor (h_{cv} , h'_{cv} , h_r y h'_r) es necesario conocer los valores de las temperaturas de la superficie externa de la tubería (T_{to}), de la superficie externa del aislante (T_{ins}), y de la superficie interna del revestimiento (T_{ci}). Por esto, al igual que para el cálculo de las pérdidas de calor en líneas de superficie

con aislante, se requiere de un proceso de ensayo y error³. Pero este proceso será diferente dependiendo si existe o no aislante en la tubería de inyección dentro del pozo.

1.8.6.2.1. Para Tubería de Inyección sin Aislante

1. Calcular el valor de la función $f(t)$ con la *Ecuación 1.8.76*.
2. Calcular el Factor de Forma (ε) a partir de la *Ecuación 1.8.65*.
3. Hacer una primera suposición de la temperatura de la superficie interna del revestimiento (T_{ci}).

$$T_{ci} = \frac{T_s + T_e}{2}$$

4. Calcular la Temperatura promedio del espacio anular, en base a las temperaturas de la superficie externa de la tubería y de la superficie interna del revestimiento con la siguiente ecuación.

$$\bar{T} = T_{avg} = \frac{T_s + T_{ci}}{2} \quad \text{Ec. 1.8.77}$$

5. Calcular las propiedades físicas del aire a la temperatura promedio (*Ecuaciones 1.8.32, 1.8.34, 1.8.35, 1.8.36, 1.8.37 y 1.8.38*).
6. Calcular los coeficientes de transferencia de calor por radiación y conducción a partir de las *Ecuaciones 1.8.64 y 1.8.68* respectivamente.
7. Calcular el coeficiente de transferencia de calor total, referido al área externa de la tubería de inyección (U_{to}) a partir de la *Ecuación 1.8.78*, derivada de la *Ecuación 1.8.56* luego de anular los términos que contienen al coeficiente de película de transferencia de calor y a la conductividad térmica del cemento según se mencionó anteriormente.

$$U_{to} = \left[\frac{1}{(h_{cv} + h_r)} + \frac{r_{to} \cdot \ln\left(\frac{r_h}{r_{co}}\right)}{k_{hcem}} \right]^{-1} \quad \text{Ec. 1.8.78}$$

8. Calcular el valor de la temperatura del hoyo (T_h) a partir de la siguiente ecuación, la cual resulta de igualar las *Ecuaciones 1.8.73 y 1.8.75*.

$$T_h = \frac{T_s \cdot f(t) + \frac{k_{he} \cdot T_e}{r_{to} \cdot U_{to}}}{f(t) + \frac{k_{he}}{r_{to} \cdot U_{to}}} \quad \text{Ec. 1.8.79}$$

9. Calcular el valor de la temperatura de la superficie externa del revestimiento (T_h) con la siguiente ecuación, obtenida al igualar las *Ecuaciones 1.8.51 y 1.8.73*. Como se esta despreciando el término que contiene a la Conductividad térmica del material de la tubería y el revestimiento, implícitamente se esta asumiendo que la temperatura en la superficie externa de revestimiento es igual a la de la superficie interna, por lo tanto:

$$T_{ci} = T_{co} = T_h + \frac{r_{to} \cdot U_{to} \cdot \ln\left(\frac{r_h}{r_{co}}\right)}{k_{hcem}} \cdot (T_s - T_h) \quad \text{Ec. 1.8.80}$$

10. Comparar el valor de la temperatura de la superficie interna del revestimiento (T_{ci}) calculado, con el valor supuesto en el paso 3. Si no existe una diferencia entre ellos menor a $0,1^\circ\text{F}$, repetir desde el paso 1, utilizando como T_{ci} el valor calculado en el paso 9.
11. Este procedimiento iterativo se repetirá hasta obtener una diferencia entre el valor supuesto y el valor calculado de la temperatura de la superficie externa (T_{surf}) menor a $0,1^\circ\text{F}$.

12. Una vez obtenido el valor correcto de T_{ci} , también se tendrán los valores correctos de T_h y U_{to} , y se procederá a calcular la tasa de pérdidas de calor (\dot{Q}) a partir de las *Ecuaciones 1.8.51, 1.8.73 y 1.8.75*, los cuales deben ser iguales.

1.8.6.2.2. Para Tubería de Inyección con Aislante

En este caso nuevamente se suponen despreciables el aporte de los términos que contienen el coeficiente de película de transferencia de calor (h_f) y la conductividad térmica del material de la tubería (k_{hs}). Además de esto se considera que las propiedades térmicas del cemento son iguales a las de la tierra ($k_{hcem} = k_{he}$), por lo que la transferencia de calor entre la interfase cemento-formación y la formación es equivalente a la transferencia de calor desde la superficie externa del revestimiento hasta la formación, ya que $T_h = T_{co}$.

Basado en estas suposiciones, las expresiones para calcular el coeficiente de transferencia de calor total, y la tasa de pérdidas de calor, derivadas a partir de las *Ecuaciones 1.8.63 y 1.8.73* respectivamente, quedan de la siguiente forma:

$$U_{to} = \left[\frac{r_{to} \cdot \ln\left(\frac{r_{ins}}{r_{to}}\right)}{k_{hins}} + \frac{r_{to}}{r_{ins} \cdot (h_{cv} + h_r)} \right]^{-1} \quad \text{Ec. 1.8.81}$$

$$\dot{Q} = 2 \cdot \pi \cdot r_{to} \cdot U_{to} \cdot (T_s - T_{co}) \cdot \Delta H \quad \text{Ec. 1.8.82}$$

Así mismo, la ecuación que representa la transferencia de calor entre la interfase cemento-formación y la formación (*Ecuación 1.8.75*) se modifica para ahora representar la transferencia de calor desde la superficie externa del revestimiento hasta la formación:

$$\dot{Q} = \frac{2 \cdot \pi \cdot k_{he} \cdot (T_{co} - T_e) \cdot \Delta H}{f(t)} \quad \text{Ec. 1.8.83}$$

Ahora, basado en la condición de flujo continuo, e igualando las *Ecuaciones 1.8.56 y 1.8.83* se tiene:

$$T_{co} = T_e + \frac{k_{hins} \cdot f(t)}{k_{he} \cdot \ln\left(\frac{r_{ins}}{r_{to}}\right)} \cdot (T_s - T_{ins}) \quad \text{Ec. 1.8.84}$$

De igual forma a partir de las *Ecuaciones 1.8.82 y 1.8.83* queda:

$$T_{co} = \frac{k_{he} \cdot T_e + r_{to} \cdot U_{to} \cdot f(t) \cdot T_s}{k_{he} + r_{to} \cdot U_{to} \cdot f(t)} \quad \text{Ec. 1.8.85}$$

E igualando las *Ecuaciones 1.8.56 y 1.8.82* se obtiene:

$$T_{ins} = T_s - \frac{r_{to} \cdot U_{to} \cdot \ln\left(\frac{r_{ins}}{r_{to}}\right)}{k_{hins}} \cdot (T_s - T_{co}) \quad \text{Ec. 1.8.86}$$

En la cual al sustituir T_{co} por la *Ecuación 1.8.85* se tiene:

$$T_{ins} = T_s - \frac{r_{to} \cdot U_{to} \cdot \ln\left(\frac{r_{ins}}{r_{to}}\right)}{k_{hins}} \cdot \left(T_s - \frac{k_{he} \cdot T_e + r_{to} \cdot U_{to} \cdot f(t) \cdot T_s}{k_{he} + r_{to} \cdot U_{to} \cdot f(t)} \right) \quad \text{Ec. 1.8.87}$$

Este conjunto de ecuaciones será el utilizado para el procedimiento iterativo necesario para obtener las pérdidas de calor en la tubería de inyección dentro del pozo. Los pasos a seguir son los siguientes:

1. Calcular el valor de la función $f(t)$ con la *Ecuación 1.8.76* sustituyendo el valor de r_h por el de r_{co} .
2. Calcular el Factor de Forma (ϵ') a partir de la *Ecuación 1.8.67*.

3. Hacer una primera suposición de la temperatura de la superficie externa del aislante (T_{ins}).

$$T_{ins} = \frac{T_s + T_e}{2}$$

4. Calcular el valor de la temperatura de la superficie externa del revestimiento a partir de la *Ecuación 1.8.84*.
5. Calcular la Temperatura promedio del espació anular, en base a la temperatura de la superficie externa del aislante y de la superficie interna del revestimiento con la siguiente ecuación.

$$\bar{T} = T_{avg} = \frac{T_{ins} + T_{co}}{2} \quad \text{Ec. 1.8.88}$$

6. Calcular las propiedades físicas del aire a la temperatura promedio (*Ecuaciones 1.8.32, 1.8.34, 1.8.35, 1.8.36, 1.8.37 y 1.8.38*)
7. Calcular los coeficientes de transferencia de calor por radiación y conducción a partir de las *Ecuaciones 1.8.66 y 1.8.71* respectivamente.
8. Calcular el coeficiente de transferencia de calor total, referido al área externa de la tubería de inyección (U_{to}) a partir de la *Ecuación 1.8.81*.
9. Determinar el valor de la temperatura de la superficie del aislante con la *Ecuación 1.8.87*.
10. Comparar el valor de la temperatura de la superficie externa del aislante (T_{ins}) con el supuesto en el paso 3. Si no existe una diferencia entre ellos menor a $0,1^\circ\text{F}$, repetir desde el paso 1, utilizando como T_{ci} el valor calculado en el paso 9.
11. Este procedimiento iterativo se repetirá hasta obtener una diferencia entre el valor supuesto y el valor calculado de la temperatura de la superficie externa (T_{surf}) menor a $0,1^\circ\text{F}$.

12. Una vez obtenido el valor correcto de T_{ins} , también se tendrán los valores correctos de T_{co} y U_{to} , y se procederá a calcular la tasa de pérdidas de calor (Q) a partir de las *Ecuaciones 1.8.56, 1.8.82 y 1.8.83*, los cuales deben ser iguales.

1.8.7. Calidad del Vapor en el Fondo del Pozo

Conociendo la calidad del vapor en el cabezal del pozo, la tasa de flujo de vapor, la longitud de la tubería, y la tasa de pérdidas de calor por unidad de longitud, es posible determinar la calidad del vapor en el fondo del pozo a través de un balance de energía³.

El balance indica que la cantidad de calor en el cabezal del pozo será equivalente a la suma del calor en el fondo del pozo y las pérdidas de calor en la tubería de inyección dentro del pozo. Este balance puede expresarse por la ecuación:

$$w \cdot (h_w + x_{wh} \cdot L_v) = w \cdot (h_w + x_{wb} \cdot L_v) + q \cdot \Delta H \quad \text{Ec. 1.8.89}$$

De donde, despejando la calidad del vapor en el cabezal del pozo se obtiene:

$$x_{wb} = x_{wh} - \frac{q \cdot \Delta H}{w \cdot L_v}$$

Donde:

q : Tasa de pérdidas de calor por unidad de longitud [BTU/hr.pie]

w : Tasa de flujo de Vapor [lb/hr]

ΔH : Longitud de la tubería [pies]

L_v : Calor latente de vaporización [BTU/lb]

x_{wh} : Calidad del vapor en el cabezal del pozo [fracción]

x_{wb} : Calidad del vapor en el fondo del pozo [fracción]

El balance expresado en la *Ecuación 1.8.89* implica que no existe variación de presión en la tubería o que estas son despreciables, y por lo tanto las propiedades del vapor (h_w y L_v) se mantienen constantes.

1.8.8. Calentamiento de la Formación por la Inyección de Vapor

El objetivo principal de la inyección de vapor, al igual que los demás métodos de recuperación térmica, es aumentar la temperatura del yacimiento, por lo que el calentamiento debe ser lo más eficientemente posible, ya que todo el calor inyectado no permanece en yacimiento. Esto es debido a que parte de esos fluidos se pierde hacia las formaciones adyacentes, y con los fluidos que se producen.

La transferencia de calor hacia las formaciones adyacentes ocurre bajo el mecanismo de conducción, por lo que es posible estimar cuanto calor se disipa hacia los estratos supra y subyacentes. Por el contrario, es muy difícil contabilizar cuanto calor sale del yacimiento junto con los fluidos que se producen.

Más adelante se presentan procedimientos de cálculo de las áreas calentadas, y la distribución de temperatura dentro del yacimiento. Estos métodos llegan a una solución analítica basándose en algunas suposiciones³.

1.8.9. Mecanismos de Transferencia de Calor en la Formación

Al ser inyectado vapor en la formación, parte de su contenido calorífico se transfiere a la roca yacimiento, a los fluidos que se encuentran en los poros, y también hacia las formaciones adyacentes.

El vapor inyectado desplaza a los fluidos presentes en el yacimiento, y transporta calor hacia los espacios porosos. Debido a esto, el petróleo, gas y agua presentes en el yacimiento son calentados mediante mecanismos de conducción y convección, mientras que la roca es calentada por conducción. Esta transferencia conductiva de calor hace que se igualen las temperaturas de los sólidos y los fluidos, las cuales se consideran iguales al momento de realizar los cálculos, aunque realmente la naturaleza del fluido inyectado determinara el momento en el cual se alcanza el equilibrio térmico.

La presencia de un gradiente vertical de temperatura en las formaciones es normal, pero en los cálculos se considera constante la temperatura a lo largo de todos los estratos, es decir, que existe una conductividad térmica vertical infinita. Debido a esta, la temperatura en la zona de vapor se considera constante, por lo que en cualquier momento durante la

inyección existirán en el yacimiento únicamente dos temperaturas, la temperatura de la zona de vapor (T_s), y la temperatura original del yacimiento (T_R). A partir de esta suposición se hace una aproximación a la distribución de la temperatura en el yacimiento durante un proceso de inyección de vapor.

Cuando se inyecta vapor a una formación que se encuentra a una temperatura inicial (T_R), el vapor desplaza una fracción del petróleo, y a medida que el vapor se mueve va perdiendo calor hasta el punto en que se condensa totalmente. Idealmente, hasta ese punto, no, hay segregación del vapor por otros efectos, es decir, que no existe variación de temperatura en la zona de vapor.

Hacia las formaciones adyacentes, la transferencia de calor ocurre por conducción, y los fluidos no fluyen hacia ellas. Pero a pesar de estas simplificaciones, el proceso es complejo, ya que, en las formaciones adyacentes ocurre variación de temperatura con el tiempo debido al avance del frente de calor, ya que existe flujo de calor hasta en tres dimensiones.

Como resultado de los mecanismos presentes, el frente de calor viaja más lentamente que el frente de fluidos. Esto se cumple para cualquier método de inyección de calor³.

1.8.10. Modelo de Marx y Langenheim

Siguiendo las suposiciones anteriores J. W. Marx y R. H. Langenheim formularon un modelo matemático que puede utilizarse para calcular el área calentada, las pérdidas de calor y la distribución de temperatura durante la inyección de vapor en un yacimiento.

El modelo se desarrolló suponiendo que la distribución de temperatura es una función escalonada, desde la temperatura del vapor (T_s) hasta la temperatura del yacimiento (T_R), tal como se muestra en la *Figura 1.8.6*. Según este modelo, las pérdidas de calor ocurren hasta el punto donde ocurre el cambio de temperatura del vapor a la temperatura del yacimiento. A medida que se inyecta más vapor, el área calentada aumenta, por lo que esta área aumenta con el tiempo. La configuración de la zona calentada es general, pero la formulación inicial del modelo se basa en una zona cilíndrica que se expande simétricamente³.

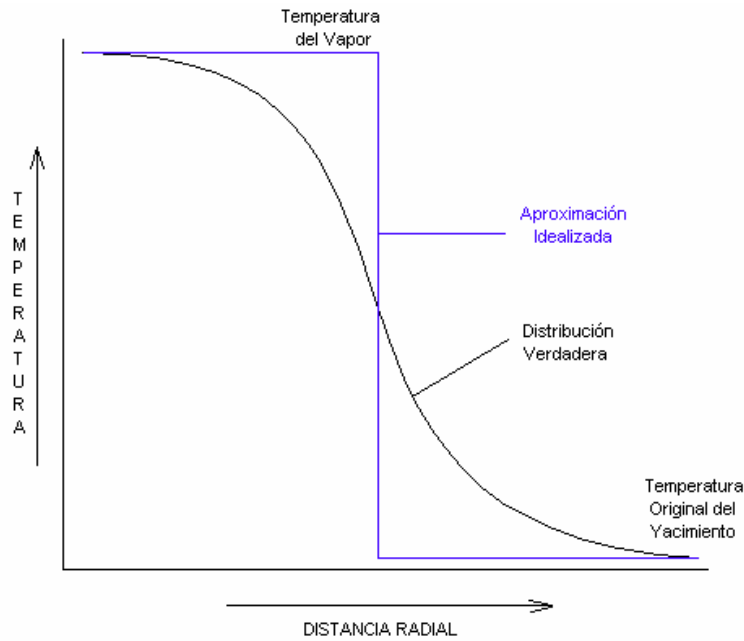


Figura 1.8.6. Comparación entre la distribución de temperatura verdadera en el yacimiento y la aproximación del Modelo de Marx y Langenheim.

Bajo estas condiciones, se establece el siguiente balance de calor para cualquier tiempo t después de iniciada la inyección de vapor. Donde la tasa de inyección de calor a un tiempo t , es igual a la suma de la tasa de utilización de ese calor y la tasa de pérdidas de calor a ese tiempo t . Esto es:

$$\dot{Q}_i = \dot{Q}_{ob} + \dot{Q}_s \quad \text{Ec. 1.8.90}$$

A continuación se presenta la formulación matemática de cada uno de estos términos:

a) Tasa de Inyección de Calor a un tiempo t [BTU/hr]:

$$\dot{Q}_i = \frac{350 \frac{\text{lb}}{\text{Bbl}}}{24 \frac{\text{hr}}{\text{día}}} \cdot i_{st} \cdot [(h_w - h_R) + x_{wb} \cdot Lv] \quad \text{Ec. 1.8.91}$$

Donde:

i_{st} : Tasa de inyección de vapor [Bbl/día] (equivalentes en agua)

x_{wb} : Calidad del vapor inyectado en la formación [fracción]

h_w : Entalpía del agua saturada o calor sensible [BTU/lb]
 h_R : Entalpía del agua a la temperatura del yacimiento [BTU/lb]
 L_v : Calor latente de vaporización [BTU/lb]
 c_w : Calor específico promedio del agua [BTU/lb.°F]
 T_s : Temperatura del vapor [°F]
 T_R : Temperatura del yacimiento [°F]

b) Tasa de utilización del Calor al tiempo t [BTU/hr]:

Representa la cantidad de calor utilizada para calentar la formación desde la temperatura del yacimiento (T_R), hasta la temperatura del vapor (T_s) por unidad de tiempo. Sabiendo que el área calentada aumenta con el tiempo, se tiene que:

$A(t)$: Área calentada al tiempo t. [pie²]
 $A(t+\Delta t)$: Área calentada al tiempo (t+Δt). [pie²]
 $A(t) \cdot h_t \cdot M_s \cdot (T_s - T_R)$: Calor utilizado al tiempo t. [BTU]
 $A(t+\Delta t) \cdot h_t \cdot M_s \cdot (T_s - T_R)$: Calor utilizado al tiempo (t+Δt). [BTU]

Donde:

h_t : Espesor total de la formación [pies]
 M_s : Capacidad calorífica de la formación [BTU/pie³.°F]

Ahora la tasa de utilización de calor (Q_s) se calcula como:

$$\dot{Q}_s = \frac{[A(t + \Delta t) - A(t)] \cdot h_t \cdot M_s \cdot (T_s - T_R)}{\Delta t} \quad \text{Ec. 1.8.92}$$

Sacando el límite cuando Δt tiende a cero, se tiene:

$$\dot{Q}_s = h_t \cdot M_s \cdot (T_s - T_R) \cdot \frac{dA(t)}{dt} \quad \text{Ec. 1.8.93}$$

c) Tasa de Pérdidas de Calor al tiempo t [BTU/hr]:

Este modelo supone que no existen pérdidas de calor en dirección radial, solamente existen en dirección vertical hacia las formaciones adyacentes (*Figura 1.8.7*).

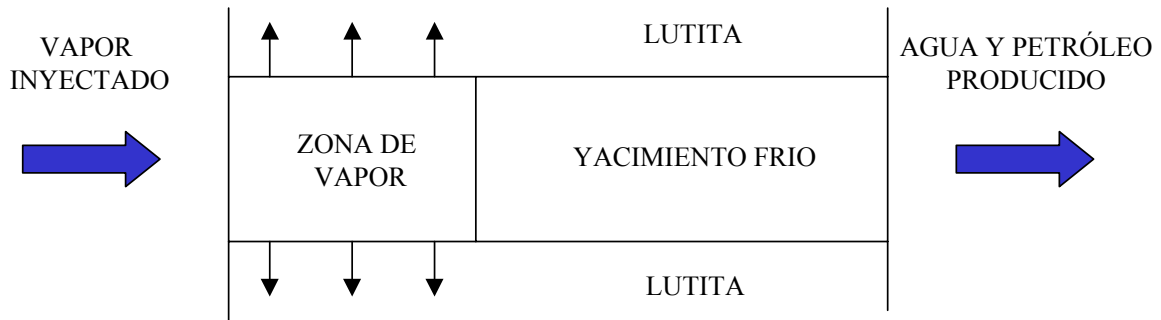


Figura 1.8.7. Representación de las pérdidas de calor hacia las formaciones adyacentes, según el Modelo de Marx y Langenheim.

De esta forma, la tasa de pérdidas de calor por conducción desde el yacimiento, hacia las formaciones adyacentes, por unidad de área calentada y por unidad de tiempo viene dada por la siguiente ecuación:

$$Q_c = -k_{hob} \cdot \left. \frac{\partial T}{\partial y} \right|_{y=0} \quad \text{Ec. 1.8.94}$$

Donde:

k_{hob} : Conductividad térmica de los estratos adyacentes [BTU/hr.pie.°F]

Ya que el gradiente de temperatura $\left. \frac{\partial T}{\partial y} \right|_{y=0}$ varía con el tiempo, la distribución de temperatura hacia las formaciones adyacentes viene dada por la *Ecuación 1.8.6*, y nos queda la siguiente ecuación diferencial:

$$\frac{\partial T}{\partial y} = \alpha_{ob} \cdot \frac{\partial^2 T}{\partial y^2} \quad 0 \leq |y| \leq \pm\infty \quad \text{Ec. 1.8.95}$$

Con las siguientes condiciones de borde e inicial:

$$T(y, 0) = T_R$$

$$T(0, t) = T_s$$

$$T(\infty, t) = T_R$$

Donde:

α_{ob} : Difusividad térmica de las formaciones adyacentes [pie^2/hr]

Aplicando transformada de Laplace, para las condiciones de borde e inicial, la ecuación diferencial queda de la forma:

$$T(y, t) = T_s - (T_s - T_R) \cdot \text{erf}\left(\frac{y^2}{4 \cdot \alpha_{ob} \cdot t}\right) \quad \text{Ec. 1.8.96}$$

Donde $\text{erf}(x)$, es la función error, y se define como:

$$\text{erf}(x) = \frac{2}{\sqrt{\pi}} \cdot \int_0^x e^{-u} \cdot du \quad \text{Ec. 1.8.97}$$

Luego se tiene,

$$\frac{\partial T}{\partial y} = -\frac{2}{\sqrt{\pi}} \cdot \frac{(T_s - T_R)}{2 \cdot \sqrt{\alpha_{ob} \cdot t}} e^{-\left(\frac{y^2}{4 \cdot \alpha_{ob} \cdot t}\right)} \quad \text{Ec. 1.8.98}$$

Y evaluando para $y = 0$ queda,

$$\left. \frac{\partial T}{\partial y} \right|_{y=0} = -\frac{(T_s - T_R)}{\sqrt{\pi \cdot \alpha_{ob} \cdot t}} \quad \text{Ec. 1.8.99}$$

Ahora sustituyendo la *Ecuación 1.8.99* en la *Ecuación 1.8.94*, se obtiene la tasa de pérdidas de calor por unidad de área calentada, y por unidad de tiempo en $\text{BTU}/\text{hr} \cdot \text{pie}^2$.

$$\dot{Q}_c = \frac{k_{hob} \cdot (T_s - T_R)}{\sqrt{\pi \cdot \alpha_{ob} \cdot t}} \quad \text{Ec. 1.8.100}$$

A fin de calcular las pérdidas de calor por unidad de tiempo, se consideran una serie de áreas calentadas: $A_1(t_1)$, $A_2(t_2)$, ..., $A_n(t_n)$, formadas a los tiempos t_1 , t_2 , ..., t_n respectivamente.

Para un elemento de área dA que se comenzó a formar al tiempo u , a un tiempo t ($t > u$) habrá perdido calor durante el tiempo $(t - u)$, y la tasa de pérdidas de calor al tiempo t hacia las dos formaciones adyacentes (supra y subyacente) será:

$$\dot{Q}_{ob} = 2 \cdot \int_0^{A(t)} Q_c \cdot dA = 2 \cdot \int_0^{A(t)} \frac{k_{hob} \cdot (T_s - T_R)}{\sqrt{\pi \cdot \alpha_{ob} \cdot (t - u)}} \cdot dA \quad \text{Ec. 1.8.101}$$

Ya que A es función del tiempo, entonces se puede escribir:

$$dA = \frac{dA}{du} \cdot du \quad \text{Ec. 1.8.102}$$

Y la *Ecuación 1.8.101* puede escribirse de la siguiente forma:

$$\dot{Q}_{ob} = 2 \cdot \int_0^t \frac{k_{hob} \cdot (T_s - T_R)}{\sqrt{\pi \cdot \alpha_{ob} \cdot (t - u)}} \cdot \frac{dA}{du} du \quad \text{Ec. 1.8.103}$$

Ahora al sustituir las *Ecuaciones 1.8.93* y *1.8.103* en el balance de calor de la *Ecuación 1.8.91*, se tiene:

$$\dot{Q}_i = h_t \cdot M_s \cdot (T_s - T_R) \cdot \frac{dA}{dt} + 2 \cdot \int_0^t \frac{k_{hob} \cdot (T_s - T_R)}{\sqrt{\pi \cdot \alpha_{ob} \cdot (t - u)}} \cdot \frac{dA}{du} du \quad \text{Ec. 1.8.104}$$

Se designan las siguientes constantes:

$$C_1 = \frac{k_{hob} \cdot (T_s - T_R)}{\sqrt{\pi \cdot \alpha_{ob}}} \quad C_2 = h_t \cdot M_s \cdot (T_s - T_R)$$

Utilizando la transformada de Laplace, se resuelve la *Ecuación integro-diferencial 1.8.104* para calcular $A(t)$, utilizando la condición inicial $A(0)=0$, y sabiendo que la integral de la *Ecuación 1.8.104* es la convolución de $\frac{1}{\sqrt{t-u}}$ y, la ecuación para A , en términos de la variable transformada s , queda:

$$A(s) = \frac{\dot{Q}_i}{2 \cdot C_1 \cdot \sqrt{\pi} \cdot s^{3/2} + C_2 \cdot s^2} \quad \text{Ec. 1.8.105}$$

La transformada inversa obtenida a partir de tablas es:

$$\ell^{-1} \left[e^{a^2 \cdot t} \cdot \left(\frac{b}{a} \cdot \text{erf}(a \cdot \sqrt{t}) - 1 \right) + e^{b^2 \cdot t} \cdot \text{erf}(b \cdot \sqrt{t}) \right] = \frac{b^2 - a^2}{\sqrt{s} \cdot (s - a^2) \cdot (\sqrt{s} + b)} \quad \text{Ec. 1.8.106}$$

Y sabiendo que:

$$\lim_{a \rightarrow 0} \frac{1}{a} \cdot \text{erf}(a \cdot \sqrt{t}) = 2 \cdot \sqrt{\frac{t}{\pi}} \quad \text{Ec. 1.8.107}$$

Finalmente se obtiene el área de la zona de vapor calentada a un tiempo t , en pie^2 .

$$A_s = \frac{\dot{Q}_i \cdot M_s \cdot h_t \cdot F_1}{4 \cdot k_{\text{hob}} \cdot M_{\text{ob}} \cdot (T_s - T_R)} \quad \text{Ec. 1.8.108}$$

Y, el volumen de la zona de vapor a un tiempo t , en pie^3 , será:

$$V_s = \frac{\dot{Q}_i \cdot M_s \cdot h_t^2 \cdot F_1}{4 \cdot k_{\text{hob}} \cdot M_{\text{ob}} \cdot (T_s - T_R)} \quad \text{Ec. 1.8.109}$$

Donde F_1 , es una función del tiempo adimensional, t_D , que se expresa por:

$$F_1 = e^{t_D} \cdot \text{erfc} \sqrt{t_D} + 2 \cdot \sqrt{\frac{t_D}{\pi}} - 1 \quad \text{Ec. 1.8.110}$$

$\text{erfc}(x)$, es la función error complementaria, y esta dada por:

$$\text{erfc}(x) = \frac{2}{\sqrt{\pi}} \cdot \int_x^{\infty} e^{-t^2} \cdot dt$$

$$\text{erfc}(x) = 1 - \frac{2}{\sqrt{\pi}} \cdot \int_0^x e^{-t^2} \cdot dt \quad \text{Ec. 1.8.111}$$

Y t_D , es el tiempo adimensional definido por:

$$t_D = \frac{4 \cdot k_{hob} \cdot M_{ob}}{M_s^2} \cdot \frac{t}{h_t^2} \quad \text{Ec. 1.8.112}$$

Donde, t es el tiempo de inyección en horas

En la *Figura 1.8.8* se presenta una curva, la cual puede utilizarse para obtener F_1 en función de t_D . Aunque también pueden utilizarse valores tabulados (*Tabla A.1, Apéndice A*). Además, existen muchas aproximaciones matemáticas de F_1 en manuales de funciones matemáticas, las cuales pueden ser utilizadas para obtener un valor exacto de F_1 . Una de las aproximaciones mas utilizadas es la de Van Lookeren, la cual tiene un error máximo del 3%, y se presenta a continuación.

$$F_1 = \frac{t_D}{1 + 0,85 \cdot \sqrt{t_D}} \quad \text{Ec. 1.8.113}$$

A partir del modelo de Marx y Langenheim, también es posible conocer la tasa de crecimiento de la zona calentada, la cual viene dada por:

$$\frac{dA}{dt} = \frac{\dot{Q}_i \cdot F_2}{h_t \cdot M_s \cdot (T_s - T_R)} \quad \text{Ec. 1.8.114}$$

Donde la función F_2 es da derivada con respecto al tiempo adimensional (t_D) de la función F_1 .

$$F_2 = \frac{dF_1}{dt_D} = e^{t_D} \cdot \operatorname{erfc}(\sqrt{t_D}) \quad \text{Ec. 1.8.115}$$

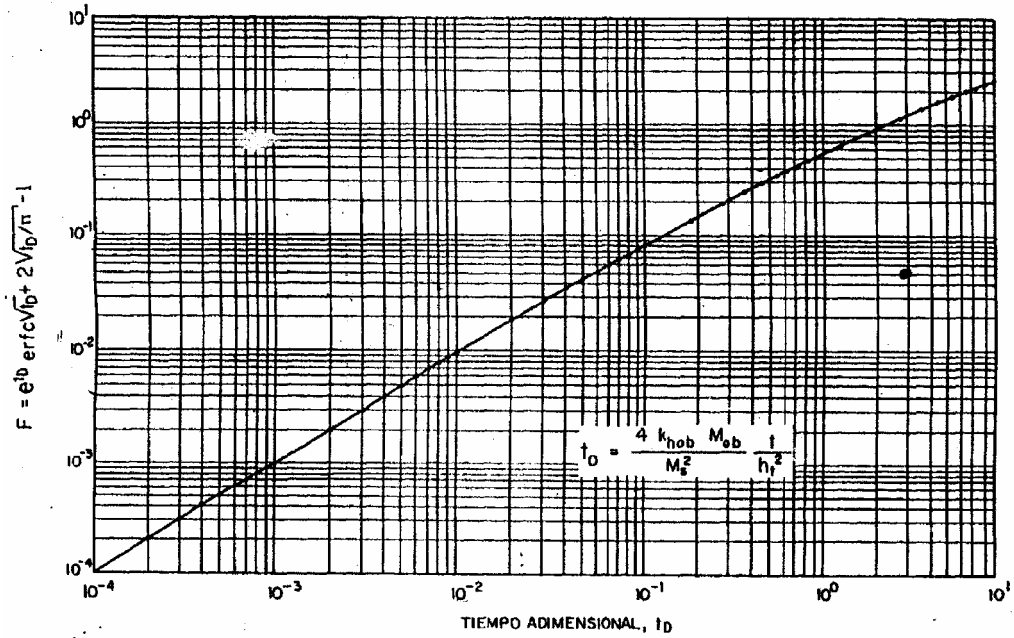


Figura 1.8.8. Función F_1 de Marx y Langenheim³.

La Figura 1.8.9 presenta una curva, que permite obtener F_2 en función de t_D , y también pueden utilizarse valores de la *Tabla A.1, Apéndice A*.

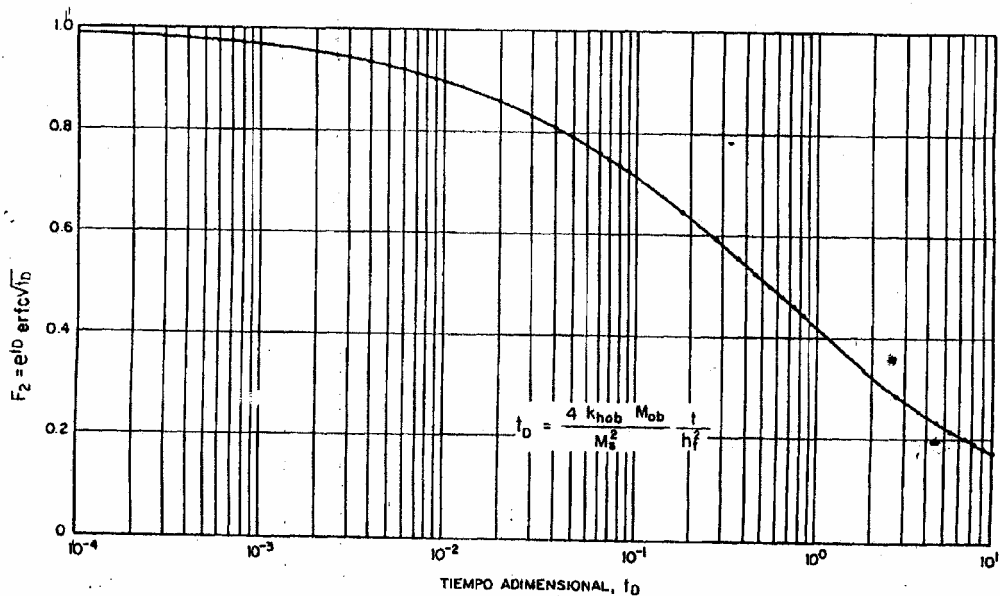


Figura 1.8.9. Función F_2 de Marx y Langenheim³.

1.8.10.1. Procedimiento para el Cálculo de la Zona de Vapor por el Modelo de Marx y Langenheim

1. Calcular la tasa de inyección de calor con la *Ecuación 1.8.91*.
2. Calcular el tiempo adimensional (t_D) mediante la *Ecuación 1.8.112*.
3. Calcular el valor de la función F_1 a partir de la *Ecuación 1.8.113*, y
4. Finalmente, calcular el volumen de la zona de vapor (*Ecuación 1.8.109*).

1.8.11. Modificación de Mandl y Volek

Una de las suposiciones del modelo de Marx y Langenheim descrito anteriormente, es que el vapor se condensa totalmente en el frente, y este líquido se enfría hasta la temperatura del yacimiento. Esta distribución escalonada de temperatura desprecia la transferencia de calor por convección del agua caliente, lo cual introduce un error en los resultados obtenidos. Esto quiere decir, que la inyección de vapor suministra calor latente para calentar la formación, y además de esto, cubre las pérdidas de calor hacia las formaciones adyacentes.

Esto implica, que el modelo de Marx y Langenheim es valido mientras la tasa de inyección de calor sea mayor que la tasa de calor consumido. Pero al tiempo que esto cesa, llamado *tiempo crítico* por Mandl y Volek, debe tomarse en cuenta la convección del calor transportado por el agua caliente delante del frente de condensación.

Mandl y Volek, estiman que el volumen de la zona de vapor es el promedio de dos condiciones de borde, las cuales se resuelven analíticamente. La primera condición supone que no hay movimiento del agua caliente delante del frente de condensación, por lo que la solución obtenida es igual a la del modelo de Marx y Langenheim. La otra condición supone que existe movimiento del agua caliente, y pérdidas de calor delante del frente, pero que no hay precalentamiento de las formaciones adyacentes en el frente³.

El tiempo crítico puede ser determinado por las siguientes ecuaciones, obtenidas por Mandl y Volek.

$$F_{2c} = e^{t_{Dc}} \cdot \operatorname{erfc} \sqrt{t_{Dc}} = \frac{1}{1+B} \quad \text{Ec. 1.8.114}$$

$$t_{Dc} = \frac{4 \cdot k_{hob} \cdot M_{ob}}{M_s^2} \cdot \frac{t_c}{h_t^2}$$

$$t_c = \frac{M_s^2 \cdot h_t^2 \cdot t_{Dc}}{4 \cdot k_{hob} \cdot M_{ob}} \quad \text{Ec. 1.8.115}$$

Donde:

t_{Dc} : Tiempo crítico adimensional

t_c : Tiempo crítico [horas]

B: Razón del calor latente al calor sensible y esta dado por:

$$B = \frac{x_{wb} \cdot L_v}{(h_w - h_R)} = \frac{x_{wb} \cdot L_v}{c_w \cdot (T_s - T_R)} \quad \text{Ec. 1.8.116}$$

1.8.11.1. Procedimiento para el Cálculo de la Zona de Vapor por la Modificación de Mandl y Volek

1. Calcular el cociente del calor latente al calor sensible con la *Ecuación 1.8.116*.
2. Calcular la función F_{2c} de la *Ecuación 1.8.114*.
3. Determinar t_{Dc} de la *Tabla A.1 (Apéndice A)* con el valor de F_{2c} previamente calculado.
4. Calcular el tiempo crítico (t_c) mediante la *Ecuación 1.8.115*.
5. Para el calculo de la zona de vapor se debe tener presente que si el tiempo al cual se desea conocer el volumen de la zona de vapor es menor al tiempo crítico, la solución

dada por el Modelo de Marx y Langenheim es valida, pero si el tiempo es mayor que el tiempo crítico debe utilizarse la solución dada por la Modificación de Mandl y Volek. Así, que para $(t \leq t_c)$, el volumen de la zona de vapor viene dado por la *Ecuación 1.8.109*, y para $(t > t_c)$ se calcula por la *Ecuación 1.8.117*.

$$V_s = \frac{Q_i \cdot M_s \cdot h_t^2 \cdot F_3}{4 \cdot k_{hob} \cdot M_{ob} \cdot (T_s - T_R)} \quad \text{Ec. 1.8.117}$$

Donde F_3 , es el coeficiente de Mandl y Volek y viene dado por la siguiente ecuación:

$$F_3 = e^{t_D} \cdot \operatorname{erfc} \sqrt{t_D} + 2 \sqrt{\frac{t_D}{\pi}} - 1 - \sqrt{\frac{t_D - t_{Dc}}{\pi}} \cdot \left[\left(1 + \frac{x_{wb} \cdot L_v}{c_w \cdot (T_s - T_R)} \right)^{-1} + \left(\frac{t_D - t_{Dc} - 3}{3} \right) \cdot e^{t_D} \cdot \operatorname{erfc} \sqrt{t_D} - \frac{t_D - t_{Dc}}{3 \cdot \sqrt{\pi \cdot t_D}} \right]$$

Ec. 1.8.118

En la *Figura 1.8.10* se presenta una curva de F_3 en función del tiempo adimensional, para diferentes valores de B . La curva superior de esta figura ($B = \infty$) arroja valores de $F_3 = F_1$.

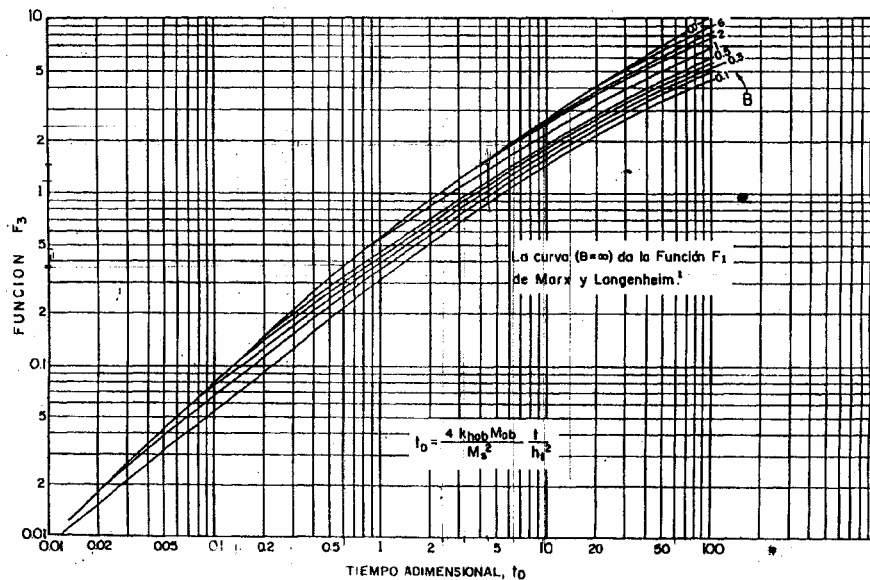


Figura 1.8.10. Función F_3 de Mandl y Volek³.

1.8.12. Cálculo del Volumen de petróleo Barrido por la ICV

Un sencillo método de estimar el volumen de petróleo barrido en el yacimiento durante un proceso de inyección continua de vapor, es basando la recuperación solamente en la saturación de petróleo residual al vapor, en la zona de vapor a una temperatura constante (T_s), es decir, ignorando la recuperación de petróleo en las zonas de agua fría y agua caliente.

El procedimiento consiste en determinar el volumen de la zona de vapor para una serie de tiempos, y luego calcular el volumen de petróleo barrido, suponiendo que la saturación de petróleo en esa zona se reduce desde su valor inicial ($S_{o_{actual}}$), hasta un valor residual³ ($S_{or_{st}}$).

El petróleo total barrido viene dado por la siguiente ecuación:

$$N_p = \frac{\emptyset \cdot V_s \cdot (S_{o_{actual}} - S_{or_{st}})}{5,615 \frac{\text{pie}^3}{\text{Bbl}}} \cdot \frac{h_n}{h_t} \cdot E_c \quad \text{Ec. 1.8.119}$$

Donde:

N_p : Volumen de petróleo total barrido de la zona de vapor [BN]

V_s : Volumen de la zona de vapor [pie^3]

$S_{o_{actual}}$: Saturación de petróleo al momento de iniciar la inyección de vapor [fracción]

$S_{or_{st}}$: Saturación de petróleo residual en la zona de vapor [fracción]

\emptyset : Porosidad de la formación [fracción]

h_n : Espesor de arena neta petrolífera [pies]

h_t : Espesor total de arena [pies]

E_c : Factor de Captura (fracción del petróleo desplazado en la zona de vapor) [fracción]

CAPÍTULO 2

CARACTERÍSTICAS DEL YACIMIENTO BACHAQUERO-02

CAPITULO 2 – CARACTERISTICAS DEL YACIMIENTO BACHAQUERO-02

2.1. UBICACIÓN GEOGRÁFICA

La Cuenca del Lago de Maracaibo se sitúa al noroeste de Venezuela. El límite norte lo constituye la Plataforma del Caribe entre la Península de la Guajira al oeste y la Península de Paraguaná al este. Al sur y al sudeste limita con la Cordillera de los Andes y al oeste con la Serranía de Perijá.

El yacimiento Bachaquero-02 se ubica en la Costa Oriental del Lago de Maracaibo, en las inmediaciones del pueblo Bachaquero y abarca las porciones de tierra firme y del lago en partes aproximadamente iguales⁹.

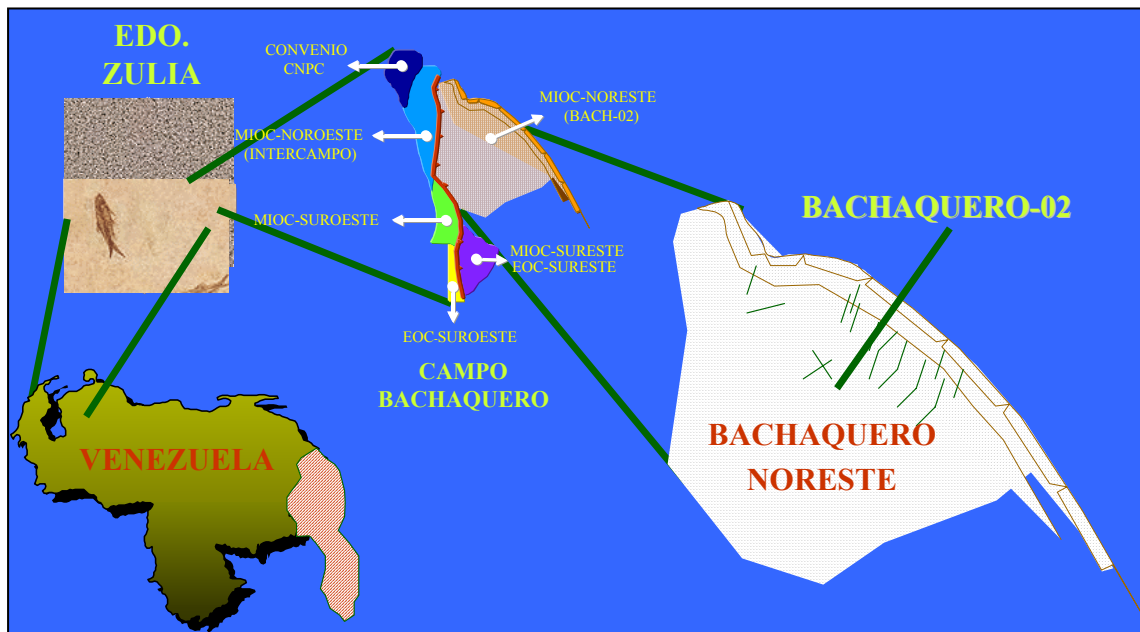


Figura 2.1.1. Ubicación Geográfica del yacimiento Bachaquero-02.

2.2. PROPIEDADES DEL YACIMIENTO

El yacimiento tiene un área de 24.555 acres, un volumen neto de arena de 5.768.414 acres-pies y una sección productora de 235 pies. La gravedad promedio del petróleo es de 15° API y su viscosidad esta entre 1.200 – 1.500 cP a condiciones del yacimiento (143 °F y 1.112 lpc).

Estructuralmente, Bachaquero-02 esta conformado por un monoclinal de rumbo Sudeste – Noroeste con buzamiento suave de 0 a 5° y sistemas de fallas de rumbo Norte Sur. Estas atenúan su intensidad al oeste hacia el sistema de fallas de Pueblo Viejo.

La roca yacimiento tiene permeabilidades entre 400 y 2.000 md, porosidades oscilantes entre 20 y 36%. Ésta a su vez se compone principalmente de arena de grano fino a medio de moderada a buena selección en sus mejores facies entre las que destacan barras de meandro, barras de desembocadura, relleno de canal rectilíneo, barras de acreción lateral; todas originarias de un ambiente de múltiples canales, separados por superficies de inundación, FS (flooding surface), estas últimas se hacen fuertes cada cierto ciclo geológico, siendo regionalmente consecuentes para permitir de esta manera dividir todo el yacimiento en siete (7) unidades sedimentarias denominadas U7, U6, U5 y U4 pertenecientes al Miembro Bachaquero, U3 y U2 que conforman el Miembro Laguna (ambos de la Formación Lagunillas), y U1 correspondiente al Miembro Santa Bárbara de la Formación La Rosa, los cuales a su vez no están todos siempre presentes¹⁰.

2.3. MECANISMOS DE PRODUCCIÓN DEL YACIMIENTO

El mecanismo de producción predominante es un empuje hidráulico, el cual desplaza al empuje por gas en solución, teniendo también presente el empuje por compactación, aunque hacia la parte lacustre de la acumulación, este empuje presenta menor potencial, a causa de la menor compresibilidad de la formación a mayores profundidades.

La actividad de inyección de agua en el yacimiento Bachaquero-02, ha contribuido significativamente al desplazamiento de petróleo y su producción, si se toma en cuenta que el aporte a la producción de petróleo por empuje por gas en solución ha disminuido, al ser reemplazado por el empuje de agua.

La inyección de agua en pequeña escala y en forma experimental fue iniciada el 31 de julio de 1.967 en el pozo BA-781; mientras que la inyección de gas, también en forma experimental, comenzó el 18 de junio de 1.968 en el pozo BA-192. Entre agosto de 1.970 y enero de 1.971 se inició el proyecto a gran escala mediante la inyección de agua por flanco en el acuífero del yacimiento, con el fin de incrementar el reemplazo de los fluidos

producidos y mejorar el recobro de petróleo. Con propósitos similares, a partir de 1.975 se aumentó a tres (3) el número de pozos inyectores de gas en el tope de la estructura¹¹.

2.4. LÍMITES DEL YACIMIENTO

El yacimiento está limitado por el norte con el alto estructural de Pueblo Viejo donde las arenas cambian progresivamente a lutitas, lo que promueve la pérdida de permeabilidad y consecuentemente la acumulación de fluidos, al sur por el acuífero del campo (C.A.P.O @ 5150 p.b.n.m), hacia el este por adelgazamientos estratigráficos y al oeste, por la falla de Pueblo Viejo con un salto entre 800 y 1.000 pies¹⁰.

2.5. POES Y RESERVAS

El petróleo original en sitio fue estimado en 9.079 MMBNP, con reservas recuperables primarias y secundarias de 2.678 MMBNP, lo que implica un factor de recobro total de 29,49 % (9,21% secundario). Para el 31 de diciembre de 1.998 se habían inyectado 1.916,4 MMBNA y 276,8 MMMPCN de gas, siendo el reemplazo total acumulado de 94,7% (71,1% por agua y 23,6% por gas).

A la fecha se han producido 1.628 MMBNP, (60 % de las reservas totales recuperables del yacimiento y 17,9 % del POES), 982,229 MMMPCN de gas y 308,7 MMBNA.

En la *Tabla 2.1.1* se resumen las características más importantes del yacimiento Bachaquero-02, en cuanto a sus propiedades petrofísicas, estructurales y de producción de fluidos, las cuales están vigentes desde el año 1.999.

Tabla 2.1.1. Propiedades del yacimiento Bachaquero-02

Área	24.555,0 acres
Arena Productiva	235 pies
Estructura	Monoclinal
Buzamiento	3 a 5 grados hacia el Sur-Este
Volumen de Roca	5.768.418 acres-pie
Porosidad promedio	29,9 %
Permeabilidad	1.650 md
Saturación de Petróleo	75,50 %

POES	9.079.490 BNP
GOES	1.815.898 MMPCN
Petróleo Acumulado	1.677.558 MBNP
Gas Acumulado	1.101.159 MMPCN
Número de Intervalos Productores	Siete (7)
Tipo de Recuperación	Secundaria
Fluidos de Reemplazo	Agua (al sur) y Gas (al Norte)
Presión Inicial	2.200 lpca
Presión de Burbujeo	1.932 lpca
Presión Actual	1.112 lpca
Datum	4.000 pies
Condición Actual del Yacimiento	Saturado

2.6. COMPORTAMIENTO DE LA PRODUCCIÓN

Desde el inicio de su explotación fue dividido en dos áreas: La parte lacustre, explotada inicialmente por la compañía Creole (posteriormente Lagoven) y la parte terrestre explotada por Shell (luego Maraven). Actualmente, no obstante la unificación de las filiales en PDVSA, la gerencia del yacimiento sigue siendo administrada por dos diferentes distritos: la parte terrestre esta siendo explotada por la Unidad de Explotación Tierra Este Pesado del Distrito Tía Juana y la parte lacustre por la Unidad de Explotación Bachaquero Lago del Distrito Lagunillas.

Las tasas promedio de producción de petróleo, agua y gas durante el año 1.999 fueron 62,8 MBNP/D, 28,2 MBNA/D y 38,8 MMPCN/D respectivamente, con una RGP de 617 PCN/BNP y 31 % de corte de Agua, y durante los últimos 10 años (1.991 al 2.001) se ha mantenido una producción promedio de 74,8 MBNP/D.

Las cifras de 1.999 muestran una disminución de 19 MBNP/D con respecto a la producción de 1.998 (81,7 MBNP/D) debido al cierre de aproximadamente 230 pozos de la segregación BH por decisiones estratégicas de mercado, y a la baja actividad de perforación y rehabilitación realizada durante el año, la cual no compensó el nivel de declinación actual del yacimiento (8% anual).

2.7. COMPORTAMIENTO DE LA INYECCIÓN

La respuesta del yacimiento ante la inyección de agua y gas ha sido favorable. Para el año 1.974, con la extensión del programa de inyección de agua por flanco, se había notado un incremento en la presión volumétrica de más de 100 lpcá.

Las tasas promedio de inyección de agua y gas durante el año 1.999 fue de 182,7 MBNA/D. El proyecto de inyección de gas continuó suspendido durante ese año. Con esta tasa de inyección se obtuvo en ese período un reemplazo de 106,6% de los fluidos producidos en el yacimiento, y 94,7% acumulado desde el inicio de la inyección (71,1% por agua y 23,6% por gas) versus 140 % propuesto (100% por agua y 40% por gas).

Durante los últimos años se han hecho esfuerzos para mantener los niveles de inyección de agua y garantizar un barrido eficiente de petróleo, representados en la conversión de un (1) pozo productor a inyector de agua, y la perforación de 11 localizaciones inyectoras nuevas, estratégicamente ubicadas según el avance de los frentes y las necesidades de inyección en el yacimiento.

La diferencia del reemplazo obtenido respecto al propuesto se debe en parte a algunos paros por mantenimiento en las plantas de inyección de agua y mayormente por problemas de baja inyectividad en algunos pozos, además de la baja disponibilidad de gas en la zona por transferencia hacia otras áreas, lo que influyó finalmente en la suspensión temporal del proyecto de inyección de gas en febrero¹².

2.8. FRENTES DE AGUA

Durante la revisión del avance de los contactos de agua en el yacimiento para cada lente, realizada en junio de 1.998, (basada en contactos agua-petróleo de registros de pozos nuevos e información de pozos reparados), se elaboraron mapas de contacto agua-petróleo en los que se observa que el avance del frente ha sido mayor en las unidades inferiores U4 y U5, con respecto a las superiores U6 y U7.

En términos generales el barrido ha sido eficiente aunque se ha visto afectado por adedamientos motivado a las características sedimentológicas del yacimiento, que crean vías preferenciales para el avance del agua; la viscosidad relativamente alta del crudo, que origina relación de movilidades agua/petróleo adversas; y en menor grado por la pérdida de algunos pozos inyectores ubicados en zonas claves para un barrido regular del crudo.

La perforación de pozos a menor espaciado en el yacimiento ha propiciado un estrecho monitoreo de la posición de estos contactos permitiendo a la vez el drenaje de petróleo dejado detrás del frente lo cual además de mejorar la recuperación llevará a una regularización del avance del frente de agua por lente¹¹.

2.9. FRENTE DE GAS

En 1.999 fue revisada la posición del frente de gas del yacimiento (CGP), apreciándose un avance limitado estructuralmente del frente de gas e incluso, una posible migración fuera del área lacustre del yacimiento, por lo que, debido a la poca eficiencia sobre el mantenimiento de presión y el reemplazo de los volúmenes producidos, se presentó ante el M.E.M. los argumentos técnicos para la suspensión definitiva del proyecto¹¹.

CAPÍTULO 3

MARCO GEOLÓGICO

CAPITULO 3 - MARCO GEOLÓGICO

3.1. GEOLOGÍA REGIONAL

3.1.1. Formación La Rosa (Mioceno Temprano)

El estratotipo de esta formación está situado en el Campo La Rosa, en la Costa Oriental del Lago de Maracaibo, cercano a Cabimas, en el Distrito Bolívar del Estado Zulia y su nombre fue formalmente introducido por Hedberg y Salas.

La sección tipo, en cuanto a litología, consiste en su mayor parte de lutitas arcillosas, verdes, más o menos fosilíferas, con una cantidad subordinada de capas de areniscas e interlaminación de areniscas y lutitas. En el lado oeste del lago, la formación consiste casi completamente de lutitas arcillosas, verdosas y fosilíferas con una pequeña cantidad de areniscas.

El Miembro Santa Bárbara, representa la primera etapa de la invasión marina, sobre la superficie erosionada del Eoceno y/o de la Formación Icotea. Los sedimentos, y la escasa fauna de moluscos, son indicativos de aguas poco profundas. La Lutita de La Rosa, suprayacente, corresponde a la máxima transgresión de un mar poco profundo, que cubrió la mayor parte de la Cuenca de Maracaibo. La Arena Intermedia y la Arena La Rosa (unidades informales), representan el proceso regresivo siguiente, y se caracterizan por depósitos de barras de playa. Hacia el tope, los depósitos presentan mayor influencia deltáica, haciéndose similar a los del Miembro Lagunillas Inferior, de la Formación Lagunillas suprayacente.

El espesor de esta formación, en el área tipo, es de 180 a 250 metros, y alcanza su espesor máximo en el Sinclinal de Icotea, situado cuatro (4) kilómetros al norte del Campo La Rosa. En el alto de Pueblo Viejo, está ausente, probablemente por no haberse sedimentado. Los espesores variables de esta formación, reflejan su sedimentación sobre una superficie erosionada irregular.

La Formación La Rosa, yace con fuerte discordancia angular sobre la Formación Misoa, del Eoceno, o sobre la Formación Icotea en las áreas donde ésta se depositó, en cuyo

caso es paraconcordante. Hacia arriba, la formación pasa transicionalmente a la Formación Lagunillas. Hacia al oeste del Lago de Maracaibo, la formación pasa lateralmente a la Formación Macoa; hacia al noreste del lago, la Rosa se relaciona con la Formación Agua Clara, de la Cuenca de Falcón. Considerada en conjunto, la Formación La Rosa es de ambiente marino oscilante y de poca profundidad¹³.

3.1.2. Formación Lagunillas (Mioceno Medio a Tardío)

Es una unidad del subsuelo del Lago de Maracaibo, cuya región tipo es el campo petrolífero de Lagunillas en el Distrito Bolívar del Estado Zulia, sin que se haya designado una localidad tipo concreta. Se extiende en el subsuelo del lago y aflora parcialmente al este del mismo.

Szenk (1.959) propuso una subdivisión de cinco (5) miembros para esta formación: Marlago, Ojeda, Urdaneta y Bachaquero; modificando de esta manera la subdivisión de Sutton (1.946), el cual proponía tres miembros: Lagunillas inferior o Arena Inferior de Lagunillas, Laguna y Bachaquero. Esta nueva subdivisión apareció porque con el progreso de la perforación en la parte central del Lago de Maracaibo, se reconocieron cambios laterales de la Formación Lagunillas en los cuales la subdivisión de Sutton no era aplicable.

El Miembro Marlago, en rasgos generales, es equivalente a Lagunillas Inferior, el cual contiene arenas petrolíferas importantes intercaladas con lutitas carbonosas abigarradas, cuya base se coloca donde aparecen las primeras faunas marinas de la Formación La Rosa, y el tope se coloca en la base de las lutitas del Miembro Laguna. El Miembro Ojeda, es lutítico y fosilífero, con capas de lignito. El Miembro Laguna es arenoso con arcillas y areniscas glauconíticas, sin lignitos, que representan una breve incursión de aguas marinas normales. El Miembro Urdaneta, se caracteriza por su elevada proporción de arcillas abigarradas y el carácter no gradacional de sus areniscas; este Miembro no está desarrollado en el Distrito Bolívar. El intervalo superior es el Miembro Bachaquero, integrado por areniscas cuarzosas gris claro a marrón rojizo, ocasionalmente separadas por arcillas arenosas y en parte ligníticas; el porcentaje de areniscas aumenta hacia el tope y son localmente petrolíferas en las áreas de Lagunillas y Bachaquero.

El espesor de la Formación Lagunillas es variable; en forma general engrosa en dirección oeste y en los campos de Tía Juana y Urdaneta, presenta 450 y 900 metros respectivamente.

La parte basal de la Formación (Miembro Lagunillas Inferior), representa un complejo deltáico, progradante sobre la Formación La Rosa, y procedente del sur y sureste. El Miembro Laguna, corresponde a un aumento temporal de las condiciones marinas, con predominio de barras litorales. La porción superior (Miembro Bachaquero), representa un ciclo regresivo, con predominio de ambientes deltaícos y fluviales.

En la localidad tipo y en la mayor parte de la Cuenca de Maracaibo, la Formación Lagunillas, suprayace concordantemente a la Formación La Rosa, excepto en aquellas áreas donde ésta no se depositó como los altos de Pueblo Viejo y Ceuta. En dichas áreas, la formación pasa transicionalmente a la Formación Los Ranchos¹³.

3.1.3. Formación Isnotú (Mioceno Tardío)

La Formación Isnotú, constituye la unidad intermedia del Grupo Guayabo, cuya secuencia es Palmar, Isnotú y Betijoque, que se reconoce en la parte suroccidental y suroriental de la Cuenca de Maracaibo.

Esta unidad fue descrita por Sutton (1.946), con localidad tipo en las cercanías del pueblo de Isnotú en el Estado Trujillo.

La formación se caracteriza por la intercalación de arcillas y areniscas, con cantidades subordinadas de arcillas laminares, carbón y conglomerados. Las arcillas, que constituyen cerca del 65% de la unidad. Además, son macizas localmente arenosas y de color gris claro; algunas son carbonosas y contienen restos de plantas. Las areniscas se presentan en capas de dos (2) a tres (3) metros, de color gris claro a blanco, de grano fino a finamente conglomeráticas, localmente micáceas y con rizaduras; dentro de las areniscas, es común encontrar pelotillas de arcilla blanca. Dispersas en la sección, aparecen capas delgadas de lignito, así como conglomerados mal escogidos, estos últimos más frecuentes en Mérida y Táchira.

Salvo restos indeterminados de plantas, la formación carece casi por completo de fósiles. Su edad, se deduce a partir de correlaciones regionales. Salvador (1.961), indicó que el ambiente de sedimentación es fluvial y Fiorillo (1.976), opina que la Formación Isnotú, es el resultado de la sedimentación de abanicos aluviales y ríos entrelazados, controlada por variaciones climáticas y por movimientos tectónicos del levantamiento andino.

En la región tipo, la unidad es discordante sobre la Formación Paují y unidades más antiguas. Más al sur, es concordante y transicional sobre la Formación Palmar. Infrayacente concordante y transicionalmente a la Formación Betijoque.

El espesor de la Formación Isnotú, es de unos 1.100 metros en el área tipo; según Sutton, permanece constante a lo largo de la faja de afloramiento en el frente de montañas de Los Andes; Ramírez y Campos (1.972), señalan unos 300 metros de espesor¹³.

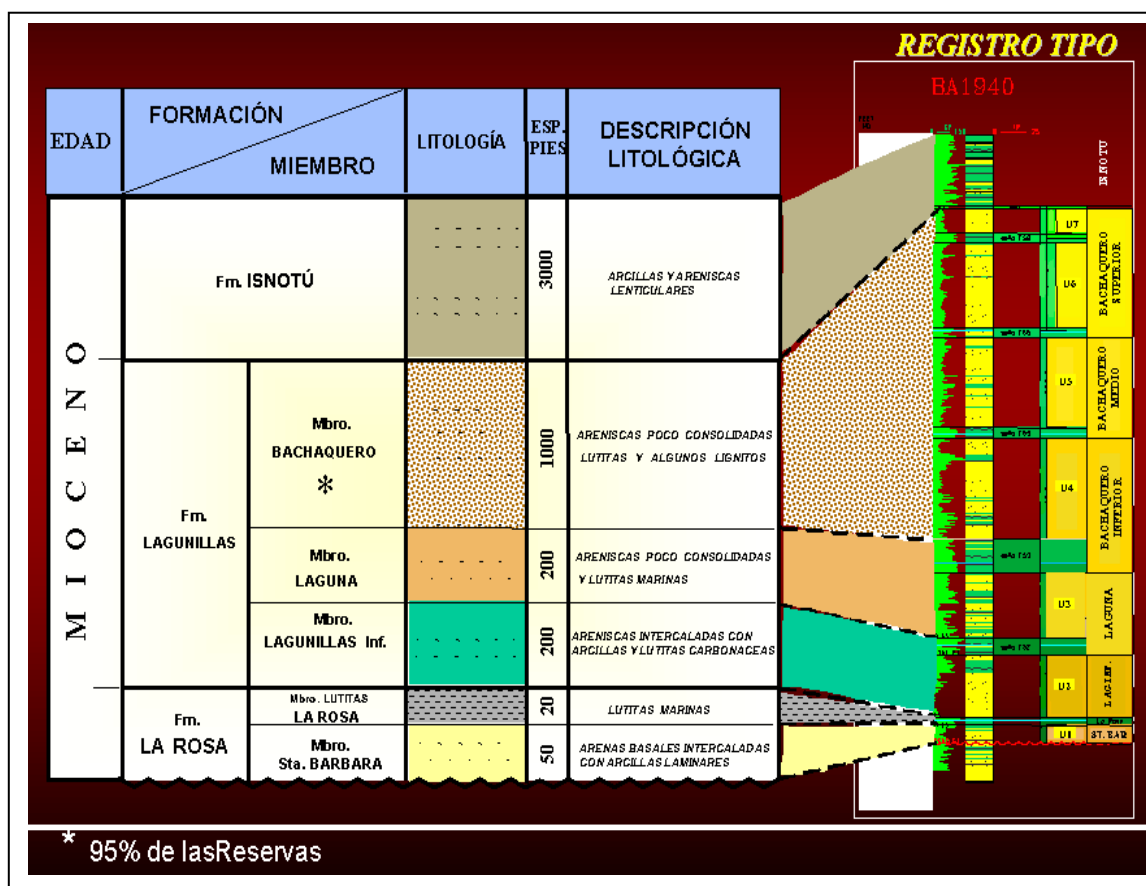


Figura 3.1.1. Columna Estratigráfica del Campo Bachaquero.

3.2. GEOLOGIA LOCAL

En términos generales, el yacimiento Bachaquero-02 ha sido dividido en dos ciclos de depositación mayores, donde la parte inferior (Miembros Santa Bárbara, La Rosa y Laguna) corresponde a un ciclo transgresivo, mientras que la parte superior a un ciclo regresivo.

En cuanto a los ambientes de depositación, hay una evolución vertical que va desde ambientes de llanura de inundación costera influenciada por mareas en la parte inferior, hasta un ambiente de canales fluviales meandriformes en la parte superior. Dicho de otra manera, la evolución de la depositación, en cuanto a ambientes, cambia de ambientes marinos a continentales.

Como ambientes intermedios en la evolución de la zona, se encuentran facies de redes fluviales, con alta sinuosidad primero, seguida de una con baja sinuosidad, lo que concuerda perfectamente con lo establecido referente a los ciclos de depositación mayores. Por último, después de los depósitos fluviales meandriformes, hay litofacies propias de un ambiente lacustre, que ya pertenece a la Formación Isnotú (grandes espesores de arcilla).

Más al detalle, el yacimiento ha sido tradicionalmente dividido en siete ciclos progradantes/retrogradantes, cada uno limitado por superficies de inundación, que son las llamadas "FS". El final del séptimo ciclo marca la culminación de la depositación de los sedimentos de la Formación Lagunillas sobre la cual se depositan de manera concordante los sedimentos de la Formación Isnotú.

Estos ciclos tanto el progradante como el retrogradante dan origen al relleno de la cuenca depositándose siete unidades sedimentarias que en orden cronológico se denominan Miembro Santa Bárbara, Lutitas de La Rosa, Miembro Lagunillas Inferior, Miembro Laguna, Miembro. Bachaquero el cual ha sido subdividido en Unidad 4, Unidad 5, Unidad 6 y Unidad 7.

De las siete unidades fueron seleccionadas las dos superiores (Unidad 7 y Unidad 6) por presentar las mejores características sedimentológicas, estratigráficas y distribución de fluidos, razón por la cual serán descritas detalladamente a continuación.

3.2.1. Unidades Sedimentarias

Para definir el modelo geológico se consideró un estudio realizado al núcleo del pozo BA-2276, que se encuentra en el área de estudio. Con los datos de este, se procedió a la calibración núcleo-registro, con la que se obtuvo el comportamiento de las diferentes facies ante las curvas en el registro del pozo BA-2276 y así de esta manera se logró realizar la correlación y extrapolación de estos datos a los demás pozos.

De la calibración se obtuvieron las siguientes características:

- a) La facies de canal definidas por la interpretación sedimentológica del núcleo corresponden en el registro a una lectura baja del GR (curva deflexiona a la izquierda), la curva del SP deflexiona igualmente a la izquierda y la resistividad es alta. La base del canal esta representada por un aumento abrupto de los valores de GR, SP y resistividad, y tendencia agradada hacia el tope.
- b) La facies de abanico de rotura corresponden en el registro a una lectura baja del GR (curva deflexiona a la izquierda), la curva del SP deflexiona igualmente a la izquierda y la resistividad es alta. Normalmente el espesor por cuerpo de arena no sobrepasa los 15 pies.
- c) La facies de llanura de inundación corresponden en el registro a una lectura alta del GR (curva deflexiona a la derecha), la curva del SP deflexiona igualmente a la derecha y la resistividad es baja.

Una de las ventajas que ofrece usar este tipo de calibración para la correlación estratigráfica esta basada en el hecho de poder detectar aquellas superficies de inundación, las cuales son base para establecer los limites de secuencia y de esta manera poder dividir al Miembro Bachaquero en unidades sedimentarias.

Al definir las unidades y realizar las correlaciones estratigráficas fue evidente notar la variación del espesor de estas unidades, el cual aumenta relativamente hacia el sur y este. También se hace notar la baja complejidad estructural presente en el área, la cual no representa ningún riesgo para este Proyecto.

3.2.1.1. Unidad 6

Esta Unidad se caracteriza por facies propias de ambiente fluvial. En la base, canales fluviales de baja sinuosidad de grandes espesores. Se componen por arenas finas bien escogidas con clastos pequeños y estratificadas planarmente. Los canales se encuentran separados por horizontes de limonitas grises también con clastos. Un cambio en las condiciones ambientales –niveles de energía, madurez del drenaje, etc.- obliga a un cambio en la red fluvial, cambiando a canales de meandro y abanicos de rotura, cuya asociación es muy común. Los canales meandriformes se caracterizan por tener poco espesor y se superponen en gran número. En cuanto a las facies, hay conglomerados gruesos en una base erosiva seguido de arenas granodecipientes. Los abanicos de rotura presentan arenas finas a muy finas, granodecipientes y con laminaciones horizontales. Y para cerrar esta unidad, otro marcado cambio en la sedimentación conlleva a la depositación de una llanura de inundación, posiblemente lacustre, caracterizada por arcillas verdes, grises y negras con restos de plantas.

La Unidad 6 presenta los topes estructurales más someros hacia el noroeste y los más profundos hacia el sureste, correspondiendo con el estilo estructural que domina al yacimiento.

Hacia el área norte se observó que los canales presentes en la zona superior de la unidad se superponen sobre los de la zona inferior. La dirección preferencial de la sedimentación de acuerdo a los mapas de electrofacies es suroeste-noreste. La zona inferior muestra mayor cantidad de arcillas que la superior.

3.2.1.2. Unidad 7

El inicio de esta Unidad representa cambios fuertes en las condiciones de depositación de la llanura de inundación lacustre, la cual ya fue descrita, hacia unas facies típicas de meandros, como lo son arenas finas, homogéneas y con estratificaciones cruzadas de bajo ángulo. En los meandros inferiores el tamaño de grano es fino, pero en los superiores es medio. Estas arenas están separadas por laminaciones de limolita, marrón ricas en materia orgánica. Superpuesta a los meandros, hay un abanico de rotura, lo cual es común en redes fluviales meandriformes. Presenta facies de arena fina a media granodecreciente con estratificación entrecruzada; con fragmentos de limolita marrón.

Este abanico evoluciona a una llanura de inundación fluvial, la cual marca el fin de la unidad y al mismo tiempo el fin del Miembro Bachaquero y se caracteriza por tener facies arcillosas homogéneas, principalmente rojas y grises, con facies de margas rojas. Restos de plantas y materia orgánica se encuentran en esta llanura.

Al observar los mapas de electrofacies se hace evidente la calidad de esta unidad para el desarrollo del proyecto, así como de la perforación horizontal que se ha realizado exitosamente hasta la fecha. La dirección preferencial de la sedimentación de acuerdo a los mapas de electrofacies es suroeste-noreste, con arenas menos arcillosas y de mejor escogimiento.

CAPÍTULO 4

DEFINICIÓN DEL ÁREA DEL PROYECTO

CAPITULO 4 – DEFINICIÓN DEL AREA DEL PROYECTO

4.1. PREMISAS PARA LA SELECCIÓN DEL AREA

El propósito de este trabajo es investigar la factibilidad del proceso de desplazamiento de petróleo por vapor de agua inyectado de forma continua, o combinado con inyección alterna en el yacimiento Bachaquero-02.

La alta viscosidad del crudo permite suponer que es posible aumentar el factor de recobro del yacimiento utilizando inyección continua de vapor. Además, si se tiene en cuenta las enormes reservas de crudos pesados y extrapesados que existen en Venezuela, se puede apreciar el interés prioritario que supone para el país la explotación de estos crudos en condiciones económicamente rentables.

El desplazamiento de los petróleos de alta viscosidad por vapor de agua puede conducir a factores de recobro muy altos, debido a la marcada reducción de viscosidad ocasionada por el calor y por los efectos de los mecanismos adicionales de destilación por vapor y expansión térmica (*Sección 1.1.6* de este Trabajo). Entre las formas posibles de inyectar energía, el vapor de agua tiene la ventaja de permitir una utilización más efectiva del calor que otros métodos de desplazamiento.

En la *Sección 1.1.2* se presentan las consideraciones generales para la implantación de Procesos de Recuperación Térmica. A fin de cumplir con estas premisas, se siguió una metodología que se presenta en detalle en las próximas secciones de este Capítulo, la cual consistió básicamente en:

- a) Elaboración de un Mapa Isobárico para preseleccionar la zona de menor presión del yacimiento, la cual se ubica en el área noreste del yacimiento, y es la más somera, ya que el yacimiento buza hacia el sureste. Además de esto, presenta baja complejidad estructural y estratigráfica.
- b) Caracterización petrofísica de las Unidades 6 y 7 (las menos profundas) dentro del área preseleccionada.

- c) Estimación de la volumetría del área preseleccionada (POES y GOES).
- d) Estimación de la cantidad de petróleo remanente en el área preseleccionada, así como la saturación actual de fluidos, la cual fue verificada utilizando la Ecuación de Balance de Materiales.

4.1.1. Descripción del Área Seleccionada

El área preseleccionada para llevar a cabo el proyecto de Inyección Continua de Vapor esta ubicada sobre parte de las concesiones A-343, A-365, A366, A-369 y A-370 del yacimiento Bachaquero-02, y comprende una superficie aproximada de 3.007 acres. Las Unidades 6 y 7 son las preseleccionadas para la realización del proyecto debido a que son las de menor profundidad.

Esta área fue preseleccionada, ya que es la que **mejor se adapta** a las condiciones para la implantación de un proceso de recuperación térmica, como se detalla a continuación.

4.1.1.1. Menor Presión del Yacimiento

Una vez elaborado el Mapa Isobárico 2.001 del yacimiento (*Sección 4.2*), se preseleccionó el área que tiene la menor presión, la cual oscila entre 800 y 900 lpc. Esto implica que la presión requerida para el vapor de inyección debe ser menor en esta zona del yacimiento que en cualquier otra que tenga mayor presión, ya que para poder llevar a cabo el desplazamiento de petróleo con vapor de agua, debe existir un diferencial de presión entre la presión del vapor y la presión de la formación.

El uso de presiones de inyección menores implica temperaturas de saturación del agua más bajas. Esto se traducirá en que los equipos para transportar el vapor (líneas de superficie, tuberías de los pozos) deben ser menos sofisticados, ya que es menor el calor que deben transportar, y por lo tanto serán menos costosos. Así mismo, el calor necesario para generar el vapor a la presión requerida será menor y también serán más reducidos los costos de operación de las calderas así como el consumo de combustible de las mismas.

Por otra parte, a bajas presiones (como la de Bachaquero-02) el vapor es capaz de transportar mayor calor que el agua caliente, esto se puede apreciar en la *Figura 4.1.1*, ya que a medida que aumenta la presión, el calor del vapor disminuye.

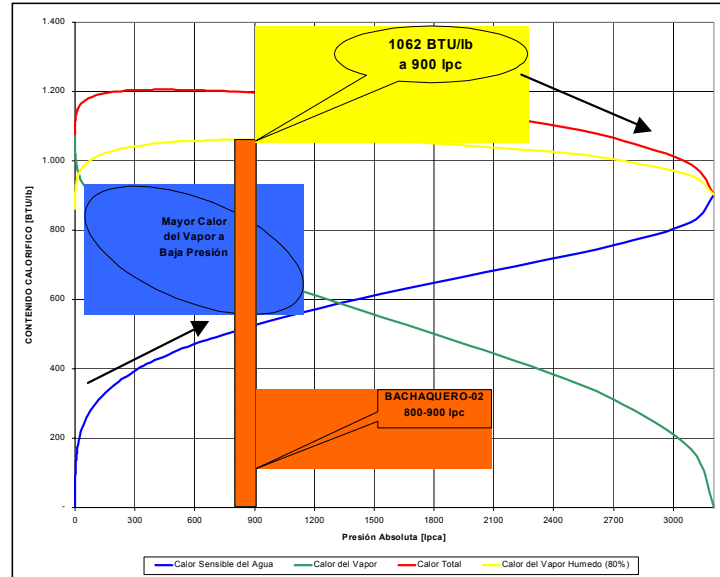


Figura 4.1.1. Diagrama del Contenido Calorífico del Vapor para Bachaquero-02.

Conociendo la presión de la formación en el área seleccionada para el proyecto, se puede estimar cuanto debe ser la presión requerida para que el vapor desplace al petróleo, y a partir de este valor se determina la presión del vapor requerida tanto en el cabezal de los pozos inyectoros como a la salida del generador de vapor, según sean las pérdidas de presión y de calor en las líneas de superficie y en las tuberías del pozo.

4.1.1.2. Antecedentes de Inyección Alterna de Vapor

La producción primaria en el yacimiento Bachaquero-02 comenzó en el año 1.947, seguida por la inyección alterna de vapor. Desde 1.951 hasta hoy en día (31 de agosto del 2.001) se han inyectado de forma alterna 285 pozos en todo el yacimiento, de los cuales 131 (45,96% de todos los pozos inyectados en el yacimiento) se encuentran en el área preseleccionada para este proyecto, habiendo 57 pozos con el II ciclo completado (43,51% de los pozos del área preseleccionada). Esto ha permitido que la presión del

yacimiento disminuya en alto grado hasta mantenerse estable entre 800 y 900 lpc, lo cual es muy beneficioso para iniciar un proceso de Inyección Continua de Vapor.

Hasta finales del año 2.000 en todo el yacimiento se había obtenido una producción de 40,87 MMBNP por concepto de la IAV, para una RPV acumulada de 19,61 BNP/TON. De esta cantidad total, 19,59 MMBNP (47,93% de la producción asociada a la IAV de todo el yacimiento) corresponden a pozos ubicados dentro del área preseleccionada, para una RPV acumulada de 16,91 BNP/TON.

El hecho de que exista este número de pozos que han sido inyectados alternadamente implica que los mismos tienen completaciones adecuadas para la inyección de vapor, lo cual reduce notablemente los costos de conversión de pozos convencionales en pozos térmicos. En la *Figura 4.1.2* se muestra la ubicación de los pozos térmicos en el yacimiento, y se puede apreciar que casi la mitad de estos se encuentran en el área preseleccionada para la ICV.

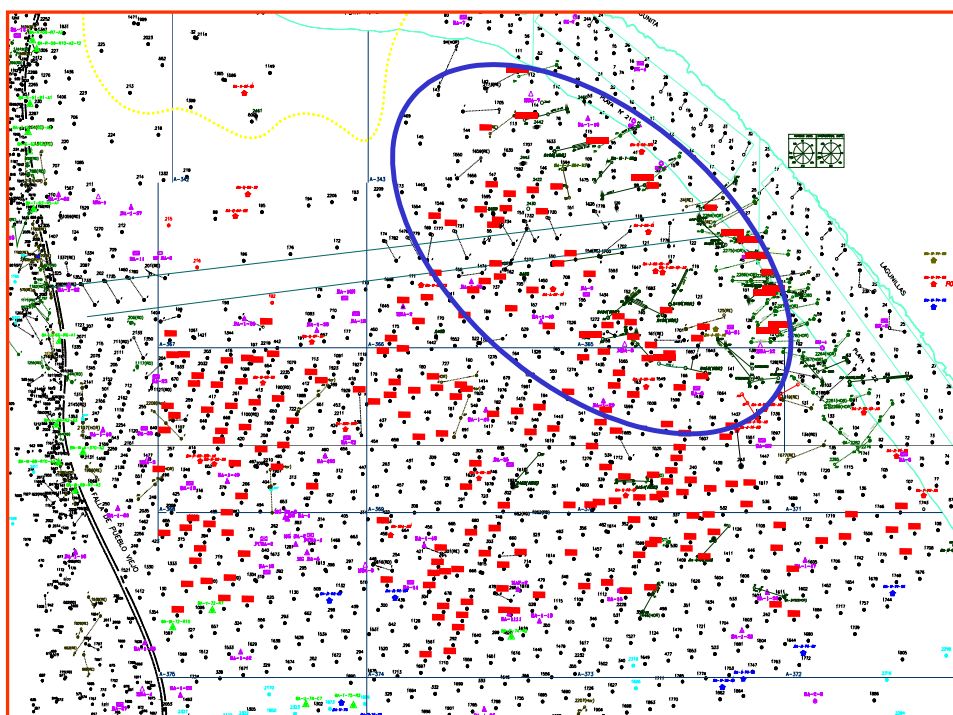


Figura 4.1.2. Ubicación de los pozos térmicos en el yacimiento.

4.1.1.3. Menor Profundidad

Las Unidades 6 y 7 son las menos profundas del yacimiento, y además, el área preseleccionada se encuentra al norte del yacimiento donde las profundidades son menores ya que el yacimiento buza hacia el Sur-Este. La profundidad del tope de la Unidad 6 en el área seleccionada esta entre 2.400 y 4.600 pies (ver *Apéndice B, Figura B.1*), mientras que para la Unidad 7 las profundidades están entre 2.250 y 4.550 pies (ver *Figura B.2*). Este es un factor muy importante, ya que a medida que aumenta la profundidad, mayores serán las pérdidas de calor en las tuberías del pozo y menor será la calidad del vapor en la cara de la arena.

4.1.1.4. Buena Porosidad

En cuanto a la porosidad observada, esta es relativamente alta. La Unidad 6 presenta valores entre 22,5 y 30 % con un promedio de 27% (ver *Figura B.3*), mientras que para la Unidad 7 están entre 20 y 30% con un promedio de 25% (ver *Figura B.4*), lo cual es muy ventajoso para la inyección de vapor, ya que esto implica que existe un menor volumen de roca, y por lo tanto será mayor la cantidad de calor que se le suministre a los fluidos, principalmente el petróleo que es el que se desea calentar. En la *Sección 4.3* se definen los parámetros petrofísicos del área preseleccionada.

4.1.1.5. Baja Saturación de Agua

Por su parte la saturación de agua en el área prospectiva se encuentra entre 30 y 35%, los cuales son los valores que en general presentan las Unidades 6 y 7 en toda su extensión (ver *Figuras B.5 y B.6*). Esto también es una característica beneficiosa, ya que a pesar de existir en el yacimiento un empuje hidráulico activo, el frente de agua aun se encuentra lejos del área preseleccionada, y que mientras menor sea la saturación de agua, menor será el calor que se utilice para calentar la misma, y por ende mayor será el calor remanente para calentar el petróleo, aumentando de esta forma la eficiencia del proceso. La saturación de agua actual del área preseleccionada se define en la *Sección 4.7*.

4.1.1.6. Espesor de Arena adecuado

Observando los mapas de espesor total de las arenas, se puede ver que para la Unidad 6 oscilan entre 40 y 140 pies (ver *Figura B.7*), y para la Unidad 7 están entre 20 y 140 pies (ver *Figura B.8*), con promedios de 80 y 40 pies respectivamente. Esto es un factor muy ventajoso, ya que mientras mayores sean los espesores de las arenas, las pérdidas de calor hacia las formaciones adyacentes serán menores. En la *Sección 2.3* se presentan los parámetros petrofísicos del área preseleccionada.

4.1.1.7. Buen Sello Térmico

Cabe destacar que existen buenos sellos que aíslan las unidades objetivo (U6 y U7). El espesor del sello 7 (FS7) (ver *Figura B.9*), que se encuentra por encima de la Unidad 7, tiene unos 35 pies de promedio, mientras que el sello 5 (FS5) (ver *Figura B.10*), que está por debajo de la Unidad 6 tiene unos 15 pies, ambos mostrando una buena continuidad, lo cual garantiza el aislamiento de la zona prospectiva. Además de esto, está demostrado mediante el trabajo publicado en el Paper SPE 49017 (*Inyección Alternada de Vapor en Pozos Horizontales Paralelos: Descripción Geoestadística, Simulación Térmica y Experiencia de Campo*)¹⁴, que la presencia de lutitas intercaladas tiene un severo impacto en la distribución del calor, ya que, la presencia de una lutita continua de moderado espesor, alrededor de 15 pies, no permite la transferencia de calor entre las unidades de flujo, lo que se traduce en que el área que va desde el tope del miembro Bachaquero hasta el tope de la Unidad 5 funcionaría como una **Cámara Térmica**. Por lo anteriormente mencionado se considero el área que se encuentra sobre parte de las parcelas A-343, A-365, A-366, A-369 y A-370 (ver *Figura 4.1.3*) como la más adecuada para evaluar la implantación del proyecto de ICV en el yacimiento Bachaquero-02.

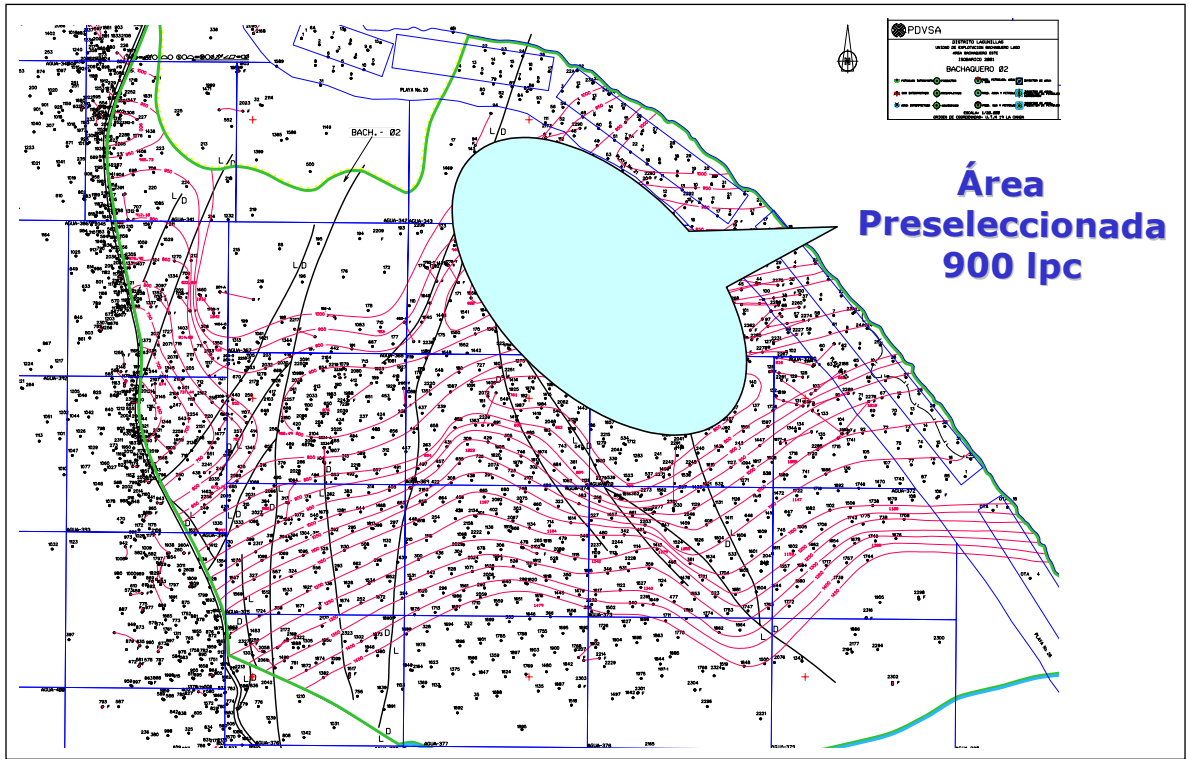


Figura 4.1.3. Área preseleccionada para el proyecto de ICV.

4.2. MAPA ISOBÁRICO 2.001 DEL YACIMIENTO BACHAQUERO-02

Para la realización del Mapa Isobárico del yacimiento se realizaron un total de 68 pruebas, entre las que están pruebas Estáticas con sensores eléctricos y pruebas MDT. De las 68 pruebas, 21 corresponden al año 2.000, y las 47 restantes al año 2.001.

Durante el análisis de las pruebas, algunas presentaron ciertas inconsistencias por lo cual fueron calificadas como Dudosas o Malas y no se tomaron en cuenta para la realización del Mapa Isobárico.

Cabe destacar que todas las pruebas realizadas durante el año 2.000 tienen una Buena calidad. Por otra parte, de las 47 pruebas realizadas durante el año 2.001, cinco (5) resultaron Dudosas o Malas.

Para las pruebas Estáticas realizadas con sensores eléctricos se determinó la presión al nivel de referencia (Datum = 4000 pies) utilizando ajuste por mínimos cuadrados. Por otra parte para las pruebas MDT se tomó un promedio aritmético de las presiones medidas en la zona productora, este fue el caso de seis (6) pozos.

A continuación se presenta un listado con los detalles de las pruebas realizadas en cada uno de los pozos para la realización del Mapa Isobárico. Asimismo, se presentan las razones por las cuales ciertas pruebas no resultaron satisfactorias.

4.2.1. Pruebas de Presión No Satisfactorias

Pozo BA-1477: La prueba estática de presión y temperatura realizada por la compañía *Operadores Venezolanos, C.A.* tiene una calidad Dudosa, ya que la presión cae con la profundidad en la curva de gas, y el nivel de fluido no coincide con el estimado por la guaya, existe inestabilidad en las presiones y es posible que el tiempo de cierre no haya sido completado.

Pozo BA-1510: La prueba estática de presión y temperatura realizada por la compañía *C & D Conex Wireline Services*, tiene una calidad Dudosa, ya que a pesar de que reporta un sistema de presiones y muestra una buena proyección del gradiente, solo se observa gas.

Pozo BA-1594: La prueba estática de presión y temperatura realizada por la compañía *Petrodatos, C.A.*, tiene una calidad Dudosa, debido a que se observa mucho gas, el nivel de fluido es bajo y solo existen dos puntos con líquido con bajo gradiente.

Pozo BA-2131: La prueba estática de presión y temperatura realizada por la compañía *Lago Wire Line, C.A.*, fue calificada como Mala, ya que únicamente midió gas y no es representativa, además, el pozo tiene muestra de arena y no correlacionó la punta de la tubería.

Pozo BA-2220: La prueba estática de presión y temperatura realizada por la compañía *C & D Conex Wireline Services*, tiene una calidad Dudosa, debido a que aunque la curva de líquidos está bien definida y segregada, no existen puntos buenos en la zona de gas, además, hubo cambios de presiones en la tubería y el revestidor durante la prueba.

4.2.2. Resumen de las Pruebas Realizadas

En las *Tablas A.2 y A.3 (Apéndice A)* se listan las principales características de las pruebas realizadas para la elaboración del Mapa Isobárico 2001, entre las que se encuentra: la fecha de realización de la prueba, la presión estática estimada, y la calificación de la misma. En la *Figura 4.2.1* se presenta el Mapa Isobárico 2.001 del yacimiento Bachaquero-02.

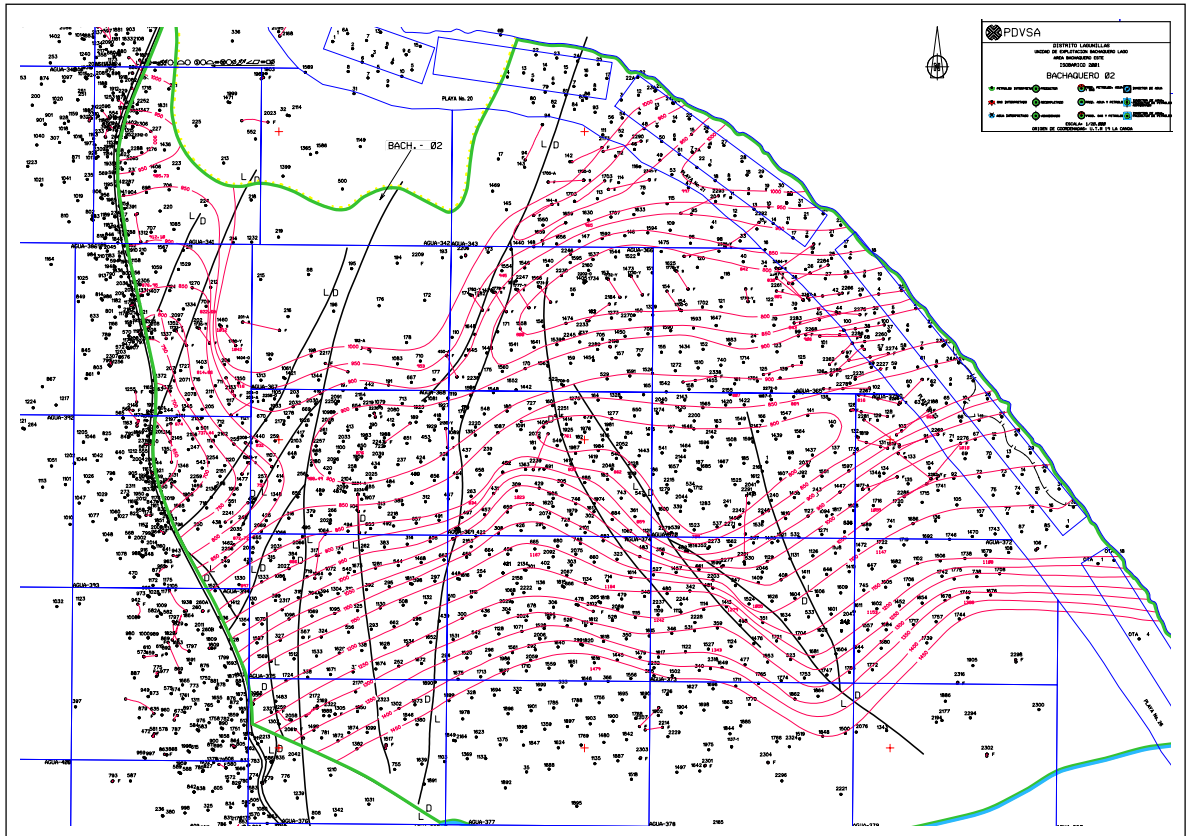


Figura 4.2.1. Mapa Isobárico 2.001 del yacimiento Bachaquero-02.

4.2.3. Recomendaciones sobre el Mapa Isobárico 2.001

Para el afinamiento del mapa, se recomienda realizar pruebas de presiones en ciertas áreas del yacimiento donde no existe suficiente información, tal es el caso de las siguientes zonas:

1. Zona Central del AGUA-370.
2. Zona Centro-Sur del AGUA-375.
3. Zona Este del AGUA-366.
4. Zona Oeste del AGUA-343.
5. Zona ubicada entre la PLAYA No. 20 y la PLAYA No. 21.

Con la realización de las pruebas antes mencionadas se podrá obtener mayor información acerca de las presiones de la zona, lo cual permitirá un mejor trazado del Mapa Isobárico 2.001.

4.3. ANÁLISIS PETROFÍSICO DEL ÁREA

El área seleccionada para el estudio de factibilidad de la Inyección Continua de Vapor esta ubicada sobre parte de las parcelas A-343, A-365, A-366, A-369 y A-370. Esta área abarca 3.007 acres (la cual se estimó a partir de un plano a escala del yacimiento) y en ella se encuentran 179 pozos, de los cuales 54 pozos cuentan con un estudio petrofísico (30,17% del total). De estos pozos, 48 son verticales (26,82% del total) y fueron los utilizados para definir las propiedades petrofísicas promedio del área.

Para cada uno de los intervalos caracterizados se calculó la arena neta total, la arena neta petrolífera, la saturación de agua inicial, la porosidad, y el volumen de arcilla. Con estos datos, y utilizando tanto, las ecuaciones de Timur, Coates y Tixier, que se presentan en la *Sección 1.4.3*, se obtuvo la permeabilidad de cada intervalo caracterizado.

El modelo de permeabilidad que mejor se ajustó a las unidades estudiadas fue la ecuación de Timur, por lo tanto será el valor que se tome para todos los cálculos necesarios.

Posteriormente, para poder definir las propiedades petrofísicas de las unidades en cada pozo, se agruparon los intervalos caracterizados que correspondían a cada unidad y se promediaron ponderando por espesor de arena neta petrolífera de cada intervalo caracterizado, la porosidad, la saturación de agua inicial y la permeabilidad. Para calcular el espesor de arena neta petrolífera de cada unidad se sumó la ANP de cada intervalo caracterizado.

Este procedimiento se realizó para cada una de las unidades (U7, U6, U5, U4, Laguna, Lagunillas Inferior y Santa Bárbara) tanto para la porosidad, la saturación de agua inicial y la permeabilidad.

Finalmente, para poder definir las propiedades petrofísicas promedio de las unidades objeto de estudio (U6 y U7) en el área seleccionada, se procedió como se indica a continuación:

Tanto el espesor de arena total como el espesor de arena neta petrolífera se obtuvieron a partir de un promedio aritmético de los 48 pozos.

Por su parte, la saturación de agua inicial y la porosidad fueron estimadas a través de un promedio ponderado por el espesor de arena neta petrolífera de cada unidad en los 48 pozos. De esta forma se obtuvieron los siguientes resultados (*Tabla 4.3.1*).

Tabla 4.3.1. Propiedades petrofísicas promedio de U6 y U7 en el área de estudio.

	U6	U7
h_{TOTAL} [pies]	106	53
h_{ANP} [pies]	74	31
Ø [%]	29,97	29,20
Swi [%]	15,75	14,61

En el *Apéndice A* se presenta un resumen de las propiedades petrofísicas de las Unidades 6 (*Tabla A.4*) y 7 (*Tabla A.5*) para los 48 pozos verticales que cuentan con un análisis petrofísico.

4.4. SELECCIÓN DEL ANÁLISIS PVT DEL FLUIDO

El yacimiento Bachaquero fue explotado desde su descubrimiento bajo un esquema de concesión que lo subdividió de dos grandes áreas: La zona lacustre, operada por Creole Petroleum Corporation y la zona de tierra, operada por Compañía Shell de Venezuela (CSV). En el área de costa existían pequeñas concesiones operadas por Mene Grande Oil Company.

Después de la Nacionalización, se reunieron las Concesiones Creole y Mene Grande bajo Lagoven y las de CSV bajo Maraven.

Actualmente, no obstante la unificación de las filiales en PDVSA, la gerencia del yacimiento sigue siendo administrada por dos diferentes distritos (Lagunillas y Tía Juana) y dos diferentes unidades de explotación (Bachaquero Lago y Tierra Este Pesado); esta subdivisión refleja la división anterior entre Lagoven y Maraven.

Desde el punto de vista de yacimiento, no hay razón para que la distribución de las propiedades siga el límite administrativo, por lo tanto se presentan los datos disponibles de manera conjunta para la parte Bachaquero Lago (Yacimiento Bachaquero-02) y para la parte Tierra Este Pesado (Yacimiento Bachaquero Tierra, Área Sur).

El yacimiento Bachaquero fue descubierto por el pozo ITA-1, que fue completado en diciembre de 1.930. En la parte de tierra, la producción empezó en septiembre de 1.936 con el pozo LB-0001, mientras que el desarrollo del lago no comenzó sino hasta 1.947.

Todas las muestras tomadas en Bachaquero-02 se recolectaron bastante tiempo después del inicio de la producción. Cabe recordar que cuando empezó el desarrollo del lago, es decir en 1.947, ya el yacimiento había producido unos 60 MMBNP de petróleo, de aproximadamente unos 310 pozos perforados por la CSV y Mene Grande¹¹.

Ya que las muestras en Bachaquero-02 fueron tomadas en áreas de menor agotamiento, comparadas con las de Bachaquero Sur, implica que cuando se inició la producción en esta parte del yacimiento, la presión era menor a la presión inicial (2.200 lpc), por lo tanto, se asumió que cuando comenzó el vaciamiento de la zona lacustre del yacimiento, esta

se encontraba a la presión de burbujeo (1.932 lpc), y bajo estas suposiciones se realizaron los cálculos en este trabajo.

La posibilidad de la existencia de una capa de gas original de gas fue analizada concluyéndose que el yacimiento estuvo originalmente en condición de sub-saturación¹¹.

La condición de saturación del petróleo al momento del muestreo, así como del inicio de la producción en el yacimiento Bachaquero-02, es un factor determinante para el Análisis PVT.

El Análisis PVT que se utilizó corresponde a una muestra representativa de la segregación Bachaquero Heavy (BH) de 15 °API, cuya presión de burbujeo es 1.932 lpc. A continuación se presentan los parámetros PVT del fluido característico del área (*Tabla 4.4.1*).

Tabla 4.4.1. Parámetros PVT para la segregación Bachaquero Heavy (BH) de 15 °API.

Presión [lpc]	Bo [BY/BN]	Rs [PCN/BN]	Bg [BY/PCN]	Bw [BY/BN]
0	1,03400	0	0,03500	1,0142
200	1,04235	17,00	0,01000	1,0135
400	1,05070	38,00	0,00675	1,0129
600	1,05905	58,00	0,00445	1,0123
800	1,06740	79,00	0,00330	1,0117
900	1,07178	89,00	0,00280	1,0114
1000	1,07575	99,00	0,00260	1,0110
1200	1,08410	121,00	0,00215	1,0104
1400	1,09245	141,00	0,00182	1,0098
1600	1,10080	162,00	0,00159	1,0092
1800	1,10915	183,00	0,00140	1,0086
1932	1,11474	220,10	0,00131	1,0082

En las *Figuras 4.4.1, 4.4.2 y 4.4.3* se puede observar el comportamiento de los parámetros PVT en función de la presión, así como la ecuación que mejor se ajusta a este comportamiento.

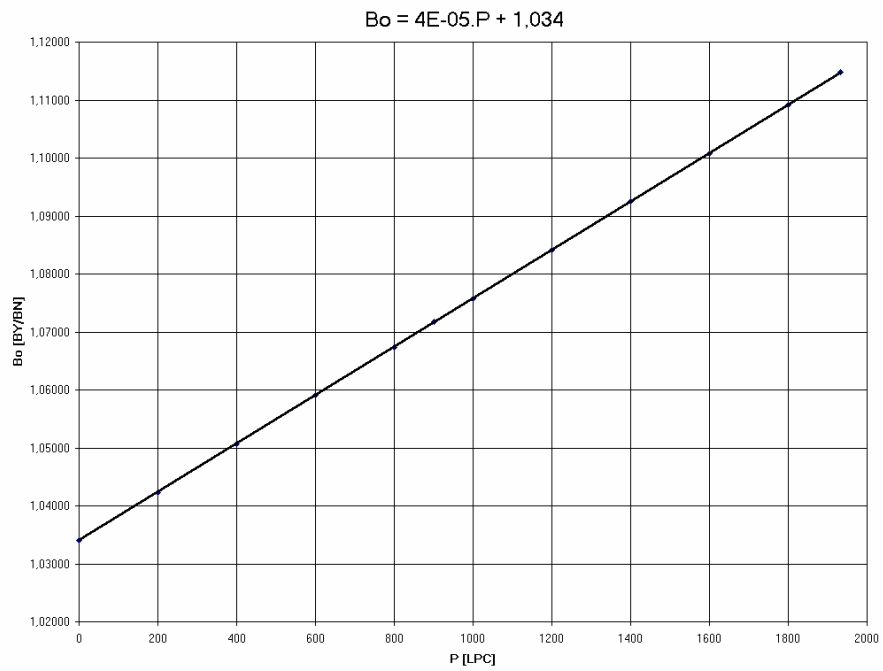


Figura 4.4.1. Factor Volumétrico de Formación del petróleo en función de la presión.

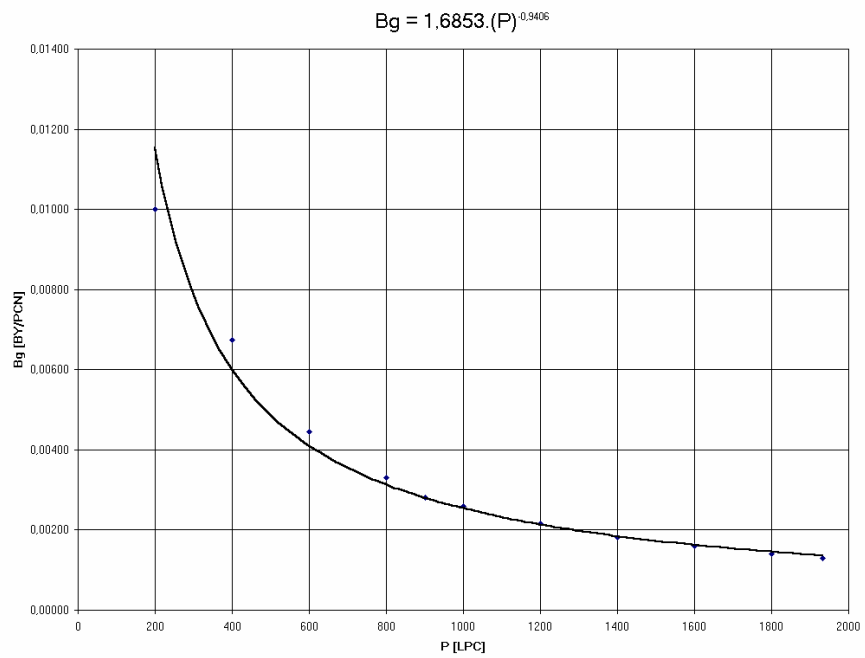


Figura 4.4.2. Factor Volumétrico de Formación del gas en función de la presión.

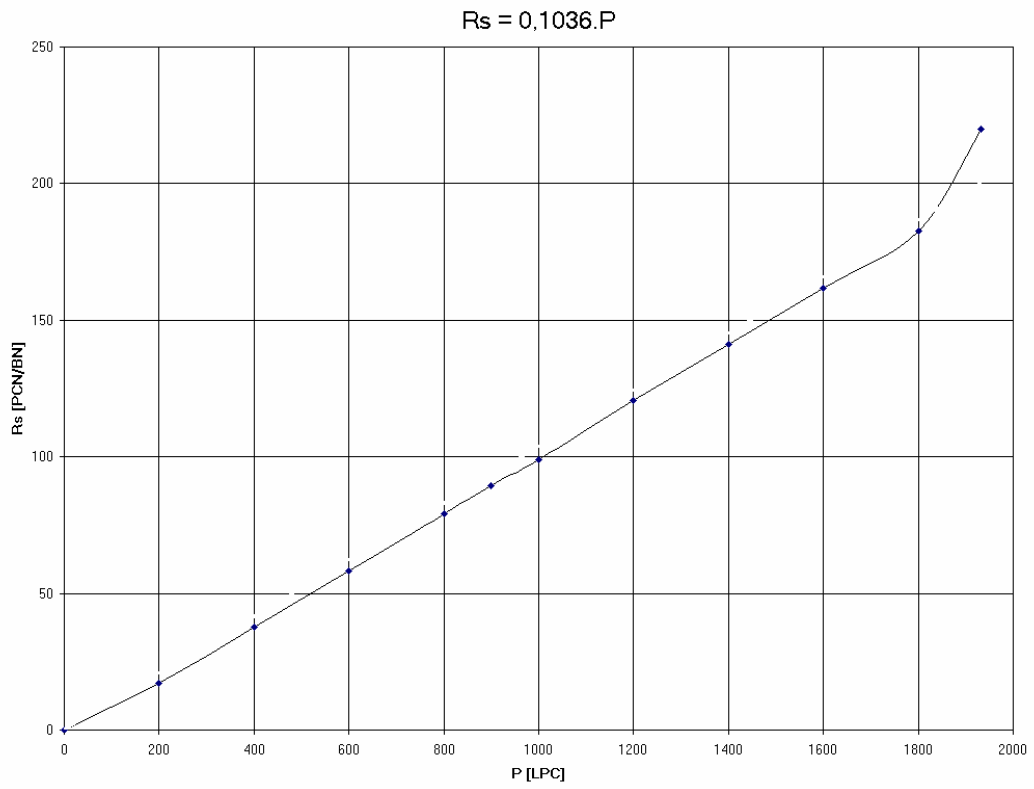


Figura 4.4.3. Relación Gas-Petróleo en Solución del crudo en función de la presión.

4.5. ESTIMACIÓN VOLUMÉTRICA DEL POES Y DEL GOES

El área seleccionada para el Estudio de Factibilidad de la Inyección Continua de Vapor abarca 3007 acres.

A partir de los resultados del estudio petrofísico del área (*Sección 4.3*) se conocen los valores promedio de porosidad, y saturación de agua inicial ponderados, así como el espesor de arena neta petrolífera de las Unidades 6 y 7, los cuales se pueden observar en la *Tabla 4.3.1*.

Por otra parte, del análisis PVT (*Tabla 4.4.1*) del crudo del área (15°API), se tomaron los valores del Factor Volumétrico de Formación Inicial del petróleo ($Boi = 1,11474$ BY/BN) y la Relación Gas-Petróleo en Solución Inicial ($Rsi = 220,1$ PCN/BN).

Conocidos todos estos valores se estimó el Petróleo Original en Sitio volumétricamente con la siguiente ecuación:

$$N = \frac{7.758 \cdot A \cdot h_{ANP} \cdot \phi \cdot (1 - Swi)}{Boi} \quad \text{Ec. 4.5.1}$$

Donde:

N: Petróleo Original en Sitio [BNP]

A: Área [acres]

h_{ANP} : Espesor de arena neta petrolífera [pies]

ϕ : Porosidad [fracción]

Swi : Saturación de agua inicial [Facción]

Boi : Factor Volumétrico de Formación Inicial del Petróleo [BY/BN]

Ya que se asumió que el crudo en el área de estudio se encontraba inicialmente saturado, a la Presión de Burbujeo, todo el gas del área estaba disuelto en el petróleo y se puede estimar el Gas Original en Sitio a partir de la siguiente ecuación:

$$G_{sol} = N \cdot Rsi \quad \text{Ec. 4.5.2}$$

Donde:

G_{sol} = G: Gas Original en Sitio [PCN]

Rsi: Relación Gas-Petróleo en Solución Inicial [PCN/BN]

El Petróleo y el Gas Original en Sitio de ambas unidades, estimado volumétricamente, se presentan a continuación (*Tabla 4.5.1*), así como una comparación con el total del yacimiento (*Tabla 4.5.2* y *Figura 4.5.1*).

Tabla 4.5.1. POES y GOES de U6 y U7, estimado volumétricamente.

	U6	U7
N [MMBNP]	391,092	161,786
G [MMMPCN]	86,079	35,609

Tabla 4.5.2. Comparación del POES y el GOES del área de estudio con el total del yacimiento.

	Total (I.C.V.)	BACHAQUERO-02	% Afectado
N [MMBNP]	552,878	9.079,490	6,09
G [MMMPCN]	121,689	1.815,898	6,70

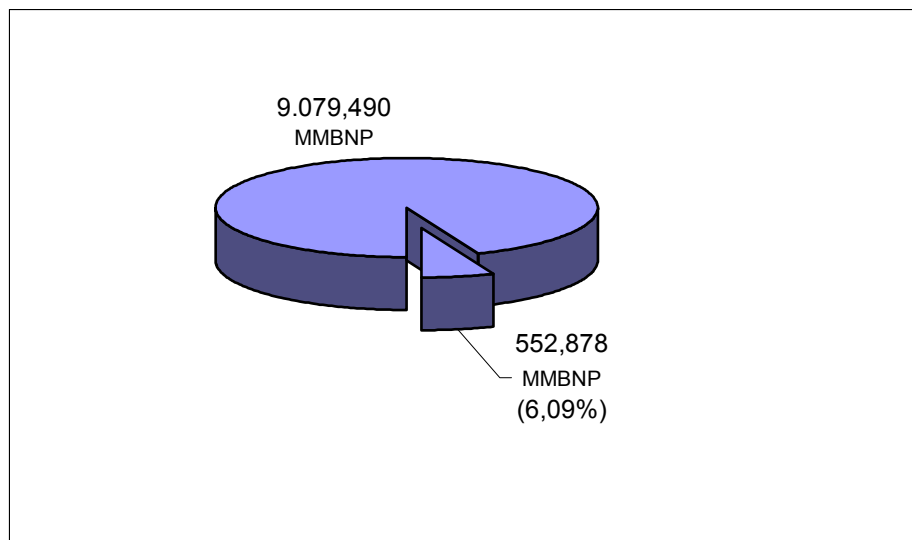


Figura 4.5.1. Comparación del POES del área de estudio con el del yacimiento.

4.6. ESTIMACIÓN DE LA PRODUCCIÓN ACUMULADA DE U6 Y U7

La mayoría de los pozos productores de todo el yacimiento están o han estado abiertos a producción en varias de las arenas, y en algunos casos en todas ellas (desde U7 hasta U1). Por esta razón, para poder obtener la producción acumulada proveniente únicamente de U6 y U7, había que ponderarlas de alguna forma.

La ponderación fue realizada de acuerdo a la capacidad de flujo de cada uno de los intervalos abiertos. Asumiendo que la capacidad de flujo de cada arena es equivalente al producto de la permeabilidad de la arena y el espesor de arena neta petrolífera.

$$\text{Capacidad de Flujo} = K \cdot h_{ANP}$$

Además de esto, debido al hecho de que los intervalos abiertos en un pozo varían de acuerdo al periodo de tiempo, la estimación de la producción ponderada por la capacidad de flujo se realizó por intervalos de tiempo.

A continuación se presenta un ejemplo de cómo se realizó la estimación de la producción proveniente de U6 y U7, para cada pozo del área objeto de estudio.

Para el pozo BA-1416, se presentan los intervalos abiertos a producción por periodos de tiempo (*Tabla 4.6.1*).

Tabla 4.6.1. Unidades abiertas a producción por intervalos de tiempo, del pozo BA-1416.

FECHA	UNIDADES ABIERTAS		
	Febrero-78	Enero-92	Enero-96
U7			X
U6	X	X	X
U5	X	X	X
U4	X		
U3			
U2			
U1			

Además, a partir del estudio petrofísico del área se conocen las siguientes propiedades por unidades para este pozo (en los casos donde no se contaba con la petrofísica del pozo, se tomó la del pozo vecino más próximo con valores conocidos):

Tabla 4.6.2. Propiedades petrofísicas por unidades del pozo B-1416.

UNIDAD	h_{ANP} [pies]	K [mD]	K. h_{ANP} [md.pies]
U7	6	1.078	6.468
U6	57	736	41.952
U5	48	467	22.416
U4	34	134	4.556

También se conoce la historia de producción acumulada hasta el final de cada intervalo de tiempo, donde cambian las unidades productoras (*Tabla 4.6.3*).

Tabla 4.6.3. Historia de producción acumulada del pozo BA-1416.

FECHA	N_p [BN]	G_p [PCN]	W_p [BN]
Febrero-78	4.448	970.000	221
Enero-92	560.136	474.827.000	84.339
Enero-96	733.607	704.116.000	109.801

Entre el inicio de la producción del pozo (30/11/1.977) y febrero del año 1.978, se encontraban abiertas a producción las Unidades 4, 5 y 6, así que la producción estimada proveniente de U6 es:

$$\text{Producción}_{U6} = \text{Producción}_{\text{TOTAL}} \cdot \left(\frac{k \cdot h_{ANP U6}}{k \cdot h_{ANP \text{ TOTAL}}} \right) \quad \text{Ec. 4.6.1}$$

De igual forma la producción estimada proveniente de U7 es:

$$\text{Producción}_{U7} = \text{Producción}_{\text{TOTAL}} \cdot \left(\frac{k \cdot h_{ANP U7}}{k \cdot h_{ANP \text{ TOTAL}}} \right) \quad \text{Ec. 4.6.2}$$

Donde la capacidad de flujo total corresponde a la sumatoria de las capacidades de flujo de todas las unidades abiertas durante ese intervalo de tiempo.

$$k \cdot h_{ANP\ TOTAL} = k \cdot h_{ANP\ U4} + k \cdot h_{ANP\ U5} + k \cdot h_{ANP\ U6}$$

Pero, ya que para este primer periodo de tiempo, la Unidad 7 no se encontraba abierta a producción tenemos que:

$$\text{Producción}_{U7} = 0$$

Mientras que para la Unidad 6 se tiene:

$$\text{Producción}_{U6} = \text{Producción}_{TOTAL} \cdot \left(\frac{k \cdot h_{ANP\ U6}}{k \cdot h_{ANP\ TOTAL}} \right)$$

Es decir:

$$\Delta Np_{U6} = \Delta Np_{TOTAL} \cdot \left(\frac{k \cdot h_{ANP\ U6}}{k \cdot h_{ANP\ TOTAL}} \right) \quad \text{Ec. 4.6.3}$$

$$\Delta Gp_{U6} = \Delta Gp_{TOTAL} \cdot \left(\frac{k \cdot h_{ANP\ U6}}{k \cdot h_{ANP\ TOTAL}} \right) \quad \text{Ec. 4.6.4}$$

$$\Delta Wp_{U6} = \Delta Wp_{TOTAL} \cdot \left(\frac{k \cdot h_{ANP\ U6}}{k \cdot h_{ANP\ TOTAL}} \right) \quad \text{Ec. 4.6.5}$$

Donde:

$$k \cdot h_{ANP\ TOTAL} = k \cdot h_{ANP\ U4} + k \cdot h_{ANP\ U5} + k \cdot h_{ANP\ U6}$$

De igual forma, para el segundo intervalo de producción, entre febrero de 1.978 y enero de 1.992, la producción estimada proveniente de la Unidad 6 será:

$$\Delta Np_{U6} = \Delta Np_{TOTAL} \cdot \left(\frac{k \cdot h_{ANP\ U6}}{k \cdot h_{ANP\ TOTAL}} \right)$$

$$\Delta Gp_{U6} = \Delta Gp_{TOTAL} \cdot \left(\frac{k \cdot h_{ANP U6}}{k \cdot h_{ANP TOTAL}} \right)$$

$$\Delta Wp_{U6} = \Delta Wp_{TOTAL} \cdot \left(\frac{k \cdot h_{ANP U6}}{k \cdot h_{ANP TOTAL}} \right)$$

Donde:

$$k \cdot h_{ANP TOTAL} = k \cdot h_{ANP U5} + k \cdot h_{ANP U6}$$

Mientras que nuevamente la producción proveniente de U7 es nula, ya que esta unidad no se encontraba abierta a producción en este segundo periodo de tiempo.

Para el tercero y último periodo de producción de este pozo, entre enero de 1.992 y enero de 1.996, la producción estimada proveniente de la Unidad 6 será:

$$\Delta Np_{U6} = \Delta Np_{TOTAL} \cdot \left(\frac{k \cdot h_{ANP U6}}{k \cdot h_{ANP TOTAL}} \right)$$

$$\Delta Gp_{U6} = \Delta Gp_{TOTAL} \cdot \left(\frac{k \cdot h_{ANP U6}}{k \cdot h_{ANP TOTAL}} \right)$$

$$\Delta Wp_{U6} = \Delta Wp_{TOTAL} \cdot \left(\frac{k \cdot h_{ANP U6}}{k \cdot h_{ANP TOTAL}} \right)$$

Y la proveniente de U7 será:

$$\Delta Np_{U7} = \Delta Np_{TOTAL} \cdot \left(\frac{k \cdot h_{ANP U7}}{k \cdot h_{ANP TOTAL}} \right)$$

Ec. 4.6.6

$$\Delta Gp_{U7} = \Delta Gp_{TOTAL} \cdot \left(\frac{k \cdot h_{ANP U7}}{k \cdot h_{ANP TOTAL}} \right) \quad \text{Ec. 4.6.7}$$

$$\Delta Wp_{U7} = \Delta Wp_{TOTAL} \cdot \left(\frac{k \cdot h_{ANP U7}}{k \cdot h_{ANP TOTAL}} \right) \quad \text{Ec. 4.6.8}$$

Donde:

$$k \cdot h_{ANP TOTAL} = k \cdot h_{ANP U5} + k \cdot h_{ANP U6} + k \cdot h_{ANP U7}$$

Luego, la producción acumulada hasta la fecha actual (septiembre del 2.001) proveniente de las Unidades 6 y 7 se obtiene a partir de:

Para la Unidad 6:

$$Np_{U6 (Actual)} = \Delta Np_{U6 (1er Periodo)} + \Delta Np_{U6 (2do Periodo)} + \Delta Np_{U6 (3er Periodo)}$$

$$Gp_{U6 (Actual)} = \Delta Gp_{U6 (1er Periodo)} + \Delta Gp_{U6 (2do Periodo)} + \Delta Gp_{U6 (3er Periodo)}$$

$$Wp_{U6 (Actual)} = \Delta Wp_{U6 (1er Periodo)} + \Delta Wp_{U6 (2do Periodo)} + \Delta Wp_{U6 (3er Periodo)}$$

Y para la Unidad 7:

$$Np_{U7 (Actual)} = \Delta Np_{U7 (1er Periodo)} + \Delta Np_{U7 (2do Periodo)} + \Delta Np_{U7 (3er Periodo)}$$

$$Gp_{U7 (Actual)} = \Delta Gp_{U7 (1er Periodo)} + \Delta Gp_{U7 (2do Periodo)} + \Delta Gp_{U7 (3er Periodo)}$$

$$Wp_{U7 (Actual)} = \Delta Wp_{U7 (1er Periodo)} + \Delta Wp_{U7 (2do Periodo)} + \Delta Wp_{U7 (3er Periodo)}$$

A continuación se muestran los volúmenes de Petróleo, Gas y Agua producidos durante cada intervalo de tiempo, provenientes de las Unidades 6 y 7 (*Tablas 4.6.4 y 4.6.5*).

Tabla 4.6.4. Producción estimada de U6 por intervalos de tiempo, para el pozo BA-1416.

FECHA	$\Delta Np_{U6 \text{ y } U7}$ [BN]	$\Delta Gp_{U6 \text{ y } U7}$ [PCN]	$\Delta Wp_{U6 \text{ y } U7}$ [BN]
Febrero-78	2.707	590.000	135
Enero-92	362.171	308.838.000	54.824
Enero-96	102.737	135.794.000	15.080

Tabla 4.6.5. Producción estimada de U7 por intervalos de tiempo, para el pozo BA-1416.

FECHA	$\Delta Np_{U6 \text{ y } U7}$ [BN]	$\Delta Gp_{U6 \text{ y } U7}$ [PCN]	$\Delta Wp_{U6 \text{ y } U7}$ [BN]
Febrero-78	0	0	0
Enero-92	0	0	0
Enero-96	15.840	20.936.000	2.325

Tabla 4.6.6. Producción acumulada estimada de U6 y U7, para el pozo BA-1416.

Actual @09/2001	$Np_{U6 \text{ y } U7}$ [BN]	$Gp_{U6 \text{ y } U7}$ [PCN]	$Wp_{U6 \text{ y } U7}$ [BN]
U6	467.615	445.222.000	70.038
U7	15.840	20.936.000	2.325

Finalmente, la producción acumulada de petróleo, gas y agua de toda el área objeto de estudio se obtuvo sumando la producción de cada uno de los pozos. En el *Apéndice A* se muestra la producción acumulada estimada en cada uno de los pozos, proveniente de U6 (*Tabla A.6*) y U7 (*Tabla A.7*), y en la *Tabla 4.6.7* se presenta el total de toda el área.

Tabla 4.6.7. Producción acumulada estimada de U6 y U7, de toda el área de estudio.

	Np [BN]	Gp [MPCN]	Wp [BN]
U6	100.843.227	60.218.830	8.964.746
U7	41.774.936	24.805.457	5.178.393
Total	142.618.163	85.024.287	14.143.139

4.7. ESTIMACIÓN DEL PETRÓLEO REMANENTE Y LA SATURACIÓN ACTUAL DE LOS FLUIDOS

Conociendo el Petróleo Original en Sitio del Área, estimado volumétricamente en 391,092 y 161,786 MMBNP, para U6 y U7 respectivamente, y además habiendo estimado la producción acumulada de petróleo hasta la fecha (Actual @ 09/2001), se estimó el volumen de petróleo remanente en el área como la diferencia de ambos.

$$N_{remU6} = N - Np_{U6} \quad \text{Ec. 4.7.1}$$

$$N_{remU7} = N - Np_{U7} \quad \text{Ec. 4.7.2}$$

Donde:

N_{rem} : Petróleo remanente en el área [BNP]

N : Petróleo Original en Sitio del área [BNP]

Np : Producción acumulada de petróleo proveniente de U6 y U7 [BNP]

A partir de este balance, obtenemos que la cantidad de petróleo remanente en las dos unidades dentro del área de estudio es igual a 410,260 MMBNP, esto equivale a un Factor de Recobro (primario y secundario) de 25,80%.

Así mismo, sabiendo el volumen poroso del área, el cual fue estimado volumétricamente a partir de los datos petrofísicos de espesor de arena neta petrolífera, y porosidad, se determino la saturación actual de petróleo con la siguiente ecuación:

$$S_o = \frac{N_{rem} \cdot B_o \cdot 100}{V_p} \quad \text{Ec. 4.7.3}$$

Donde:

S_o : Saturación actual de petróleo en el área [%]

B_o : Factor Volumétrico de Formación Petróleo a la presión actual [BY/BN]

V_p : Volumen poroso del área [BY]

Para estimar la saturación de gas, se realizó un balance de todo el gas del yacimiento, donde se conoce que el Gas Original en Sitio, está distribuido en cualquier instante, entre el gas producido hasta el momento, el gas que se encuentra todavía en solución en el yacimiento y el gas libre en el yacimiento.

$$G = G_p + G_{\text{rem sol}} + G_{\text{libre}} \quad \text{Ec. 4.7.4}$$

$$G_{\text{rem sol}} = (N - N_p) \cdot R_s \quad \text{Ec. 4.7.5}$$

Donde:

G: Gas Original en Sitio en el área [PCN]

G_p: Producción acumulada de gas proveniente de U6 y U7 [PCN]

G_{rem sol}: Gas Remanente en solución en el yacimiento [PCN]

G_{libre}: Gas Libre en el yacimiento [PCN]

R_s: Relación Gas-Petróleo en Solución [PCN/BN]

Agrupando, y despejando el Gas Libre en el yacimiento de la ecuación anterior tenemos:

$$G_{\text{libre}} = G - G_p - (N - N_p) \cdot R_s \quad \text{Ec. 4.7.6}$$

Luego, la saturación actual de gas en el yacimiento se estimó en menos del 1% a partir de la siguiente ecuación:

$$S_g = \frac{G_{\text{libre}} \cdot B_g \cdot 100}{V_p} \quad \text{Ec. 4.7.7}$$

Donde:

S_g: Saturación Actual de Gas en el área [%]

B_g: Factor Volumétrico de Formación del Gas [BY/PCN]

Y por último, la saturación actual de agua en el yacimiento se obtuvo por diferencia, sabiendo que el volumen poroso del yacimiento está saturado 100% de petróleo, gas y agua.

$$S_o + S_g + S_w = 100\% \quad \text{Ec. 1.4.3}$$

Y despejando tenemos:

$$S_w = 100\% - S_o + S_g$$

A continuación se presentan los resultados obtenidos de los cálculos anteriores (*Tabla 4.7.1*), para las dos unidades por separado:

Tabla 4.7.1. Petróleo remanente y saturación actual, en el área de estudio.

	U6	U7
N_{rem} [MMBN]	290,249	120,011
FR [%]	25,79	25,82
S_o [%]	60,12	60,90
S_g [%]	0,02	0,16
S_w [%]	39,87	38,94

4.8. APLICACIÓN DE LA ECUACIÓN DE BALANCE DE MATERIALES

4.8.1. Inyección de Agua en el Yacimiento

En el Modelo Estático¹⁰, realizado en el Estudio Integrado del yacimiento Bachaquero-02, se indicó que no existen zonas de comprobada comunicación vertical entre las unidades del Miembro Bachaquero (U7, U6, U5 y U4) y que las zonas con posible comunicación, es decir, aquellas con un espesor de Lutita menor de 5 pies, son escasas, por lo que las unidades, muy probablemente, no tienen comunicación y por lo tanto deben controlarse de manera independiente.

Debido a esto, en el Modelo Dinámico¹¹ se presentan los volúmenes de agua inyectados hasta diciembre de 1.998, por regiones y por unidades.

Es de nuestro interés el agua inyectada en el área objeto de estudio para el proyecto de ICV, a fin de poder realizar un balance de materiales de la zona.

A continuación se presentan las parcelas correspondientes a las Regiones 2 y 3, donde esta incluida toda el área de estudio (*Tabla 4.8.1 y Figura 4.8.1*):

Tabla 4.8.1. Parcelas que componen las Regiones 2 y 3 de inyección de agua.

	REGIÓN 2	REGIÓN 3
	343	365
	366	370
PARCELAS	369	373
	374	378
	377	

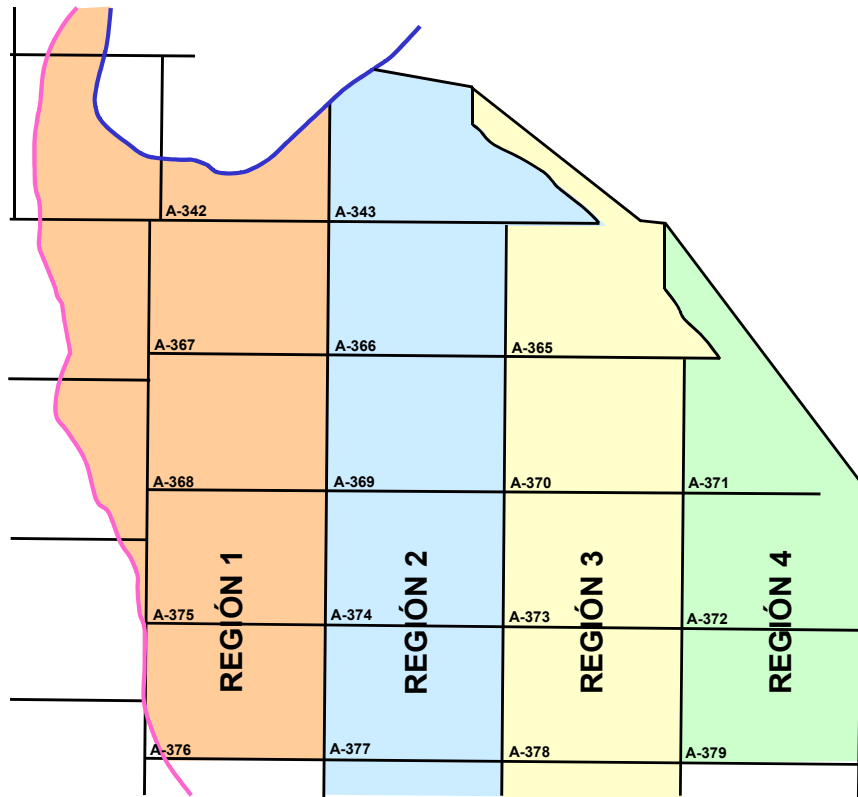


Figura 4.8.1. Regiones de inyección de agua en el yacimiento Bachaquero-02.

Así mismo, se presentan los pozos inyectoros de las Unidades 6 y 7 en cada una de las regiones (Tabla 4.8.2).

Tabla 4.8.2. Pozos inyectoros de agua ubicados en las Regiones 2 y 3.

	REGIÓN 2		REGIÓN 3	
	U6	U7	U6	U7
POZOS		BA-1978		
		BA-1894		
	BA-2164	BA-1896	BA-1696	BA-2165
	BA-1898	BA-1892	BA-1975	BA-2296
	BA-1892	BA-1895	BA-2076	BA-2221
	BA-1895	BA-1518	BA-2304	BA-2301
	BA-1518	BA-2303		
	BA-1903	BA-1359		
		BA-1893		

Para diciembre de 1.998 se inyectaban a través de estos pozos, 65.020 BNA/D en la Región 2 y 24.782 BNA/D en la Región 3. Y para la misma fecha se habían acumulado 253,5 MMBNA y 74,9 MMBNA, en la Regiones 2 y 3 respectivamente.

Estos elevados volúmenes de agua inyectado en la zona de interés, en comparación con la producción acumulada de agua estimada en el área (8,965 y 5,178 MMBNA para U6 y U7 respectivamente), han causado un incremento de la saturación de agua, para tener una saturación actual de agua casi del 40%.

Así, se estimó el volumen de agua que ha entrado al área objeto de estudio producto de la inyección, a través de un balance de toda el agua de la zona, tomando en cuenta el volumen de agua producida, así como los volúmenes de agua inicial y actual en el yacimiento:

$$W_{\text{actual}} = W_{\text{inicial}} + W_{\text{iny}} \cdot Bw - Wp \cdot Bw \quad \text{Ec. 4.8.1}$$

$$W_{\text{inicial}} = Vp \cdot Swi \quad \text{Ec. 4.8.2}$$

$$W_{\text{actual}} = Vp \cdot Sw_{\text{actual}} \quad \text{Ec. 4.8.3}$$

Donde:

W_{actual} : Volumen de agua actual en el yacimiento [BY]

W_{inicial} : Volumen de agua Inicial en el yacimiento [BY]

W_{iny} : Volumen de agua proveniente de la inyección en el área [BN]

Wp : Volumen de agua producida proveniente de U6 y U7 [BN]

Bw : Factor Volumétrico de Formación del Agua [BY/BN]

Así, combinando y despejando de las ecuaciones anteriores, se calculo el volumen de agua proveniente de la inyección en 133,768 y 56,558 MMBNA para U6 y U7 respectivamente, a partir de la siguiente ecuación:

$$W_{\text{iny}} = \frac{Vp \cdot (Sw_{\text{actual}} - Sw_{\text{inicial}}) + Wp \cdot Bw}{Bw} \quad \text{Ec. 4.8.4}$$

4.8.2. Cálculo del POES a partir de la Ecuación de Balance de Materiales

Para realizar el balance de materiales en el área de estudio, se supuso que al momento de iniciarse la producción, el yacimiento se encontraba a la Presión Burbujeo (1.932 lpc), como se planteó en la *Sección 4.4*. Para esa presión las propiedades del petróleo según el análisis PVT disponible corresponden a:

Factor Volumétrico de Formación Inicial del Petróleo, $B_{oi} = 1,11474$ BY/BN

Relación Gas-Petróleo en Solución Inicial, $R_{si} = 221,10$ PCN/BN

Además de esto, el área de estudio tiene una presión volumétricamente ponderada (*Sección 1.5.2 y 1.6.1*), la cual se estimó en 900 lpc, luego de la elaboración del Mapa Isobárico 2.001 del yacimiento (*Sección 4.2*).

Sumado a esto, la producción de todos los pozos de la zona, ha drenado petróleo de toda el área en estudio, por lo cual la totalidad del petróleo en Sitio, puede considerarse como **Activo** para los fines de la aplicación de la Ecuación de Balance de Materiales (ver *Sección 1.6.1.2*).

Para la presión actual (900 lpc) las propiedades del petróleo según el análisis PVT disponible corresponden a:

Factor Volumétrico de Formación del Petróleo, $B_o = 1,07178$ BY/BN

Relación Gas-Petróleo en Solución, $R_s = 89,00$ PCN/BN

Factor Volumétrico de Formación del Gas, $B_g = 0,002804896$ BY/PCN

Factor Volumétrico de Formación del Agua, $B_w = 1,01$ BY/BN

Conocidos los parámetros PVT, y habiendo estimado la producción acumulada de los fluidos y el volumen de agua que ha entrado al área objeto de estudio se procedió al cálculo del Petróleo Original en Sitio a partir de la EBM con las suposiciones antes

mencionadas. Por lo tanto la EBM para estas condiciones queda expresada de la siguiente forma:

$$N \cdot [(Bo - Boi) + (Rsi - Rs) \cdot Bg] + W_{iny} \cdot Bw = Np \cdot [Bo + (Rp - Rs) \cdot Bg] + Wp \cdot Bw$$

Ec. 1.6.5

Donde:

N: Petróleo Original en Sitio [BN]

Boi: Factor Volumétrico de Formación Inicial del Petróleo (a $P_b = 1.932$ lpc) [BY/BN]

Bo: Factor Volumétrico de Formación del Petróleo (a $P_{actual} = 900$ lpc) [BY/BN]

Rsi: Relación Gas-Petróleo en Solución Inicial (a $P_b = 1.932$ lpc) [PCN/BN]

Rs: Relación Gas-Petróleo en Solución (a $P_{actual} = 900$ lpc) [PCN/BN]

Bg: Factor Volumétrico de Formación del Gas (a $P_{actual} = 900$ lpc) [BY/PCN]

Bw: Factor Volumétrico de Formación del Agua (a $P_{actual} = 900$ lpc) [BY/BN]

Np: Producción acumulada de petróleo proveniente de U6 y U7 [BN]

Rp: Relación Gas-Petróleo Producido Acumulado [PCN/BN]

Wp: Producción acumulada de agua proveniente de U6 y U7 [BN]

W_{iny} : Volumen de agua que ha entrado al área producto de la inyección [BN]

Despejando de la ecuación anterior, se calculo el Petróleo Original en Sitio, para las dos unidades. El cálculo para la Unidad 6 se presenta a continuación, y en la *Tabla 4.8.3* se presentan los resultados obtenidos:

$$N = \frac{100,843 \cdot 10^6 \cdot [1,07178 + (597,15 - 89) \cdot 0,0028] + 8,965 \cdot 10^6 \cdot 1,01 - 133,768 \cdot 10^6 \cdot 1,01}{(1,07178 - 1,11474) + (220,01 - 89) \cdot 0,0028}$$

$$N = 387.181.018 \text{ BNP}$$

Tabla 4.8.3. POES de U6 y U7, calculado a partir de la EBM.

	U6	U7
N [MMBNP]	387,181	163,404

Estos valores de Petróleo Original en Sitio son similares a los obtenidos volumétricamente, por lo cual se corroboran las estimaciones realizadas tanto de la producción acumulada de fluidos, como del volumen de agua que ha entrado al área producto de la Inyección.

CAPÍTULO 5

SELECCIÓN DE LOS ARREGLOS

CAPITULO 5 – SELECCIÓN DE LOS ARREGLOS

Ya seleccionada y caracterizada el área con mayor prospectividad para la Inyección Continua de Vapor, se prosiguió a hacer una revisión de la geología, para lo cual se realizaron mas de 30 correlaciones estratigráficas en dirección sureste-noroeste y suroeste-noreste, lo cual permitió definir las unidades sedimentarias que conforman el yacimiento en esta área, así como su extensión y continuidad, tanto lateral como vertical. Por otra parte se considera los aspectos estructurales como de poco riesgo para el desarrollo de este proyecto.

Al realizar las correlaciones estratigráficas se seleccionó como datum estratigráfico el tope del Miembro Bachaquero por ser este un excelente marcador correlacionable fácilmente en todos los registros de los pozos del área. Ya seleccionado el datum, el siguiente paso fue construir el mallado de secciones que cubran toda el área de interés.

La subdivisión de cada unidad fue hecha basada en la correlación de superficies de inundación "FS". Estas superficies se detectan en los registros por un aumento del GR y/o la tendencia de la curva del SP es hacia la derecha. En cuanto a la resistividad se nota una fuerte disminución.

Las consideraciones geológicas para la selección de los arreglos se basan en seleccionarlos en aquellas áreas en donde la continuidad de las arenas y su espesor presentaban las mejores características. Estas propiedades geológicas deben ser consistentes tanto en los pozos inyectores como en los productores.

Con la infraestructura actual, dentro del área seleccionada, se pueden ubicar un máximo de 33 hexágonos (*Figura 5.1.1*). Pero no todos los hexágonos del área son potenciales candidatos a ser arreglos para ICV, por lo cual, a través de un estudio estratigráfico de la continuidad lateral de las Unidades 6 y 7 se realizó la selección de la mayor cantidad de arreglos posibles, bajo tres modalidades distintas.

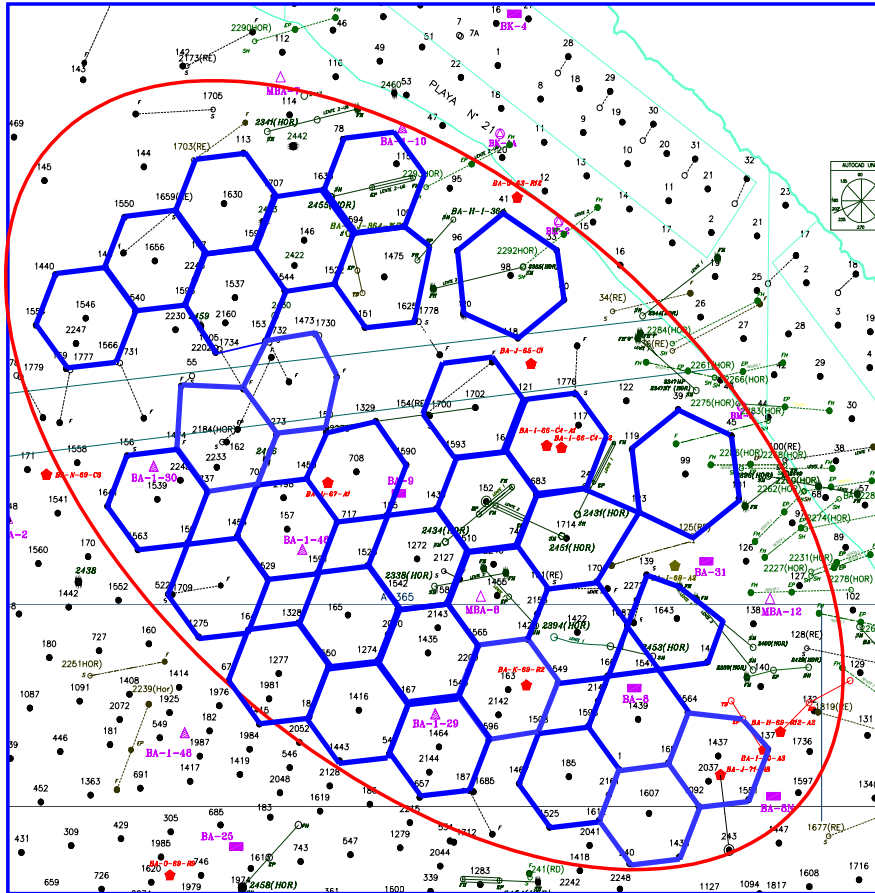


Figura 5.1.1. Distribución del máximo número de hexágonos (33) en el área.

- a) **Modalidad 1:** Bajo esta modalidad se inyectarán simultáneamente U6 y U7. La formación suprayacente sería el sello FS7, mientras que la subyacente sería el sello FS5. Además de esto, debido al poco espesor del sello FS6 que se encuentra entre las formaciones productoras, el flujo de calor que ocurre a través de la misma pasa de una unidad a otra, por lo que no se contabiliza como pérdidas, ya que se están calentando las dos formaciones de interés (*Figura 5.1.2*).

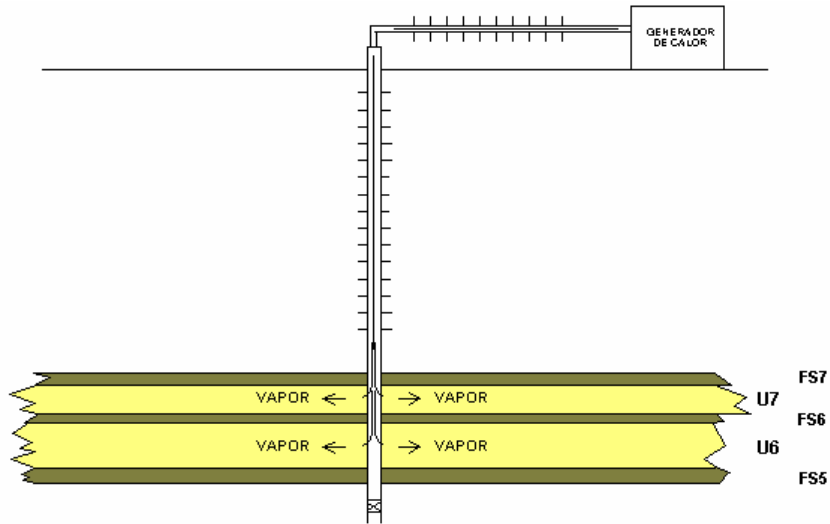


Figura 5.1.2. Esquema de la ICV, bajo la Modalidad 1.

b) **Modalidad 2:** Esta modalidad, implica únicamente la inyección de la Unidad 6, por lo cual las formaciones adyacentes serían los sellos FS6 y FS5 (Figura 5.1.3).

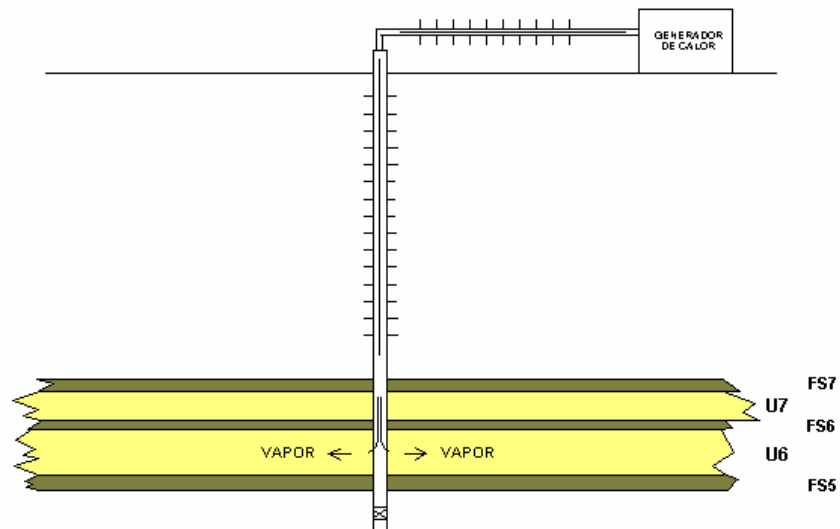


Figura 5.1.3. Esquema de la ICV, bajo la Modalidad 2.

c) **Modalidad 3:** Bajo esta modalidad, únicamente se inyectara vapor en la unidad 7, siendo las formaciones adyacentes los sellos FS7 y FS6 (Figura 5.1.4).

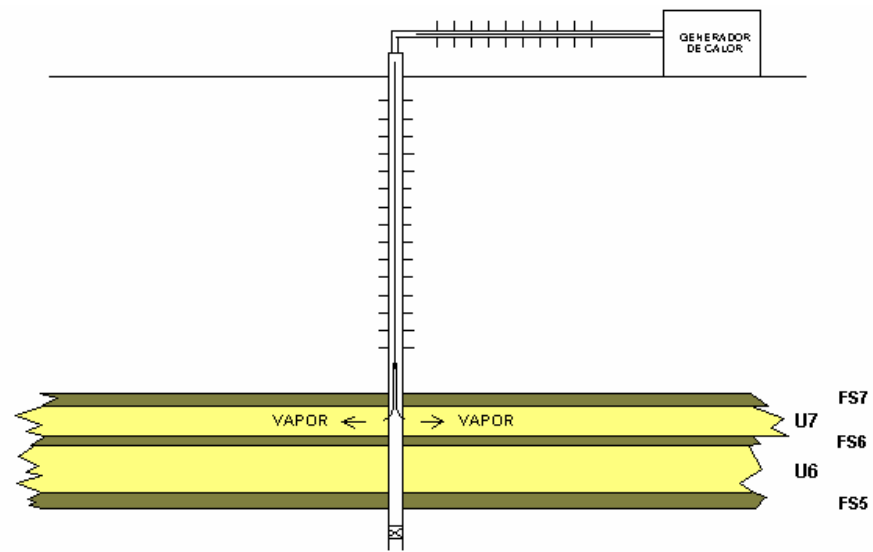
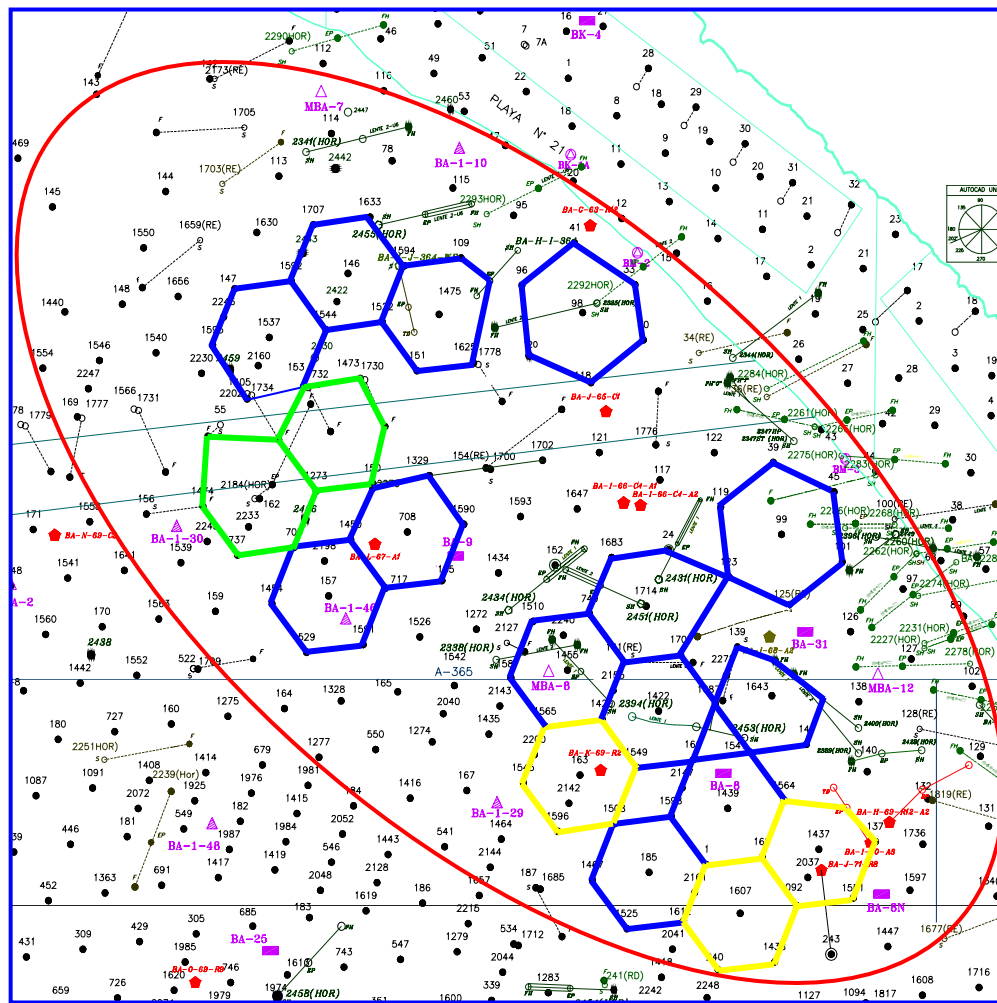


Figura 5.1.4. Esquema de la ICV, bajo la Modalidad 3.

Finalmente se realizó un mapa de perfiles eléctricos de las unidades objetivo (U6 y U7), del cual se seleccionaron los arreglos con buena continuidad lateral, tratando de obtener la mayor cantidad de reservas producto de la ICV, por lo que primero se eligieron todos los arreglos existentes bajo la Modalidad 1 (13), luego bajo la Modalidad 2 (2), y por último los restantes bajo la Modalidad 3 (3). En la *Figura 5.1.5* se muestran los arreglos para ICV seleccionados dentro del área.






-  Arreglo bajo la Modalidad 1
-  Arreglo bajo la Modalidad 2
-  Arreglo bajo la Modalidad 3

Figura 5.1.5. Esquema de arreglos seleccionados para la ICV.

CAPÍTULO 6

FACTIBILIDAD TÉCNICA DE LA ICV

CAPITULO 6 – FACTIBILIDAD TECNICA DE LA ICV

Para determinar si es factible implantar un proyecto de Inyección Continua de Vapor en el área preseleccionada para ello, se presentan a continuación el comportamiento de producción, así como las reservas estimadas para cuatro casos distintos. Estos casos abarcan diferentes escenarios bajo los cuales se puede realizar la explotación del yacimiento durante los próximos 20 años.

- a) **Caso Base:** Consiste en la declinación de la tasa de producción del área hasta el abandono de los pozos, lo cual no requiere de inversiones, solo de los gastos de mantenimiento para mantener el funcionamiento de los pozos actualmente activos en el área.
- b) **Caso 2:** Este caso representa la condición actual del yacimiento, de mantener el potencial de producción (lo cual ha ocurrido durante los últimos 10 años, periodo 1.991-2.001) a través de la IAV, y la perforación de nuevos pozos, los cuales han sido en su mayoría horizontales e inclinados.
- c) **Caso 3:** Implica la suspensión en el área del actual proyecto de IAV, y sustituirlo por el proyecto ICV, a fin de generar mayores reservas. Este caso requiere la construcción de la infraestructura necesaria para la inyección de 18 arreglos (*Capítulo 5*) en forma continua.
- d) **Caso 4:** Igual que el Caso 3, comprende la ICV de 18 arreglos, pero sin suspender el actual proyecto de IAV en el área.

Los Casos Base y 3 se realizaron como parámetro de comparación de los Casos 2 y 4 respectivamente, ya que además de la generación de mayores reservas, se requiere que la producción de las mismas sea atractivamente económica.

6.1. PROYECTO DE INYECCIÓN ALTERNA DE VAPOR

Existen en el área de estudio 69 pozos que han sido sometidos o están bajo un proceso de inyección alterna de vapor, en el *Apéndice A* se presenta una tabla, con las características principales de los mismos (*Tabla A.8*):

De estos 69 pozos, solo 52 (75,36% del total), están actualmente produciendo, o en condiciones de operación. Los pozos que están sombreados en gris, por diversas causas, no se encuentran actualmente disponibles para producción.

Para las estimaciones del comportamiento de producción, así como de las reservas en cada uno de estos casos, se consideraron los pozos sometidos a inyección alterna de vapor. A tal efecto, se describirá a continuación el Modelo de Declinación para un pozo con IAV.

6.1.1. Modelo de Declinación para un pozo con IAV

Existe un Modelo de Declinación de la Tasa de Producción, a dos etapas, para los pozos con IAV del yacimiento Bachaquero-02. Este modelo abarca los tres tipos de pozos: horizontales, inclinados y verticales, y a partir del mismo es posible estimar la tasa de producción y la producción acumulada de petróleo a un tiempo específico¹⁵.

Este modelo comprende cuatro (4) ciclos de inyección de vapor y un quinto ciclo de declinación en frío, los cuales están dentro de un periodo de 20 años. A continuación se muestran las gráficas con el comportamiento de la tasa de producción y la producción acumulada de cada tipo de pozo (*Figuras 6.1.1, 6.1.2 y 6.1.3*).

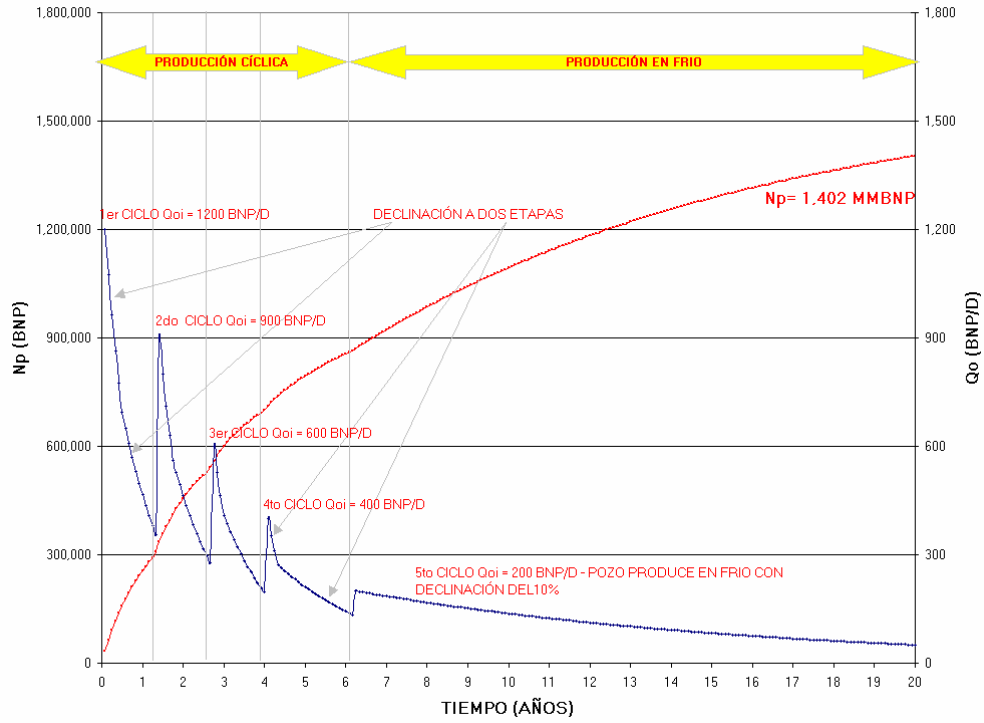


Figura 6.1.1. Comportamiento de producción de un pozo Modelo *Horizontal* con IAV¹⁵.

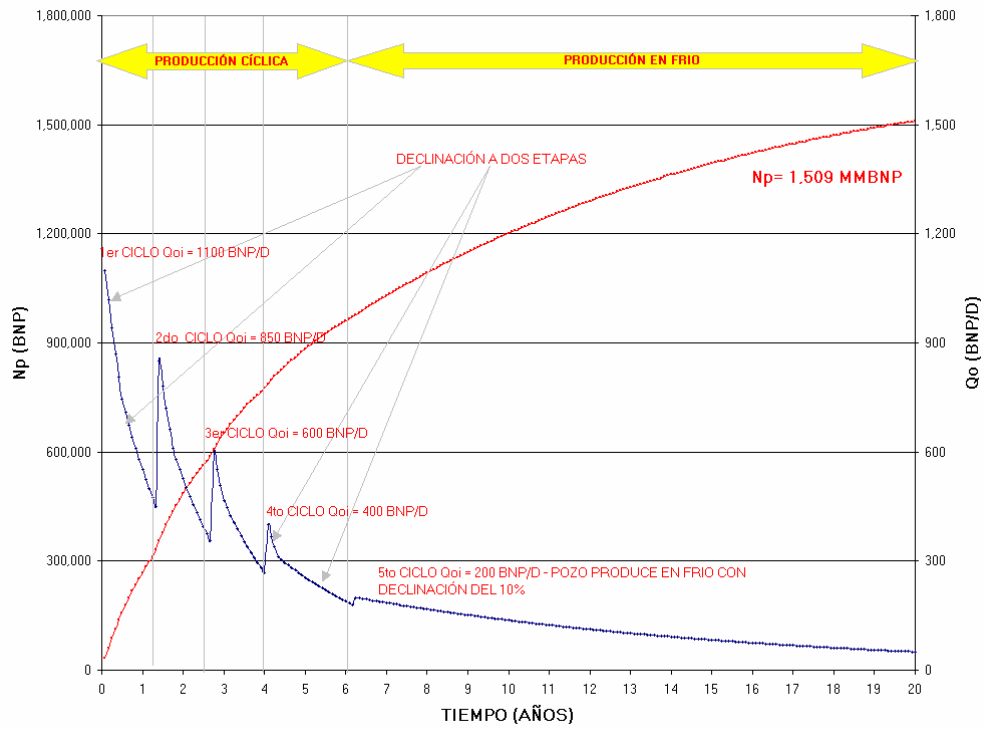


Figura 6.1.2. Comportamiento de producción de un pozo Modelo *Inclinado* con IAV¹⁵.

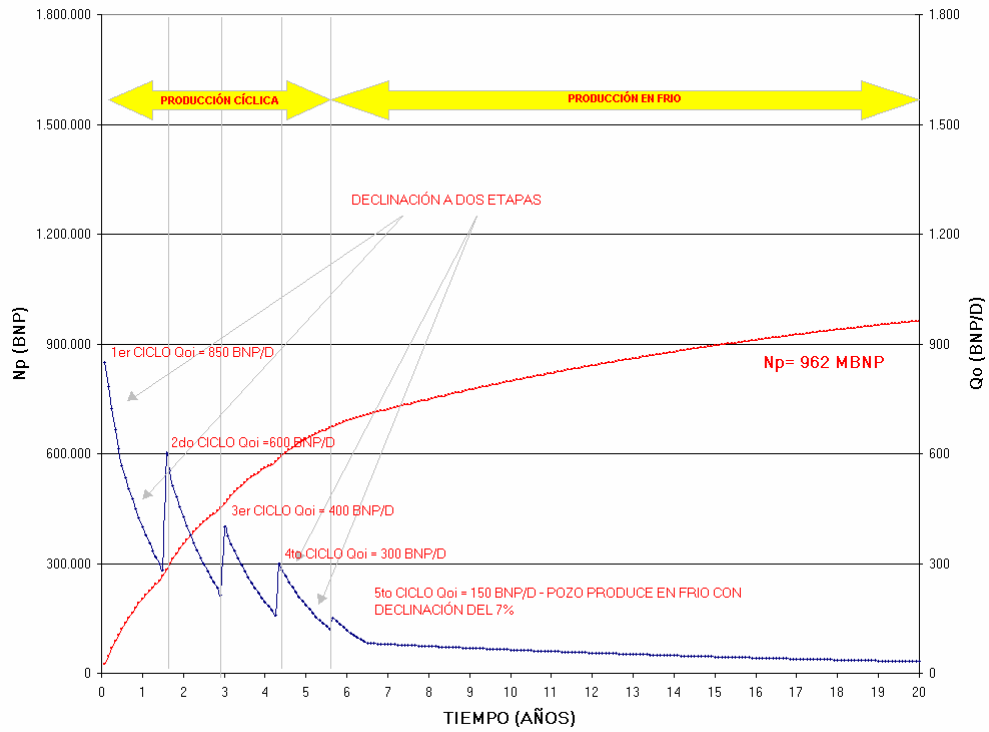


Figura 6.1.3. Comportamiento de producción de un pozo Modelo Vertical con IAV¹⁵.

Así mismo, se presentan los parámetros de producción por ciclos, para cada uno de los tipos de pozos (Tablas 6.1.1, 6.1.2 y 6.1.3):

Tabla 6.1.1. Producción por ciclos para un pozo Modelo Horizontal con IAV.

CICLO	t [meses]	Qoi [BNP/D]	Qof [BNP/D]	Np _{CICLO} [BNP]	Np _{TOTAL} [BNP]
1	16	1.200	356	309.616	309.616
2	16	900	278	232.666	542.282
3	16	600	197	158.501	700.783
4	25	400	134	164.051	864.834
5	167	200	50	537.579	1.402.414

Tabla 6.1.2. Producción por ciclos para un pozo Modelo *Inclinado* con IAV.

CICLO	T [meses]	Qoi [BNP/D]	Qof [BNP/D]	Np_{CICLO} [BNP]	Np_{TOTAL} [BNP]
1	16	1.100	450	331.923	331.923
2	16	850	357	256.964	588.887
3	16	600	268	187.085	775.972
4	25	400	180	195.939	971.911
5	167	200	50	537.579	1.509.491

Tabla 6.1.3. Producción por ciclos para un pozo Modelo *Vertical* con IAV.

CICLO	t [meses]	Qoi [BNP/D]	Qof [BNP/D]	Np_{CICLO} [BNP]	Np_{TOTAL} [BNP]
1	18	850	281	264.862	264.862
2	17	600	214	187.746	452.608
3	16	400	158	125.235	577.843
4	16	300	121	92.863	670.706
5	173	173	31	291.648	962.354

6.2. CASO BASE (SIN INVERSIÓN, SOLO GASTOS DE MANTENIMIENTO)

Este primer caso consiste en permitir que decline la tasa de producción de petróleo de todos los pozos del área, hasta una tasa de abandono de 10 BNP/D. Para este caso solo se consideraron los pozos que están actualmente produciendo.

Este caso no requiere de inversiones iniciales, solo se generaran los gastos de reparación para mantener el funcionamiento de los pozos durante los 20 años.

Existen en el área 101 pozos que producen una tasa total de petróleo de 19.079 BNP/D, y realizando una ponderación por la capacidad de flujo de las unidades abiertas a producción de cada uno de ellos (*Sección 4.6*), se tiene que de esa tasa total, 16.017 BNP/D provienen de las unidades 6 y 7.

6.1.2. Completación del Primer Ciclo de Producción de IAV y Declinación en Frío

Dentro del grupo de pozos con IAV, hay 15 pozos de reciente perforación, cuyo primer ciclo de producción aun no ha culminado, por lo tanto, antes de declinar estos pozos hasta una tasa de abandono, o un periodo de 20 años, se completara el tiempo restante de este primer ciclo, y luego se declinaran en frío, hasta completar los 20 años.

Se fijó para cada uno de los tipos de pozo una tasa para completar el primer ciclo, las cuales son 220, 235 y 175 BNP, y las mismas se alcanzaran en un lapso de 23, 29 y 26 meses luego de haberse iniciado la producción, para pozos horizontales, inclinados y verticales respectivamente. A continuación se presenta el comportamiento de producción luego de haber finalizado el primer ciclo de producción para los tres tipos de pozos (*Figuras 6.2.1, 6.2.2 y 6.2.3*).

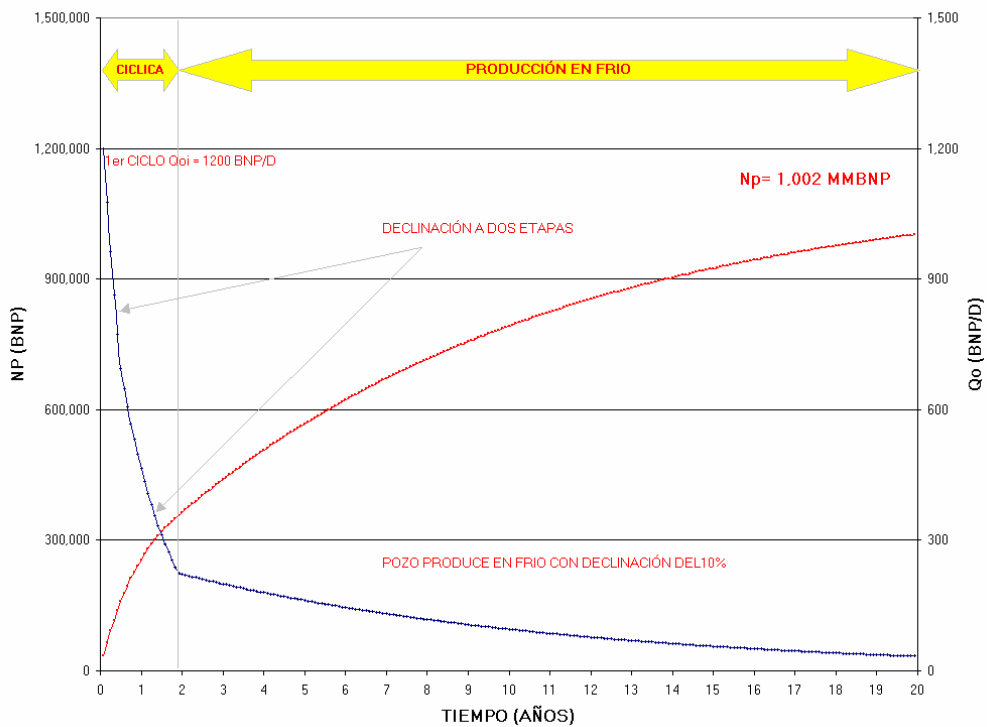


Figura 6.2.1. Comportamiento de producción de un pozo Modelo *Horizontal* que declina luego del primer ciclo de IAV.

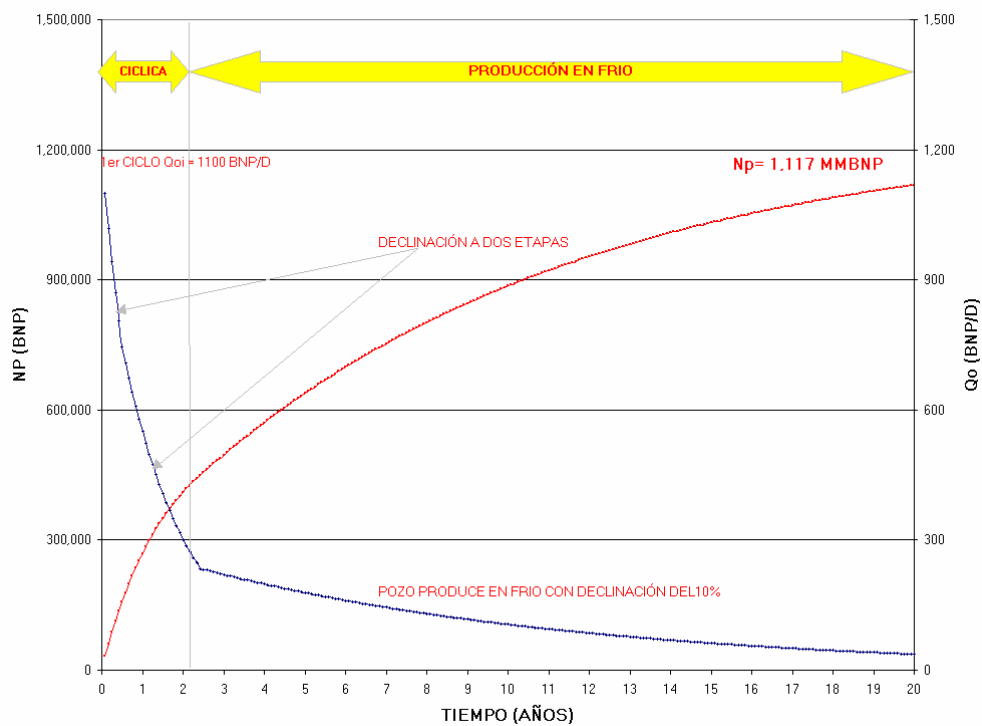


Figura 6.2.2. Comportamiento de producción de un pozo Modelo *Inclinado* que declina luego del primer ciclo de IAV.

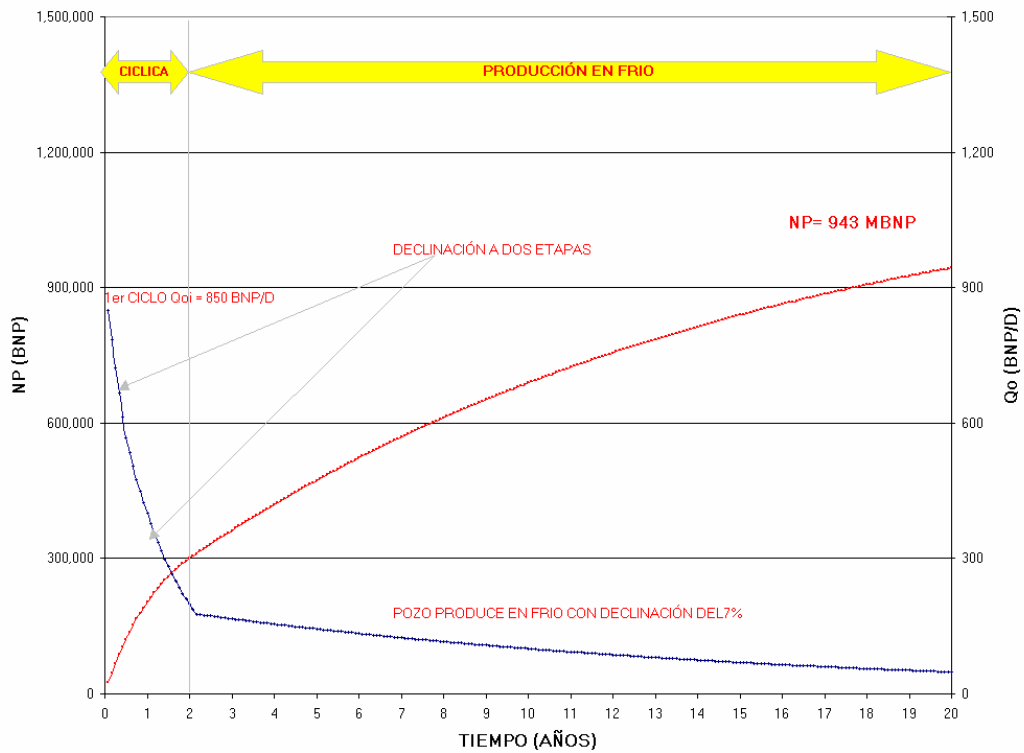


Figura 6.2.3. Comportamiento de producción de un pozo Modelo Vertical que declina luego del primer ciclo de IAV.

Para estas estimaciones se utilizó el Modelo de Declinación de IAV descrito anteriormente. A continuación se presentan los pozos que están en esta condición, así como los meses completados y faltantes del primer ciclo, y las reservas desarrolladas que cada uno aportara en los meses restantes, según el tipo de pozo (Tabla 6.2.1).

Tabla 6.2.1. Pozos sin completar el primer ciclo de IAV y reservas asociadas, para el Caso Base.

POZO	Tipo de Pozo	Meses Completados	Meses Faltantes	Reservas [BNP]
BA-2389	H	5	18	218.648
BA-2400	H	5	18	218.648
BA-2428	I	11	18	196.023
BA-2430	V	11	15	120.043
BA-2431	H	10	13	130.096
BA-2434	H	9	14	145.532
BA-2442	V	9	17	145.468
BA-2443	V	9	17	145.068
BA-2447	V	7	19	174.032

BA-2451	H	7	16	179.662
BA-2453	H	6	17	198.507
BA-2455	H	6	17	198.507
BA-2456	V	6	20	189.611
BA-2459	V	5	21	206.124
BA-2466	H	4	19	240.664

Sumando las reservas que aportara cada uno de ellos al final del primer ciclo, se tiene unas reservas desarrolladas por este concepto, equivalentes a 2,706 MMBNP.

A continuación, estos pozos se declinaran en frío según el Modelo de Declinación, hasta completar un periodo de 20 años. En la *Tabla 6.2.2* se presentan para estos 15 pozos, el tiempo restante de declinación en frío luego de completar el primer ciclo de vapor, así como las tasas de producción al inicio y al final del ciclo de declinación en frío, y las reservas asociadas por este concepto, obtenidas a partir del Modelo de Declinación.

Tabla 6.2.2. Reservas asociadas a la declinación de los pozos con IAV, para el Caso Base.

POZO	Meses Faltantes	Qoi [BNP/D]	Qof [BNP/D]	Reservas [BNP]
BA-2389	222	220	31	650.424
BA-2400	222	220	31	650.424
BA-2428	222	235	33	680.831
BA-2430	225	175	45	648.120
BA-2431	227	220	30	655.062
BA-2434	226	220	30	654.151
BA-2442	223	175	45	645.399
BA-2443	223	175	45	645.399
BA-2447	221	175	46	642.646
BA-2451	224	220	31	652.304
BA-2453	223	220	31	651.368
BA-2455	223	220	31	651.368
BA-2456	220	175	46	641.256
BA-2459	219	175	47	639.859
BA-2466	221	220	32	649.471

A partir de la *Tabla 6.2.2*, se observa que la tasa de producción final de estos pozos será de 554 BNP/D, y generaran unas reservas desarrolladas equivalentes a 9,758 MMBNP por concepto de la producción durante el periodo de declinación en frío, luego de culminado el primer ciclo de inyección de vapor hasta completar 20 años.

6.1.3. Declinación de los Pozos No Térmicos

De los 86 pozos restantes, 74 se declinaron exponencialmente según su comportamiento histórico de producción, obtenido de la base de datos del paquete Oil Field Manager de GeoQuest.

Los 12 pozos restantes tienen un comportamiento histórico de producción atípico, ya que es ascendente con respecto al tiempo. Esto es debido a su reciente perforación (en el año 2.000) y casi inmediata inyección del primer ciclo de inyección alterna de vapor, este es el caso del pozo BA-2338. Los 11 pozos restantes han mostrado una baja tasa de producción histórica (entre 100 y 200 BNP/D, y en algunos casos mucho menor a los 100 BNP/D), la cual se ha mantenido constante hasta la inyección de los ciclos de vapor, lo cual es el resultado de un comportamiento histórico de producción ascendente.

Para estos 12 pozos, cuyo comportamiento histórico de producción es atípico, se declinó su tasa de producción a razón de 7% anual para pozos verticales (11 pozos), y 10% anual para los pozos horizontales e inclinados (1 pozo).

Al final del periodo de 20 años, sumando la tasa final de petróleo de cada uno de los pozos luego de la declinación expuesta anteriormente, la tasa total de petróleo será de 5.032 BNP/D, lo que equivale a 3.584 BNP/D provenientes de las Unidades 6 y 7, ponderada por capacidad de flujo de cada unidad (*Sección 4.6*).

A partir del comportamiento de declinación de cada uno estos pozos se obtuvieron las reservas desarrolladas de cada uno de ellos para los próximos 20 años (*Tabla A.9, Apéndice A*). Luego sumando las reservas de todos los pozos se tienen 37,915 MMBNP de reservas desarrolladas, por este concepto, en el área de interés.

6.1.4. Resultados del Caso Base

Para este caso base se tienen un total de 50,379 MMBNP de reservas desarrolladas para los próximos 20 años, y una tasa de producción final de 4.138 BNP/D, lo cual se puede ver resumido en la *Tabla 6.2.3*. También se presenta en la *Tabla 6.2.4* el comportamiento de la producción durante los 20 años.

Tabla 6.2.3. Resumen de reservas asociadas, para el Caso Base.

Concepto	Reservas Asociadas	Tasa de Producción Final
	[MMBNP]	[BNP/D]
Completación del 1er Ciclo de IAV	2,706	554
Declinación de los pozos con IAV	9,758	
Declinación de los pozos no térmicos	37,915	3.584
TOTAL	50,379	4.138

Tabla 6.2.4. Comportamiento de producción esperado, para el Caso Base.

Años	Qo [BNP/D]	Np [BNP]	ΔNp [BNP]
0	16,017	-	-
1	14,969	5,575,328	5,575,328
2	13,990	10,635,063	5,059,735
3	13,074	15,226,886	4,591,823
4	12,219	19,394,068	4,167,182
5	11,419	23,175,878	3,781,811
6	10,672	26,607,956	3,432,078
7	9,974	29,722,643	3,114,687
8	9,321	32,549,292	2,826,648
9	8,712	35,114,538	2,565,247
10	8,142	37,442,557	2,328,019
11	7,609	39,555,286	2,112,729
12	7,111	41,472,634	1,917,349
13	6,646	43,212,671	1,740,037
14	6,211	44,791,794	1,579,122
15	5,805	46,224,882	1,433,089
16	5,425	47,525,443	1,300,560
17	5,070	48,705,730	1,180,287
18	4,738	49,776,867	1,071,137
19	4,428	50,748,948	972,081
20	4,138	51,631,133	882,185

Teniendo una producción acumulada hasta la fecha de 142,618 MMBNP en el área de estudio, y con unas reservas de 50,379 MMBNP para los próximos 20 años, se alcanzaría un factor de recobro en el área de 35,27 % (primario y secundario) (*Figura 6.2.4*).

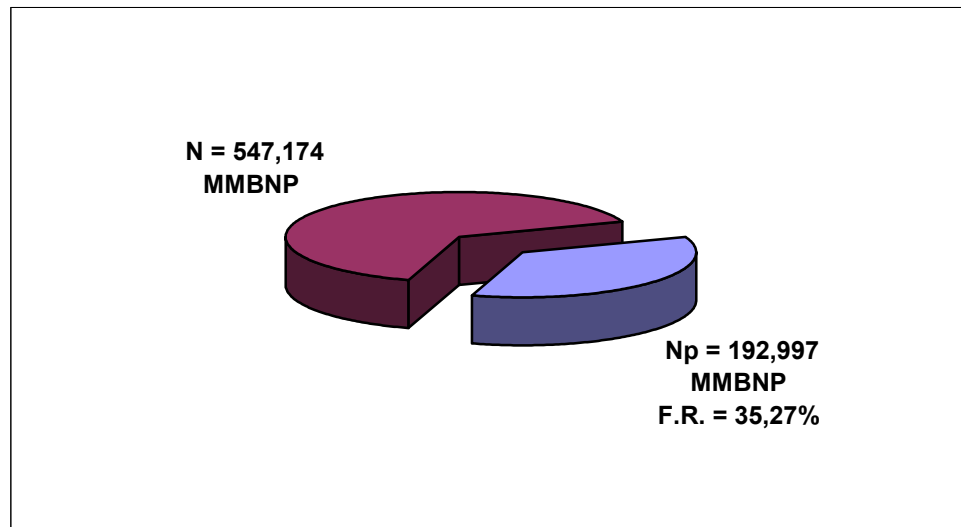


Figura 6.2.4. Producción acumulada y Factor de Recobro, para el Caso Base.

Para el Caso Base, se puede observar en la *Figura 6.2.5*, la localización de los pozos no térmicos que se declinaron hasta 10 BNP/D, así como los que se les debe completar el primer ciclo de vapor antes de su declinación en frío, ya que pertenecen al proyecto de IAV.

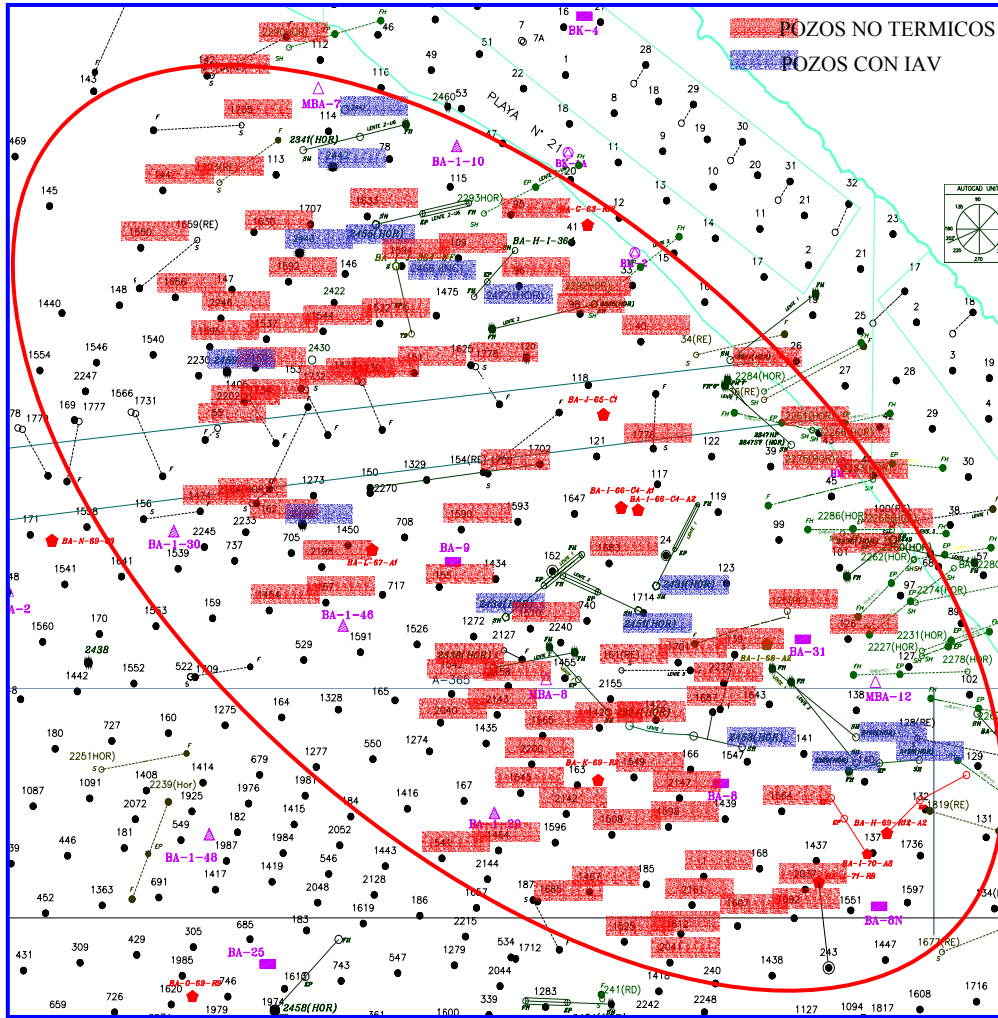


Figura 6.2.5. Condición de pozos activos, para el Caso Base.

6.3. CASO 2 - MANTENIMIENTO DEL POTENCIAL DE PRODUCCIÓN CON IAV Y PERFORACIÓN DE NUEVOS POZOS

Este caso refleja la condición actual del yacimiento, ya que observando la historia de producción de petróleo del yacimiento durante los últimos diez años (*Figura 6.3.1*), vemos que se ha mantenido constante, alrededor de los 74 MBNP/D. Observamos un incremento de la tasa de producción hasta un poco más de 90 MBNP/D durante el año 1.998, lo cual desencadenó en una reducción drástica de la producción durante el año 1.999, llegando hasta menos de 50 MBNP/D, debido a recortes de producción por decisiones estratégicas de mercado.

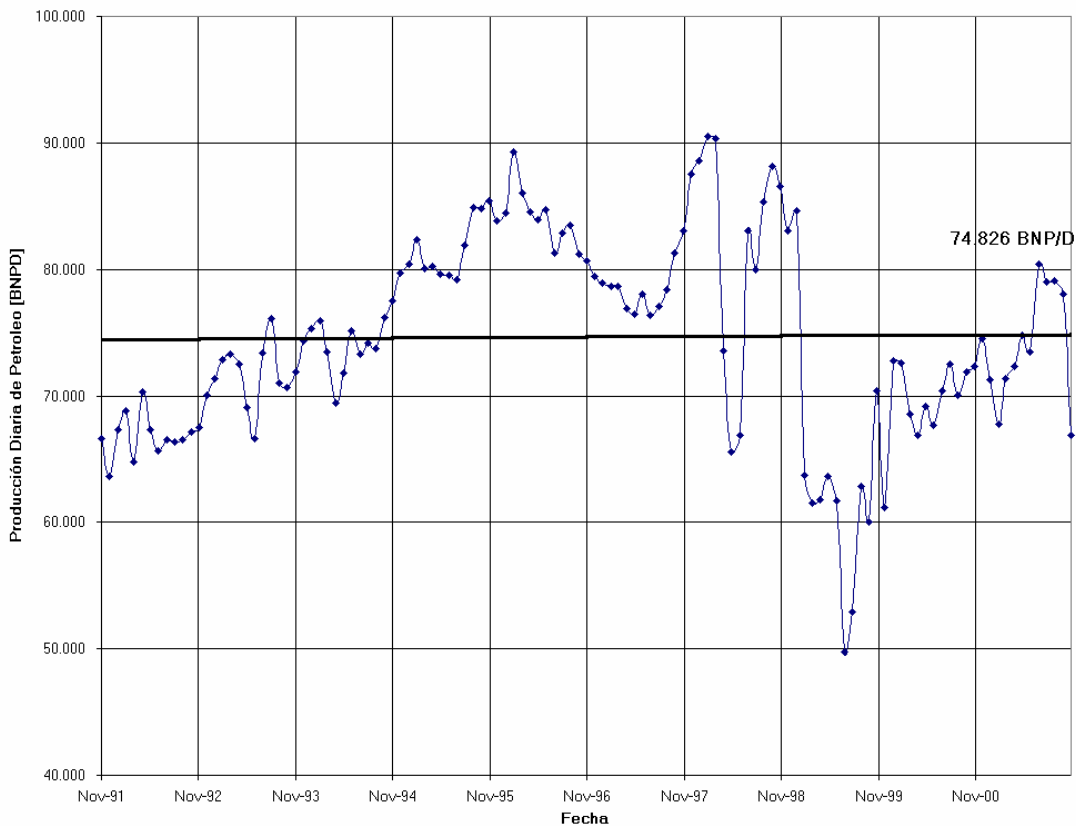


Figura 6.3.1. Comportamiento de la tasa de producción de petróleo del yacimiento Bachaquero-02 durante los últimos 10 años.

Esto claramente nos indica que el yacimiento durante los últimos años ha estado sometido a un proceso de mantenimiento de potencial, para lo cual solo se ha requerido

la inyección alterna de vapor en pozos existentes, así como la perforación de algunos nuevos pozos, que en su mayoría son horizontales e inclinados.

Para evaluar las reservas que este caso generaría en los próximos 20 años, se tomó la tasa de producción de petróleo actual del área en cuestión (16.017 BNP/D) y se asumió que se mantendrá una tasa promedio equivalente durante los próximos 20 años (*Figura 6.3.2*).

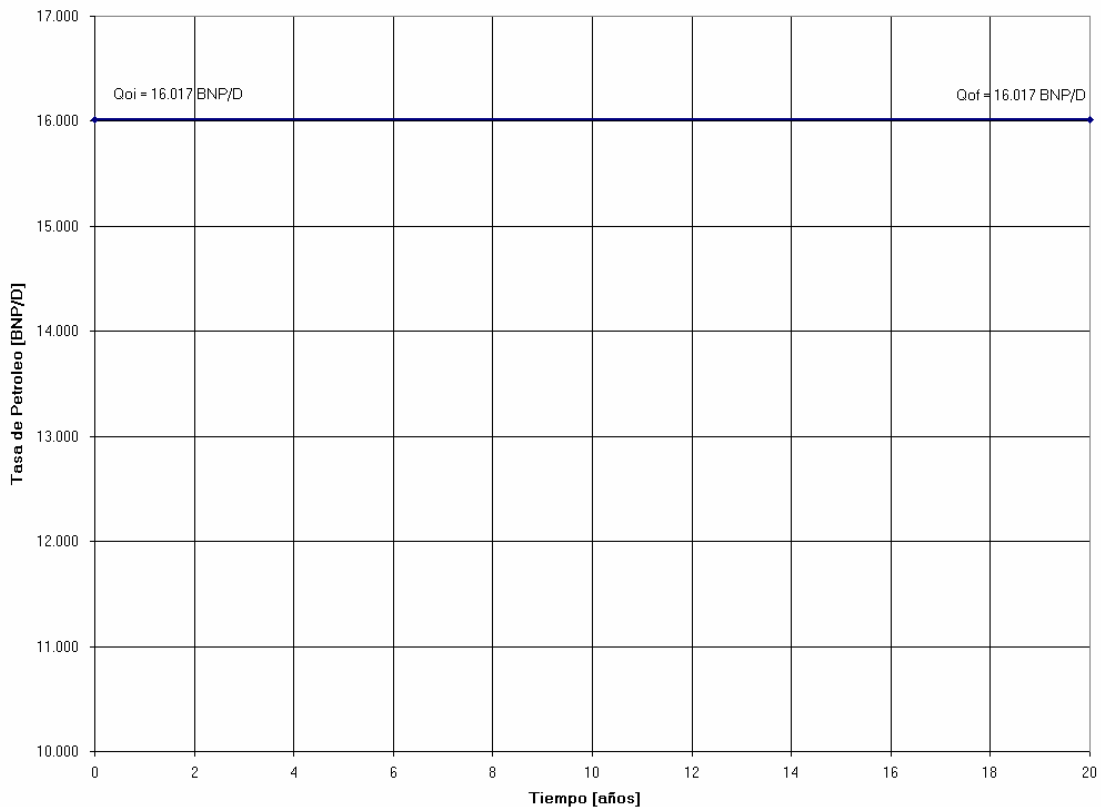


Figura 6.3.2. Tasa de producción de petróleo, para el Caso 2.

De esta forma se obtienen 117,002 MMBNP de reservas desarrolladas y por desarrollar (*Figura 6.3.3*) para los próximos 20 años. Este caso, obviamente representa 66,623 MMBNP de reservas adicionales, en comparación con el Caso Base. Aunque, estas mayores reservas requieren de un esfuerzo adicional a los gastos de reparación de pozos para mantenerlos en funcionamiento, como se vera a continuación.

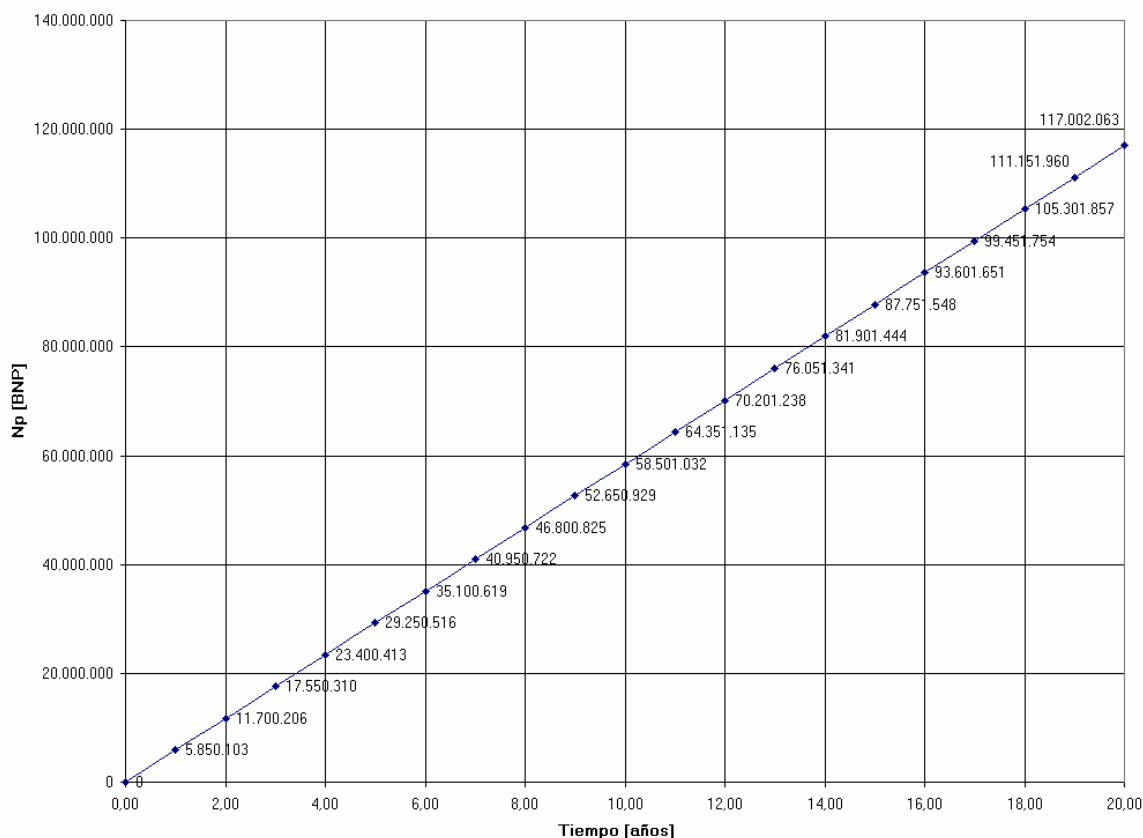


Figura 6.3.3. Producción acumulada de petróleo, para el Caso 2.

Hay que tomar en cuenta que la inyección de un ciclo de vapor (8.000 toneladas de vapor aproximadamente) tiene un costo aproximado de 150 MMBs, el cual varía dependiendo del tipo de pozo. La perforación de un pozo horizontal está en el orden de los 1.250 MMBs, y de uno inclinado en 1.450 MMBs, los cuales se estima generan un promedio de 1 MMBNP cada uno.

Así para poder estimar las inversiones que requerirá la aplicación de este caso, se procedió de la siguiente forma:

- a) Los pozos que actualmente tienen Inyección Alterna de Vapor, se les completó hasta su cuarto ciclo.
- b) Los pozos no térmicos se declinaron de igual forma como se hizo en el Caso Base.

c) Finalmente, se calculó la cantidad de pozos horizontales e inclinados que se requiere perforar para completar 117,002 MMBNP de reservas en 20 años. A estos nuevos pozos también se les inyectaran cuatro (4) ciclos de IAV.

6.3.1. Completación de los Ciclos Faltantes de IAV

Inicialmente, al igual que en el Caso Base se les completó los meses faltantes del primer ciclo de producción a los pozos perforados recientemente (15 pozos), lo cual arroja unas reservas desarrolladas, equivalentes a 2,706 MMBNP.

Luego se les inyectaran los ciclos de IAV faltantes, a aquellos pozos que no hayan completado su cuarto ciclo (50 pozos), por ello se listan por pozos, los ciclos faltantes en el *Apéndice A (Tabla A.10)*.

Entre los 50 pozos con ciclos de inyección de vapor faltantes, se encuentran 31 pozos verticales, 17 horizontales y 2 inclinados, y según el tipo de pozo se utilizó el Modelo de Declinación para estimar la cantidad de petróleo a extraer en cada uno de ellos.

A partir de la *Tabla A.10*, se agrupan los ciclos faltantes según el tipo de pozos (*Tabla 6.3.1*), y se observa que hacen falta por completar en los pozos que se encuentran dentro del área de estudio, 35 pozos de II ciclo, 46 de III ciclo, 50 de IV ciclo y 50 de V ciclo de declinación en frío.

Tabla 6.3.1. Cantidad de ciclos faltantes por tipo de pozo.

TIPO DE POZO	CICLO FALTANTE			
	2do	3ro	4to	5to
Horizontal	15	16	17	17
Inclinado	1	2	2	2
Vertical	19	28	31	31

Conociendo la cantidad de ciclos faltantes según el tipo de pozo, así como la producción acumulada de petróleo que se obtiene de cada ciclo dependiendo del tipo de pozo, es posible obtener el volumen de petróleo que se podría recuperar, si se completaran los ciclos faltantes en los pozos que se encuentran dentro del área en estudio, asumiendo

que todos los ciclos fueran exitosos. Estos resultados se listan a continuación por tipo de pozo, y por ciclo (*Tabla 6.3.2*):

Tabla 6.3.2. Reservas asociadas a la IAV, por ciclo y por tipo de pozo, para el Caso 2.

TIPO DE POZO	Reservas [BNP]				Total por tipo de Pozo
	2do	3ro	4to	5to	
H	3.489.990	2.536.016	2.788.867	9.138.843	17.953.716
I	256.964	374.170	391.878	1.075.158	2.098.170
V	3.567.174	3.506.580	2.878.753	9.041.088	18.993.595
Total por Ciclo	7.314.128	6.416.766	6.059.498	19.255.089	39.045.481

A partir de los resultados de la *Tabla 6.3.2* podemos observar cuanto petróleo se recuperara, si se completaran todos los segundos ciclos faltantes, así como los terceros y cuartos. De igual forma, se sabe que se obtendrían 39,045 MMBNP de reservas, si se completaran en forma exitosa todos los ciclos faltantes de los pozos del área.

6.3.2. Declinación de los Pozos No Térmicos

Existen en el área 52 pozos, que durante toda su vida productiva, no se les ha sujeto a Inyección Alterna de Vapor, por las pocas reservas remanentes que ellos tienen, o ya se les han completado los 4 ciclos de inyección de vapor. Todos estos pozos serán declinados igual que en el Caso Base.

A partir del comportamiento de declinación de cada uno de los pozos se obtuvieron las reservas desarrolladas de cada uno de ellos para los próximos 20 años (*Tabla A.11, Apéndice A*). Luego sumando las reservas de todos los pozos se tienen 21,950 MMBNP de reservas desarrolladas en el área de interés por este concepto.

6.3.3. Perforación de Nuevos Pozos con IAV

Habiendo declinado la tasa de producción de los pozos no térmicos, y al completar los ciclos de IAV faltantes a todos los pozos del área, se obtienen unas reservas de 63,702 MMBNP. Por lo que para completar las reservas que se obtendrían si se mantiene una tasa de producción constante durante los próximos 20 años (117,002 MMBNP), se

requiere la perforación de 53 nuevos pozos, entre horizontales e inclinados, con 4 ciclos de IAV, y un ciclo de declinación en frío hasta completar un periodo de 20 años. Esto, suponiendo que los 53 pozos generen un promedio de 1 MMBNP de reservas cada uno.

6.3.4. Resultados del Caso 2

A continuación se lista la fuente de las reservas, así como el tipo de reservas que se generaran en el Caso 2 (Tabla 6.3.3).

Tabla 6.3.3. Reservas asociadas y tipos de reserva, para el Caso 2.

Fuente de las Reservas	Reservas [MMBNP]	Tipo de Reserva
Declinación de pozos no térmicos	21,950	Desarrolladas
Completación del 1er. Ciclo de IAV	2,706	Desarrolladas
Completación de los ciclos faltantes de IAV	39,045	Desarrolladas
Perforación de nuevos pozos	53,000	Por Desarrollar
TOTAL	117,002	

Con una producción acumulada hasta la fecha de 142,618 MMBNP en el área de estudio, y con unas reservas desarrolladas y por desarrollar de 117,002 MMBNP para los próximos 20 años, se alcanzaría un factor de recobro en el área de 47,45 % (primario y secundario) (Figura 6.3.4).

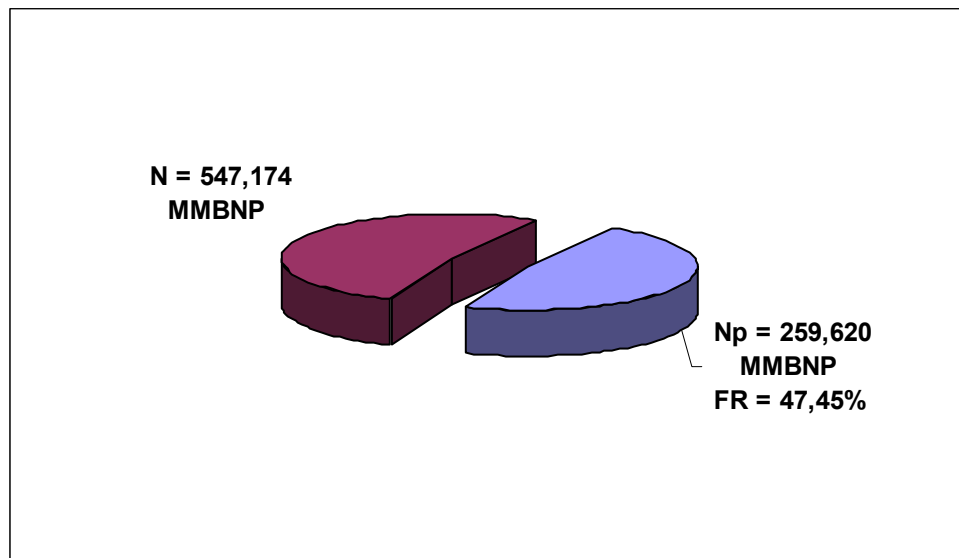


Figura 6.3.4. Producción acumulada y Factor de Recobro, para el Caso 2.

Este alto factor de recobro, comparado con el valor estimado para el yacimiento (29,49 %), nos hace pensar que el actual plan de explotación del yacimiento no permitirá generar esta cantidad de reservas, **por lo tanto para poder llegar a un recobro tan alto se requiere la implantación de un proceso de Recuperación Terciaria o Mejorada**, el cual se evalúa en las *Secciones 6.4 y 6.5*.

Cabe mencionar, que estos elevados valores de factor de recobro (primario y secundario) no son muy representativos de la realidad para el área estudiada, ya que la misma está aun alejada del frente de agua, lo que implica que el agua inyectada lo que ha hecho es desplazar el petróleo de la zona sur del yacimiento (*Sección 4.8.1*), es decir, ha ocurrido una migración de petróleo hacia la parte más alta de la estructura. El impacto que esto tiene en el factor de recobro, es que parte del petróleo que se ha recuperado y se recuperará del área de estudio, no proviene del POES de la misma, sino que ha migrado de otras zonas.

Para este segundo caso, se puede observar en la *Figura 6.3.5*, la localización de los pozos no térmicos que se declinaron hasta 10 BNP/D, así como los que se les completarán todos los ciclos faltantes de IAV.

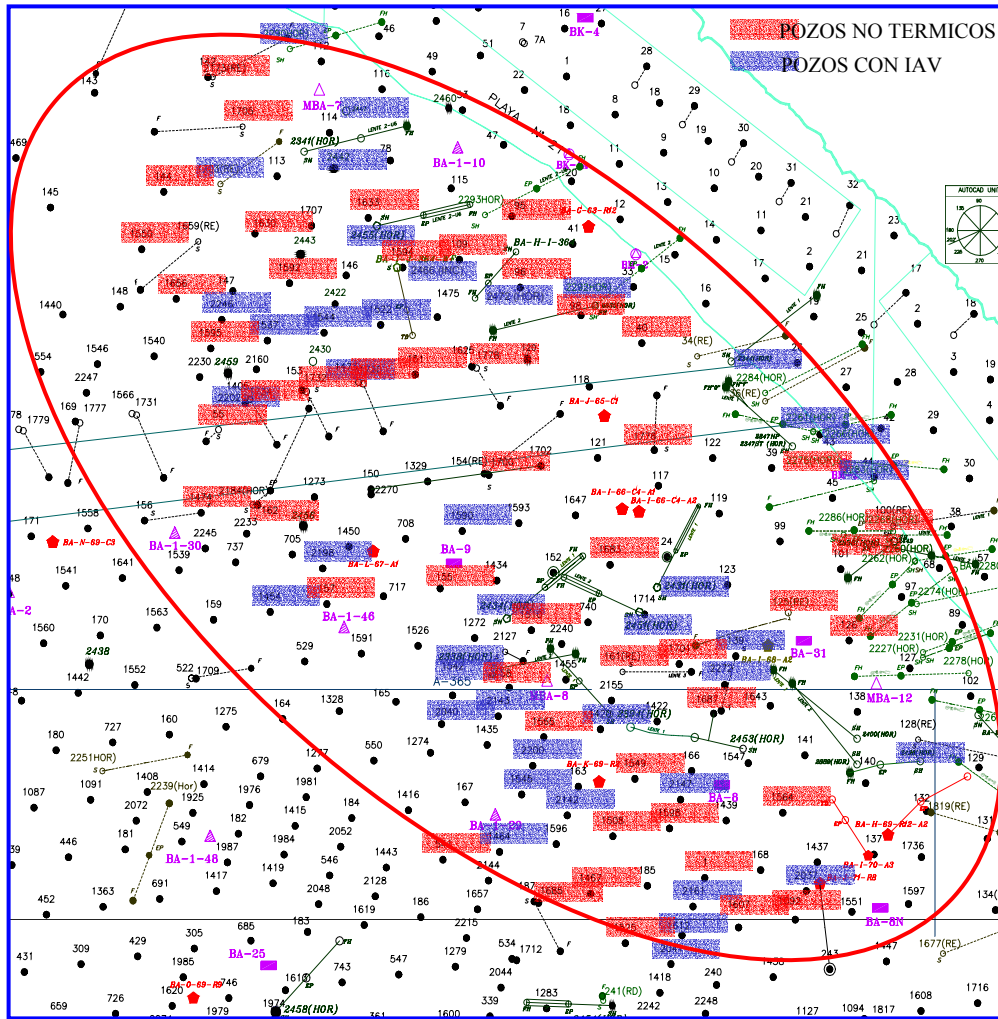


Figura 6.3.5. Condición de los pozos activos, para el Caso 2.

6.4. CASO 3 (GENERACIÓN DE POTENCIAL A TRAVÉS DE LA INYECCIÓN CONTINUA DE VAPOR, SUSPENDIENDO LA IAV)

Este tercer caso implica suspender la IAV en todos los pozos del área de estudio, e inyectar en forma continua los 18 arreglos de siete (7) pozos invertido, hasta barrer todas las reservas de los mismos. La puesta en funcionamiento de los arreglos para Inyección Continua de Vapor requiere de una infraestructura, la cual implica una inversión inicial, además de gastos de mantenimiento, como se describirá mas adelante en el *Capítulo 8*.

Por su parte, para los pozos que se encuentran actualmente produciendo, y no pertenecen a ninguno de los arreglos para ICV, se asumió una declinación igual que en el Caso Base, para los pozos no térmicos; y para los perforados recientemente, se les completó su primer ciclo de IAV y luego se declinarán en frío hasta 20 años.

6.4.1. Aprendizaje del Proyecto de Inyección Continua de Vapor M-6

Siendo el Proyecto de Inyección Continua de Vapor M-6 (*Figura 6.4.1*) uno de los logros más importantes de Maraven, a continuación se presenta un resumen de los aspectos más resaltantes, obtenidos durante su funcionamiento.

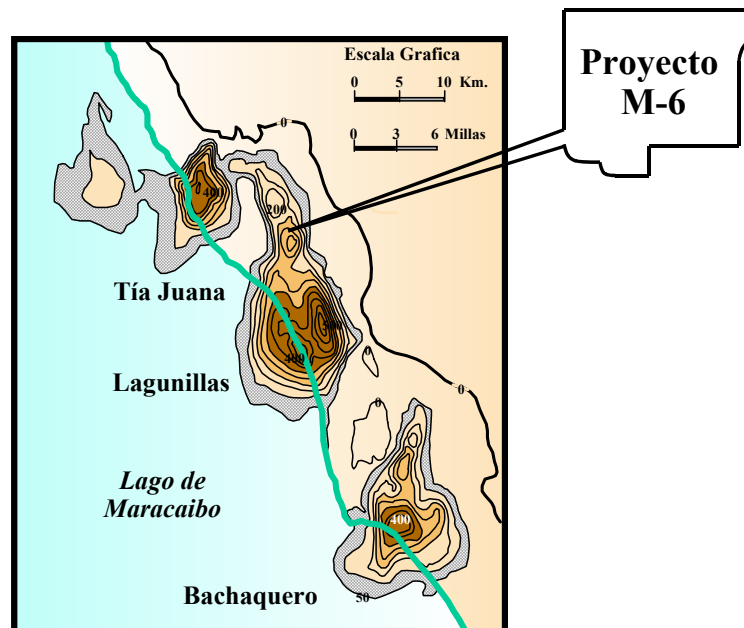


Figura 6.4.1. Ubicación del Proyecto de ICV M-6.

El proyecto de Inyección Continua de Vapor M-6, cuya operación se inició en 1.978 en el yacimiento Lagunillas Inferior (propiedades del yacimiento en la *Tabla 6.4.1*) del Campo Tía Juana Este, fue llevado a cabo con el objeto de evaluar la aplicación a gran escala del proceso de ICV como método de recuperación adicional de petróleo en los yacimientos de crudos pesados, después de la inyección alterna de vapor; determinar la eficiencia del proceso; la factibilidad de desarrollarlo y el aumento del recobro en yacimientos parcialmente agotados¹⁶.

El área del proyecto se encontraba parcialmente desarrollada con 143 pozos dispuestos en reticulado hexagonal con un interespaciado de 231 metros.

Tabla 6.4.1. Propiedades físicas del yacimiento Lagunillas Inferior.

Área [acres]	1.848
Profundidad promedio del tope de arena productora [p.b.n.m.]	1.597
Espesor de Arena Neta Petrolífera promedio [pies]	125
Volumen Neto de Área Petrolífera [acres-pie]	23.100
Petróleo Original en Sitio [MMBNP]	575
Porosidad [%]	38,1
Saturación Original de Petróleo [%]	85,0
Presión Original a 1700 p.b.n.m. [lpc]	780
Factor de Merma a condiciones Iniciales [BN/BY]	0,96
Relación Gas-Petróleo en Solución Inicial [PCN/BN]	150
Gravedad del Crudo [°API]	12°
Viscosidad del Petróleo a condiciones de yacimiento [cP]	900-1.000
Temperatura del yacimiento a 1.250 p.b.n.m. [°F]	111

6.4.1.1. Comportamiento Primario y de IAV

La producción primaria en el área del Proyecto M-6 Continuo comenzó en el año 1.948, seguida por un periodo de IAV. Desde 1.969 hasta 1.977 se inyectaron alternadamente 143 pozos, con el objeto de obtener información adicional sobre la distribución vertical del vapor inyectado y las propiedades de los fluidos, además de disminuir la presión del yacimiento al máximo grado posible. Para iniciar la ICV, se reinyectaron, entre 1.975 y 1.977, 7 pozos de I ciclo, 82 de II ciclo, 53 de III ciclo y 1 de IV ciclo.

La recuperación primaria se estimó en 105,3 MMBNP de petróleo (18,3% del POES) y, con el propósito de comparación con el rendimiento bajo condiciones de recuperación secundaria, se determinó una declinación primaria estabilizada de 13% anual. Tomando como base los cálculos de recobro por compactación, se estimó una recuperación final primaria de 136 MMBNP de petróleo, 23,5% del POES.

Para la fecha considerada oficial del inicio de la ICV (01/01/1.978), el petróleo total acumulado era de 118,1 MMBNP, 20,5% del POES (producción fría + IAV), dejando como reservas 3,0% del POES aún por recuperar mediante compactación, es decir, que prácticamente no quedaban reservas remanentes¹⁶.

6.4.1.2. Diseño del Proyecto

La configuración original seleccionada del proyecto fue de 25 arreglos de siete (7) pozos invertido semiabiertos, cada uno con un inyector central, pero en vista de evidencias geológicas que mostraban cambios laterales de facies se redujó a 19 el numero de arreglos (*Figura 6.4.2*)

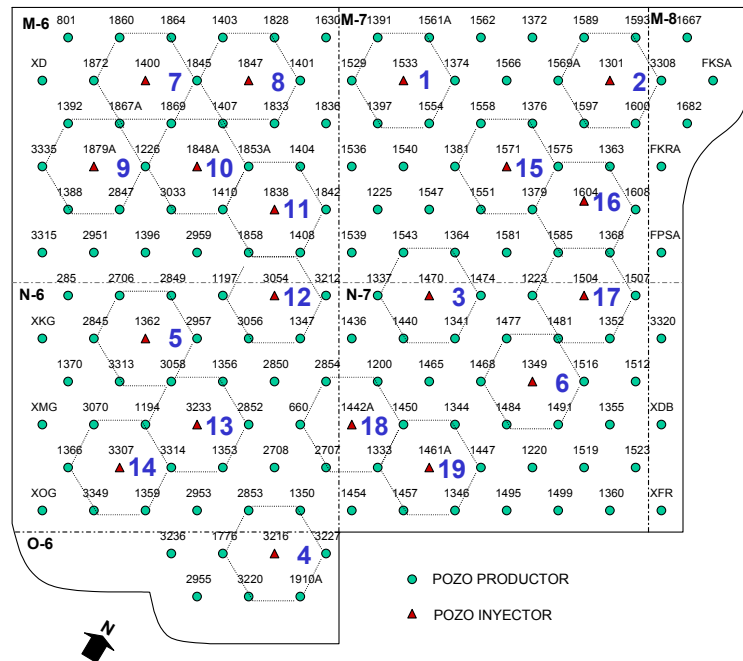


Figura 6.4.2. Esquema de ICV en el Proyecto M-6 (19 Arreglos).

La selección se hizo en base a la ubicación de los pozos productores en los canales principales de arena, mayor flexibilidad en el control de los pozos productores e inyectores en caso de irrupción prematura del vapor y, al mismo tiempo, porque permitía la evaluación de los posibles efectos direccionales. Se podía ejecutar un patrón invertido de 7 pozos o una disposición de inyección continua lineal, paralela o perpendicular al buzamiento de la estructura¹⁷.

Se programó una inyección promedio de 500 TON/D/pozo y un tiempo de vida del proyecto de 20 años, en el cual se debía recuperar, por efectos de la ICV, unos 120 MMBNP adicionales de petróleo, 21,0% del POES, para una recuperación final de 257 MMBNP. El vapor total a inyectar para obtener esa producción se estimó en 61,0% del vapor condensado, como una fracción del POES¹⁸.

El diseño original contemplaba la inyección de 10.000 TON/D durante los primeros 4 años, a partir del cual la tasa declinaría a razón de 4,0% anual y se obtendría a los 2 años del inicio del proyecto una producción de petróleo de 35.000 BNP/D, estabilizada por dos años, y luego declinaría a razón de 9,0% anual. En vista de los problemas operacionales confrontados en la generación y la exportación del vapor, el cual había sido 25% menor a lo planificado, y de acuerdo al comportamiento de producción del proyecto, en 1.981 fueron revisados los pronósticos de inyección y producción, estableciéndolos entre 8.000 y 7.500 TON/D y 18.000 BNP/D, respectivamente, con una declinación anual del 2,0% a partir de esa fecha, manteniendo las expectativas en cuanto a inyección/producción acumulada y la RPEV¹⁹.

En 1.986 se redimensionó el proyecto, reduciendo solo la tasa de inyección de 8.400 TON/D a 6.000 TON/D, sin afectar lo referente a producción y a la RPEV acumulada, con el objeto de reducir costos de producción y para la optimización del proyecto²⁰.

6.4.1.3. Generación y Disponibilidad del Vapor

El vapor que se utilizaba para desarrollar este proyecto era aportado por la planta M-6, la cual tiene una capacidad nominal instalada de 12.480 TON/D, procedente de 19 calderas (14 de 30 TON/h y 5 de 23 TON/h). Durante los 9 años de actividad continua, operó

generando un promedio de 11.500 TON/D, es decir, con una eficiencia del 90%, con respecto a la capacidad nominal instalada, exportó vapor a una tasa promedio de 9.000 TON/D, e inyectó un promedio de 7.500 TON/D. El consumo interno de la planta estuvo en el orden del 21,0% del vapor generado²¹.

Parte del vapor excedente disponible fue utilizado para el calentamiento del crudo, en las estaciones de flujo localizadas al norte del proyecto, así como también en las operaciones de IAV efectuadas dentro del área del mismo proyecto de ICV y en proyectos vecinos.

6.4.1.4. Inyección Continua de Vapor

En 1.978, y en forma progresiva durante el primer semestre de ese año, se inicio la ICV en 19 arreglos. Posteriormente, en 1.981 se incorporaron dos (2) hexágonos adicionales, el LSE-1540 y el LSE-1519; en este último se reinició la inyección de vapor en agosto de 1.981, después de haber sido suspendida en julio de 1.977, con un acumulado de 130 MTON.

Para la fecha del cierre del proyecto se habían inyectado 24,5 MMTON de vapor, lo cual resulta en un 26,8% de vapor condensado como una fracción del POES, representando un 44% del vapor total a inyectar durante la vida del proyecto.

El pronostico de inyección para la fecha de cierre del proyecto (05/02/1.987), 8.000 TON/D, difiere de la tasa real de inyección de 4.724 TON/D, debido al redimensionamiento del proyecto, que se estableció para 1.986 y a problemas operacionales confrontados por la planta M-6¹⁶.

6.4.1.5. Comportamiento de Producción

a) Producción General del Proyecto

Para la fecha del cierre del proyecto, se habían recuperado 179,5 MMBNP de petróleo (31,2 % del POES). La producción acumulada desde el inicio de la Inyección Continua de Vapor era de 61,4 MMBNP (10,7 % del POES); de los cuales, 49,0 MMBNP (8,5 % de

POES) corresponden a producción extra derivada de la ICV, con la inyección de 24,5 MMTON, para una RPEV acumulada de 2,0 BNP/TON (en línea con la estimación original). Además, que al cierre del proyecto la RPEV instantánea fue de 3,3 BNP/TON.

La producción promedio durante la vida del proyecto fue de unos 18.000 BNP/D, alcanzando su tasa máxima en 1.982, de 25.000 BNP/D, y la producción promedio por pozo de 143 BNP/D. El porcentaje de agua fue de 58%, gracias a las completaciones selectivas.

La tasa de producción al cierre del proyecto fue de 17.725 BNP/D, en línea con el pronóstico original revisado.

Una vez logrados los objetivos fundamentales del proyecto, ante las condiciones restrictivas del mercado petrolero para crudos pesados y en vista de que durante 1.987 solo se requerían producir unos 50,0 MBNP/D del total de 90,0 MBNP/D de potencial de la segregación Tía Juana Pesado, al cual el Proyecto M-6 contribuía con unos 18,0 MBNP/D, se decidió el cierre temporal del proyecto, materializándose la medida el 5 de febrero de 1.987¹⁶.

b) Producción de Pozos Selectivos

El número de pozos completados selectivamente se incrementó durante la vida del proyecto, por el aumento de pozos irrumpidos con vapor/agua caliente; dichas completaciones se realizaron con el fin de restaurar la producción de petróleo y mejorar la eficiencia de barrido del petróleo almacenado en el yacimiento.

En general, los pozos antes de ser completados selectivos producían con cortes de agua mayores o iguales a 85% y luego, al instalarlos selectivos, el %AyS disminuía a un rango entre 50% y 70%, restableciendo la producción de petróleo.

La tasa promedio de producción de 39 pozos activos, de los 48 pozos completados selectivamente, era de 4.756 BNP/D, con 69% de AyS para el cierre del proyecto. Esto significa un promedio de producción por pozo de 122 BNP/D. Comparado con la tasa promedio de producción del resto de los pozos del proyecto, de 166 BNP/D, este valor

resulta 44 BNP/D menor, pero esta justificado por que mediante esta técnica se reactiva la producción de petróleo, disminuye el corte de agua y mejora la eficiencia áreal de barrido¹⁶.

6.4.2. Estimaciones Basadas en el Proyecto de ICV M-6

Ya que el Proyecto M-6 Continuo, es el proyecto de ICV más importante realizado en yacimientos de la Costa Bolívar, además del éxito alcanzado en el mismo, y dado que las condiciones del yacimiento Lagunillas Inferior son similares a las que presenta el yacimiento Bachaquero-02, en cuanto a propiedades de la roca y de los fluidos, se realizó una estimación de posible recuperación que se obtendría, asumiendo condiciones de barrido similares, para lo cual se tomó el volumen de los arreglos de M-6 y se extrapoló al de los arreglos de Bachaquero-02.

El espaciado de los pozos del yacimiento Lagunillas Inferior es de 231 metros, lo cual implica que el hexágono tiene un área de 34,25 acres, y existe un espesor de arena neta petrolífera promedio de 125 pies. A partir de estos datos y conociendo la tasa de producción máxima promedio por pozo durante la vida del proyecto (219 BNP/D), así como por arreglo (1.315 BNP/D), es posible decir que se recuperaron 0,0511 BNP/D/acre-pie, producto de la inyección de 395 TON/D por pozo, es decir 0,0922 TON/D/acre-pie.

Así, para el yacimiento Bachaquero-02, donde los pozos distan 300 metros, y el área de cada arreglo es de 57,78 acres, suponiendo que se obtendría una producción promedio por acre-pie equivalente a la de M-6, se estimó la producción máxima promedio que se obtendría para cada una de las modalidades de inyección de un arreglo planteadas e el *Capítulo 5*, suponiendo que se inyectará el equivalente por acre-pie inyectado en M-6.

6.4.2.1. Factor de Ajuste por comportamiento de producción en IAV

Además del estimado obtenido por el volumen de cada arreglo, debido a la diferencia en el comportamiento de producción con IAV de los pozos de Bachaquero-02 y de M-6; la cual es debido principalmente a la presencia de un empuje hidráulico activo (se inyectan 220 MBNA/D en el yacimiento), además de la alta permeabilidad del la roca (1.650 md), y

a que el crudo es menos pesado que el de M-6, se obtuvo un **Factor de Ajuste** para poder hacer mas reales las estimaciones realizadas.

Cabe mencionar que la producción de los pozos verticales de Bachaquero-02 sometidos a IAV es mayor que la de los pozos de M-6. Un pozo del yacimiento Bachaquero-02 luego de recibir 5 ciclos de IAV produce unas reservas de 798 MBNP de petróleo en un periodo de 10 años, mientras que un pozo vertical del Proyecto M-6 Continuo bajo las mismas condiciones únicamente genera 394 MBNP. A continuación se presentan los principales parámetros del comportamiento de producción por ciclos para cada uno de los pozos (*Tabla 6.4.2 y Tabla 6.4.3*).

Tabla 6.4.2. Producción por ciclos de un pozo vertical con IAV de Bachaquero-02.

CICLO	t [meses]	Qoi [BNP/De]	Qof [BNP/D]	Np _{CICLO} [BNP]	Np _{TOTAL} [BNP]
1	18	850	281	264.862	264.862
2	17	600	214	187.746	452.608
3	16	400	158	125.235	577.843
4	16	300	121	92.863	670.706
5	53	150	64	127.266	797.972

Tabla 6.4.3. Producción por ciclos de un pozo vertical con IAV de M-6.

CICLO	t [meses]	Qoi [BNP/D]	Qof [BNP/De]	Np _{CICLO} [BNP]	Np _{TOTAL} [BNP]
1	24	550	91	158.730	158.730
2	24	290	94	110.058	268.789
3	24	164	53	60.929	329.717
4	24	90	43	40.835	370.553
5	24	55	26	23.861	394.414

Asimismo, se muestra en las *Figuras 6.4.3 y 6.4.4*, el comportamiento de la tasa de producción, así como la producción acumulada para cada uno de los pozos.

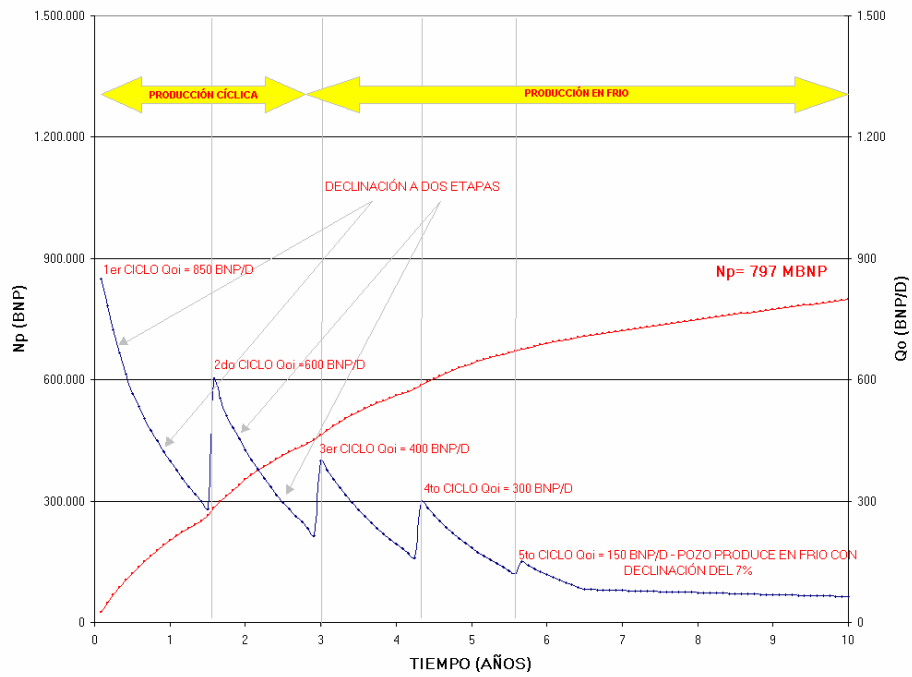


Figura 6.4.3. Comportamiento de producción de un pozo vertical con IAV de *Bachaquero-02*.

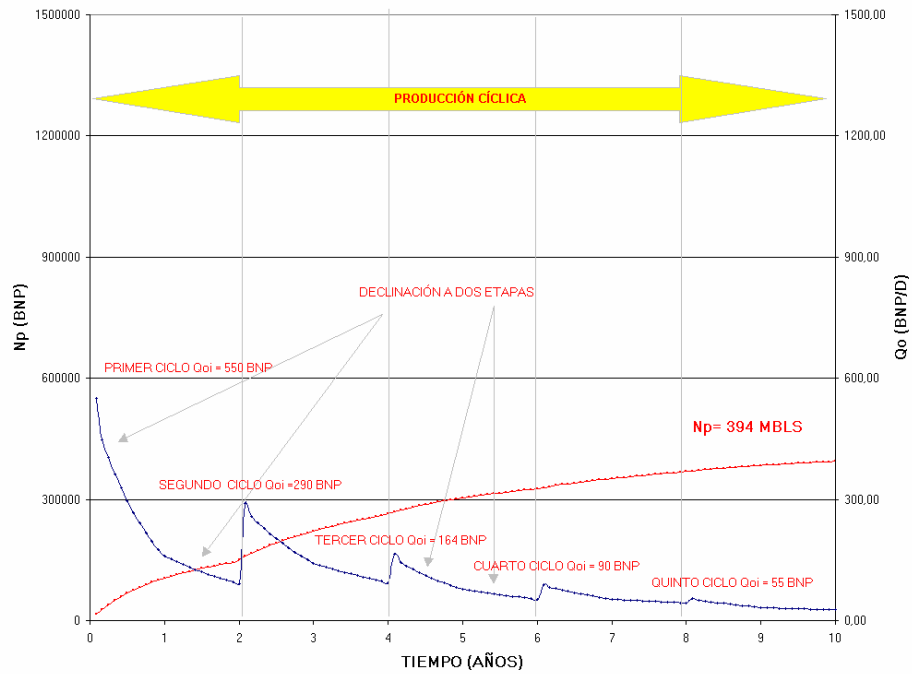


Figura 6.4.4. Comportamiento de producción de un pozo vertical con IAV de *M-6*.

Relacionando la tasa de producción inicial después de la inyección del primer ciclo de IAV de ambos pozos se obtiene un factor de 1,54 (850/550), mientras que existe un factor de 2,02 (797/394) con respecto a la recuperación total de petróleo en un periodo de 10 años. Utilizando como **Factor de Ajuste** el número más conservador (1,54), este indica que la producción que debe esperarse de los pozos del yacimiento Bachaquero-02 debe ser mayor en esa proporción a la que se obtuvo en el Proyecto M-6 Continuo.

Con este **Factor de Ajuste**, se obtuvo la tasa de producción promedio de los pozos durante un periodo de 10 años, multiplicando la tasa estimada basada en el Proyecto M-6 Continuo, por este Factor (1,54). A continuación se presenta un esquema con las estimaciones realizadas y los resultados obtenidos para cada una de las Modalidades de Inyección planteadas (Figuras 6.4.5, 6.4.6 y 6.4.7)

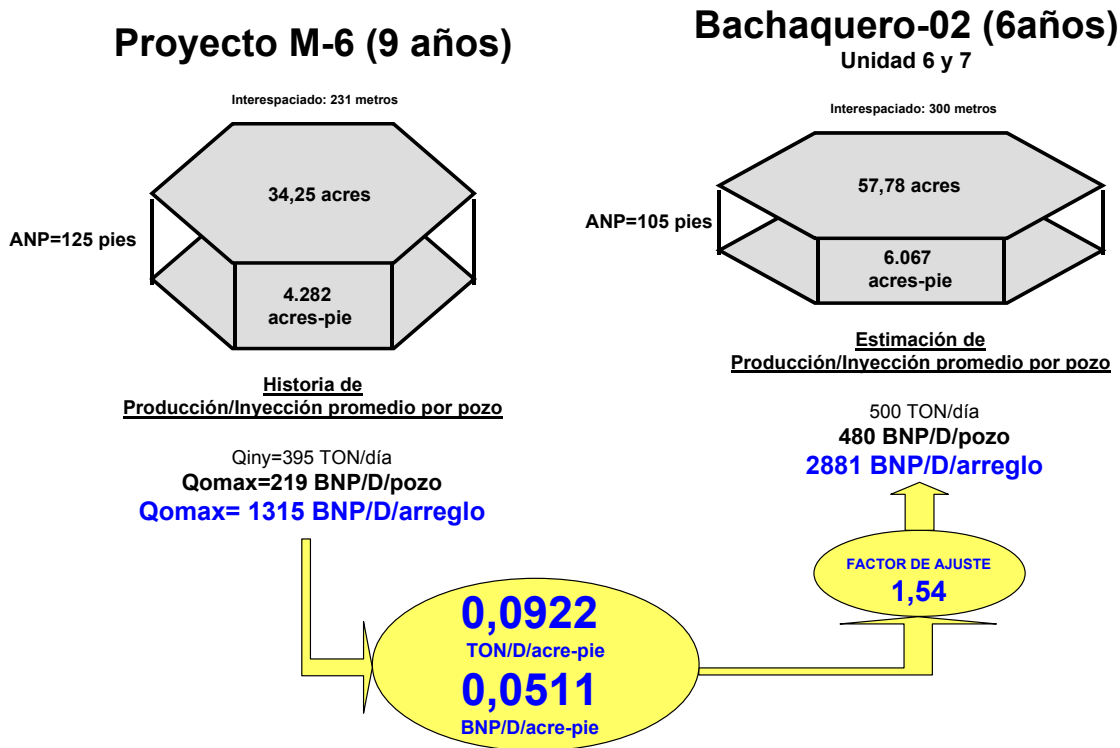
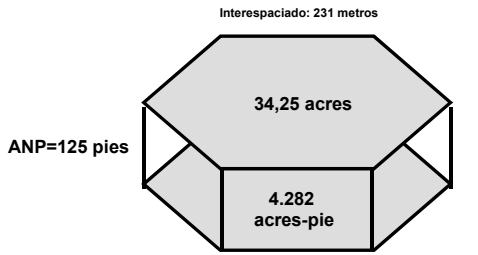


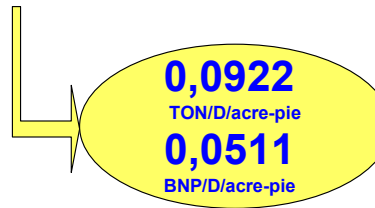
Figura 6.4.5. Estimación de la producción de un (1) Arreglo, bajo la Modalidad 1.

Proyecto M-6 (9 años)



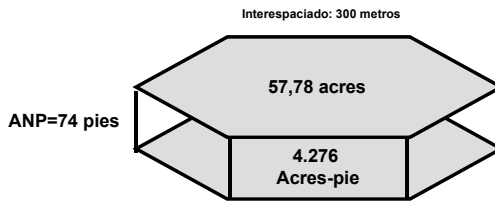
Historia de Producción/Inyección promedio por pozo

Qiny=395 TON/día
 Qomax=219 BNP/D/pozo
Qomax= 1315 BNP/D/arreglo



Bachaquero-02 (6años)

Unidad 6



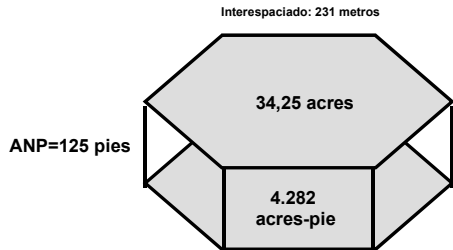
Estimación de Producción/Inyección promedio por pozo

394 TON/día
339 BNP/D/pozo
2033 BNP/D/arreglo



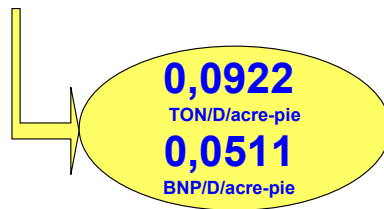
Figura 6.4.6. Estimación de la producción de un (1) Arreglo, bajo la Modalidad 2.

Proyecto M-6 (9 años)



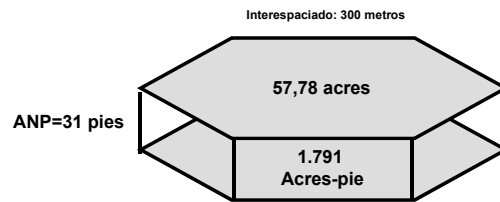
Historia de Producción/Inyección promedio por pozo

Qiny=395 TON/día
 Qomax=219 BNP/D/pozo
Qomax= 1315 BNP/D/arreglo



Bachaquero-02 (6años)

Unidad 7



Estimación de Producción/Inyección promedio por pozo

165 TON/día
142 BNP/D/pozo
851 BNP/D/arreglo

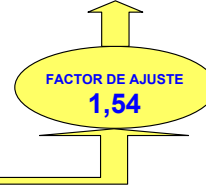


Figura 6.4.7. Estimación de la producción de un (1) Arreglo, bajo la Modalidad 3.

6.4.2.2. Producción Esperada de un Arreglo en Bachaquero-02

A partir del comportamiento de producción de los pozos productores de M-6, se observa un incremento lineal desde la tasa inicial en frío (50 BNP/D), hasta la tasa máxima de producción (219 BNP/D promedio de todos los pozos), lo cual ocurre en un periodo de 12 a 18 meses. Así mismo, ya que las condiciones de operación son similares en Bachaquero-02, se espera que la tasa máxima se alcance en 2 años luego de iniciarse la producción ($Q_{oi} = 180$ BNP/D para un pozo vertical en frío abierto en U6 y U7, 127 BNP/D para uno abierto únicamente en U6, y 53 BNP/D para uno en U7, ponderada por espesor de ANP). Esta tasa máxima se mantendrá por un periodo de 2 años y luego declinará exponencialmente a razón del 9% anual, tal y como se estimó y ocurrió en M-6.

A partir de las propiedades petrofísicas, y la volumetría, se sabe que en un arreglo de Bachaquero-02 inicialmente había un POES de 3,149 MMBNP en la Unidad 7, 7,418 MMBNP en la Unidad 6, y 10,526 MMBNP en ambas unidades.

La saturación de petróleo residual al agua en Bachaquero-02 es igual a 22%, y la saturación residual luego de un desplazamiento por vapor con las condiciones del que se inyectara equivale a 2,58% (obtenida por la *Ecuación 1.3.29*). De esta forma, sabiendo que durante el proceso de inyección se formará una zona de vapor, luego una de agua caliente y posteriormente una de agua fría, se asumió que luego del proceso, existirá una saturación residual de petróleo promedio en todo el arreglo de 15%.

Con la saturación de petróleo residual en el arreglo después de la ICV y el POES del arreglo, se obtuvo cuanto sería la producción acumulada al finalizar el barrido por ICV a partir de la *Ecuación 4.7.3*.

$$S_o = \frac{(N - N_{p_TOTAL}) \cdot B_o \cdot 100}{V_p}$$

$$N_{p_TOTAL} = N - \frac{S_o \cdot V_p}{B_o \cdot 100} \quad \text{Ec. 4.7.3}$$

Conociendo la producción de petróleo acumulada del arreglo al final de la ICV, y la producción acumulada de petróleo actual, se estimó por diferencia la producción asociada a la ICV para un arreglo (*Ecuaciones 6.4.1 y 6.4.2*), la cual equivale a 5,445 MMBNP, 3,837 MMBNP y 1,638 MMBNP para las Modalidades 1, 2 y 3 respectivamente.

$$Np_{TOTAL} = Np_{ACTUAL} + \Delta Np_{ICV} \quad \text{Ec. 6.4.1}$$

$$\Delta Np_{ICV} = Np_{TOTAL} - Np_{ACTUAL}$$

$$\Delta Np_{ICV} = Np_{TOTAL} - N \cdot FR_{ACTUAL} \quad \text{Ec. 6.4.2}$$

Finalmente, sabiendo el comportamiento de la tasa de producción, integrando esta con respecto al tiempo, e igualándola a la cantidad de petróleo a recuperar producto de la ICV, se obtuvo el tiempo en el cual se recuperarían dichas reservas por desarrollar.

$$\Delta Np_{ICV} = \Delta Np_{2 \text{ años incremento lineal de } Q_0} + \Delta Np_{2 \text{ años mantenimiento de } Q_0} + \Delta Np_{\text{Declinación Exponencial}}$$

Durante el periodo de declinación exponencial el comportamiento de la tasa esta regido por la *Ecuación 6.4.3*:

$$Q_0 = Q_{0i} \cdot e^{D \cdot t} \quad \text{Ec. 6.4.3}$$

Y la producción acumulada se obtiene integrando la tasa de producción con respecto al tiempo (*Ecuación 6.4.4*)

$$\Delta Np_{\text{Declinación Exponencial}} = \int_0^t Q_0 \cdot dt = \frac{Q_0 \cdot e^{D \cdot t}}{D} \Big|_0^t \quad \text{Ec. 6.4.4}$$

Así, el tiempo de declinación exponencial a una tasa del 9% anual es de 2 años, por lo que el tiempo en el cual se obtendrán todas las reservas por desarrollar asociadas a la ICV es de 6 años para las tres modalidades. A continuación se presenta el comportamiento de la tasa de producción de un arreglo bajo las tres modalidades planteadas en el *Capítulo 5* (Figura 6.4.8).

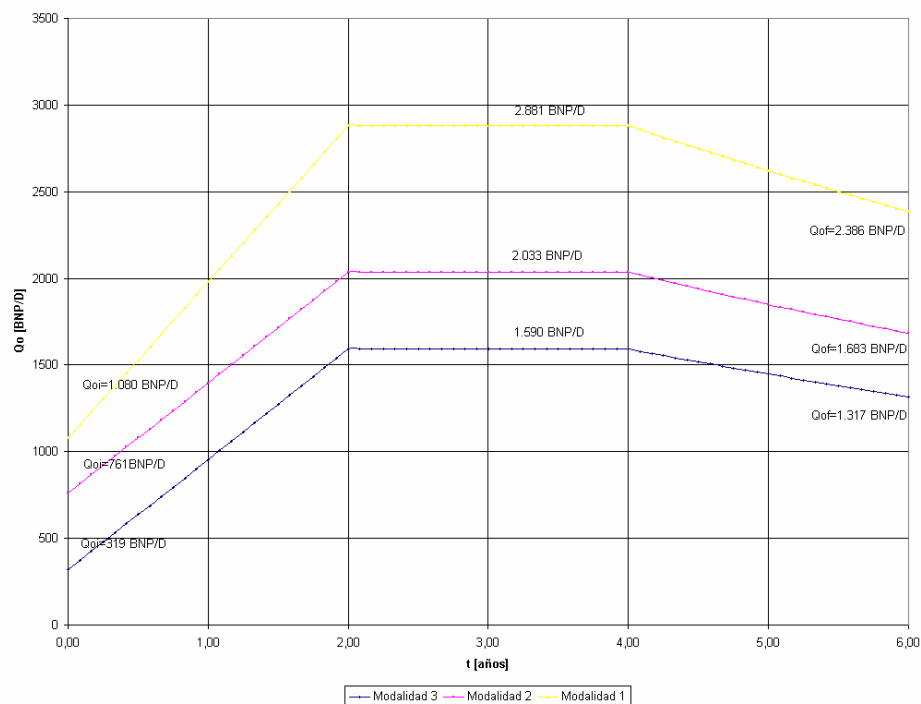


Figura 6.4.8 Comportamiento estimado de la tasa de producción de petróleo de un (1) arreglo, bajo las tres modalidades de ICV.

6.4.2.3. Líneas de Inyección Requeridas

Habiendo 18 arreglos seleccionados para la ICV (*Capítulo 5*), los cuales mediante la inyección de 400 TON/D (cada uno) drenaran las reservas estimadas para cada modalidad en un periodo de 6 años, se requerirían 108 años para drenar todos los arreglos con una sola línea de inyección.

Para comparación con los demás proyectos de la empresa, este se evaluará en un tiempo de vida de 20 años, lo que implica que para poder barrer los 18 arreglos en ese tiempo se requieren 6 líneas de inyección, cada una de 400 toneladas de vapor puro por día (estos cálculos se presentan a continuación).

Para 400 TON/D por línea:

$$1 \text{ línea} \times 18 \text{ arreglos} \times 6 \frac{\text{años}}{\text{arreglo}} = 108 \text{ años} \cdot \text{línea}$$

$$\frac{108 \text{ años} \cdot \text{línea}}{20 \text{ años}} = 5,4 \text{ líneas} \Rightarrow \mathbf{6 \text{ líneas}}$$

Esto implica que se requiere una planta de vapor que genere 2.400 TON/D de vapor puro, 400 TON/D en el cabezal de cada pozo (lo que equivale a 500 TON/D de vapor húmedo con 80% de calidad). Así mismo se requerirá una planta de tratamiento de agua, y las líneas de inyección lacustre hasta los pozos.

6.4.2.4. Cronograma de Producción del Proyecto

La puesta en funcionamiento de un arreglo implica la reparación de hasta 6 pozos productores, por lo tanto, se irán poniendo en funcionamiento 2 arreglos por año, y cada arreglo será sustituido por otro al final de los 6 años cuando haya drenado todas las reservas estimadas. Esto implica que el inicio de producción de los arreglos cumplirá el siguiente cronograma (*Tabla 6.4.4*).

Tabla 6.4.4. Cronograma de inicio de producción de los arreglos para ICV.

Inicio del Año	Numero de Arreglos que Inician producción
1	2
2	2
3	2
7	2
8	2
9	2
13	2
14	2
15	2

6.4.2.5. Producción Esperada del Proyecto de ICV en Bachaquero-02

Con el cronograma de operación de los arreglos, y el perfil de producción de cada arreglo, según la modalidad de inyección, se obtiene el siguiente comportamiento de la tasa de producción durante la vida del proyecto (*Figura 6.4.9*).

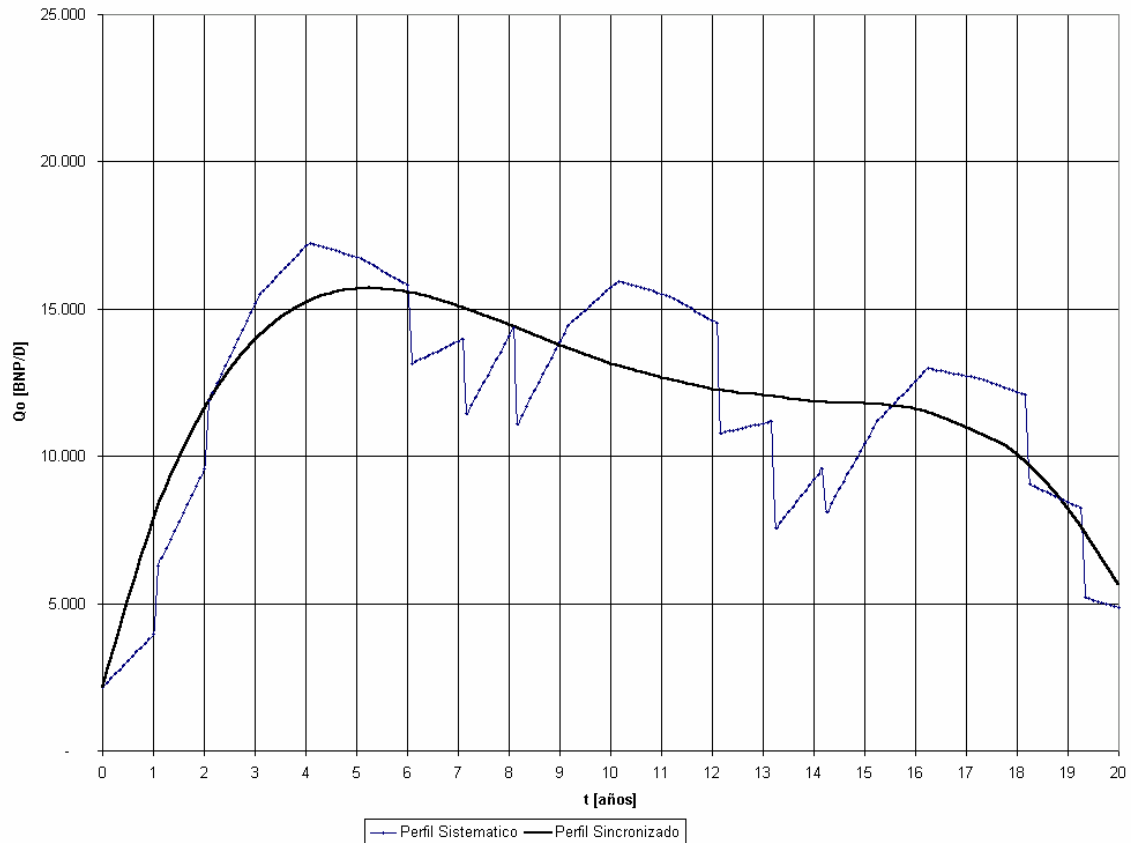


Figura 6.4.9. Comportamiento de la tasa de producción de petróleo del proyecto de ICV.

A partir del comportamiento de la tasa de producción, se obtiene la producción acumulada (*Figura 6.4.10*), la cual, al final de la vida del proyecto será de 87,861 MMBNP, asociada a la ICV.

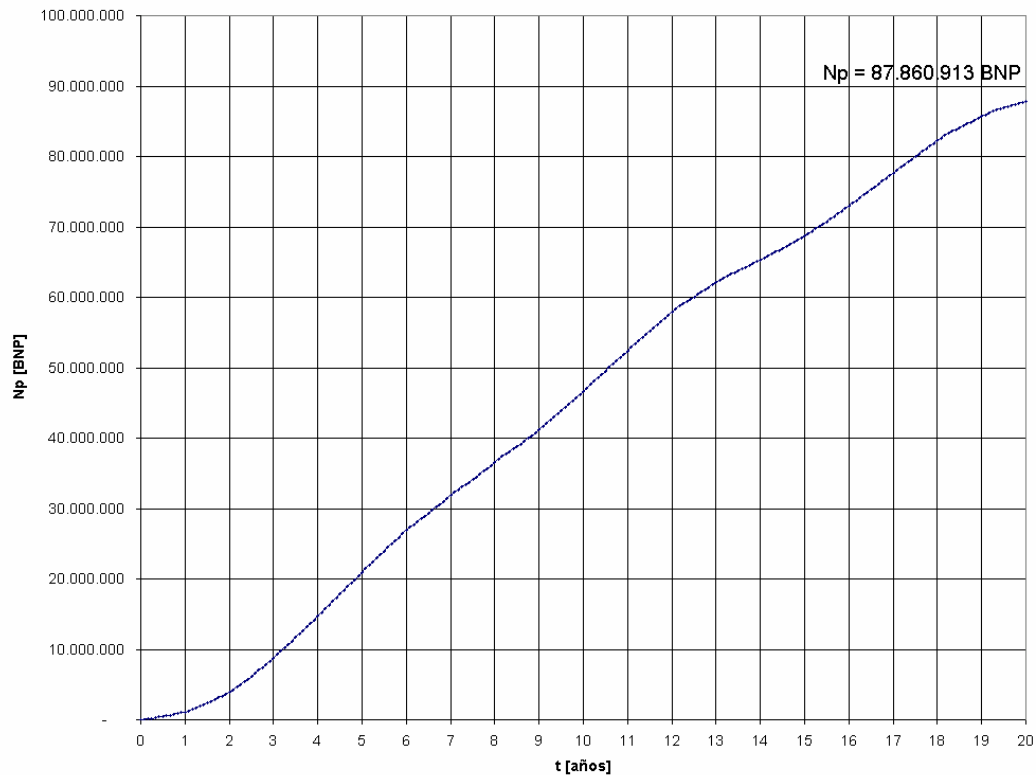


Figura 6.4.10. Comportamiento de la producción acumulada de petróleo del proyecto de ICV.

6.4.3. Estimación Analítica del Comportamiento de Producción del Proyecto de ICV

Como se presentó en la *Sección 1.9.10*, para realizar las estimaciones del volumen de petróleo que se recuperara producto de la ICV, se requieren conocer las propiedades térmicas, tanto de las formaciones productoras, como de las adyacentes, las cuales se presentan a continuación.

6.4.3.1. Propiedades Térmicas de la Roca

El área de interés para la Inyección Continua de Vapor esta comprendida en las Unidades 6 y 7, las cuales están separadas por un sello lutítico (FS6). Por encima de la Unidad 7 se encuentra el sello FS7 que tiene un espesor promedio de 35 pies, mientras que por debajo de la Unidad 6 esta ubicado el sello FS5 con unos 15 pies de espesor promedio, ambos muestran una buena continuidad, lo cual garantiza el aislamiento de la zona

prospectiva. Además de esto, esta demostrado mediante el trabajo publicado en el Paper SPE 49017¹⁴, que la presencia de lutitas intercaladas tiene un severo impacto en la distribución del calor, ya que, la presencia de una lutita continua de moderado espesor, alrededor de 15 pies, **no permite la transferencia de calor entre las unidades de flujo**, lo que se traduce en que el área que va desde el tope del Miembro Bachaquero hasta el tope de la Unidad 5 funcionaría como una cámara térmica. En la *Figura 6.4.11* se muestra un esquema de la distribución de las formaciones productoras y los estratos adyacentes.

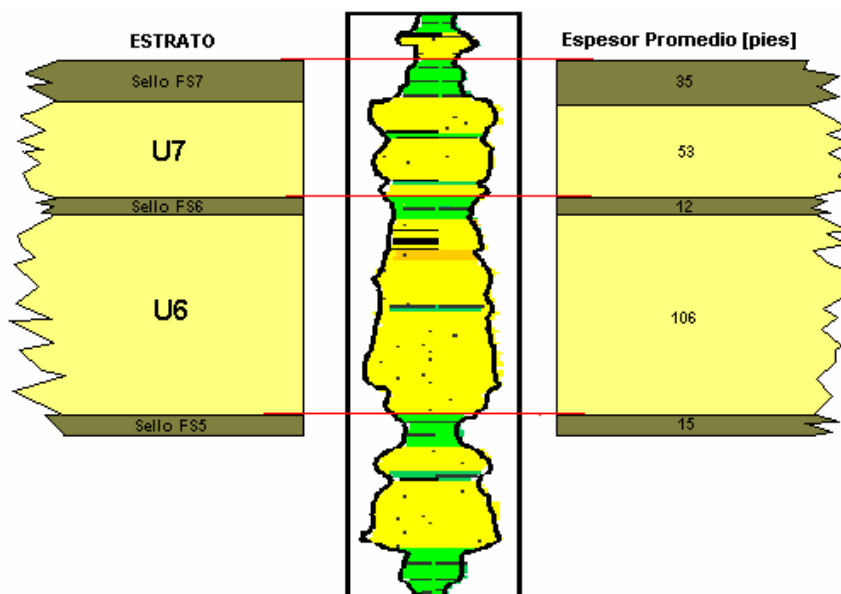


Figura 6.4.11. Distribución de las formaciones productoras y los estratos adyacentes.

Las propiedades térmicas de las formaciones productoras y los sellos lutíticos se tomaron del análisis realizado a un núcleo del pozo BA-2276. A continuación se presentan los valores obtenidos de estas propiedades para un rango de temperatura entre 100°F y 350°F (*Tablas 6.4.5 y 6.4.6*).

Tabla 6.4.5. Conductividad Térmica de U6 y U7, y los estratos adyacentes [BTU/hr.pie.°F].

T[°F]	100	220	250	350
FS7	1,052	1,148	1,188	1,205
U7	1,404	1,404	1,612	1,638
FS6	0,948	1,078	1,143	1,175
U6	1,145	1,248	1,326	1,382
FS5	0,871	0,979	1,088	1,193
U5	1,107	1,208	1,277	1,323

Tabla 6.4.6. Capacidad Calorífica de U6 y U7, y los estratos adyacentes [BTU/lbm.°F].

T[°F]	100	220	250	350
FS7	0,24	0,247	0,255	0,263
U7	0,213	0,226	0,246	0,271
FS6	0,235	0,257	0,268	0,275
U6	0,172	0,206	0,223	0,232
FS5	0,253	0,257	0,261	0,264
U5	0,213	0,219	0,225	0,231

Conociendo las densidades tanto de la arena que conforma las Unidades 6 y 7 (2,67 gr/cm³), y de la arcilla que conforma los sellos FS5, FS6 y FS7 (2,35 gr/cm³), se calculó la capacidad calorífica en BTU/pie³.°F (Tabla 6.4.7), ya que se requiere tener estos valores en esta unidad para los cálculos a realizar.

Tabla 6.4.7. Capacidad Calorífica de U6 y U7, y los estratos adyacentes [BTU/pie³.°F].

T[°F]	100	220	250	350
FS7	35,19	36,22	37,39	38,57
U7	35,49	37,65	40,99	45,15
FS6	34,46	37,69	39,30	40,33
U6	28,66	34,32	37,15	38,65
FS5	37,10	37,69	38,27	38,71
U5	35,49	36,49	37,49	38,49

Los valores de difusividad térmica (Tabla 6.4.8) se calcularon a través del cociente de la conductividad térmica y la capacidad calorífica, es decir:

$$\alpha = \frac{K_h}{M} \quad \text{Ec. 1.3.28}$$

Tabla 6.4.8. Difusividad Térmica de U6 y U7, y los estratos adyacentes [pie²/hr]

T[°F]	100	220	250	350
FS7	0,02989	0,03170	0,03177	0,03124
U7	0,03956	0,03729	0,03933	0,03628
FS6	0,02751	0,02860	0,02908	0,02914
U6	0,03996	0,03636	0,03569	0,03575
FS5	0,02348	0,02598	0,02843	0,03082
U5	0,03119	0,03311	0,03407	0,03438

También se determinó el gradiente geotérmico del área en 1,25°F/100 pies, y la conductividad térmica del cemento en 4,021 BTU/hr.pie.°F.

Para una temperatura ambiente de 93°F, mediante el gradiente geotérmico, se determinó la temperatura del yacimiento en 143°F, a una profundidad de 4.000 pies. Las propiedades térmicas requeridas para los cálculos deben estar referidas a esta temperatura, por lo cual se estimaron estos valores luego de observar el comportamiento de dichas propiedades con la variación de temperatura, obteniéndose los siguientes valores a una temperatura de 143°F (*Tabla 6.4.9*):

Tabla 6.4.9. Propiedades Térmicas de U6 y U7, y los estratos adyacentes a 143°F.

	K_h [BTU/hr.pie.°F]	M [BTU/pie ³ .°F]	α [pie ² /hr]
FS7	1,086400	35,561422	0,030538
U7	1,404000	36,263620	0,038748
FS6	0,994583	27,008644	0,036905
U6	1,181908	30,686417	0,038668
FS5	0,909700	37,310104	0,024373
U5	1,143192	35,845711	0,031880

6.4.3.2. Volumen de la Zona de Vapor y Petróleo Total Barrido por la ICV

Para estimar las pérdidas de calor en la tubería de inyección dentro del pozo, y la calidad del vapor en el fondo del pozo, se utilizó el Método de Willhite (*Sección 1.9.6.1*), el cual es el método de más fácil aplicación, y también el más riguroso de todos los métodos analíticos disponibles.

El volumen de la zona de vapor dentro de la formación productora se determinó a partir del Modelo de Marx y Langenheim (*Sección 1.9.10*), y la Modificación de Mandl y Volek (*Sección 1.9.11*).

El Modelo de Marx y Langenheim fue desarrollado para el caso de la inyección de vapor húmedo, y supone que la distribución de temperatura es una función escalonada (desde la temperatura del vapor, hasta la temperatura de la formación). Así, las pérdidas de calor ocurren hasta el punto donde existe el cambio de la temperatura del vapor a la temperatura del yacimiento. A medida que se inyecta mas fluido caliente, el área

calentada aumenta en la dirección del flujo, por lo que el área a través de la cual ocurre la conducción de calor aumenta con el tiempo. La configuración de la zona calentada para este modelo es general, aunque su formulación inicial abarca el caso de una zona cilíndrica que se expande simétricamente.

El Modelo de Marx y Langenheim desprecia el transporte convectivo de calor del agua caliente, al suponer que el vapor se condensa totalmente en el frente, y que el condensado se enfría hasta la temperatura del yacimiento, esto introduce un ligero error al cálculo. La Modificación de Mandl y Volek solventa este error, ya que la inyección de vapor puede suministrar el calor latente tanto para calentar la formación, como para cubrir las pérdidas de calor hacia las formaciones adyacentes. Es decir que mientras la tasa de inyección de calor sea mayor que el calor consumido, el Modelo de Marx y Langenheim tiene validéz, pero a un cierto tiempo, llamado *tiempo crítico* por Mandl y Volek, cuando esto deja de ocurrir, debe tomarse en cuenta la convección del calor transportado por el agua caliente delante del frente de condensación.

Para el cálculo del volumen de petróleo barrido en la zona de vapor durante la inyección, se utiliza un modelo basado en la saturación de petróleo residual al vapor ($S_{or_{st}}$) y el volumen de la zona de vapor (*Sección 1.9.12*). Este procedimiento básicamente consiste en determinar el volumen de la zona de vapor para una serie de tiempos, y luego calcular el volumen de petróleo barrido suponiendo que la saturación de petróleo en la zona barrida por el vapor se reduce desde el valor inicial ($S_{o_{actual}}$) hasta un valor residual ($S_{o_{st}}$).

6.4.3.2.1. Factor de Corrección

El modelo indicado anteriormente únicamente calcula el volumen de petróleo producido producto de la zona de vapor, es decir, que no toma en cuenta los mecanismos como *el empuje hidráulico producto de la inyección (220 MBNA/D)*, ni *la recuperación en las zonas de agua caliente y fría*, así como *la producción en los pozos de la segunda línea*. Por lo tanto fue necesario incluir un **Factor de Corrección**, similar al *Factor de Ajuste* utilizado en las estimaciones basadas en el Proyecto M-6 (1,54 solo para considerar la presencia del mecanismo de empuje hidráulico). Ya que para estas estimaciones analíticas están presentes otros mecanismos que no están siendo considerados, el *Factor de Corrección*

debe ser mayor al *Factor de Ajuste*, por lo que se selecciono un factor de 1,7. Este **Factor de Corrección** es 16% mayor al *Factor de Ajuste*, con respecto al comportamiento de M-6 (1), el cual esta distribuido de la siguiente forma:

- 6% adicional por el aporte de la Zona de Agua Caliente
- 5% adicional por el aporte de la Zona de Agua Fría
- 5% adicional por el aporte de los pozos de 2da Línea

Así que los valores obtenidos del Modelo Analítico descrito anteriormente fueron multiplicados por el **Factor de Corrección** de 1,7.

6.4.3.2.2. Consideraciones para la Estimación Analítica

Para la realización de los cálculos se plantearon ciertas consideraciones y especificaciones técnicas y ambientales para cada una de las modalidades de Inyección, las cuales se listan a continuación:

a) Especificaciones del Pozo Inyector:

Diámetro interno de la tubería de inyección: 2,992 pulgadas

Diámetro externo de la tubería de revestimiento: 7 pulgadas

Diámetro del hoyo: 8,5 pulgadas

Profundidad del pozo: 4.000 pies

Radio externo de la tubería de inyección: 1,75 pulgadas

Radio interno de la tubería de revestimiento: 3 pulgadas

Espesor del aislante: 0,5 pulgadas

Conductividad térmica del aislante: 0,015 BTU/hr.pie.°F

Conductividad térmica del cemento: 4,021 BTU/hr.pie.°F

Emisividad de la superficie externa de la tubería de inyección: 0,5

Emisividad de la superficie interna de la tubería de revestimiento: 0,5

Emisividad de la superficie externa del aislante: 0,5

b) Propiedades del Vapor:

Calidad del vapor en el cabezal del pozo: 80%

Presión de inyección en el cabezal del pozo: 1500 lpc

Temperatura del saturación del vapor: 596,62 °F

Calor específico del agua: 1 BTU/lb.°F

c) Condiciones Ambientales:

Temperatura ambiente: 93 °F

d) Tasa de Inyección de Vapor, Propiedades del Yacimiento y los estratos adyacentes:

Para las propiedades térmicas de los estratos adyacentes, en cada una de las modalidades se tomó un promedio aritmético de las propiedades del estrato subyacente y el suprayacente (*Capítulo 5*), tal es el caso de la conductividad térmica, y la difusividad térmica.

Para la Modalidad 1, el valor de la porosidad del yacimiento, es un promedio ponderado por espesor de arena neta petrolífera de las porosidades de U6 y U7. El espesor de arena neta petrolífera, y el espesor total de área es la suma de los valores de U6 y U7. Las propiedades térmicas de la zona productora (conductividad térmica, capacidad calorífica y difusividad térmica), se obtuvo de un promedio aritmético de las propiedades de U6 y U7.

La saturación de petróleo residual en la zona de vapor se obtuvo a partir de la *Ecuación 1.3.29*, para una temperatura del vapor de 531,84°F, que es la temperatura de saturación del vapor a una presión de 900 lpc, y para un crudo con viscosidad de 1.440 cP a condiciones del yacimiento.

Modalidad 1 (Inyectar simultáneamente U6 y U7)

Tasa de inyección de vapor: 500 TON/D

Temperatura del yacimiento: 143°F (basado en un gradiente de temperatura de 1,25°F/100 pies y una temperatura ambiente de 93°F)

Porosidad del yacimiento: 29,74%

Saturación actual de petróleo: 59,71%

Saturación de petróleo residual al vapor: 2,58% para un crudo de 1440 cP a condiciones del yacimiento.

Espesor de arena neta petrolífera: 105 pies

Espesor de arena total: 105 pies (se realizara inyección selectiva)

Difusividad térmica de la tierra: 0,0386947 pie²/hr

Conductividad térmica de la tierra: 1,255939 BTU/hr.pie.°F

Capacidad calorífica de la zona productora: 32,545485 BTU/pie³.°F

Conductividad térmica de los estratos adyacentes: 0,99805 BTU/hr.pie.°F

Capacidad calorífica de los estratos adyacentes: 36,435763 BTU/pie³.°F

Modalidad 2 (Inyectar únicamente U6)

Tasa de inyección de vapor: 395 TON/D

Temperatura del yacimiento: 143°F (basado en un gradiente de temperatura de 1,25°F/100 pies y una temperatura ambiente de 93°F)

Porosidad del yacimiento: 29,97%

Saturación actual de petróleo: 59,29%

Saturación de petróleo residual al vapor: 2,58% para un crudo de 1440 cP a condiciones del yacimiento.

Espesor de arena neta petrolífera: 74 pies

Espesor de arena total: 74 pies (se realizara inyección selectiva)

Difusividad térmica de la tierra: 0,038668 pie²/hr

Conductividad térmica de la tierra: 1,181908 BTU/hr.pie.°F

Capacidad calorífica de la zona productora: 30,686417 BTU/pie³.°F

Conductividad térmica de los estratos adyacentes: 0,9521415 BTU/hr.pie.°F

Capacidad calorífica de los estratos adyacentes: 37,310104 BTU/pie³.°F

Modalidad 3 (Inyectar únicamente U7)

Tasa de inyección de vapor: 310 TON/D

Temperatura del yacimiento: 143°F (basado en un gradiente de temperatura de 1,25°F/100 pies y una temperatura ambiente de 93°F)

Porosidad del yacimiento: 29,20%

Saturación actual de petróleo: 60,06%

Saturación de petróleo residual al vapor: 2,58% para un crudo de 1440 cP a condiciones del yacimiento.

Espesor de arena neta petrolífera: 31 pies

Espesor de arena total: 31 pies (se realizara inyección selectiva)

Difusividad térmica de la tierra: 0,038748 pie²/hr

Conductividad térmica de la tierra: 1,404 BTU/hr.pie.°F

Capacidad calorífica de la zona productora: 36,26362 BTU/pie³.°F

Conductividad térmica de los estratos adyacentes: 1,0404915 BTU/hr.pie.°F

Capacidad calorífica de los estratos adyacentes: 35,561422 BTU/pie³.°F

6.4.3.3. Resultados de la Estimación Analítica

A continuación se presentan los resultados obtenidos para un arreglo, según las modalidades de inyección planteadas (*Tablas 6.4.10, 6.4.11 y 6.4.12*), durante un periodo de 6 años. Cabe destacar que el volumen de petróleo producido de cada arreglo será equivalente al volumen de petróleo barrido, pero para diferentes momentos, ya que el petróleo barrido por el vapor, no es producido inmediatamente.

Tabla 6.4.10. Comportamiento de producción de un (1) arreglo, bajo la Modalidad 1.

T [días]	t [años]	Vs [acre-pie]	ΔN_p [Bls]	RPV [Bls/TON]
365,25	1,00	546,38	1.224.295	6,7039
730,50	2,00	1.001,86	2.244.919	6,1463
1095,75	3,00	1.412,61	3.165.323	5,7775
1461,00	4,00	1.792,79	4.017.207	5,4993
1826,25	5,00	2.149,78	4.817.144	5,2754
2191,50	6,00	2.488,19	5.575.427	5,0882

Tabla 6.4.11 Comportamiento de producción de un (1) arreglo, bajo la Modalidad 2.

t [días]	t [años]	Vs [acre-pie]	N_p [Bls]	RPV [Bls/TON]
365,25	1,00	412,56	931.586	6,4571
730,50	2,00	735,46	1.660.728	5,7555
1095,75	3,00	1.018,28	2.299.368	5,3125
1461,00	4,00	1.274,98	2.879.016	4,9888
1826,25	5,00	1.512,53	3.415.419	4,7346
2191,50	6,00	1.735,11	3.918.034	4,5262

Tabla 6.4.12. Comportamiento de producción de un (1) arreglo, bajo la Modalidad 3.

t [días]	t [años]	Vs [acre-pie]	Np [Bls]	RPV [Bls/TON]
365,25	1,00	207,91	469.476	4,1463
730,50	2,00	348,99	788.045	3,4799
1095,75	3,00	466,01	1.052.294	3,0979
1461,00	4,00	568,71	1.284.204	2,8355
1826,25	5,00	661,52	1.493.774	2,6385
2191,50	6,00	746,93	1.686.634	2,4827

A partir de los resultados obtenidos de forma analítica, observamos que la recuperación por arreglo para las tres modalidades esta en el mismo orden que la estimada en base al comportamiento del Proyecto M-6 Continuo (*Sección 6.4.2.2*), lo cual ratifica los resultados obtenidos. La *Tabla 6.4.13* presenta una comparación de los resultados obtenidos basados en el Proyecto M-6 y los obtenidos analíticamente.

Tabla 6.4.13. Reservas asociadas a la ICV de un (1) arreglo, según las estimaciones realizadas.

Tipo de Estimación	Reservas Asociadas a la ICV de 1 Arreglo [MMBNP]		
	Escenario 1	Escenario 2	Escenario 3
Basada en el Proyecto M-6	1,616	3,862	5,475
Analíticamente	1,687	3,918	5,575

Sumando la recuperación de cada tipo de arreglo según el cronograma establecido para inicio de actividades de los mismos, se obtuvo el comportamiento de producción acumulada del proyecto, el cual se presenta a continuación (*Figura 6.4.12*).

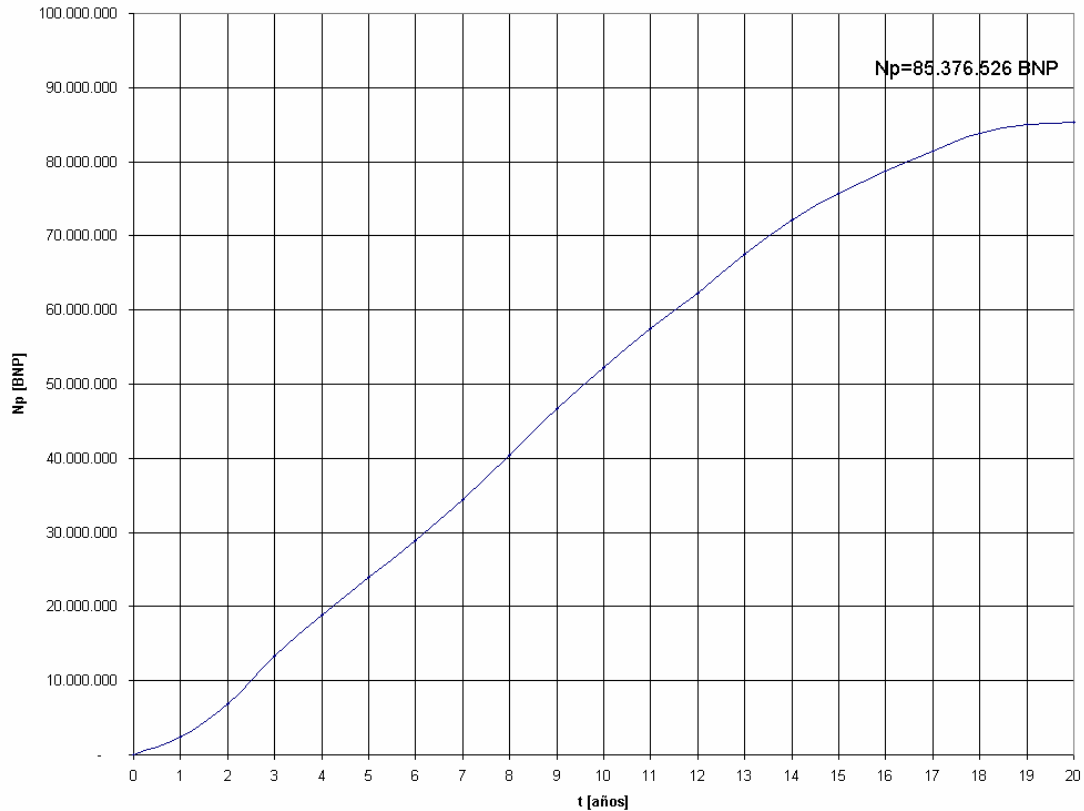


Figura 6.4.12. Comportamiento de la producción acumulada de petróleo del Proyecto de ICV, estimada analíticamente.

6.4.4. Completación del Primer Ciclo de Producción de IAV y Declinación en Frío

Existen en el área 7 pozos perforados recientemente, cuyo primer ciclo aun no ha culminado, por lo que antes de declinar su tasa de producción, se completó este primer ciclo de IAV. La *Tabla 6.4.14* presenta los meses faltantes para completar el primer ciclo de los pozos que están bajo esta condición, así como las reservas desarrolladas asociadas por este concepto, las cuales suman 1,169 MMBNP. Luego la producción de estos mismos pozos se declinó en frío hasta completar un periodo de 20 años, igual que se hiciera en el Caso Base, obteniéndose 4,582 MMBNP de reservas desarrolladas, lo cual se ve resumido en la *Tabla 6.4.15*.

Tabla 6.4.14. Pozos sin completar el primer ciclo de IAV y reservas asociadas, para el Caso 3.

POZO	Tipo de Pozo	Meses Completados	Meses Faltantes	Reservas [BNP]
BA-2428	I	11	18	196.023
BA-2431	H	10	13	130.096
BA-2434	H	9	14	145.532
BA-2442	V	9	17	145.468
BA-2447	V	7	19	174.032
BA-2451	H	7	16	179.662
BA-2455	H	6	17	198.507

Tabla 6.4.15. Reservas asociadas a la declinación de los pozos con IAV, para el Caso 3.

POZO	Meses Faltantes	Qoi [BNP/D]	Qof [BNP/D]	Reservas [BNP]
BA-2428	222	235	33	680.831
BA-2431	227	220	30	655.062
BA-2434	226	220	30	654.151
BA-2442	223	175	45	645.399
BA-2447	221	175	46	642.646
BA-2451	224	220	31	652.304
BA-2455	223	220	31	651.368

6.4.5. Declinación de los Pozos No Térmicos

Existen 29 pozos que no pertenecen a ninguno de los arreglos, y a pesar de que algunos pertenecen a la segunda línea de algún arreglo, a estos se les asumió una declinación exponencial según su comportamiento histórico de producción (igual que en el Caso Base) para poder estimar su aporte a las reservas de este Caso 3, el cual es de 11,556 MMBNP. La *Tabla A.12 (Apéndice A)* muestra las reservas desarrolladas de cada uno de estos pozos.

6.4.6. Resultados del Caso 3

Para este Caso 3 se tienen un total de 105,168 MMBNP de reservas desarrolladas y por desarrollar (*Tabla 6.4.16*) para los próximos 20 años, y conociendo la producción acumulada hasta la fecha en el área de estudio (142,618 MMBNP), se alcanzaría un factor de recobro en el área de 45,28 % (*Figura 6.4.14*). Asimismo se presenta en la

Figura 6.4.13 y en la Tabla 6.4.17 el comportamiento de la producción durante los 20 años.

Tabla 6.4.16. Reservas asociadas y tipos de reserva, para el Caso 3.

Fuente de las Reservas	Reservas [MMBN]	Tipo de Reserva
Declinación de pozos no térmicos	11,556	Desarrolladas
Completación del 1er. Ciclo de IAV	1,169	Desarrolladas
Declinación de los pozos con IAV	4,582	Desarrolladas
Inyección Continua de Vapor	87,861	Por Desarrollar
TOTAL	105,168	

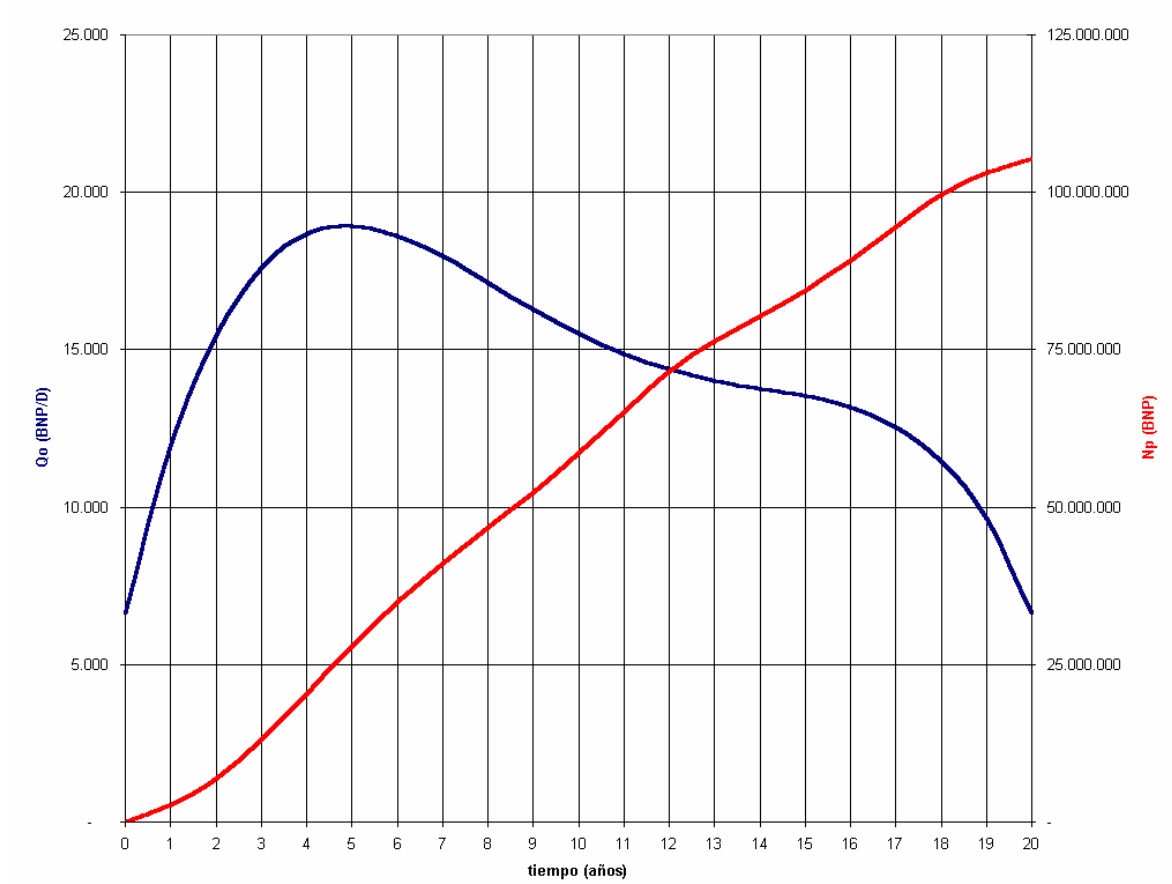


Figura 6.4.13. Comportamiento de producción esperado, para el Caso 3.

Tabla 6.4.17. Comportamiento de producción esperado, para el Caso 3.

Años	Qo [BNP/D]	Np [BNP]	ΔNp [BNP]
0	6,633	-	-
1	11,948	2,698,816	2,698,816
2	15,494	6,987,427	4,288,611
3	17,631	13,232,246	6,244,819
4	18,680	20,459,745	7,227,499
5	18,927	27,893,510	7,433,765
6	18,621	34,991,964	7,098,454
7	17,972	41,034,565	6,042,601
8	17,154	46,740,553	5,705,988
9	16,305	52,313,493	5,572,940
10	15,524	58,659,336	6,345,843
11	14,874	65,245,778	6,586,442
12	14,380	71,541,103	6,295,325
13	14,031	76,439,187	4,898,084
14	13,778	80,393,387	3,954,200
15	13,536	84,428,617	4,035,230
16	13,180	89,283,635	4,855,018
17	12,552	94,547,684	5,264,048
18	11,453	99,650,490	5,102,806
19	9,650	103,201,016	3,550,526
20	6,647	105,168,150	1,967,134

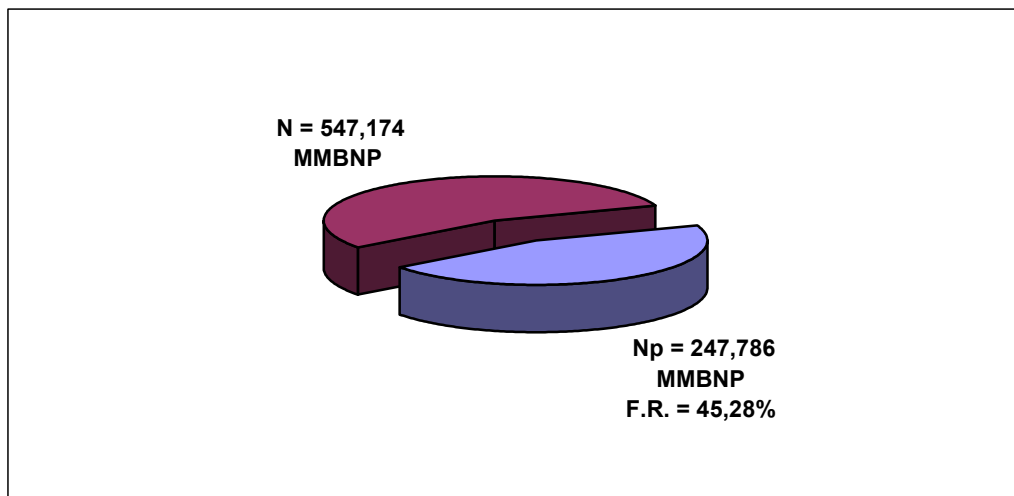


Figura 6.4.14. Producción acumulada y Factor de Recobro, para el Caso 3.

En la *Figura 6.4.15* se puede observar para el Caso 3, los arreglos de ICV, según la modalidad de inyección, así como la localización de los pozos no térmicos que se declinaron hasta 10 BNP/D, y la de los pozos que se les completara el primer ciclo de IAV y luego se declinarán en frío.

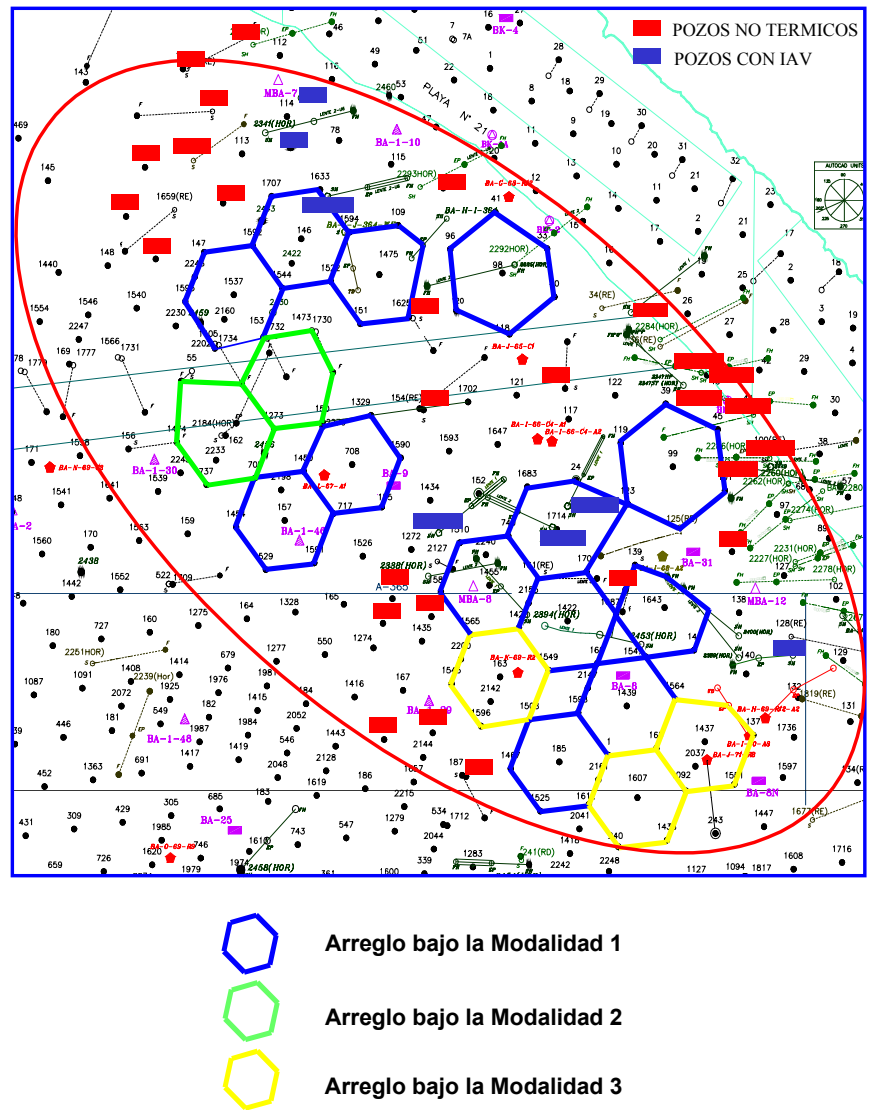


Figura 6.4.15. Ubicación de los arreglos para ICV, y condición de pozos activos, para el Caso 3.

6.5. CASO 4 (GENERACIÓN DE POTENCIAL A TRAVÉS DE LA INYECCIÓN CONTINUA DE VAPOR, CONTINUANDO LA IAV)

Este cuarto y último, al igual que el Caso 3, consiste en inyectar 18 arreglos de siete (7) pozos invertido, alternando en grupos de seis (6) durante 20 años. Además, los pozos que actualmente tienen IAV y no pertenecen a los arreglos de ICV, se les completará hasta su cuarto ciclo igual que en el Caso 2. Y los pozos no térmicos que no pertenezcan a ningún arreglo se declinarán exponencialmente según su comportamiento histórico hasta una tasa de abandono de 10 BNP/D o hasta completar 20 años.

Por concepto de la ICV se tiene unas reservas por desarrollar de 87,861 MMBNP, como se presento en el Caso 3, para lo cual se requiere definir las condiciones operacionales (*Capítulo 7*) que implican el abandono de algunos pozos, la reparación y reacondicionamiento de otros a condiciones térmicas, y la perforación de los pozos necesarios para completar los arreglos de inyección.

6.5.1. Completación de los Ciclos Faltantes de IAV

Inicialmente, al igual que en el Caso 3 se les debe completar los meses faltantes del primer ciclo de producción a los pozos perforados recientemente que no pertenecen a ningún arreglo de ICV (7 pozos), lo cual arroja unas reservas desarrolladas, equivalentes a 1,169 MMBNP.

Luego se les inyectarán los ciclos de IAV faltantes, a aquellos pozos que no hayan completado su cuarto ciclo (20 pozos), igual que en el Caso 2, por ello se listan los pozos, con sus ciclos faltantes en el *Apéndice A (Tabla A.13)*.

Entre estos 20 pozos con ciclos de IAV faltantes, se encuentran 9 pozos verticales, 9 horizontales y 2 inclinados, y según el tipo de pozo se utilizó el Modelo de Declinación para estimar la cantidad de petróleo a extraer en cada uno de ellos.

A partir de la *Tabla A.13*, se agrupan los ciclos faltantes según el tipo de pozo (*Tabla 6.5.1*), y se observa que hacen falta por completar en los pozos que se encuentran dentro

del área de estudio, 15 II ciclos, 19 III ciclos, 20 IV ciclos y 20 V ciclos de declinación en frío.

Tabla 6.5.1. Cantidad de ciclos faltantes por tipo de pozo, para el Caso 4.

TIPO DE POZO	CICLO FALTANTE			
	2do	3ro	4to	5to
Horizontal	8	9	9	9
Inclinado	1	2	2	2
Vertical	6	8	9	9

Conociendo la cantidad de ciclos faltantes según el tipo de pozo, así como la producción acumulada de petróleo que se obtiene de cada ciclo dependiendo del tipo de pozo, es posible obtener el volumen de petróleo que se podría recuperar, si se completarán los ciclos faltantes en los pozos que se encuentran dentro del área de estudio, asumiendo que todos los ciclos fueran exitosos. Estos resultados se listan a continuación por tipo de pozo, y por ciclo (*Tabla 6.5.2*).

Tabla 6.5.2. Reservas asociadas a la IAV, por ciclo y por tipo de pozo, para el Caso 4.

TIPO DE POZO	Reservas [BNP]				
	2do	3ro	4to	5to	Total por tipo de Pozo
Horizontal	1.861.328	1.426.509	1.476.459	4.838.211	9.602.507
Inclinado	256.964	374.170	391.878	1.075.158	2.098.170
Vertical	1.126.476	1.001.880	835.767	2.624.832	5.588.955
Total por Ciclo	3.244.768	2.802.559	2.704.104	8.538.201	17.289.632

6.5.2. Declinación de los Pozos No Térmicos

Existen 17 pozos que no pertenecen a ninguno de los arreglos (*Tabla A.14, Apéndice A*), y a pesar de que algunos pertenecen a la segunda línea de algún arreglo, estos se declinaron exponencialmente según su comportamiento histórico de producción (igual que en el Caso Base) para poder estimar su aporte a las reservas de este Caso 4, el cual es de 4,502 MMBNP.

6.5.3. Resultados del Caso 4

Para este Caso 4 se tienen un total de 110,821 MMBNP de reservas desarrolladas y por desarrollar (Tabla 6.5.3) para los próximos 20 años, y conociendo la producción acumulada hasta la fecha en el área de estudio (142,618 MMBNP), se alcanzaría un factor de recobro total en el área de 46,32 % (Figura 6.5.2). Asimismo se presenta en la Figura 6.5.1 y en la Tabla 6.5.4 el comportamiento de la producción durante los 20 años.

Tabla 6.5.3. Reservas asociadas y tipos de reserva, para el Caso 4.

Fuente de las Reservas	Reservas [MMBN]	Tipo de Reserva
Declinación de pozos no térmicos	4,502	Desarrolladas
Completación del 1er. Ciclo de IAV	1,169	Desarrolladas
Completación de todos los ciclos faltantes de IAV	17,289	Desarrolladas
Inyección Continua de Vapor	87,861	Por Desarrollar
TOTAL	110,821	

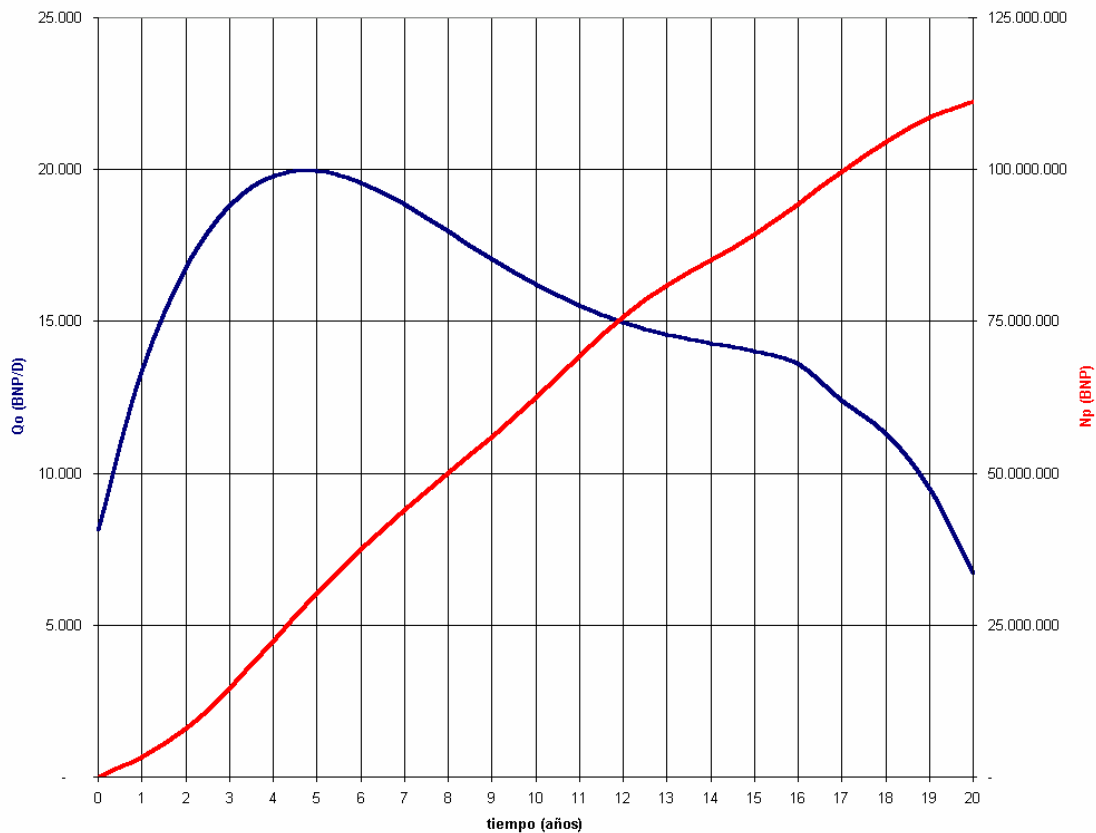


Figura 6.5.1. Comportamiento de producción esperado, para el Caso 4.

Tabla 6.5.4. Comportamiento de producción esperado, para el Caso 4.

Años	Qo [BNP/D]	Np [BNP]	ΔNp [BNP]
0	8.140	-	-
1	13.349	3.229.803	3.229.803
2	16.796	8.011.871	4.782.069
3	18.839	14.714.971	6.703.100
4	19.802	22.367.808	7.652.837
5	19.967	30.196.082	7.828.274
6	19.585	37.660.217	7.464.136
7	18.864	44.041.564	6.381.347
8	17.980	50.061.148	6.019.584
9	17.069	55.924.219	5.863.071
10	16.230	62.538.314	6.614.094
11	15.526	69.372.621	6.834.307
12	14.982	75.896.830	6.524.208
13	14.586	81.006.133	5.109.303
14	14.290	85.155.126	4.148.994
15	14.007	89.369.885	4.214.759
16	13.614	94.390.255	5.020.370
17	12.425	99.609.729	5.219.474
18	11.317	104.664.353	5.054.624
19	9.506	108.579.680	3.915.326
20	6.720	110.821.481	2.241.801

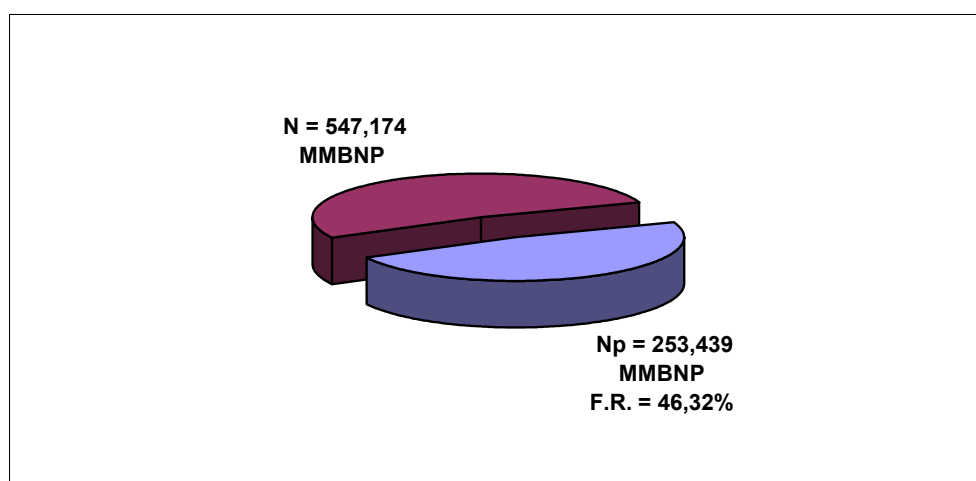


Figura 6.5.2. Producción acumulada y Factor de Recobro, para el Caso 4.

La Figura 6.5.3 muestra para el Caso 4, los arreglos de ICV, según la modalidad de inyección, así como la localización de los pozos no térmicos que se declinaron hasta 10 BNP/D, y la de los pozos que se les completarán los ciclos faltantes de IAV.

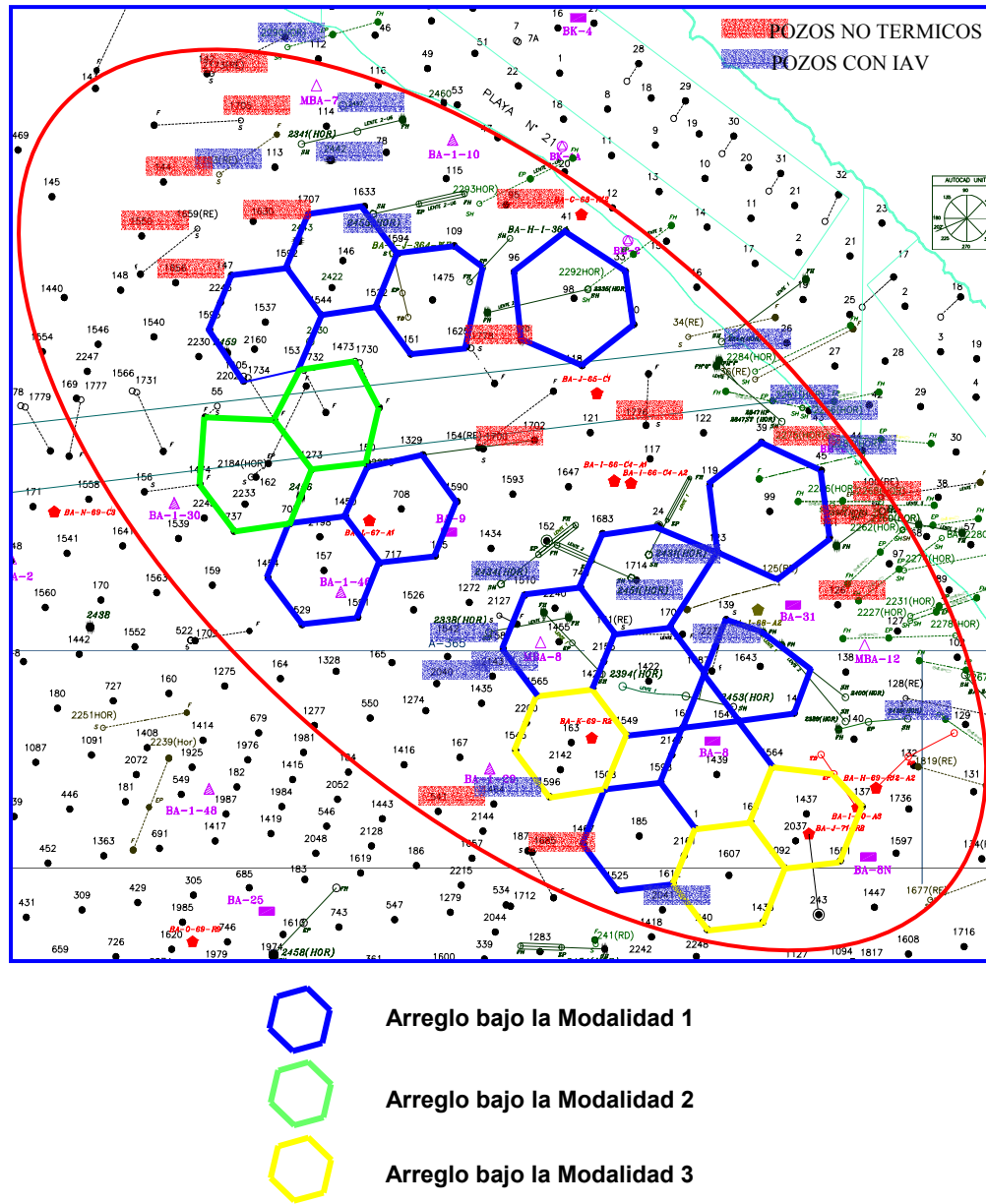


Figura 6.5.3. Ubicación de los arreglos para ICV, y condición de pozos activos, para el Caso 4.

CAPÍTULO 7

CONSIDERACIONES OPERACIONALES

CAPITULO 7 – CONSIDERACIONES OPERACIONALES

7.1. CASO 2

Para mantener el potencial actual de producción del área (16.017 BNP/D) se determinó que además de la continuidad del proyecto de IAV en los pozos existentes, se deben perforar un total de 53 pozos en los próximos 20 años, los cuales serán horizontales e inclinados. Para objeto de este estudio, estos pozos se perforarán cuatro (4) anuales (dos horizontales y dos inclinados), hasta completar los 53 pozos en el año 14.

Para la apropiada continuidad del proyecto de IAV en el área, los pozos que pertenecen al mismo, y los 53 que se deben perforaran, se les debe completar hasta cuatro ciclos de IAV, como se indicó en la *Sección 6.3*. El costo de la inyección de un ciclo de vapor es de 150 MMBs, 90 MMBs y 130 MMBs, para pozos horizontales, verticales e inclinados respectivamente.

- a) Para los pozos existentes, se inyectarán los II ciclos faltantes en el año 2, los III ciclos en el año 4, y los IV ciclos en el año 6.
- b) Para los pozos a perforar (53), se inyectarán los I ciclos el año de la perforación, los II ciclos dos años después, los III ciclos cuatro años después y los IV ciclos seis años después.

Para mantener en funcionamiento los pozos verticales e inclinados durante toda su vida útil (20 años) se requieren realizar reparaciones cada dos ciclos, las cuales consisten en el cambio de arena productora, reestimulación, reempaque y recañoneo, y tiene un costo aproximado de 500 MMBs para los pozos inclinados y 300 MMBs para los pozos verticales. Estas reparaciones se realizarán de acuerdo a la condición del pozo:

- a) Para los pozos existentes las reparaciones se realizarán una vez finalizado el II ciclo, y una vez finalizado el IV ciclo, es decir en los años cuatro y ocho.

- b) Para los pozos propuestos, las reparaciones se realizarán también después de culminar el II ciclo y el IV ciclo, es decir, la primera reparación cuatro (4) años después de la perforación, y la segunda ocho (8) años después.

7.2. CASO 3

Para la implantación del proyecto de ICV, una vez seleccionados los arreglos, se estudió el estado actual de los pozos pertenecientes a los mismos, a fin de reactivar y reacondicionar todos los pozos que pudieran ser útiles para la ICV, con objeto de minimizar las inversiones en pozos nuevos.

A fin de reactivar y reacondicionar los pozos existentes, según la condición actual de los mismos se requiere:

- a) Para los pozos que han estado bajo un proceso de IAV, se les realizará un Servicio Para Vapor, SPV, el cual consiste en cambio de las rejillas térmicas preempacadas con carbolite, y colocación de un nuevo colgador obturador térmico. Este trabajo tiene un costo aproximado de 300 MMBs.
- b) Los pozos que nunca se les ha inyectado vapor, pero que durante su perforación, el revestimiento de producción fue cementado hasta superficie, se les realizará una Conversión Para Vapor, CPV, la cual implica la colocación de rejillas térmicas preempacadas con carbolite, un colgador obturador térmico, y el cambio de la tubería de producción. El costo de este trabajo esta alrededor de 400 MMBs.
- c) Los pozos que se encuentran en Categoría 3 (Inactivos, no disponibles para producción inmediata), se les realizará un Reacondicionamiento y Recompletación, Prepararandolos Para Vapor, RARC (PPV). Esto comprende reparaciones por alta producción de agua o gas, y luego la realización de una CPV. Este trabajo tiene un costo que oscila alrededor de 600 MMBs. Todos los pozos productores verticales quedarán completados como se muestra en la *Figura 7.2.1*.

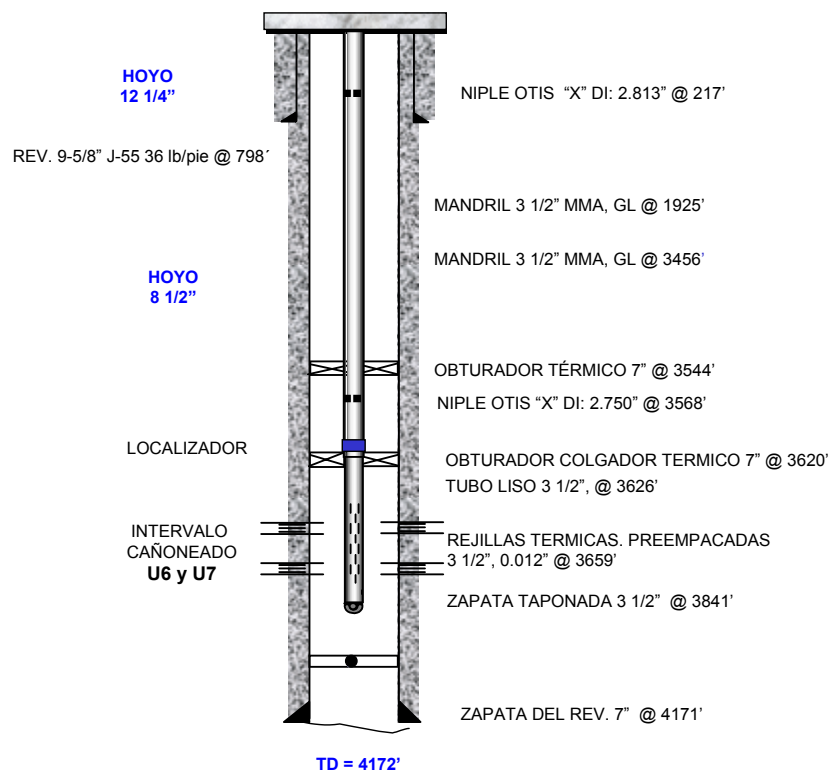


Figura 7.2.1. Completación de un pozo productor vertical para ICV.

- d) Para los pozos que van a ser inyectores de vapor y han recibido IAV, o durante su perforación, el revestimiento de producción haya sido cementado hasta superficie, se les realizará un Reacondicionamiento y Recompletación para Convertir a Inyector de Vapor, RARC(CIV). Este trabajo consiste en colocar una tubería doble con aislante Interno, cuya conductividad térmica es de 0,015 BTU/hr.pie³.°F, y bajo las condiciones del yacimiento Bachaquero-02, la calidad del vapor cae solo 2% desde el cabezal del pozo hasta la profundidad de la arena objetivo (aproximadamente 4.000 pies). Este trabajo representa una inversión de 600 MMBs.

Una vez utilizada toda la infraestructura disponible, se determinó los pozos faltantes para completar los arreglos de ICV, los cuales según las condiciones serán:

- a) Pozos Inyectores Verticales, PIV, los cuales se completarán con la misma tubería especial descrita en los RARC (CIV), y requerirá de una inversión de 1.500 MMBs cada uno. Todos los pozos inyectores, tanto los nuevos, como los existentes quedarán completados como se muestra en la *Figura 7.2.2*.

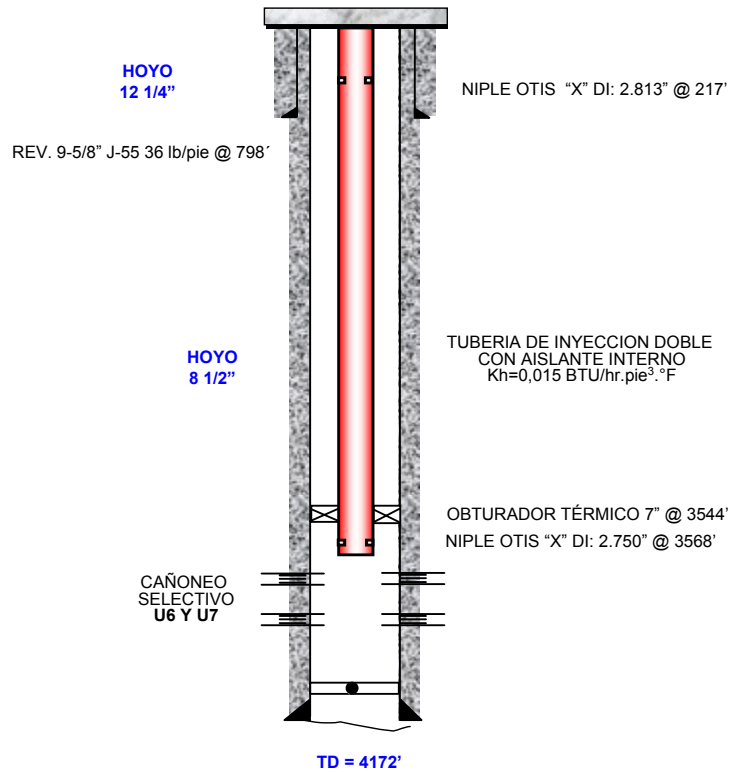


Figura 7.2.2. Completación de un pozo inyector vertical para ICV.

- b) Pozos Inyectores Inclínados, PII, con las mismas características del PIV, y se perforara en los lugares donde por condiciones naturales no se pueda perforar un pozo vertical (en el canal de navegación), e implica una inversión de 1.650 MMBs.
- c) Pozos Productores Inclínados, PPI, los cuales estarán completados con un colgador obturador térmico con rejillas térmicas preempacadas con carbolite y una tubería de producción N-80 (Figura 7.2.3). Estos atravesarán las dos unidades objetivo (U6 y U7), y requieren una inversión de 1.450 MMBs cada uno.

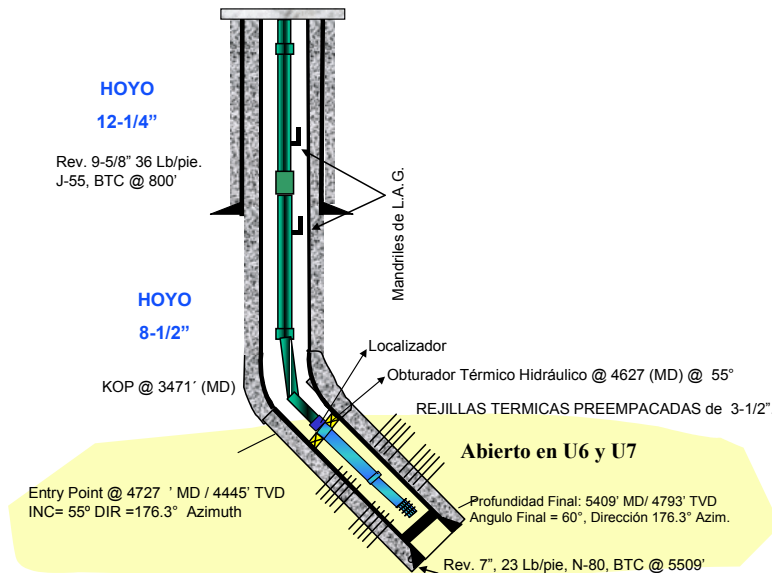


Figura 7.2.3. Completación de un pozo productor inclinado para ICV.

- d) Pozos Productores Horizontales, PPH, completados con un colgador obturador térmico con rejillas térmicas preempacadas con carbolite en toda la sección horizontal del pozo a hoyo abierto, y una tubería de producción N-80 (*Figura 7.2.4*). Estarán perforados en una las unidades objetivo (U6 o U7), según se requiera, y representan una inversión de 1.250 MMBs por pozo.

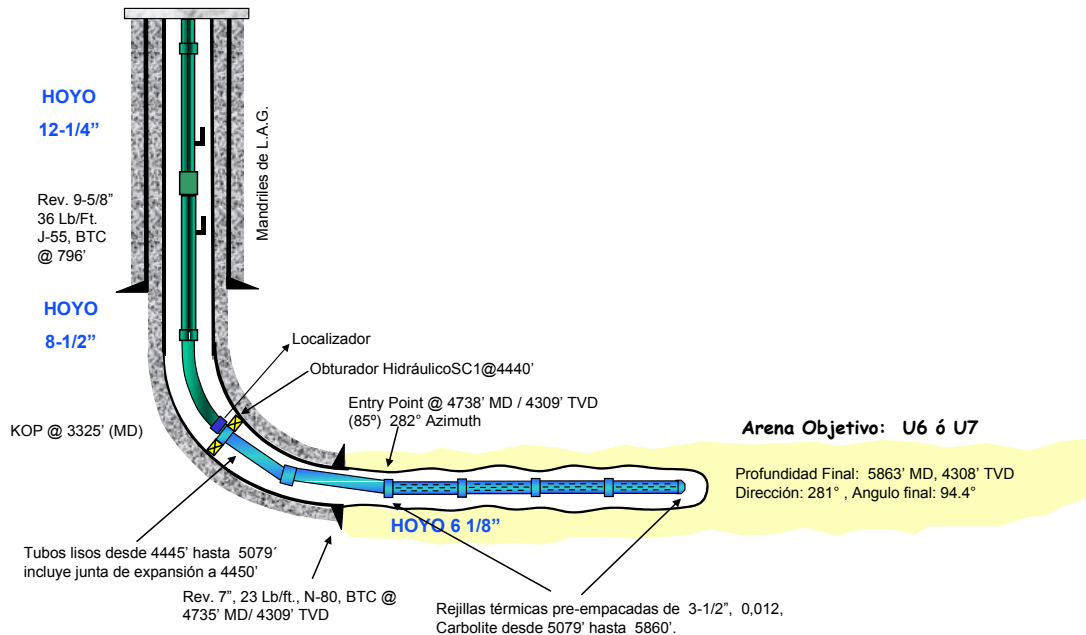


Figura 7.2.4. Completación de un pozo productor horizontal para ICV.

Ya establecidos los requerimientos durante la vida del proyecto, es decir, todos los trabajos que se deben realizar para ir poniendo en funcionamiento cada uno de los arreglos, se realizó un mapa con todos estos requerimientos, el cual se muestra en la *Figura 7.2.5*, y se observa que los arreglos están ubicados en dos zonas (superior e inferior).

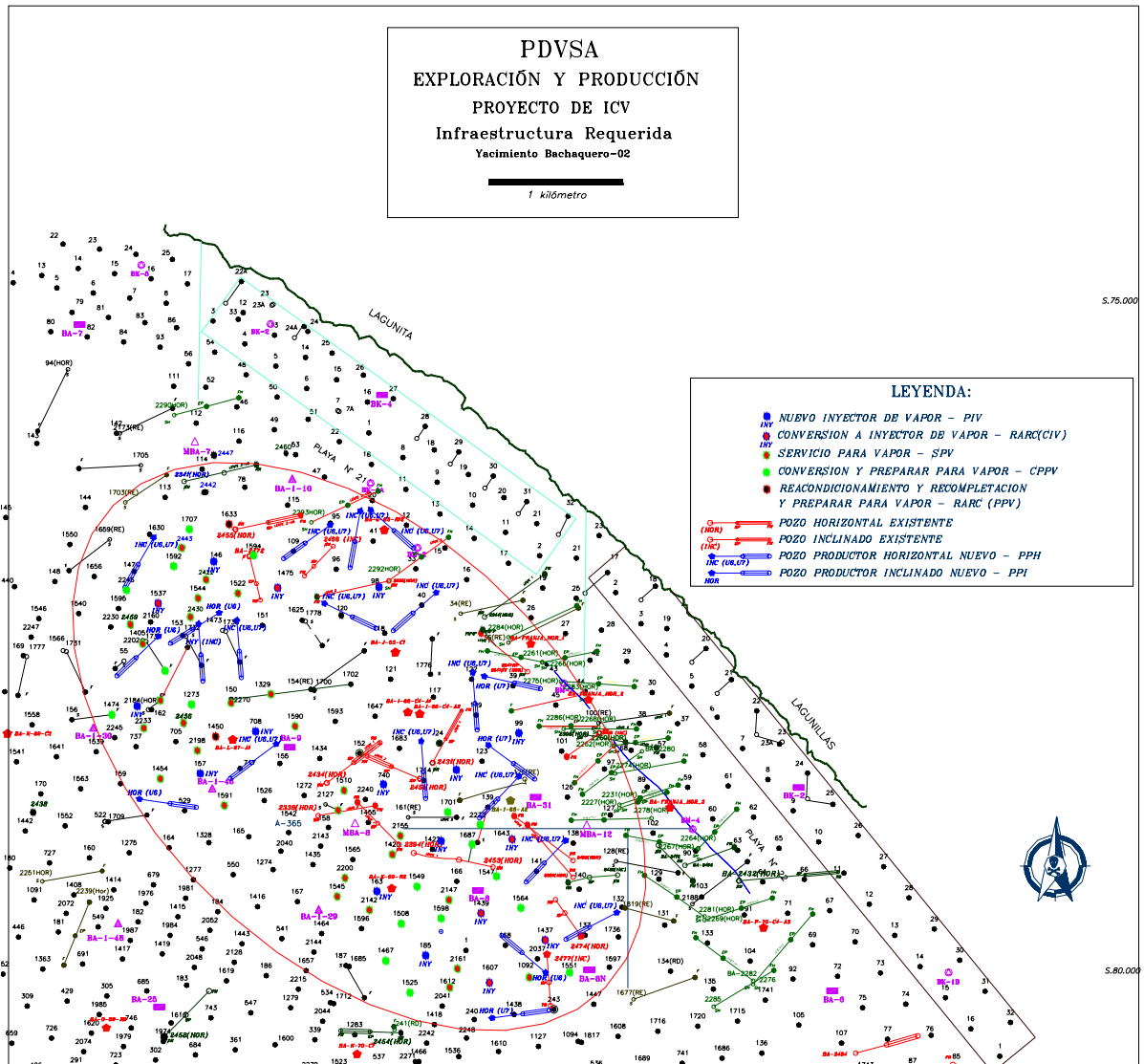


Figura 7.2.5. Mapa de Infraestructura necesaria para el Proyecto de ICV.

Luego se agruparon los trabajos necesarios para la puesta en funcionamiento de cada uno de los arreglos de forma independiente, los cuales en los casos de arreglos conexos (uno al lado de otro) serán comunes para dos arreglos. Estos se presentan en la *Tabla 7.2.1*.

Tabla 7.2.1. Requerimientos de cada arreglo individualmente.

Arreglo	REQUERIMIENTOS POR ARREGLO							
	CPV	SPV	RARC (PPV)	PIV	PII	RARC (CIV)	PPI	PPH
BA-98				1			4	
BA-99				1			1	2
BA-146	3	4	1	1				
BA-157		4	1	1			1	1
BA-162	3	2		1				1
BA-163	2	4		1			1	
BA-185	4	2		1				
BA-708		3	1	1			1	
BA-1422	4	2		1				
BA-1437	2	1				1	1	1
BA-1439	3	1				1		1
BA-1455		2		1			1	
BA-1475	1	1				1	2	
BA-1537	2	4				1	1	1
BA-1607		3				1		1
BA-1643	3					1	2	
BA-1714	1			1			3	1
BA-1732	2	3			1		1	1

Con los requerimientos de cada arreglo, se determinó el orden en que se iniciará la preparación y producción de cada uno de ellos, de acuerdo a los siguientes criterios:

- a) Los arreglos BA-185 y BA-1422 serán los últimos en entrar en funcionamiento (en el año 15) ya que actualmente se encuentran nuevos pozos horizontales en el centro de los arreglos, BA-2482 y BA-2453 respectivamente, pero cuando entren en funcionamiento los arreglos, ya la vida útil de estos pozos habrá culminado.
- b) Los arreglos que se encuentran bajo las Modalidades 2 y 3, es decir, que solo se inyectarán en una de las dos unidades, y que por lo tanto generarán menores reservas (BA-98, BA-1437 y BA-163 en U7; y BA-162 y BA-1732 en U6), entrarán en funcionamiento lo más tarde posible, pero antes de los Arreglos BA-185 y BA-1422.

- c) El inicio de producción de los arreglos se realizará en forma alterna de acuerdo a su ubicación, lo que implica que cada año entrará en funcionamiento un arreglo de la zona superior y uno de la zona inferior, a fin de no desproporcionar la ponderación volumétrica del área, y evitar un fuerte avance del frente de agua a alguna de las zonas.
- d) Cumpliendo los tres criterios anteriores se ordenaran los arreglos de acuerdo a las inversiones y costos que estos generen, a fin de que inicien actividades primero los que requieran menores inversiones y costos asociados a los trabajos de reparación y reacondicionamiento, dándole así mayor rentabilidad al proyecto.

En la *Tabla 7.2.2* se presentan los arreglos ordenados según los criterios anteriores, a partir de la cual se genera el cronograma de actividades a realizar y de inversiones y costos asociadas al mismo (*Tabla 7.2.3*):

Tabla 7.2.2. Organización de los arreglos de acuerdo a los criterios de selección.

Arreglo	INVERSIONES MMBs.	COSTOS MMBs.	TOTAL MMBs.	Ubicación	Escenario de Inyección
BA-1439	1.850	1.500	3.350	Zona Inferior	1
BA-1475	3.500	700	4.200	Zona Superior	1
BA-1455	2.950	600	3.550	Zona Inferior	1
BA-708	2.950	1.500	4.450	Zona Superior	1
BA-1643	3.500	1.200	4.700	Zona Inferior	1
BA-1537	3.300	2.000	5.300	Zona Superior	1
BA-99	5.450	-	5.450	Zona Inferior	1
BA-157	4.200	1.800	6.000	Zona Superior	1
BA-1714	7.100	400	7.500	Zona Inferior	1
BA-98	7.300	-	7.300	Zona Superior	1
BA-1607	1.850	900	2.750	Zona Inferior	3
BA-146	1.500	3.000	4.500	Zona Superior	1
BA-1437	3.300	1.100	4.400	Zona Inferior	3
BA-162	2.750	1.800	4.550	Zona Superior	2
BA-163	2.950	2.000	4.950	Zona Inferior	3
BA-1732	4.350	1.700	6.050	Zona Superior	2
BA-185	1.500	2.200	3.700	Zona Inferior	1
BA-1422	1.500	2.200	3.700	Zona Inferior	1

Tabla 7.2.3. Cronograma de trabajos, inversiones y gastos durante el proyecto.

AÑO	REQUERIMIENTOS POR AÑO									
	CPV	SPV	RARC (PPV)	PIV	PII	RARC (CIV)	PPI	PPH	Inversiones MMBs.	Costos MMBs.
0	4	2				2	2	1	5.350	2.200
1		5	1	2			2		5.900	2.100
2	4	4				2	3	1	6.800	2.800
6		4		2			1	3	8.200	1.200
7	1			2			4		8.800	400
8	1	5	1	1		1		1	3.350	2.500
12	4	2		1		1	1	1	4.800	2.200
13	2	6		1	1		1		4.600	2.600
14	2	1		2					3.000	1.100

7.2.2. Cronograma de Actividades, Inversiones y Gastos

Para el Inicio del proyecto de ICV, se requiere la construcción de una planta de tratamiento de agua, generadores de vapor y líneas de inyección de vapor hasta los cabezales de los pozos inyectoros. Así mismo se requiere la preparación de los dos primeros arreglos para ICV (BA-1439 y BA-1475), cada uno de los cuales representa:

Arreglo BA-1439

CPV en tres pozos: BA-1547, BA-1564 y BA-1598.

SPV al pozo BA-2147.

RARC (CIV) al pozo BA-1439.

Perforar un PPH, e inyectar un ciclo de IAV.

Arreglo BA-1475

CPV al pozo BA-1594.

SPV al pozo BA-1522.

RARC (CIV) al pozo BA-1475.

Perforar dos PPI, e inyectar un ciclo de IAV a cada uno.

AÑO 1: Inicio de Producción de los Arreglos BA-1439 y BA-1475. Preparación de los Arreglos BA-1455 y BA-708, lo que implica:

Arreglo BA-1455

SPV a dos pozos: BA-1510 y BA-2127.

Perforar un PIV, gemelo al pozo BA-740.

Perforar un PPI, e inyectar un ciclo de IAV.

Arreglo BA-708

SPV a 3 pozos: BA-1329, BA-1590 y BA-2270.

RARC (PPV) al pozo BA-1450.

Perforar un PIV, gemelo al pozo BA-708.

Perforar un PPI, e inyectar un ciclo de IAV.

AÑO 2: Inicio de Producción de los Arreglos BA-1455 y BA-708. Preparación de los Arreglos BA-1643 y BA-1537, los cuales requieren:

Arreglo BA-1643

CPV a dos pozos: BA-1687 y BA-2272.

RARC (CIV) al pozo BA-1643.

Perforar dos PPI, e inyectar un ciclo de IAV a cada uno.

Arreglo BA-1537

CPV a dos pozos: BA-1592 y BA-2246

SPV a cuatro pozos: BA-1544, BA-2202, BA-2430 y BA-2459

RARC (CIV) al pozo BA-1537

Perforar un PPI, e inyectar un ciclo de IAV.

Perforar un PPH, e inyectar un ciclo de IAV.

AÑO 3: Inicio de Producción de los Arreglos BA-1643 y BA-1537.

AÑO 6: Suspensión de la Inyección en los Arreglos BA-1439 y BA-1475 al final del año. Preparación de los Arreglos BA-99 y BA-157, lo que representa:

Arreglo BA-99

Perforar un PIV, gemelo al pozo BA-99.

Perforar un PPI, e inyectar un ciclo de IAV.

Perforar dos PPH, e inyectar un ciclo de IAV a cada uno.

Arreglo BA-157

SPV a 4 pozos: BA-1454, BA-1591, BA-2198 y BA-2289

Perforar un PIV, gemelo al pozo BA-157

Perforar un PPH, e inyectar un ciclo de IAV.

AÑO 7: Inicio de Producción de los Arreglos BA-99 y BA-157. Suspensión de la Inyección en los Arreglos BA-1455 y BA-708 al final del año. Preparación de los Arreglos BA-1714 y BA-98, lo que implica:

Arreglo BA-1714

CPV al pozo BA-1701.

Perforar un PIV, ubicado entre los pozos BA-1714 y BA-123.

Arreglo BA-98

Perforar un PIV, gemelo al pozo BA-98.

Perforar cuatro PPI, e inyectar un ciclo de IAV a cada uno.

AÑO 8: Inicio de Producción de los Arreglos BA-1714 y BA-98. Suspensión de la Inyección en los Arreglos BA-1643 y BA-1537 al final del año. Preparación de los Arreglos BA-1607 y BA-146, los cuales requieren:

Arreglo BA-1607

SPV a 3 pozos: BA-1092, BA-1612 y BA-2161.

RARC (CIV) al pozo BA-1607.

Perforar un PPH, e inyectar un ciclo de IAV.

Arreglo BA-146

CPV al pozo BA-1707.

SPV a dos pozos: BA-2422 y BA-2443.

RARC (PPV) al pozo BA-1633.

Perforar un PIV, gemelo al pozo BA-146.

AÑO 9: Inicio de Producción de los Arreglos BA-1607 y BA-146.

AÑO 12: Suspensión de la Inyección en los Arreglos BA-99 y BA-157 al final del año. Preparación de los Arreglos BA-1437 y BA-162, lo que representa:

Arreglo BA-1437

CPV al pozo BA-1551.

RARC (CIV) al pozo BA-1437.

Perforar un PPI, e inyectar un ciclo de IAV.

Arreglo BA-162

CPV en tres pozos: BA-1273, BA-1474 y BA-1734.

SPV a dos pozos: BA-2233 y BA-2456.

Perforar un PIV, gemelo al pozo BA-162.

Perforar un PPH, e inyectar un ciclo de IAV.

AÑO 13: Inicio de Producción de los Arreglos BA-1437 y BA-162. Suspensión de la Inyección en los Arreglos BA-1714 y BA-98 al final del año. Preparación de los Arreglos BA-163 y BA-1732, lo que implica:

Arreglo BA-163

CPV en dos pozos: BA-1508 y BA-1549

SPV a cuatro pozos: BA-1420, BA-1545, BA-2142 y BA-2200

Perforar un PIV, gemelo al pozo BA-163

Arreglo BA-1732

SPV a dos pozos: BA-1473 y BA-2184

Perforar un PII, gemelo al pozo BA-1732

Perforar un PPI, e inyectar un ciclo de IAV.

AÑO 14: Inicio de Producción de los Arreglos BA-163 y BA-1732. Suspensión de la Inyección en los Arreglos BA-1607 y BA-146 al final del año. Preparación de los Arreglos BA-185 y BA-1422 los cuales requieren:

Arreglo BA-185

CPV a dos pozos: BA-1467 y BA-1525

Perforar un PIV, gemelo al pozo BA-185

Arreglo BA-1422

SPV al pozo BA-2155

Perforar un PIV, gemelo al pozo BA-1422

AÑO 15: Inicio de Producción de los Arreglos BA-185 y BA-1422

7.3. CASO 4

Para los pozos existentes con IAV, que no pertenecen a los arreglos de ICV, se procederá igual que para el Caso 2 (*Sección 7.1*).

Para los pozos que pertenecen al proyecto de ICV, se seguirán los lineamientos planteados para el Caso 3 (*Sección 7.2*).

7.4. PRODUCCIÓN DE SULFURO DE HIDROGENO EN PROYECTOS DE ICV

7.4.1. Posibles Causas de Generación de Sulfuro de Hidrogeno en el Yacimiento

El Sulfuro de Hidrógeno (H_2S), conocido comúnmente como gas o ácido sulfhídrico, se encuentra en los manantiales de aguas sulfhídricas, corrientes llamadas sulfurosas, y en los gases volcánicos. Este gas se produce siempre que se descomponen, en ausencia de aire, sustancias orgánicas que contienen azufre.

El hidrógeno y el azufre no se combinan a temperaturas ordinarias, pero por encima de ellas, la reacción comienza, y la unión es completa a partir de los $310^{\circ}C$. El sulfuro de hidrogeno se produce mas fácilmente por la acción de los ácidos diluidos sobre los sulfuros metálicos. También puede obtenerse haciendo reaccionar parafina y azufre.

Durante la aplicación de métodos térmicos de recuperación de crudo en sitio, ocurren reacciones que producen H_2S , ya que prácticamente todos los crudos contienen azufre en niveles que van desde trazas, hasta un 7,5% en peso. Además, la variedad de compuestos sulfurados que se pueden encontrar en los diferentes petróleos crudos va desde azufre elemental, hasta un número superior a los 170 compuestos sulfurados.

Muchos investigadores creen que, a nivel de yacimientos, el sulfuro de hidrógeno se origina por descomposición o degradación térmica de los compuestos orgánicos.

Las posibles fuentes de producción de sulfuro de hidrógeno en yacimientos de hidrocarburos, provienen básicamente del crudo mediante destilación del H_2S coexistente con el petróleo en estado natural, por hidrosulfuración, o bien por craqueo térmico o catalítico de los compuestos de azufre contenidos en él. Lo menos probable es que dicha fuente de producción de H_2S lo sea el medio poroso en si, bien por el mecanismo de reducción de sulfatos contenidos en el agua de formación o por disolución de piritas.

Con el objeto de determinar las posibles causas de generación de H_2S en un yacimiento sometido a Inyección Continua de Vapor, el INTEVEP, y el IVIC han realizado una serie de investigaciones mediante la simulación física de dicho proceso. Los experimentos realizados indican que los compuestos sulfurados contenidos en el petróleo, sufren

reacciones de termólisis (también denominada hidrotermólisis o acuatermólisis) al ser puesto en contacto con vapor de agua (lo cual sugiere elevadas temperaturas) a alta presión, con la consecuente generación de sulfuro de hidrogeno.

Algunos resultados obtenidos, establecen una serie de conclusiones entre las que destacan:

- a) La generación de H_2S aumenta con el incremento de temperatura y tiempo de calentamiento del medio poroso, siendo la primera de ellas la variable más importante en dicho proceso.
- b) Existen indicaciones de que la presencia de agua es necesaria para la reacción.
- c) El medio poroso en si no es fuente de producción de H_2S , pero actúa como catalizador del proceso.
- d) Los principales productos gaseosos obtenidos de las reacciones que ocurren en el medio poroso por la aplicación de un proceso térmico, son el sulfuro de hidrógeno (H_2S), dióxido de carbono (CO_2) e hidrocarburos con presencia de cantidades variables de vapor de agua, observándose la formación del monóxido de carbono (CO) como un compuesto intermedio.

Con el objeto de neutralizar o minimizar la producción de sulfuro de hidrógeno en el medio poroso sometido a inyección de vapor, el INTEVEP ha desarrollado una serie de experimentos con los cuales ha demostrado que la inyección de cáusticos en el yacimiento remueve el sulfuro de hidrogeno, reduce el dióxido de carbono e incrementa el contenido de hidrógeno libre en los gases producidos por el tratamiento; pero esto tiene efectos colaterales como la reducción de porosidad y cementación del medio poroso, lo cual reduce la permeabilidad²².

7.4.2. Producción de Sulfuro de Hidrogeno en el Proyecto de ICV M-6

Uno de los fenómenos más importantes en el Proyecto de ICV M-6, era la producción de gases con alto contenido de H_2S , notándose además que dicha concentración aumentaba con el tiempo, a medida que el yacimiento se iba calentando.

Este fenómeno se previó desde el comienzo mismo del proyecto y algunos estudios realizados, permitieron determinar la logística del manejo de ese gas agrio a través de las facilidades de producción, estableciéndose la dispersión en la atmósfera como el método de preservación ambiental a utilizar, y a tal efecto, fueron construidas chimeneas de mas de 40 metros de altitud en cada una de las estaciones de flujo del área, con el objeto de ventear dicho gas agrio y provocar su dispersión por la acción eólica.

Sin embargo, la modalidad de producir los pozos por el espacio anular abierto a la atmósfera, que se aplicaba en todos los campos de la Costa Bolívar, provocaba un flujo de gas agrio en las vecindades de pozos a poca altitud, donde la acción el viento tiene poca actividad. Esto contribuyó al incremento de la concentración de sulfuro de hidrógeno y otros gases nocivos, tanto en el ambiente del área del proyecto como en las zonas circunvecinas.

Para prevenir este efecto, se llevaron a cabo campañas de medición de H_2S a nivel de pozos, lo que permitió tomar acciones correctivas tendientes a conectar el anular del pozo a su línea de flujo, una vez que este reaccionaba a la inyección, con el objeto de fluir el gas agrio hacia la estación, donde, una vez separado del crudo, se ventea a la atmósfera por medio de las chimeneas antes mencionadas. Sin embargo, estas campañas de medición, realizadas semestralmente, no permitían eliminar las fuentes de emisión de H_2S del ambiente del área del proyecto tan pronto como estas se producen, presentándose con ello algunas situaciones incómodas tanto dentro del área del proyecto, como en las comunidades vecinas al mismo.

Algunos estudios desarrollados por el INTEVEP, y el IVIC han determinado que existe una relación entre la generación de H_2S y otras variables presentes en el proceso de recuperación térmica por inyección de vapor, tales como temperatura, tiempo de calentamiento del medio poroso, y otras. A pesar de esto, Maraven realizó un Análisis del

Comportamiento de Producción de H₂S en el Proyecto de ICV M-6, presentado en septiembre de 1.982.

Este estudio tuvo como objetivo principal, establecer correlaciones que permitan determinar el nivel de concentración de H₂S en el gas producido, como función de otras variables fáciles de determinar en el campo, tales como la temperatura en el cabezal del pozo, la tasa de producción de fluidos, y el tiempo de reacción de los pozos a la inyección de vapor. Estas correlaciones permiten conocer aproximadamente el incremento de concentración de H₂S en la corriente de gases producidos, y con ello poder decidir el conectar el anular de los pozos a la línea de flujo lo antes posible, de manera tal de no afectar mayormente el ambiente en el área del proyecto, y al mismo tiempo, no provocar mayor pérdida de producción en los pozos por el hecho de producirlos con el anular cerrado, antes de que reaccionen adecuadamente a la inyección de vapor²³.

7.4.3. Distribución de la Concentración de H₂S y Temperatura en el Cabezal de los Pozos del Proyecto M-6

A través de toda la vida del proyecto, la medición de concentración de H₂S en el gas producido, a nivel de todos los pozos productores, se realizaba dos veces al año, con excepción del año 1982, durante el cual solamente se midieron con frecuencia mensual, los 37 pozos que se encontraban con el anular conectado a la fosa (revestidor al aire). Por otro lado, la medición de la temperatura en el cabezal de los pozos productores se realizó mensualmente, desde el inicio del mismo proyecto.

A partir de toda esta información obtenida, desde el comienzo del proyecto a gran escala, a partir del año 1.978, se observó como la concentración de H₂S, en cada uno de los pozos productores, fue aumentando a medida que el yacimiento se iba calentando y dichos pozos fueron reaccionando, en cuanto a incremento de temperatura y volumen de fluidos producidos se refiere.

Esto confirma la tesis sobre la generación de sulfuro de hidrogeno, la cual sostiene que la misma es función directa de la temperatura y el tiempo de calentamiento del medio poroso.

Cabe mencionar que los pozos donde había ocurrido la irrupción de vapor, una vez que habían sido completados de forma selectiva, la temperatura en el cabezal y la concentración de H₂S disminuían, lo cual implica que esas variables estaban en estrecha relación directa con el volumen de fluidos producidos (petróleo, agua y gas) el que, a su vez, es indicativo de la reacción del yacimiento a la inyección de vapor de agua²³.

7.4.4. Recomendaciones sobre el Sulfuro de Hidrogeno en el yacimiento Bachaquero-02

Conociendo las experiencias que se tuvieron en el Proyecto M-6 con el sulfuro de hidrógeno, y para prevenir esto durante la implantación del Proyecto de ICV en Bachaquero-02, se recomiendan tomar las siguientes medidas:

- a) Ya que los pozos de Bachaquero-02 tienen un sistema de levantamiento artificial por gas (gas lift), en caso de detectarse presencia de H₂S en el anular, evaluar la variedad de secuestrantes de H₂S patentados por el INTEVEP, para ser inyectados en la corriente de gas lift de los multiples que distribuyen gas al proyecto.
- b) Diseñar las facilidades de producción que permitan ventear el H₂S a través de chimeneas de gran altitud (mayor a 40 metros), una vez separado del crudo, en las estaciones de flujo que reciban producción de los pozos del Proyecto de ICV. Esto con la finalidad de provocar su dispersión por la acción eólica.
- c) Llevar a cabo campañas de medición del nivel de H₂S en los pozos, a fin de tomar las medidas correctivas necesarias.

CAPÍTULO 8

EVALUACIÓN ECONOMICA

CAPITULO 8 – EVALUACIÓN ECONÓMICA

Para la evaluación económica de los cuatro casos planteados, se utilizó el Método de Flujo de Efectivo o Flujo de Caja, el cual es el procedimiento más ampliamente aceptado y utilizado para evaluar las consecuencias financieras de propuestas de inversión cuyos efectos van más allá de uno o dos años.

Este método consiste en reducir las consecuencias de la inversión a una serie de egresos (pagos) e ingresos (cobros) que afectan el flujo de caja de la empresa en el año en que se realiza la inversión, y en los años subsiguientes. A partir de esa serie de egresos e ingresos se pueden calcular indicadores económicos que permiten comparar las alternativas de inversión y optimizar la utilización de los fondos disponibles²⁴.

Para mayor facilidad, y para hacer la evaluación de esta propuesta sobre las mismas bases y condiciones de las demás propuestas de la Corporación, se siguieron las siguientes reglas:

- a) Los flujos de fondos de la empresa hacia fuera (pagos) se consideraron negativos; los de afuera hacia dentro (cobros) se consideran positivos.
- b) A pesar de que los flujos de fondos en la empresa ocurren todos los días hábiles, con el fin de reducir a un número razonable los egresos e ingresos como consecuencia del proyecto, y para facilitar los cálculos posteriores, se agrupan todos los pagos y cobros que se hacen durante el año y se supone que todos ocurren al final del mismo.
- c) La primera inversión se supone realizada al inicio del primer año, momento que se denomina tiempo cero, ya que corresponde al inicio del primer año (final del año cero).
- d) El Flujo de Efectivo en el año i , FE_i , es la suma algebraica de todos los pagos y cobros ocurridos durante ese año.
- e) Indistintamente de la fecha real de inicio del proyecto, los periodos escogidos coinciden con los periodos fiscales de la empresa, de tal forma de facilitar la comparación de las diversas propuestas entre sí, de consolidarlo con los proyectos

existentes para obtener proyecciones de los flujos de efectivo de la empresa y para facilitar la realización de una evaluación *post mortem* de llevarse a cabo el proyecto.

- f) Se determinaron los egresos e ingresos para todos los periodos en los que el proyecto tendrá un efecto significativo sobre el flujo de efectivo. En este caso la vida útil del proyecto esta determinada por la vida útil del activo principal que seria la planta de vapor, 20 años.

8.1. DETERMINACIÓN DEL FLUJO DE EFECTIVO

Conforme a los criterios de PDVSA, las decisiones con relación a las propuestas de inversión deben tomarse desde el punto de vista de Exploración y Producción, o de la Nación, según sea el objetivo del proyecto bajo consideración²⁴. A tal efecto, los flujos de efectivo fueron determinados según los lineamientos financieros establecidos por la Corporación, y se calcularon a tres niveles, Exploración y Producción, PDVSA y Nación, con las siguientes formulas:

$$FE_{E\&P} = \text{Ingresos} - \text{Inversiones} - \text{Costos y Gastos} - \text{Aporte Legal}_{PDVSA} - \text{I.S.L.R.} \quad \text{Ec. 8.1.1}$$

$$FE_{PDVSA} = FE_{E\&P} + \text{Aporte Legal}_{PDVSA} \quad \text{Ec. 8.1.2}$$

$$FE_{NACION} = FE_{PDVSA} + \text{Regalia} + \text{I.S.L.R.} \quad \text{Ec. 8.1.3}$$

8.1.1. Ingresos

Los ingresos provienen de la venta del petróleo, y el gas natural producidos del yacimiento. Para ello se tiene para cada año un estimado de los volúmenes de estos fluidos que se esperan producir como efecto del caso analizado, y se multiplican por el precio anticipado de estos fluidos, y la correspondiente tasa cambiaria, ya que los hidrocarburos se comercializan en dólares.

$$\text{Ingresos} = \Delta Np \cdot \left(\text{Precio de Referencia del Crudo} + \frac{\text{RGP} \cdot \text{Precio de Referencia del Gas}}{1.000} \right) \cdot \text{Tasa de Cambio}$$

Ec. 8.1.4

Para las evaluaciones económicas realizadas en este trabajo se utilizó un precio de referencia del crudo de 12,57 \$/Bbl, un precio de referencia del gas de 1,37 \$/MPCN y una tasa cambiaria de 770 Bs/\$.

8.1.2. Inversiones

Incluye todos los egresos producto de la puesta en marcha del proyecto, esto incluye los desembolsos necesarios para la perforación de nuevos pozos, incluyendo el costo de preparar la localización, construcción de la fundación, revestimiento del pozo, pruebas, sarta de producción y equipo de cabezal.

Para el caso de la implantación del Proyecto de ICV (Casos 3 y 4), se incluyen la planta de tratamiento de agua, las calderas para generar el vapor, las líneas de inyección hasta el cabezal de los pozos inyectoros, y las líneas de flujo hasta las estaciones de flujo. Así mismo las instalaciones necesarias para la prevención y manejo del sulfuro de hidrógeno (H₂S) tratado en la *Sección 7.4*.

La inversión necesaria para la planta de tratamiento de agua, las calderas para generación del vapor y las líneas de inyección hasta el cabezal de los pozos inyectoros, representa 28.210 MMBs, la cual fue estimada por la Gerencia de Infraestructura en el Trabajo Titulado *Diseño Conceptual de Instalaciones para la Inyección Continua de Vapor*²⁵.

La inversión asociada a nuevos pozos se mencionó en la *Sección 7.2*, pero bien merece la pena recordarla:

- a) Pozos Productores Horizontales: 1.250 MMBs.
- b) Pozos Productores Inclinados: 1.450 MMBs.
- c) Pozos Inyectores Verticales: 1.500 MMBs.
- d) Pozos Inyectores Inclinados: 1.650 MMBs.
- e) Reacondicionamiento y Recompletación - Convertir a Inyector de Vapor: 600 MMBs.

Para la evaluación económica de todos los proyectos, se incluyen las inversiones No Generadoras de las Corporación, ponderadas de acuerdo a la producción de petróleo de

cada propuesta. Estas inversiones no generadoras corresponden a proyectos de exploración, desarrollo de tecnologías, entre otros; los cuales no generan ingresos para la empresa, y por lo tanto se distribuyen entre todas las demás propuestas. Así, a la Unidad de Explotación Bachaquero Lago le corresponden 146 MMBs anuales por cada MBNP/D.

8.1.3. Regalía

Se refiere al Impuesto que el Fisco Nacional establece sobre la producción de petróleo crudo y gas natural. La tasa vigente de este impuesto equivale a un 30 por ciento del valor mercantil del petróleo extraído fiscalizado. Es decir:

$$\text{Regalia} = \frac{30 \cdot \Delta Np \cdot \text{Valor Mercantil} \cdot \text{Tasa de Cambio}}{100} \quad \text{Ec. 8.1.5}$$

Con relación a la evaluación económica, este rubro constituye un elemento de costo para aquellas propuestas de inversión que representan un potencial de producción de crudo o gas natural, tal como son los casos evaluados en este trabajo.

A continuación (*Tabla 8.1.1*) se presentan las formulas para el calculo del Valor Mercantil del crudo, las cuales se tomaron del Manual de Practicas Contables de PDVSA (Capitulo VII).

Tabla 8.1.1. Formulas para determinar del Valor Mercantil del crudo

Tipo de Crudo	Gravedad (°API)	Crudo Referencia / Gravedad (°API)	Valor Mercantil (\$/Bbl)
Pesados y Extrapesados	< 22	Lagunillas / 15	VM=0,945.Pref+0,268.(G-15)
	22 – 29	Tía Juana / 26	VM=0,945.Pref+0,280.(G-26)
Medianos			
Livianos	> 29	Tía Juana / 31	VM=0,945.Pref+0,268.(G-31)

Donde:

Pref: Precio de Referencia (\$/Bbl)

G: Gravedad del Crudo (°API)

Para las evaluaciones económicas de este trabajo se utilizó como precio de referencia del crudo 12,57 \$/Bbl y una gravedad del crudo de 15 °API.

8.1.4. Costos y Gastos

Incluye todas las erogaciones necesarias para la operación y mantenimiento del proyecto. Con el objeto de lograr una buena estimación en costos, se debe tener presente:

- a) Un análisis del comportamiento histórico de costos similares.
- b) La aplicación de técnicas de predicción que suavicen la variación de las estimaciones.
- c) La información de las normas y procedimientos existentes en la industria para determinados elementos, como: labor, depreciación, servicios interfiliales, etc.

Para los efectos de las evaluaciones económicas, los costos de producción se determinan por campo o área y se expresan como Bs/Bbl. De esta forma los costos de operación y mantenimiento serán:

$$\text{Costos y Gastos} = \Delta N_p \cdot \text{Costo de Producción} + \text{Otros Costos y Gastos} \quad \text{Ec. 8.1.6}$$

Para las evaluaciones de este trabajo, el costo de producción, corresponde al la segregación Bachaquero Heavy, (BH) y equivale a 2.404,65 Bs/Bbl.

Los otros costos y gastos comprenden todos los trabajos necesarios para el reacondicionamiento de los pozos existentes que estarán en funcionamiento en los Casos evaluados, los cuales se describieron en el *Capítulo 7*, pero se mencionan nuevamente:

- a) Servicio Para Vapor, SPV, con un costo de 300 MMBs.
- b) Conversión Para Vapor, CPV, el cual representa un costo de 400 MMBs.
- c) Reacondicionamiento y Recompletación, Preparando para Vapor, RARC(PPV), representando un costo de 600 MMBs.

Así mismo la inyección de ciclos de vapor, para la continuidad del Proyecto de IAV, representa gastos equivalentes a 150 MMBs, 90 MMBs y 130 MMBs para pozos

horizontales, verticales e inclinados respectivamente. Por su parte las reparaciones para mantener en funcionamiento los pozos con IAV durante toda su vida útil (20 años) representan un costo de 500 MMBs para pozos inclinados y 300 MMBs para pozos verticales, y se realizan cada dos ciclos de inyección de vapor.

Para el caso de la implantación del proyecto de ICV (Casos 3 y 4), se estimó que el costo de operación y mantenimiento de la planta será de 2.134 MMBs anuales.

8.1.5. Aporte Legal a PDVSA

Es un aporte de las empresas operadoras a la casa matriz, Petróleos de Venezuela, establecido en la *Ley Orgánica que Reserva al Estado la Industria y el Comercio de los Hidrocarburos*, para garantizar el autofinanciamiento de la industria petrolera, y que consiste en el diez por ciento (10%) de los ingresos netos provenientes del crudo exportado. Las cantidades entregadas están exentas del pago de impuesto y contribuciones nacionales. Así, el cálculo del Aporte a PDVSA es como sigue:

$$\text{Aporte Legal}_{\text{PDVSA}} = \frac{10 \cdot (\text{Ingresos} - \text{Costos y Gastos} - \text{Regalías} - \text{Depreciación})}{100}$$

Ec. 8.1.7

8.1.6. Depreciación

Este elemento de costo se incluye solo con el objeto de que sea considerado como una deducción a los fines de cálculo del Impuesto sobre la Renta (I.S.L.R.).

La depreciación corresponde al valor estimado de uso de los activos que componen la propuesta durante su vida útil.

En el Manual de Normas y Procedimientos de Finanzas de PDVSA, los lineamientos dictan que los activos se deben depreciar por el método de línea recta, el cual fue el método utilizado en las evaluaciones de este trabajo, que en formulas es:

$$\text{Depreciación (Bs/año)} = \frac{\text{Inversión (Bs)}}{\text{Vida Útil (años)}} \quad \text{Ec. 8.1.8}$$

Los activos o inversiones que al final de la vida del proyecto no se hayan depreciado por completo, se les depreciará toda la cantidad faltante en el último año del proyecto.

Para las evaluaciones económicas de este trabajo, los únicos activos están representados por los pozos nuevos, y la planta de vapor, según el caso evaluado, y todos ellos tienen una vida útil de 20 años.

Para las inversiones no generadores, también se utiliza el Método de Línea Recta, y las mismas se deprecian a 15 años.

8.1.7. Impuesto Sobre la Renta (I.S.L.R.)

Es el efecto que tendrá el proyecto bajo consideración, y deberá ser pagado al Fisco. Se calculó según lo establecido en la *Ley de Impuesto Sobre la Renta* vigente, con base en el enriquecimiento neto o renta gravable, esto es, la diferencia entre los ingresos gravables y los costos y egresos deducibles de la renta. Para los casos evaluados en este trabajo se utilizó la tasa de impuesto sobre la renta vigente para la Industria Petrolera Estatal, que es de 50%, es decir:

$$\text{I.S.L.R.} = \frac{50 \cdot (\text{Ingresos} - \text{Depreciación} - \text{Regalias} - \text{Costos y Gastos} - \text{Aporte Legal}_{\text{PDVSA}})}{100}$$

Ec. 8.1.9

8.2. INDICADORES ECONÓMICOS

Mediante un cálculo de flujos de efectivo adecuado, se puede reducir todo el efecto financiero del proyecto, por más complejo que este sea, a una serie de cobros y de pagos durante el horizonte económico del mismo. Esta simplificación sin embargo, no resulta suficiente para el proceso de toma de decisiones: para calificación de la propuesta y su comparación con otras alternativas de inversión. Para ello se requirió de la definición de valores únicos que destaquen las propiedades del proyecto, los cuales se denominan indicadores económicos.

Según el uso al que se destinan, los indicadores económicos pueden ser por naturaleza cualitativos o cuantitativos. Según su naturaleza, los indicadores cualitativos darán información sobre las propiedades intrínsecas de la propuesta, mientras que los cuantitativos darán información sobre la magnitud del proyecto, sobre sus propiedades extensivas. A continuación se presentan los indicadores económicos utilizados en las evaluaciones de este trabajo.

8.2.1. Valor Presente Neto (VPN)

También conocido como Valor Actual o Valor Actualizado, es un indicador cuantitativo, y es el que presenta la información más significativa con relación al valor del proyecto para el evaluador. Para tomar en cuenta el momento en que ocurren los ingresos y los egresos que constituyen el flujo de efectivo, esta definido como la sumatoria de todos los flujos de efectivo actualizados o descontados, lo cual se representa con la siguiente relación:

$$VPN = \sum_{i=0}^N \frac{FE_i}{(1+d)^i} \quad \text{Ec. 8.2.1}$$

Donde:

FE_i : Flujo de Efectivo en el Año i .

d : Tasa de descuento establecida por la Corporación según el tipo de propuesta (para nuestro caso, es de 10%)

N : Último año de vida del proyecto

8.2.2. Tasa Interna de Retorno (TIR)

También llamado Tasa Interna de Rendimiento, es un indicador cualitativo, y es él mas ampliamente usado para medir la rentabilidad de proyectos. A pesar de la dificultad que hay en comprender su significado en términos absolutos, su verdadera utilidad esta en la comparación de distintas propuestas. Matemáticamente la TIR es la tasa de descuento con la cual el Valor Presente Neto se hace igual a cero, esto es:

$$0 = \sum_{i=0}^N \frac{FE_i}{(1 + TIR)^i} \quad \text{Ec. 8.2.2}$$

La Tasa Interna de Retorno debe calcularse por el método de ensayo y error, o utilizando el perfil del Valor Presente Neto, y el resultado obtenido debe ser manejado con mucho cuidado, ya que bajo ciertas condiciones aparecen varios valores de TIR que satisfacen su definición matemática.

Para la consideración de una propuesta en la Industria Petrolera Estatal, la Tasa Interna de Retorno debe ser de al menos un 15%, para que pueda entrar en el Presupuesto de Inversiones de la Corporación.

8.2.3. Eficiencia de la Inversión (EI)

Se define como la razón entre el Valor Presente Neto y la Inversión. Si se quisiera ser más preciso, tomando en cuenta también el momento en que se realiza cada uno de los elementos que componen las inversiones de la propuesta, se deben actualizar, descontándolas también al presente, y la Eficiencia de la Inversión estaría dada por:

$$EI = \frac{VPN}{\sum_{i=0}^N \frac{INV_i}{(1 + d)^i}} \quad \text{Ec. 8.2.3}$$

8.2.4. Tiempo de Pago Descontado (TPd)

Consiste en determinar el tiempo necesario para recobrar la inversión inicial, restando de la inversión los flujos de caja descontados, hasta hacer la diferencia igual a cero. Matemáticamente se expresa como:

$$\sum_{i=0}^{TPd} FD_i = 0 \quad \text{Ec. 8.2.4}$$

Cuando el tiempo es un factor importante en la decisión de invertir (riesgo político, obsolescencia de equipos, condiciones desfavorables en el mercado, estrechez financiera, etc.) este indicador resulta de gran utilidad y constituye un instrumento complementario a los indicadores anteriores.

A continuación se presentan las consideraciones tomadas en cada uno de los 4 casos evaluados, así como los indicadores económicos obtenidos en los mismos:

8.3. CASO BASE

Como se indicó en la *Sección 6.2*, este caso consiste en permitir que decline la tasa de producción de petróleo de todos los pozos del área de estudio, hasta una tasa de abandono.

Este caso no requiere de inversiones, e implica evaluar, con objeto de comparación, lo que sucedería si no se mantuviera el potencial de producción actual del área (16.017 BNP/D), por lo tanto solo se consideran los pozos que actualmente están en producción. En el *Capítulo 6*, se presentó el comportamiento de producción para un periodo de 20 años, para los cuatro casos evaluados. La tasa de producción, así como la producción de cada año para este Caso Base se presenta en la *Tabla 6.2.4*, y a partir de ella se determinaron los ingresos de cada año con la *Ecuación 8.1.4*, tomando una RGP de 500 PCN/BNP, que es el promedio del yacimiento.

Así mismo se determinaron las regalías para cada año con la *Ecuación 8.1.5*, habiéndose determinado el valor mercantil de la segregación Bachaquero Heavy (BH) en 11,879 \$/Bbl (*Tabla 8.1.1*).

Los costos y gastos, para este caso particular solo vienen generados por el costo de producción de cada barril de petróleo (*Ecuación 8.1.6*). Por su parte el aporte legal a PDVSA, se cálculo para cada año con la *Ecuación 8.1.7*. Solo se deprecian las inversiones no generadoras, ya que este caso no implica la compra de activos, y el I.S.L.R. se determinó por la *Ecuación 8.1.9*. Los elementos del flujo de efectivo de presentan en el *Apéndice A (Tabla A.15)*, y a partir de este se obtiene el flujo descontado para los 20 años a los tres niveles (Exploración y Producción, PDVSA y Nación), que se muestran en la *Tabla 8.3.1*.

Tabla 8.3.1. Flujos de Efectivo y Flujos Descontados en MMBs, para el Caso Base.

Año	FE_{E&P}	FE_{PDVSA}	FE_{NACIÓN}	FD_{E&P}	FD_{PDVSA}	FD_{NACIÓN}
0	-	-	-	-	-	-
1	10.492	13.370	41.310	9.539	12.154	37.554
2	9.203	11.722	37.068	7.606	9.688	30.635
3	8.063	10.260	33.246	6.058	7.709	24.978
4	7.055	8.966	29.803	4.818	6.124	20.356
5	6.165	7.820	26.702	3.828	4.856	16.580
6	5.382	6.808	23.911	3.038	3.843	13.497
7	4.694	5.915	21.399	2.409	3.035	10.981
8	4.090	5.129	19.139	1.908	2.393	8.929
9	3.561	4.437	17.107	1.510	1.882	7.255
10	3.099	3.831	15.279	1.195	1.477	5.891
11	2.697	3.301	13.637	945	1.157	4.780
12	2.348	2.838	12.161	748	904	3.875
13	2.047	2.435	10.836	593	705	3.139
14	1.787	2.085	9.647	470	549	2.540
15	1.564	1.782	8.580	374	427	2.054
16	1.373	1.522	7.623	299	331	1.659
17	1.212	1.298	6.765	240	257	1.338
18	1.076	1.108	5.996	194	199	1.079
19	963	946	5.308	157	155	868
20	838	786	4.693	125	117	698

8.3.1. Indicadores Económicos del Caso Base

La *Tabla 8.3.2* presenta el Valor Presente Neto para el Caso Base a los tres niveles de Evaluación (Exploración y Producción, PDVSA y Nación), la Tasa Interna de Retorno, la Eficiencia de la Inversión, y el Tiempo de Pago Descontado no se presentan, ya que este caso al no presentar inversiones, no aplican los conceptos de TIR, EI y TPd.

Tabla 8.3.2. Valor Presente Neto en MMBs, para el Caso Base.

Nivel E&P	Nivel PDVSA	Nivel NACIÓN
46.054	57.960	198.685

8.4. CASO 2

Tal como se mencionó en la *Sección 6.3*, el Caso 2 representa la condición actual del yacimiento, de mantener el potencial de producción del área (16.017 BNP/D) durante 20 años. Para ello se requiere continuar con el Proyecto de IAV en los pozos existentes, y la perforación de 53 nuevos pozos, los cuales también estarán sujetos a la IAV.

Los ingresos de cada año fueron calculados a partir de la *Ecuación 8.1.4*, y son los mismos para los 20 años, ya que la tasa de producción sería la misma todos los años, esto es:

$$\text{Ingresos} = 16.017 \frac{\text{BNP}}{\text{D}} \cdot 365,25 \frac{\text{D}}{\text{año}} \cdot \left(12,57 \frac{\$}{\text{BNP}} + \frac{500 \frac{\text{PCN}}{\text{BNP}} \cdot 1,37 \frac{\$}{\text{MPCN}}}{1000 \frac{\text{PCN}}{\text{MPCN}}} \right) \cdot 770 \frac{\text{Bs}}{\$} = 59.668 \frac{\text{MMBs}}{\text{Año}}$$

Las regalías se determinaron con la *Ecuación 8.1.5*, teniendo la segregación Bachaquero Heavy (BH) un Valor Mercantil de 11,879 \$/Bbl (*Tabla 8.1.1*).

$$\text{Regalía} = \frac{30 \cdot (16.017 \frac{\text{BNP}}{\text{D}} \cdot 365,25 \frac{\text{D}}{\text{año}} \cdot 11,879 \frac{\$}{\text{BNP}} \cdot 770 \frac{\text{Bs}}{\$})}{100} = 16.042 \frac{\text{MMBs}}{\text{año}}$$

Las inversiones de este caso son generadas por la perforación de los nuevos pozos (53), los cuales se perforarían 4 anuales, 2 inclinados y 2 horizontales, lo que implica que se culminarían de perforar en el año 14. Así mismo se incluyen las inversiones no generadoras. Los costos y gastos (*Ecuación 8.1.6*) son generados por el costo de producción de cada barril de petróleo (2.204,65 Bs/Bbl), los costos de inyección de ciclos de vapor, y las reparaciones de los pozos verticales e inclinados cada dos ciclos de IAV (*Sección 7.1*).

Para la depreciación se utilizó el método de *Línea Recta* (*Ecuación 8.1.8*), por ejemplo, para un pozo horizontal que se perfora en el quinto año del proyecto, la depreciación anual (desde el año 6 hasta el 19) de ese activo será:

$$\text{Depreciación} = \frac{1.250 \text{ MMBs}}{20 \text{ años}} = 62,5 \frac{\text{MMBs}}{\text{año}}$$

Esto implica que hasta año el 19, se habrían depreciado 875 MMBs por concepto de este activo, por lo que en el año 20, se depreciarían los 375 MMBs restantes para completar toda la Inversión que represento este activo.

El aporte legal a PDVSA se determinó con la *Ecuación 8.1.7*, mientras que el I.S.L.R. se obtuvo de la *Ecuación 8.1.9*. En la *Tabla A.16 (Apéndice A)* se presentan los elementos del flujo de efectivo, a partir del cual se obtienen los flujos descontados para los 20 años a los tres niveles de evaluación (*Tabla 8.4.1*).

Tabla 8.4.1. Flujos de Efectivo y Flujos Descontados en MMBs, para el Caso 2.

Año	FE_{E&P}	FE_{PDVSA}	FE_{NACIÓN}	FD_{E&P}	FD_{PDVSA}	FD_{NACIÓN}
0	(5.400)	(5.400)	(5.400)	(5.400)	(5.400)	(5.400)
1	5.175	8.049	37.023	4.704	7.317	33.657
2	3.579	6.000	32.933	2.958	4.958	27.217
3	5.413	8.141	36.463	4.067	6.117	27.395
4	(1.354)	(227)	20.883	(925)	(155)	14.263
5	5.380	7.904	35.303	3.341	4.908	21.920
6	3.105	5.024	29.703	1.753	2.836	16.766
7	5.618	7.997	34.743	2.883	4.104	17.829
8	(1.652)	(988)	18.043	(771)	(461)	8.417
9	5.838	8.067	34.143	2.476	3.421	14.480
10	6.111	8.299	34.183	2.356	3.199	13.179
11	5.967	8.108	33.783	2.091	2.842	11.841
12	6.241	8.339	33.823	1.989	2.657	10.777
13	10.577	12.569	37.573	3.064	3.641	10.884
14	12.357	14.367	39.453	3.254	3.783	10.389
15	12.415	14.438	39.583	2.972	3.456	9.476
16	12.609	14.675	40.013	2.744	3.194	8.708
17	12.802	14.911	40.443	2.533	2.950	8.001
18	13.113	15.291	41.133	2.358	2.750	7.398
19	13.171	15.362	41.263	2.154	2.512	6.747
20	25.775	25.691	41.353	3.831	3.819	6.147

8.4.1. Indicadores Económicos del Caso 2

La *Tabla 8.4.2* presenta los indicadores económicos (VPN, TIR, EI) para el Caso 2 a los tres niveles de evaluación (Exploración y Producción, PDVSA y Nación).

Tabla 8.4.2. Indicadores Económicos, para el Caso 2.

	Nivel E&P	Nivel PDVSA	Nivel NACIÓN
VPN (MMBs)	44.432	62.447	280.091
TIR (%)	78,43	132,17	676,39
EI (Bs/Bs)	1,04	1,46	6,53

A partir del Flujo de Efectivo (*Tabla 8.4.1*), se observa que el Tiempo de Pago Descontado a los tres niveles de evaluación es menor a un año, esto es debido a que en este caso, no existen grandes inversiones iniciales, sino que la producción se obtendrá de los pozos ya existentes en el área, y para mantenerla se perforarían nuevos pozos progresivamente. Esto también es lo que origina una elevada Tasa Interna de Retorno, ya que la pequeña inversión que se realiza el primer año (4 pozos) se pagará casi inmediatamente.

Obviamente este caso parece muy rentable, pero como se mencionó anteriormente resultaría muy difícil recuperar la cantidad de petróleo estimada por los métodos primarios y secundarios que representa este segundo caso. Esta es la razón por la que a continuación se presenta la evaluación económica del proyecto de ICV (Casos 3 y 4).

8.5. CASO 3

Como ya se mencionó, este caso comprende la implantación en el área del Proyecto de ICV analizado en este trabajo, y la suspensión del actual Proyecto de IAV. El comportamiento de producción para el periodo de 20 años, se presenta en *la Tabla 6.4.17*, y a partir de este se determinaron los ingresos de cada año con la *Ecuación 8.1.4*, con las mismas consideraciones de los casos anteriores. Las regalías, el aporte legal a PDVSA, la depreciación y el I.S.L.R. se calcularon con las ecuaciones respectivas (*Sección 8.1*), al igual que en los dos casos anteriores.

La mayor inversión esta representada por la planta de vapor (28.210 MMBs), sin la cual no se podría iniciar el Proyecto de ICV, esta inversión se realizará al principio del primer año (año cero). Así mismo se incluyeron las inversiones no generadoras.

Como se indicó en la *Sección 7.2*, se requiere perforar 21 pozos nuevos durante toda la vida del proyecto. De aprobarse, y ponerse en marcha este proyecto, tomaría al menos tres años para que entre en funcionamiento el mismo, debido al tiempo que requiere su evaluación en detalle y la construcción de la planta de vapor y facilidades de inyección necesarias. Durante este tiempo el yacimiento continuaría con el actual plan de explotación, el cual fue analizado en el Caso 2 de esta evaluación, lo que implica que al momento en que se inicie el Proyecto de ICV, ya se habrían perforado en el área al menos 12 de los pozos necesarios para completar los arreglos, por ello al momento de considerar las inversiones de este tercer caso, no se incluyeron los primeros 12 pozos productores.

Las demás inversiones (pozos nuevos inyectores y productores), y los costos asociados a las reparaciones para completar los arreglos se incluyeron según el cronograma establecido en la *Sección 7.2 (Tabla 7.2.3)*. Los otros costos y gastos (*Ecuación 8.1.6*) son generados por el costo de producción de cada barril de petróleo (2.204 Bs/Bbl), y el costo de operación de la planta (2.135 MMBs al año).

En la *Tabla A.17 (Apéndice A)* se presentan los elementos del flujo de efectivo, a partir del cual se obtienen los flujos descontados para los 20 años a nivel de Exploración y Producción, PDVSA y la Nación (*Tabla 8.5.1*).

Tabla 8.5.1. Flujos de Efectivo y Flujos Descontados en MMBs, para el Caso 3.

Año	FE_{E&P}	FE_{PDVSA}	FE_{NACIÓN}	FD_{E&P}	FD_{PDVSA}	FD_{NACIÓN}
0	(32.020)	(32.020)	(32.020)	(32.020)	(32.020)	(32.020)
1	3.752	5.361	24.569	3.411	4.874	22.335
2	7.629	9.767	34.906	6.305	8.072	28.848
3	11.883	14.726	45.179	8.928	11.064	33.944
4	12.689	15.706	47.995	8.667	10.728	32.781
5	12.966	16.009	48.659	8.051	9.940	30.213
6	7.624	10.412	41.606	4.304	5.877	23.486
7	3.463	6.174	36.375	1.777	3.168	18.666
8	7.940	10.263	37.901	3.704	4.788	17.681
9	12.111	14.508	41.622	5.136	6.153	17.652
10	11.689	13.923	39.526	4.507	5.368	15.239
11	11.349	13.446	37.781	3.978	4.713	13.242
12	5.193	6.935	29.176	1.655	2.210	9.296
13	5.266	6.879	28.189	1.525	1.993	8.165
14	7.642	9.333	30.740	2.012	2.458	8.095
15	11.058	12.799	34.189	2.647	3.064	8.185
16	10.903	12.563	33.235	2.373	2.734	7.233
17	10.563	12.093	31.549	2.090	2.393	6.242
18	9.906	11.220	28.601	1.782	2.018	5.144
19	8.773	9.741	23.762	1.434	1.593	3.885
20	9.045	9.045	15.703	1.345	1.345	2.334

8.5.1. Indicadores Económicos del Caso 3

La *Tabla 8.5.2* presenta los indicadores económicos (VPN, TIR, EI y TPd) para el Caso 3 a los tres niveles de evaluación (Exploración y Producción, PDVSA y Nación).

Tabla 8.5.2. Indicadores Económicos, para el Caso 3.

	Nivel E&P	Nivel PDVSA	Nivel NACIÓN
VPN (MMBs)	43.609	62.530	280.646
TIR (%)	26,22	33,04	101,06
EI (Bs/Bs)	0,9612	1,3782	6,18549
TPd (años)	4,59	3,75	1,34

8.6. CASO 4

Este cuarto y último caso comprende la implantación en el área del Proyecto de ICV, pero continuando con el actual Proyecto de IAV en los pozos existentes, que no pertenezcan a los arreglos para ICV. En la *Tabla 6.5.4* se presenta el comportamiento de la tasa de producción, y la producción acumulada para el periodo de 20 años, y al igual que en los casos anteriores, se calcularon los ingresos de cada año con la *Ecuación 8.1.4*.

Las Inversiones, regalías, el aporte a PDVSA, la depreciación y el I.S.L.R. se calcularon con las ecuaciones respectivas (*Sección 8.1*), al igual que en el Caso 3.

Los costos y gastos (*Ecuación 8.1.6*) son equivalentes al Caso 3, pero adicionalmente se incluyen los ciclos de vapor y las reparaciones que se harán a los pozos existentes que pertenecen al Proyecto de IAV (igual que en el Caso 2), según lo indicado en la *Sección 7.1*.

Los elementos del flujo de efectivo se presentan en el *Apéndice A (Tabla A.18)*, a partir del cual se obtienen los flujos descontados para los 20 años a los tres niveles de evaluación (*Tabla 8.6.1*).

Tabla 8.6.1. Flujos de Efectivo y Flujos Descontados en MMBs, para el Caso 4.

Año	FE_{E&P}	FE_{PDVSA}	FE_{NACIÓN}	FD_{E&P}	FD_{PDVSA}	FD_{NACIÓN}
0	(32.020)	(32.020)	(32.020)	(32.020)	(32.020)	(32.020)
1	4.686	6.554	28.329	4.260	5.958	25.754
2	6.179	8.039	33.229	5.107	6.644	27.462
3	12.705	15.769	48.423	9.546	11.847	36.381
4	12.411	15.399	48.674	8.477	10.518	33.245
5	13.689	16.919	51.449	8.500	10.505	31.946
6	4.919	7.126	36.672	2.777	4.023	20.700
7	4.100	6.969	38.769	2.104	3.576	19.895
8	8.538	11.005	40.117	3.983	5.134	18.715
9	12.673	15.201	43.671	5.375	6.447	18.521
10	12.217	14.571	41.420	4.710	5.618	15.969
11	11.845	14.051	39.531	4.152	4.925	13.855
12	5.660	7.501	30.791	1.803	2.390	9.811
13	5.705	7.408	29.679	1.653	2.146	8.597
14	8.056	9.828	32.114	2.121	2.588	8.457
15	11.530	13.330	35.455	2.760	3.191	8.488
16	11.273	12.998	34.401	2.453	2.829	7.487
17	10.460	11.970	31.208	2.069	2.368	6.174
18	9.683	10.995	28.235	1.742	1.978	5.078
19	8.425	9.412	23.375	1.378	1.539	3.822
20	9.169	9.169	15.899	1.363	1.363	2.363

8.6.1. Indicadores Económicos del Caso 4

Los indicadores económicos (VPN, TIR, EI y TPd) para el Caso 4 se presentan en la *Tabla 8.6.2* a nivel de Exploración y Producción, PDVSA y la Nación.

Tabla 8.6.2. Indicadores Económicos, para el Caso 4.

	Nivel E&P	Nivel PDVSA	Nivel NACIÓN
VPN (MMBs)	44.312	63.564	290.699
TIR (%)	26,34	33,27	106,47
EI (Bs/Bs)	0,98	1,40	6,41
TPd (años)	4,54	3,72	1,23

8.7. ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD

Siendo el Caso 4, el que permite generar la mayor cantidad de reservas, además de ser el más rentable, se realizó un análisis de sensibilidad, con el objeto de:

- a) Determinar un rango (gráficamente un área) de variación del resultado económico del proyecto.
- b) Identificar las variables que tienen mayor influencia en el resultado económico del proyecto.
- c) Establecer un plan de acciones para minimizar la posible pérdida de valor agregado por la variación de una variable.

Para cumplir estos objetivos, se realizó un Diagrama Araña (*Figura 8.7.1*), utilizando los siguientes factores límites:

Tabla 8.7.1. Factores límites del Análisis de Sensibilidad

	Límites	
Inversión	0,90	1,60
Producción	0,65	1,15
Precios	0,75	1,20
Costos y Gastos	0,90	1,80

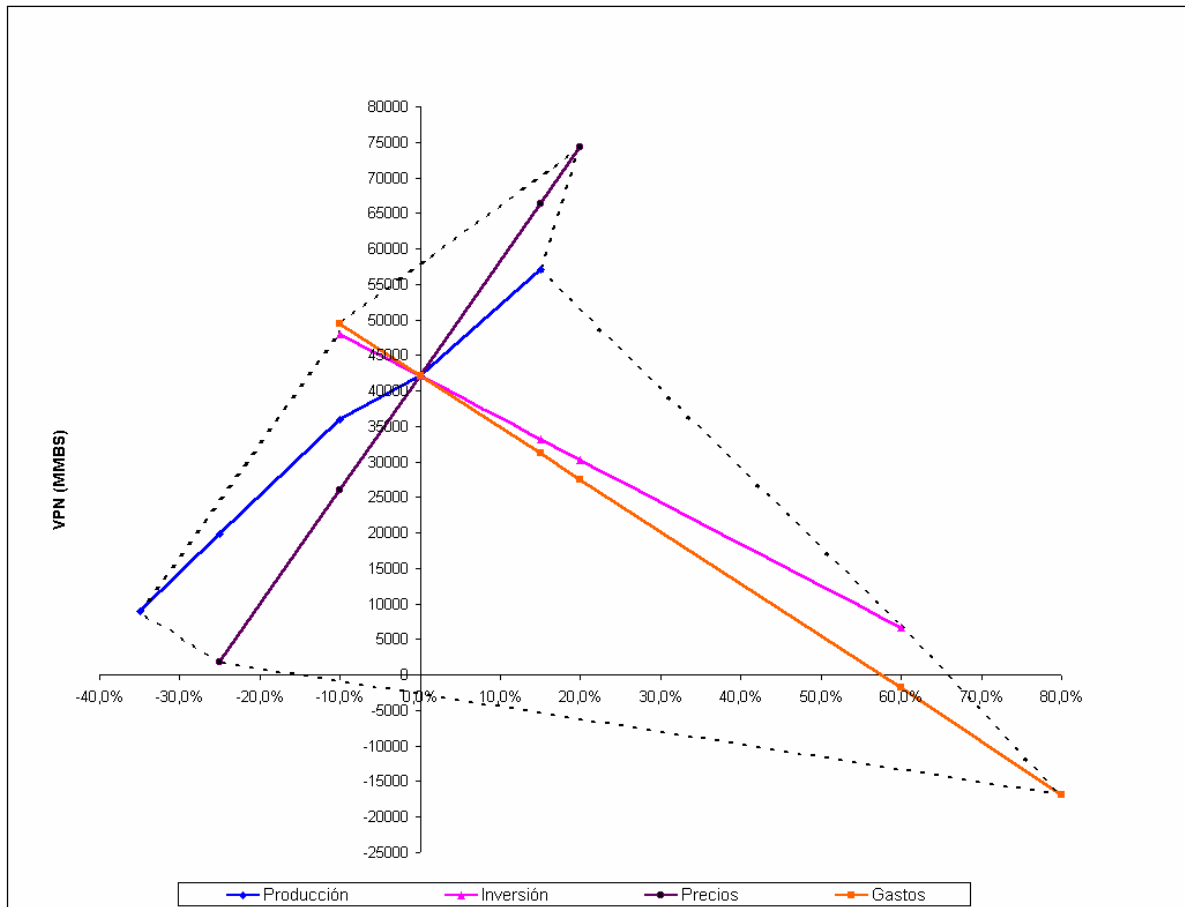


Figura 8.7.1. Diagrama Araña, para el Caso 4.

Del Diagrama Araña, se puede inferir que los gastos son los que tienen mayor influencia sobre la rentabilidad del proyecto, e incluso, si estos se elevaran por encima del 58% de lo planificado, el proyecto tendría resultados negativos ($VPN < 0$). Esto asumiendo que las demás variables se mantengan constantes.

Por otra parte, la combinación de cualesquiera dos variables en forma negativa, harían que el proyecto pierda la atractiva rentabilidad que presentó en la evaluación económica. Sabiendo que existen, bajo ciertas circunstancias, variables que no se pueden controlar, (como el precio de venta del crudo, y el volumen de producción, de haber recortes por mercado), de ponerse en marcha el proyecto, debe establecerse un plan de acciones para minimizar o neutralizar la posible pérdida de valor agregado, las cuales deben reducir impactos negativos por la variación de alguna de las variables.

Además, se realizó otra sensibilidad, variando la producción de petróleo entre 20 y 100% de lo esperado, y el precio de venta del crudo entre 11 y 19 \$/Bbl. De dicho análisis se observa que para un precio de venta de 12,57 \$/Bbl el proyecto sería rentable a nivel de Exploración y Producción aun teniendo una producción 69,278 MMBNP (menos del 63% de lo esperado), y para precios mayores sería mucho menos la cantidad de petróleo necesaria para que el proyecto sea exitoso. En la *Figura 8.7.2* se muestra un gráfico con la relación entre la rentabilidad y la producción para los diferentes escenarios de precios, donde el Factor de Producción indica la fracción del total del compromiso de producción realizado en la evaluación económica base.

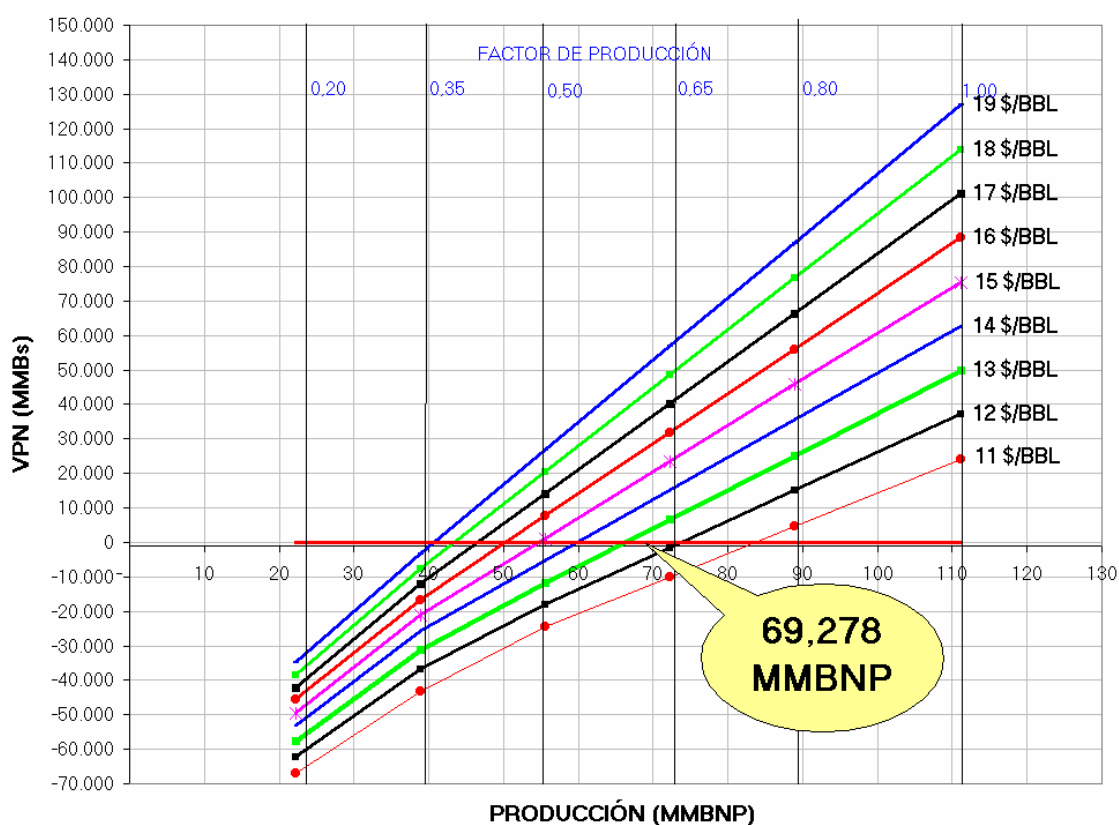


Figura 8.7.2. Relación Rentabilidad-Producción para diferentes escenarios de precios.

CONCLUSIONES

CONCLUSIONES

Si se mantuviera el potencial de producción del yacimiento (74 MBNP/D) durante los próximos 20 años, se tendría un factor de recobro de 47,45%. Se sabe que el factor de recobro estimado del yacimiento es de 29,49% (9,21% secundario), y a la fecha se han producido 60% de las reservas recuperables (17,9% del POES). Esto implica que el actual plan de explotación, que incluye un Proyecto de IAV, y la inyección de 220 MBNA/D simultáneamente no permitirá llegar a un recobro tan alto, ya que la IAV es un proceso de estimulación que no genera reservas adicionales, sino que acelera la producción de las mismas.

A partir de la revisión geológica, para definir las unidades sedimentarias, se determinó que existen en el área 18 arreglos para ICV, los cuales se seleccionaron de forma tal de obtener la mayor cantidad de reservas posibles, bajo tres modalidades diferentes: Inyectar simultáneamente las dos unidades de flujo (13 arreglos), inyectar únicamente la Unidad 6 (2 arreglos), o inyectar únicamente la Unidad 7 (3 arreglos). Estos arreglos presentan buena continuidad, tanto lateral como vertical, y mayor espesor de arena. Estas propiedades se observaron tanto en los pozos inyectoros como en los productores.

Según las estimaciones realizadas, un arreglo de ICV bajo cualquiera de las tres modalidades de inyección planteadas, barrerá todas las reservas del área en un periodo de 6 años. Esto tomando en cuenta que la saturación residual al agua es de 22%, y la residual en la zona de vapor, bajo las condiciones de inyección que se recomiendan, equivale a 2,58%, por lo que se estimó una saturación promedio residual de 15%, en toda el área.

Para llevarse a cabo el Proyecto de ICV, se requiere una planta de vapor que genere 2.400 TON/De de vapor puro, además de una planta de tratamiento de agua, y seis líneas de inyección (500 TON/D de vapor con 80% de calidad cada una) hasta los cabezales de los pozos inyectoros. Así mismo se requiere la preparación de la infraestructura necesaria para los arreglos de inyección, lo que implica la conversión de pozos a vapor, servicio a pozos ya térmicos, y perforación de nuevos pozos con completaciones térmicas para sustituir pozos existentes.

De implantarse el Proyecto de ICV en el área del yacimiento estudiada en el presente trabajo, se recuperarían por concepto de la ICV de los 18 arreglos, manejando 6 arreglos simultáneamente, 87,861 MMBNP en un periodo de 20 años. Esto combinado con la continuidad del actual Proyecto IAV, llevará a un factor de recobro en el área de 46,32%, es decir, que si se pudiese mantener el potencial de producción del yacimiento, y hasta incrementarlo.

La evaluación económica del Caso 4 (ICV + IAV), a nivel de Exploración y Producción, y de PDVSA, tiene la misma rentabilidad que el Caso 2 (solo IAV), con un VPN de 44,312 y 63,564 MMBs a los dos niveles de evaluación respectivamente. A nivel de la Nación el VPN del Caso 4 es mayor que el del Caso 2, lo que implica que la implantación del Proyecto de ICV, permite satisfacer las necesidades de energía, y a la vez crea el máximo valor para la nación venezolana, cumpliendo con la Misión de la Corporación.

Además de esto, a nivel de Exploración y Producción, el tiempo de pago de la inversión es de 5 años, con una Tasa Interna de Retorno de 26,34%. De acuerdo al Análisis de Sensibilidad realizado, para un precio de venta del crudo de 12,57 \$/Bbl, el proyecto sería rentable, aun teniendo una producción de 65,052 MMBNP (60% menos de lo esperado), y para precios mayores sería mucho menos la producción de petróleo necesaria para que el proyecto sea exitoso.

El crudo que se producirá por concepto de la ICV tiene mucha expectativa de ser un destilado de mejor calidad, debido a la síntesis misma del mecanismo de desplazamiento.

Por todo lo anteriormente expuesto, se concluye que la aplicación del Caso 4 evaluado en este Trabajo Especial de Grado es el más conveniente, tanto a nivel de reservas, como a nivel económico para continuar el plan de explotación del yacimiento Bachaquero-02.

RECOMENDACIONES

RECOMENDACIONES

Realizar un estudio de Simulación Térmica del Caso 4, con las condiciones operacionales definidas en el presente Trabajo Especial de Grado, a fin de determinar con mayor certeza los perfiles de producción asociados a la ICV.

Con los nuevos resultados, de ser tan satisfactorios como los obtenidos en este trabajo, reevaluar económicamente la implantación del proyecto según las condiciones de mercado presentes en ese momento.

Una vez reevaluado el proyecto, someterlo a competencia con las demás propuestas de la empresa, a fin de incluirlo en el Presupuesto de Inversiones de la Corporación.

De aprobarse la propuesta, crear un Departamento de Inyección Continua de Vapor o de Recuperación Mejorada de Crudo, adscrito a la Gerencia de Desarrollo de Yacimientos, el cual debe estar conformado por un equipo integrado, que garantice la puesta en marcha del proyecto, así como el seguimiento del mismo, a fin de optimizar recursos y crear el máximo valor posible.

Durante la ejecución del proyecto, realizar una campaña permanente de medición de H₂S en los pozos que han reaccionado a la inyección cíclica y continua de vapor en todo el campo. Comparar los niveles de concentración de H₂S obtenidos con la aplicación de ambos métodos de inyección de vapor, y tomar las medidas correctivas.

REFERENCIAS

REFERENCIAS

- 1) Rincón, Adafel. **Proyectos Pilotos de Recuperación Térmica en la Costa Bolívar, Estado Zulia**, Maracaibo, 1974, 50 pp.
- 2) Prats, Michael. **Thermal Recovery**, Henry L. Doherty Series, 1.982, AIME, 1.982, Volumen 7.
- 3) Instituto de Investigaciones Petroleras de La Universidad del Zulia. **Recuperación Térmica de Petróleo**, Maracaibo, 1.989, 359 pp.
- 4) Craft, Benjamin. Hawkins, Murray. **Applied Petroleum Reservoir Engineering**, Prentice Hall, New Jersey, 1991, Volumen I, 431 pp.
- 5) Lagoven, S.A. **Parámetros Petrofísicos de los yacimientos de la División Occidente**, LPO.2A.24.89, Maracaibo, 1.989, 89 pp.
- 6) Barberii, Efraín. Essensfeld, Martín. **Yacimientos de Hidrocarburos**. FONCIED, Caracas, 2001, Volumen I, 358 pp.
- 7) Dake, L.P. **Fundamentals of Reservoir Engineering**, Elsevier, Amsterdam, 1978, Volumen I, 443 pp.
- 8) Paris de Ferrer, Magdalena. **Inyección de Agua y Gas en Yacimientos Petrolíferos**. Ediciones Astro Data, Maracaibo, 2.001, Volumen I, 390 pp.
- 9) Villegas, Edgar. **Caracterización Sedimentológica Estratigráfica del Miembro Bachaquero, Yacimiento Bachaquero-02, Sector La Franja**, Mérida, 1.998, 104pp.
- 10) PDVSA y Beicip Franlab. **Estudio Integrado del Campo Bachaquero - Yacimiento Bachaquero-02, Parte II Modelo Estático**, Maracaibo, 1.999, 108 pp.

- 11) PDVSA y Beicip Franlab. **Estudio Integrado del Campo Bachaquero - Yacimiento Bachaquero-02, Parte III Modelo Dinámico**, Maracaibo, 2.000, 109 pp.
- 12) PDVSA. **Proyecto de Recuperación Secundaria Yacimiento Bach-02, Informe de Progreso 1.999**, Lagunillas, 1.999, sin pp..
- 13) González de Juana, C., Iturralde de Arazona, J., Picard, c. **Geología de Venezuela y sus Cuencas Petrolíferas Tomo I y II**, Foninves, Caracas, 1.980.
- 14) Cosentino L., Spotti G., González J., Araujo Y., Herrera J., **Cyclic Steam Injection on Parallel Horizontal Wells: Geostatistical Description, Thermal Simulation and Field Experience**, SPE 49017, New Orleans, 1.998, 11pp.
- 15) Solórzano P., Araujo Y. **Estimulación de pozos horizontales mediante la Inyección Alternada de Vapor**, El Menito, 2000, 12 pp.
- 16) Salazar, Jorge. **Post-Mortem Proyecto M-6 Continuo**, Informe Técnico No. IT-10391,87, Maracaibo, 1.987, 60 pp.
- 17) Camino de Mirabal, Magaly. **Campo Tía Juana. Simulación de Pruebas Pulsantes en el Proyecto de Inyección Continua de Vapor M-6**, Caracas, 1.986, 29 pp.
- 18) Herrera, Armando. **Proyecto de Inyección Continua de Vapor, M-6 Diseño e Implementación**, Lagunillas, 1.976, 47 pp.
- 19) Maraven, S.A. **Proyecto de Inyección Continua de Vapor M-6. Informes de Progreso 1.977 – 1.987**, Maracaibo.
- 20) D’Orazio, F. **Redimensionamiento del Proyecto de Inyección Continua M-6**, Caracas, 1.986, 21 pp.
- 21) Compañía Shell de Venezuela. **Memoria Descriptiva para el Proyecto de Inyección Continua de Vapor M6 en el yacimiento Lagunillas Inferior**, Informe EPC-4111.90.3, Caracas, 1.974, 11 pp.

- 22) Padron, Aaron. **Influencia de la Inyección de Vapor en las propiedades Físicoquímicas del crudo y gas.** Campo Bachaquero, Informe Técnico No. IT-9623,85, Lagunillas, 1.985, 57 pp.
- 23) Portillo, Freddy. **Análisis del Comportamiento de Producción de H₂S en el Proyecto de Inyección Continua de Vapor M-6,** Informe Técnico No. IT-9239, Maracaibo, 1.982, 24 pp.
- 24) Azpurua, Armando. **Evaluación de Propuestas de Inversión en Exploración y Producción de Petróleo,** Caracas, 1.992.
- 25) Castillo, Pedro., Velazco, Luz. **Diseño Conceptual de Instalaciones para la Inyección Continua de Vapor,** San Cristóbal, 2.002. 108 pp.

APÉNDICE A

TABLAS COMPLEMENTARIAS

Tabla A.1. Funciones F_1 y F_2 de Marx y Langenheim.

t_D	F_1	F_2	t_D	F_1	F_2	t_D	F_1	F_2
0,0000	0,00000	1,00000	0,0200	0,36206	0,50271	0,1000	1,12356	0,30411
0,0001	0,00010	0,98882	0,0400	0,37206	0,49802	0,2000	1,15375	0,29963
0,0002	0,00020	0,98424	0,0600	0,38198	0,49349	0,3000	1,18349	0,29535
0,0003	0,00030	0,98075	0,0800	0,39180	0,48910	0,4000	1,21282	0,29126
0,0004	0,00039	0,97783	0,1000	0,40154	0,48484	0,5000	1,24175	0,28734
0,0005	0,00049	0,97526	0,1200	0,41120	0,48071	0,6000	1,27029	0,28358
0,0006	0,00059	0,97295	0,1400	0,42077	0,47670	0,7000	1,29847	0,27996
0,0007	0,00069	0,97083	0,1600	0,43027	0,47281	0,8000	1,37629	0,27649
0,0008	0,00078	0,96882	0,1800	0,43969	0,46902	0,9000	1,35377	0,27314
0,0009	0,00088	0,96703	0,2000	0,44903	0,46533	1,0000	1,38092	0,26992
0,0010	0,00098	0,96529	0,2200	0,45830	0,46174	1,1000	1,40775	0,26681
0,0020	0,00193	0,95147	0,2400	0,46750	0,45825	1,2000	1,43428	0,26380
0,0030	0,00288	0,94108	0,2600	0,47663	0,45484	1,3000	1,46052	0,26090
0,0040	0,00382	0,93245	0,2800	0,48569	0,45152	1,4000	1,48647	0,25810
0,0050	0,00475	0,92496	0,3000	0,49469	0,44827	1,5000	1,51214	0,25538
0,0060	0,00562	0,91826	0,3200	0,50362	0,44511	1,6000	1,53755	0,25275
0,0070	0,00658	0,91218	0,3400	0,51250	0,44202	1,7000	1,56270	0,25021
0,0080	0,00749	0,90657	0,3600	0,52131	0,43900	1,8000	1,58759	0,24774
0,0090	0,00840	0,90135	0,3800	0,53006	0,43605	1,9000	1,61225	0,24534
0,0100	0,00930	0,89646	0,4000	0,53875	0,43317	2,0000	1,63667	0,24301
0,0200	0,01806	0,85848	0,4200	0,54738	0,43034	2,1000	1,66086	0,24075
0,0300	0,02650	0,83106	0,4400	0,55596	0,42758	2,2000	1,68482	0,23856
0,0400	0,03470	0,80902	0,4900	0,57717	0,42093	2,3000	1,70857	0,23642
0,0500	0,04269	0,79038	0,5400	0,59806	0,41461	2,4000	1,73212	0,23434
0,0600	0,05051	0,77412	0,5900	0,61864	0,40859	2,5000	1,75545	0,23232
0,0700	0,05818	0,75964	0,6400	0,63892	0,40285	2,7000	1,80153	0,22843
0,0800	0,06571	0,74655	0,6900	0,65893	0,39736	2,9000	1,84686	0,22474
0,0900	0,07311	0,73460	0,7400	0,67866	0,39211	3,1000	1,89146	0,22123
0,1000	0,08040	0,72358	0,7900	0,69814	0,38709	3,3000	1,93538	0,21788
0,1200	0,09467	0,70379	0,8400	0,71738	0,38226	3,5000	1,97865	0,21470

0,1400	0,10857	0,68637	0,8900	0,73637	0,37762	3,7000	2,02129	0,21165
0,1600	0,12214	0,67079	0,9400	0,75514	0,37317	3,9000	2,06334	0,20875
0,1800	0,13541	0,65668	0,9900	0,77369	0,36887	4,1000	2,10482	0,20597
0,2000	0,14841	0,64379	1,0400	0,79203	0,36473	4,3000	2,14576	0,20330
0,2200	0,16117	0,63191	1,0900	0,81017	0,36074	4,5000	2,18617	0,20076
0,2400	0,17370	0,62091	1,1400	0,82811	0,35688	4,7000	2,22608	0,19832
0,2600	0,18601	0,61065	1,1900	0,84586	0,35315	4,9000	2,26550	0,19598
0,2800	0,19813	0,60105	1,2400	0,86343	0,34955	5,1000	2,30446	0,19374
0,3000	0,21006	0,59202	1,2900	0,88082	0,34606	5,3000	2,34298	0,19159
0,3200	0,22181	0,58350	1,3400	0,89803	0,34262	5,5000	2,38106	0,18952
0,3400	0,23340	0,57545	1,3900	0,91509	0,33939	5,7000	2,41873	0,18755
0,3600	0,24483	0,56781	1,4400	0,93198	0,33621	5,9000	2,45600	0,18565
0,3800	0,25612	0,56054	1,4900	0,94871	0,33311	6,1000	2,49289	0,18383
0,4000	0,26726	0,55361	1,5400	0,96529	0,33011	6,3000	2,52940	0,18208
0,4200	0,27826	0,54699	1,5900	0,98172	0,32719	6,5000	2,56555	0,18041
0,4400	0,28914	0,54066	1,6400	0,99801	0,32435	6,7000	2,60135	0,17881
0,4600	0,29989	0,53459	1,6900	1,01416	0,32159	6,9000	2,63682	0,17727
0,4800	0,61052	0,52876	1,7400	1,03017	0,31890	7,1000	2,67196	0,17580
0,5000	0,32104	0,52316	1,7900	1,04605	0,31627	7,3000	2,70679	0,17440
0,5200	0,33145	0,51776	1,8400	1,06180	0,31372	7,5000	2,74131	0,17306
0,5400	0,34175	0,51257	1,8900	1,07742	0,31123			
0,5600	0,35195	0,50255	1,9400	1,09292	0,30880			

Tabla A.2. Características de la Pruebas de Presión Estática realizadas durante el Año 2.000.

Pozo	Parcela	Fecha de la Prueba	P_{ESTÁTICA} [LPC]	Compañía	Calidad de la Prueba
BA-47	343	29/02/00	997,00	TRIVENCA	Buena
BA-257	368	29/02/00	757,00	C & D COMEX	Buena
BA-309	369	09/02/00	1023,00	PROLOGS	Buena
BA-384	375	04/02/00	886,00	GEOSERVICIOS	Buena
BA-650	368	29/02/00	876,00	C & D COMEX	Buena
BA-665	374	09/03/00	1167,00	TRIVENCA	Buena
BA-710	367	21/01/00	953,00	ZULIA WIRE LINE	Buena
BA-714	374	29/02/00	1184,00	C & D COMEX	Buena
BA-1350	386	29/02/00	916,00	OPERVENCA	Buena
BA-1460	386	29/02/00	1012,00	C & D COMEX	Buena
BA-1527	373	22/01/00	1343,00	C & D COMEX	Buena
BA-1554	366	28/01/00	945,00	PROLOGS	Buena
BA-1558	366	08/02/00	800,00	CAMCO WIRE LINE	Buena
BA-1722	372	08/02/00	1147,00	OCCIDENTE	Buena
BA-1749	372	31/01/00	1368,00	C & D COMEX	Buena
BA-1780	386	29/02/00	1042,00	OPERVENCA	Buena
BA-1788	377	29/01/00	1097,00	C & D COMEX	Buena
BA-1925	369	28/01/00	761,00	OPERVENCA	Buena
BA-2048	369	31/01/00	862,00	ZULIA WIRE LINE	Buena
BA-2141	393	29/02/00	974,00	C & D COMEX	Buena
BA-2276	371	01/04/00	1010,00	SCHLUMBERGER	Buena

Tabla A.3. Características de la Pruebas de Presión Estática realizadas durante el Año 2001.

Pozo	Parcela	Fecha de la Prueba	P_{ESTÁTICA} [LPC]	Compañía	Calidad de la Prueba
BA-2261	365	26/01/01	801,70	VENLINE	Buena
BA-2283	365	17/08/01	842,54	HALLIBURTON	Buena
BA-1109	373	03/07/01	1241,53	GEOSERVICIOS	Buena
BA-1403	386	04/07/01	814,36	VENLINE	Buena
BA-1406	341	29/05/01	985,73	PRO-DATA	Buena
BA-1602	372	20/05/01	1153,13	C & D COMEX	Buena
BA-1643	370	21/05/01	869,47	VENLINE	Buena
BA-1524	373	11/05/01	1055,51	TRIVENCA	Buena
BA-501	393	20/06/01	737,44	VENLINE	Buena
BA-1594	393	21/05/01	879,84	PETRODATOS	Dudosa
BA-197	368	27/06/01	891,30	VENLINE	Buena
BA-707	341	27/06/01	915,00	TRIVENCA	Buena
BA-2305	386	29/06/01	876,95	TRIVENCA	Buena
BA-316	368	26/06/01	836,45	VENLINE	Buena
BA-256	368	19/06/01	988,49	VENLINE	Buena
BA-709	386	19/06/01	833,68	BITOP	Buena
BA-2035	393	26/06/01	872,72	OPERVENCA	Buena
BA-1630	343	24/01/01	965,10	VENLINE	Buena
BA-2268	365	26/01/01	906,99	VENLINE	Buena
BA-1417	369	19/01/01	837,83	VENLINE	Buena
BA-1523	370	26/01/01	789,61	C & D COMEX	Buena
BA-152	365	16/01/01	944,83	VENLINE	Buena
BA-361	369	11/05/01	858,88	OPERVENCA	Buena
BA-1510	365	20/01/01	715,29	C & D COMEX	Dudosa
BA-263	369	19/01/01	833,78	VENLINE	Buena
BA-1716	371	26/01/01	1055,05	C & D COMEX	Buena
BA-1413	373	27/01/01	1279,16	OSCA	Buena
BA-2155	370	08/03/01	807,52	PROLOGS	Buena
BA-2267	371	16/07/01	816,79	PRO-DATA	Buena
BA-2220	369	31/05/01	1127,87	C & D COMEX	Dudosa
BA-190	368	03/07/01	939,69	PRO-DATA	Buena
BA-440	368	03/07/01	770,00	VENLINE	Buena

BA-2347	365	30/05/01	830,49	OPERVENCA	Buena
BA-1616	374	11/05/01	1479,56	OPERVENCA	Buena
BA-1683	365	23/05/01	856,17	TRIVENCA	Buena
BA-40	365	31/01/01	842,00	OCCIDENTE	Buena
BA-1679	372	30/05/01	1108,62	PRO-DATA	Buena
BA-1477	393	02/05/01	807,09	OPERVENCA	Dudosa
BA-2460	343	20/05/01	954,34	SCHLUMBERGER	Buena
BA-2439	375	31/03/01	1453,67	SCHLUMBERGER	Buena
BA-2448	341	07/04/01	985,59	SCHLUMBERGER	Buena
BA-2447	343	13/03/01	919,44	SCHLUMBERGER	Buena
BA-2443	343	22/02/01	891,31	SCHLUMBERGER	Buena
BA-2188	371	12/08/01	833,20	LAGO WIRE LINE	Buena
BA-2131	393	19/06/01		LAGO WIRE LINE	Mala
BA-2471		14/09/01	1291,20	HALLIBURTON	Buena
BA-1590	365	20/01/01	857,00	VENLINE	Buena

Tabla A.4. Propiedades Petrofísicas de la Unidad 6, por pozo.

POZO	PARCELA	h_{TOTAL} [pies]	h_{ANP} [pies]	\emptyset [fracción]	Sw_i [fracción]
BA-1092	A-370	105,59	91	0,2360	0,1920
BA-1272	A-365	123,46	98	0,2180	0,1050
BA-1273	A-366	94,07	87	0,3110	0,1230
BA-1274	A-370	75,45	26	0,2300	0,1720
BA-1328	A-369	111,23	46	0,3030	0,1070
BA-1405	A-366	120,29	86	0,3700	0,0830
BA-1416	A-369	104,54	57	0,3000	0,1270
BA-1420	A-370	117,99	63	0,3210	0,0980
BA-1439	A-370	103,87	90	0,2990	0,1580
BA-1455	A-365	105,94	68	0,3230	0,2000
BA-1464	A-370	110,94	54	0,3000	0,0800
BA-1473	A-366	98,60	83	0,3060	0,1820
BA-1474	A-366	124,55	108	0,3060	0,1510
BA-1522	A-366	110,60	112	0,3100	0,1080
BA-1525	A-370	120,37	92	0,2780	0,1280
BA-1526	A-366	76,80	61	0,3100	0,1850
BA-1537	A-366	161,81	138	0,2690	0,0990
BA-1540	A-366	98,48	49	0,3000	0,1940
BA-1545	A-370	106,17	59	0,3000	0,1510
BA-1547	A-370	102,88	96	0,3000	0,0880
BA-1549	A-370	109,00	94	0,3100	0,2380
BA-1550	A-343	129,47	109	0,3090	0,1370
BA-1593	A-365	109,00	28	0,2410	0,1070
BA-1656	A-343	140,07	89	0,3210	0,1370
BA-1685	A-370	87,43	62	0,3000	0,1580
BA-1687	A-370	127,91	94	0,3430	0,1660
BA-2037	A-370	78,55	65	0,3700	0,1620
BA-2040	A-370	121,04	25	0,3700	0,2560
BA-2041	A-370	120,38	97	0,3000	0,1340
BA-2142	A-370	74,76	43	0,3000	0,1480
BA-2144	A-370	102,10	82	0,3000	0,1670
BA-2147	A-370	116,11	37	0,3000	0,1350
BA-2155	A-370	118,04	68	0,3000	0,2960

BA-2160	A-366	92,27	62	0,3630	0,2840
BA-2161	A-370	97,92	24	0,3000	0,2960
BA-2198	A-366	97,45	64	0,3000	0,1420
BA-2200	A-370	106,77	26	0,3000	0,1120
BA-2202	A-366	109,00	68	0,3000	0,1850
BA-2230	A-366	106,65	80	0,3200	0,1100
BA-2233	A-366	129,08	110	0,3000	0,1330
BA-2246	A-366	102,00	92	0,3000	0,1100
BA-2272	A-370	76,00	44	0,3100	0,1490
BA-2430	A-366	100,00	82	0,3190	0,2430
BA-2442	A-343	20,00	20	0,2640	0,2320
BA-2443	A-343	108,97	99	0,3000	0,2300
BA-2447	A-343	102,00	98	0,2750	0,2070
BA-2456	A-366	107,00	107	0,1920	0,1730
BA-2459	A-366	116,00	104	0,3290	0,2020

Tabla A.5. Propiedades Petrofísicas de la Unidad 7, por pozo.

POZO	PARCELA	h_{TOTAL} [pies]	h_{ANP} [pies]	\emptyset [fracción]	Swi [fracción]
BA-1092	A-370	40,75	36	0,2080	0,1570
BA-1272	A-365	43,14	40	0,2180	0,1050
BA-1273	A-366	20,33	18	0,2530	0,1420
BA-1274	A-370	45,26	38	0,2300	0,1240
BA-1328	A-369	60,50	18	0,2910	0,1250
BA-1405	A-366	54,00	34	0,3440	0,0800
BA-1416	A-369	61,17	6	0,3250	0,0860
BA-1420	A-370	46,08	39	0,2960	0,0800
BA-1439	A-370	63,45	42	0,2990	0,2000
BA-1455	A-365	55,62	40	0,2960	0,1300
BA-1464	A-370	55,60	30	0,3000	0,0840
BA-1473	A-366	41,62	10	0,3060	0,1470
BA-1474	A-366	49,40	16	0,2340	0,3900
BA-1522	A-366	47,11	44	0,3100	0,1060
BA-1525	A-370	59,31	53	0,2860	0,0800
BA-1526	A-366	69,12	33	0,3100	0,0800
BA-1537	A-366	61,72	8	0,2190	0,2080
BA-1540	A-366	75,75	26	0,3000	0,1680
BA-1545	A-370	55,39	56	0,3000	0,1200
BA-1547	A-370	63,48	62	0,3000	0,0990
BA-1549	A-370	30,10	28	0,3100	0,1360
BA-1550	A-343	48,15	20	0,3730	0,0800
BA-1593	A-365	48,50	26	0,3330	0,1140
BA-1656	A-343	59,23	29	0,2750	0,1050
BA-1685	A-370	50,46	40	0,3000	0,1240
BA-1687	A-370	53,92	26	0,3050	0,1450
BA-2037	A-370	45,28	27	0,3700	0,1450
BA-2040	A-370	34,01	21	0,3700	0,1240
BA-2041	A-370	74,97	52	0,3000	0,1540
BA-2142	A-370	41,80	24	0,3000	0,1250
BA-2144	A-370	77,73	25	0,3000	0,1050
BA-2147	A-370	37,47	23	0,3000	0,1130
BA-2155	A-370	80,06	48	0,3000	0,1730

BA-2160	A-366	58,03	52	0,3200	0,2230
BA-2161	A-370	44,29	40	0,3000	0,2030
BA-2198	A-366	28,41	22	0,3000	0,1330
BA-2200	A-370	63,75	39	0,3000	0,1380
BA-2202	A-366	51,32	22	0,3000	0,1680
BA-2230	A-366	64,63	19	0,2700	0,1300
BA-2233	A-366	36,35	10	0,3000	0,1300
BA-2246	A-366	80,78	25	0,2800	0,1300
BA-2272	A-370	86,00	38	0,2900	0,1280
BA-2430	A-366	50,00	35	0,3160	0,2340
BA-2442	A-343	72,00	72	0,2600	0,2300
BA-2443	A-343	53,83	20	0,3000	0,2700
BA-2447	A-343	38,00	10	0,2460	0,3640
BA-2456	A-366	25,00	23	0,1950	0,1930
BA-2459	A-366	20,00	17	0,2420	0,2000

Tabla A.6. Producción Acumulada estimada de U6 por pozo, del Área de Estudio.

POZO	Np [BN]	Gp [MPCN]	Wp [BN]
BA-1	1.214.110	761.735	77.345
BA-24	399.018	259.190	5.051
BA-33	687.306	218.357	2.613
BA-34	514.301	233.465	4.769
BA-36	839.565	314.997	19.274
BA-39	256.571	114.456	1.832
BA-40	408.446	250.474	8.004
BA-41	199.202	294.231	538
BA-45	1.621.933	942.287	51.837
BA-55	3.437.601	1.877.746	31.003
BA-78	697.876	372.398	12.345
BA-95	1.130.551	711.031	70.861
BA-96	432.478	273.203	10.001
BA-98	1.900.967	1.200.278	17.091
BA-99	962.318	344.606	14.787
BA-101	926.852	519.262	136.531
BA-109	1.812.636	1.538.756	51.414
BA-112	495.454	405.350	1.373
BA-113	275.721	225.171	21.586
BA-114	819.372	499.372	7.835
BA-115	753.045	410.161	21.749
BA-116	1.218.770	866.256	3.781
BA-117	494.125	316.636	1.826
BA-118	414.137	231.145	15.632
BA-119	755.172	446.533	3.450
BA-120	1.529.306	675.422	22.166
BA-121	987.785	371.895	33.050
BA-122	510.730	200.308	1.018
BA-123	168.265	136.272	3.047
BA-125	1.233.879	845.148	16.187
BA-126	1.074.038	748.304	134.919
BA-137	411.392	302.549	72.513
BA-138	1.288.186	915.643	12.576

BA-139	1.127.403	858.819	281.192
BA-140	909.391	690.425	50.815
BA-141	2.039.849	1.641.386	486.878
BA-142	868.133	369.651	3.325
BA-144	2.680.108	1.152.522	23.355
BA-146	462.465	376.192	1.102
BA-147	1.927.582	1.318.315	53.445
BA-150	1.782.570	1.377.880	9.744
BA-151	1.558.933	958.272	7.737
BA-152	999.587	533.728	85.347
BA-153	926.815	705.160	6.177
BA-155	2.583.801	910.506	8.268
BA-157	2.676.649	1.611.213	17.700
BA-158	450.955	268.789	2.243
BA-161	987.461	510.360	26.068
BA-162	2.035.353	1.340.255	9.159
BA-163	1.234.163	675.984	7.576
BA-165	683.085	373.662	18.780
BA-166	525.044	442.822	16.486
BA-167	0	0	0
BA-168	748.507	413.386	184.064
BA-185	586.664	320.973	16.862
BA-187	1.408.436	790.128	46.350
BA 529	40.152	79.043	119
BA-541	990.262	647.849	220.460
BA-550	419.133	300.068	5.868
BA-705	1.331.152	889.902	8.889
BA-708	2.425.264	1.544.408	36.758
BA-717	1.357.726	860.005	13.549
BA-737	1.758.009	1.569.550	40.859
BA-1092	574.531	414.125	279.403
BA-1272	1.169.535	396.356	991.397
BA-1273	320.947	189.423	13.278
BA-1274	175.173	71.155	5.793
BA-1328	0	0	0
BA-1405	748.322	562.064	21.048

BA-1416	467.615	445.222	70.038
BA-1420	688.276	393.700	88.946
BA-1422	85.072	138.149	2.412
BA-1434	162.222	40.006	1.279
BA-1435	186.637	77.417	3.618
BA-1437	368.009	316.782	80.348
BA-1439	496.616	337.649	175.244
BA-1450	712.930	328.376	236.256
BA-1454	1.198.956	437.379	293.998
BA-1455	32.849	31.703	1.185
BA-1464	638.594	338.135	339.087
BA-1467	0	0	0
BA-1473	1.054.910	353.817	19.273
BA-1474	612.599	265.168	60.912
BA-1475	0	0	0
BA-1508	0	0	0
BA-1510	0	0	0
BA-1522	117.434	39.905	8.300
BA-1525	0	0	0
BA-1526	273.502	124.326	54.950
BA-1537	1.257.508	819.704	63.618
BA-1540	267.471	221.386	36.865
BA-1542	142.747	81.323	76.084
BA-1544	782.747	532.111	41.558
BA-1545	245.795	110.534	25.100
BA-1547	280.543	135.967	139.792
BA-1549	624.916	514.618	31.127
BA-1550	616.349	309.469	5.170
BA-1551	1.086	929	35
BA-1564	183.210	175.878	73.915
BA-1565	403.931	172.994	13.439
BA-1590	305.724	152.740	64.295
BA-1591	231.812	129.861	91.229
BA-1592	1.089.379	729.775	77.684
BA-1593	169.016	120.441	34.050
BA-1594	604.498	260.055	11.276

BA-1595	827.941	511.336	6.631
BA-1596	15.962	13.870	13
BA-1598	275.811	213.588	15.302
BA-1607	41.099	23.564	94.781
BA-1612	97.248	39.142	30.812
BA-1625	787.663	480.396	29.093
BA-1630	859.160	456.684	8.958
BA-1633	366.220	261.230	1.889
BA-1643	46.980	40.842	2.985
BA-1647	118.085	91.036	11.906
BA-1656	374.817	262.597	3.491
BA-1683	330.835	174.515	4.363
BA-1685	520.187	507.910	14.594
BA-1687	519.099	446.652	22.165
BA-1700	323.213	257.860	53.638
BA-1701	760.789	453.507	68.569
BA-1702	151.176	73.714	22.460
BA-1703	665.291	437.764	36.862
BA-1705	849.364	356.809	29.878
BA-1707	573.992	295.261	2.104
BA-1714	241.042	161.209	7.076
BA-1730	493.543	325.294	8.046
BA-1732	234.416	193.933	3.350
BA-1734	435.330	283.487	27.558
BA-1776	142.493	89.471	1.782
BA-1778	239.574	107.154	70.005
BA-2037	252.939	174.646	838.790
BA-2040	77.848	23.977	224.501
BA-2041	472.777	179.561	162.810
BA-2127	403.369	295.710	56.082
BA-2142	129.319	66.483	59.285
BA-2143	69.768	35.073	4.572
BA-2144	174.552	85.199	47.802
BA-2147	195.068	61.485	110.362
BA-2155	222.373	97.555	67.308
BA-2160	328.529	113.540	23.340

BA-2161	74.237	30.570	182.423
BA-2173	270.492	210.713	2.159
BA-2184	340.804	138.094	92.495
BA-2198	311.665	127.222	23.442
BA-2200	79.840	32.790	9.897
BA-2202	137.028	60.292	46.087
BA-2230	136.704	73.971	32.976
BA-2233	182.435	60.477	14.238
BA-2240	19.245	14.109	11.234
BA-2246	215.820	119.801	30.266
BA-2261	409.615	218.652	18.420
BA-2266	0	0	0
BA-2272	109.641	40.425	44.320
BA-2275	0	0	0
BA-2283	455.703	100.847	17.455
BA-2286	0	0	0
BA-2290	0	0	0
BA-2292	0	0	0
BA-2293	0	0	0
BA-2338	183.673	31.371	2.898
BA-2344	0	0	0
BA-2347	0	0	0
BA-2389	186.380	47.956	13.068
BA-2394	0	0	0
BA-2396	63.649	15.505	15.193
BA-2400	0	0	0
BA-2428	40.926	8.861	101.943
BA-2430	44.743	17.020	1.728
BA-2431	0	0	0
BA-2434	0	0	0
BA-2442	16.422	2.094	445
BA-2443	70.279	7.295	5.110
BA-2447	38.755	8.166	1.549
BA-2451	52.531	19.221	858
BA-2453	0	0	0
BA-2455	40.700	8.913	10.139

BA-2456	31.157	8.288	1.284
BA-2459	25.142	1.521	2.211
BA-2466	548	70	564

Tabla A.7. Producción Acumulada estimada de U7 por pozo, del Área de Estudio.

POZO	Np [BN]	Gp [MPCN]	Wp [BN]
BA-1	348.830	218.857	22.222
BA-24	111.027	35.540	14.019
BA-33	242.157	76.933	921
BA-34	1.447.240	649.553	11.861
BA-36	345.529	173.452	11.408
BA-39	611.108	273.073	4.448
BA-40	965.014	591.781	18.910
BA-41	121.538	159.402	427
BA-45	429.115	249.301	13.715
BA-55	128.265	53.039	4.377
BA-78	3.586	3.317	6
BA-95	66.518	57.432	126
BA-96	1.227.485	775.421	28.384
BA-98	669.765	422.892	6.022
BA-99	254.600	91.172	3.912
BA-101	245.217	137.381	36.122
BA-109	297.400	239.528	1.194
BA-112	12.639	10.341	35
BA-113	4.281	2.538	348
BA-114	1.781	3.114	15
BA-115	19.210	10.463	555
BA-116	12.472	11.616	31
BA-117	1.167.445	748.099	4.315
BA-118	978.461	546.116	36.934
BA-119	202.313	121.186	1.259
BA-120	538.818	237.970	7.810
BA-121	305.256	174.141	1.983
BA-122	1.206.677	473.258	2.406
BA-123	272.755	106.832	544
BA-125	418.707	284.814	7.737
BA-126	284.158	197.979	35.696
BA-137	242.707	178.494	42.780
BA-138	776.141	551.681	7.577

BA-139	256.170	199.112	74.223
BA-140	547.914	415.986	30.616
BA-141	440.593	210.332	56.811
BA-142	24.088	10.371	85
BA-144	0	0	0
BA-146	162.940	132.543	388
BA-147	104.892	100.033	681
BA-150	173.966	134.471	951
BA-151	269.361	160.665	1.277
BA-152	474.535	537.387	3.191
BA-153	457.428	388.631	893
BA-155	148.706	66.066	1.710
BA-157	158.491	111.086	606
BA-158	184.063	109.710	915
BA-161	724.918	417.625	5.027
BA-162	24.944	16.752	18
BA-163	1.062.277	581.837	6.521
BA-165	843.006	558.492	1.442
BA-166	489.568	412.902	15.372
BA-167	1.118.797	944.153	36.473
BA-168	272.957	170.896	95.589
BA-185	643.466	400.231	18.387
BA-187	956.322	536.493	31.472
BA 529	7.590	14.941	23
BA-541	171.666	104.456	86.720
BA-550	0	0	0
BA-705	21.467	18.192	282
BA-708	35.675	43.019	1.545
BA-717	373.433	228.409	3.620
BA-737	0	0	0
BA-1092	300.134	200.962	163.732
BA-1272	0	0	0
BA-1273	0	0	0
BA-1274	784.033	402.364	25.361
BA-1328	0	0	0
BA-1405	62.372	46.848	1.754

BA-1416	15.840	20.936	2.325
BA-1420	383.668	220.072	36.736
BA-1422	54.554	88.591	1.547
BA-1434	51.845	24.855	2.139
BA-1435	490.592	203.498	9.510
BA-1437	241.799	208.140	52.792
BA-1439	142.684	97.011	50.350
BA-1450	0	0	0
BA-1454	0	0	0
BA-1455	31.912	30.798	1.151
BA-1464	324.784	171.973	172.457
BA-1467	0	0	0
BA-1473	187.731	62.965	3.430
BA-1474	0	0	0
BA-1475	409.989	239.475	6.170
BA-1508	306.250	289.820	7.683
BA-1510	475.080	223.477	21.986
BA-1522	41.375	14.060	2.924
BA-1525	0	0	0
BA-1526	436.092	198.234	87.616
BA-1537	0	0	0
BA-1540	174.622	144.534	24.067
BA-1542	375.223	213.765	199.993
BA-1544	356.879	242.606	18.947
BA-1545	469.995	211.357	47.995
BA-1547	169.029	81.921	84.225
BA-1549	460.027	378.833	22.914
BA-1550	137.154	68.865	1.151
BA-1551	0	0	0
BA-1564	99.692	102.148	40.674
BA-1565	387.494	165.955	12.892
BA-1590	722.319	360.870	151.907
BA-1591	0	0	0
BA-1592	163.299	109.394	11.645
BA-1593	399.325	284.559	80.449
BA-1594	212.982	91.625	3.973

BA-1595	137.854	85.139	1.104
BA-1596	13.739	11.938	11
BA-1598	257.175	199.157	14.268
BA-1607	136.997	78.545	315.937
BA-1612	324.159	130.474	102.707
BA-1625	277.516	169.257	10.250
BA-1630	49.978	32.614	1.196
BA-1633	132.521	113.877	3.192
BA-1643	12.430	10.806	790
BA-1647	278.993	215.085	28.131
BA-1656	83.407	58.435	777
BA-1683	781.646	412.318	10.308
BA-1685	471.059	459.942	13.216
BA-1687	137.338	118.171	5.864
BA-1700	0	0	0
BA-1701	119.340	71.138	10.756
BA-1702	357.177	174.160	53.066
BA-1703	35.349	22.666	655
BA-1705	62.178	29.615	3.887
BA-1707	86.042	44.260	315
BA-1714	234.160	156.606	6.874
BA-1730	0	0	0
BA-1732	106.877	88.420	1.527
BA-1734	123.172	80.209	7.797
BA-1776	336.661	211.389	4.209
BA-1778	60.648	38.834	23.889
BA-2037	166.193	114.750	551.123
BA-2040	204.631	63.026	590.123
BA-2041	351.206	133.388	120.945
BA-2127	164.641	120.698	22.891
BA-2142	111.308	57.224	51.028
BA-2143	183.392	92.191	12.019
BA-2144	118.520	57.850	32.457
BA-2147	181.888	57.331	102.905
BA-2155	351.992	154.419	106.542
BA-2160	311.743	107.738	22.147

BA-2161	247.457	101.900	608.078
BA-2173	0	0	0
BA-2184	0	0	0
BA-2198	115.071	46.972	8.655
BA-2200	76.592	31.456	9.494
BA-2202	38.771	17.059	13.040
BA-2230	15.851	8.577	3.824
BA-2233	11.404	3.780	890
BA-2240	18.696	13.706	10.913
BA-2246	35.934	19.947	5.039
BA-2261	0	0	0
BA-2266	484.479	205.516	56.367
BA-2272	66.060	24.356	26.703
BA-2275	259.732	113.555	2.516
BA-2283	0	0	0
BA-2286	0	0	0
BA-2290	0	0	0
BA-2292	0	0	0
BA-2293	0	0	0
BA-2338	0	0	0
BA-2344	132.787	28.164	5.584
BA-2347	15.292	5.802	1.817
BA-2389	0	0	0
BA-2394	131.922	30.580	10.216
BA-2396	0	0	0
BA-2400	50.639	4.902	17.448
BA-2428	0	0	0
BA-2430	20.400	7.760	788
BA-2431	121.695	35.219	1.698
BA-2434	56.660	16.664	3.325
BA-2442	58.483	7.457	1.585
BA-2443	10.254	1.064	746
BA-2447	989	208	40
BA-2451	0	0	0
BA-2453	60.885	15.410	2.470
BA-2455	0	0	0

BA-2456	6.183	1.645	255
BA-2459	0	0	0
BA-2466	548	70	564

Tabla A.8. Ciclos de Vapor Inyectados a los pozos dentro del Área de Estudio.

NUMERO	PARCELA	POZO	TIPO DE POZO	CICLO	FECHA DEL TRABAJO
1	343	BA-115	V	1A	04/08/1981
2	365	BA-139	V	1A	05/03/1951
3	370	BA-185	V	1A	07/12/1977
				2A	20/11/1980
4	370	BA-187	V	1A	06/01/1973
				2A	26/03/1975
5	370	BA1092	V	3A	20/10/1977
				1A	16/7/1970
				2A	09/08/1971
				2B	18/01/1973
				3A	22/06/1973
6	366	BA1405	V	4A	22/06/1973
				1A	11/05/1977
7	369	BA1416	V	1A	22/8/1994
				2A	25/10/1995
8	370	BA1420	V	1A	16/12/1997
9	370	BA1422	V	1A	24/7/1979
10	366	BA1454	V	1A	03/06/1995
				2A	03/06/1995
11	365	BA1455	V	1A	02/11/1980
12	370	BA1464	V	1A	22/9/1980
13	366	BA1473	V	1A	05/09/1997
14	365	BA1510	V	1A	30/4/1996
				1B	31/01/1997
				2A	20/04/1998
15	366	BA1522	V	1A	14/4/1997
16	366	BA1537	V	1A	21/2/1996
				2A	01/05/1997
17	370	BA1542	V	1A	22/4/1994
18	366	BA1544	V	1A	02/11/1998
19	370	BA1545	V	1A	02/04/1996
				2ª	22/05/1997

20	370	BA1547	V	1A	02/04/1996
21	365	BA1590	V	1A	29/3/1993
				2A	30/01/1995
				3A	30/01/1995
22	366	BA1591	V	3B	10/08/1996
23	370	BA1612	V	1A	06/04/1993
24	343	BA1703	I	1A	23/5/1995
				2A	31/10/1998
25	365	BA1714	V	2A	21/12/2001
26	370	BA2037	V	1A	29/7/1981
27	370	BA2040	V	1A	22/1/1993
28	370	BA2041	V	1A	29/12/1992
				2A	25/2/41993
29	365	BA2127	V	1A	27/04/1994
				2A	02/09/1995
				3A	27/04/1994
				3B	27/04/1994
				4A	27/04/1994
30	370	BA2142	V	1A	05/06/2001
				2^a	23/6/1994
31	370	BA2143	V	1^a	27/08/1994
32	370	BA2144	V	1^a	19/7/1994
				2^a	27/01/1996
33	369	BA2147	V	1^a	29/7/1994
				2^a	29/7/1994
				2B	29/7/1994
34	370	BA2155	V	1^a	29/3/1995
				2^a	29/3/1995
				3^a	29/3/1995
35	366	BA2160	V	1^a	16/4/1995
				2^a	27/06/1997
				3^a	25/08/2000
36	370	BA2161	V	1^a	15/5/1995
37	366	BA2184	H	1A	27/8/1996
				1B	20/10/1996

				2A	07/08/1997
				3A	03/01/2000
38	366	BA2198	V	1A	21/2/1997
				2A	21/2/1997
				3A	08/08/2001
				1A	03/07/1997
39	370	BA2200	V	2A	03/07/1997
				1A	27/3/1997
40	366	BA2202	V	1A	27/3/1997
41	366	BA2230	V	1A	14/8/1997
42	366	BA2233	V	1A	07/10/1997
43	365	BA2240	V	1A	25/10/1997
				1B	13/07/1998
44	366	BA2246	V	1A	12/02/1997
				2A	19/01/1998
45	365	BA2261	H	1A	22/01/1998
46	365	BA2266	H	1A	23/2/1998
				2A	13/10/2000
47	370	BA2272	V	1A	02/04/1998
				2A	07/01/2000
48	365	BA2283	H	1A	06/10/1998
49	343	BA2290	H	1A	26/10/1998
50	343	BA2292	H	1A	06/12/1998
51	343	BA2293	H	1A	30/12/1998
52	365	BA2338	H	1A	05/04/2000
53	365	BA2344	H	1A	30/04/2000
54	370	BA2389	H	1A	05/08/2001
55	370	BA2394	H	1A	24/10/2000
56	365	BA2400	H	1A	14/07/2001
57	366	BA2428	I	1A	01/02/01
				1B	01/02/2001
58	366	BA2430	V	1A	13/02/2001
59	366	BA2431	H	1A	02/03/2001
60	365	BA2434	H	1A	19/03/2001
61	366	BA2442	V	1A	21/03/2001
62	343	BA2443	V	1A	31/03/2001
63	343	BA2447	V	1A	04/06/2001

64	365	BA2451	H	1A	23/05/2001
65	370	BA2453	H	1A	11/06/2001
66	343	BA2455	H	1A	20/06/2001
67	366	BA2456	V	1A	25/06/2001
68	366	BA2459	V	1A	14/07/2001
69	343	BA2466	H	1A	28/08/2001

Tabla A.9. Reservas Desarrolladas asociadas a la declinación de los pozos no Térmicos, para el Caso Base.

POZO	Qoi [BNP/D]	Qof [BNP/D]	D	Reservas TOTALES [BNP]	$\frac{K \cdot h_{ANP \ U6,U7}}{K \cdot h_{ANP \ TOTAL}}$	Qoi_{U6,U7} [BNP/D]	Qof_{U6,U7} [BNP/D]	Reservas U6,U7 [BNP]
BA-0001	83	46	-8,13E-05	459.442	0,569307	47	26	261.564
BA-0040	61	43	-4,57E-05	377.016	1	61	43	377.016
BA-0055	301	130	-1,15E-04	1.487.469	0,664493	200	86	988.413
BA-0095	117	76	-5,92E-05	692.360	0,511496	60	39	354.139
BA-0096	121	82	-5,38E-05	732.715	0,882223	107	72	646.418
BA-0098	183	107	-7,38E-05	1.034.287	0,649736	119	69	672.013
BA-0109	115	74	-6,09E-05	678.568	1	115	74	678.568
BA-0125	48	23	-9,92E-05	249.964	1	48	23	249.964
BA-0126	37	23	-6,52E-05	213.351	1	37	23	213.351
BA-0139	110	70	-6,07E-05	646.296	1	110	70	646.296
BA-0144	200	195	-3,45E-06	1.441.334	1	200	195	1.441.334
BA-0151	72	27	-1,33E-04	337.520	0,572126	41	16	193.104
BA-0155	87	35	-1,24E-04	416.876	0,950169	82	33	396.103
BA-0157	68	36	-8,84E-05	367.991	0,828135	57	30	304.746
BA-0158	20	10	-1,17E-04	83.033	0,753261	15	8	62.546
BA-0161	108	83	-3,60E-05	691.931	1	108	83	691.931
BA-0162	130	77	-7,16E-05	739.452	0,792711	103	61	586.171
BA-0541	64	19	-1,69E-04	270.685	0,600694	39	11	162.599
BA-0550	78	23	-1,66E-04	328.517	0,149536	12	3	49.125
BA-1092	206	112	-8,36E-05	1.125.518	1	206	112	1.125.518
BA-1420	50	20	-1,25E-04	240.451	1	50	20	240.451
BA-1454	28	10	-2,48E-04	73.282	0,828135	23	8	60.687
BA-1464	87	69	-3,15E-05	570.458	0,88413	77	61	504.359
BA-1467	113	47	-1,21E-04	547.819	0	-	-	-
BA-1473	155	26	-2,44E-04	528.686	0,572126	89	15	302.475
BA-1474	305	225	-4,20E-05	1.919.777	0,501251	153	113	962.291
BA-1508	98	69	-4,75E-05	602.113	0,534969	52	37	322.112
BA-1510	114	41	-1,38E-04	523.097	0,469465	53	19	245.575
BA-1522	75	57	-3,62E-05	480.115	0,597876	45	34	287.049
BA-1525	62	35	-7,95E-05	345.114	0	-	-	-
BA-1537	193	101	-8,83E-05	1.038.576	1	193	101	1.038.576

BA-1542	39	10	-1,88E-04	153.716	0,426211	17	4	65.515
BA-1544	105	47	-1,09E-04	528.206	0,725018	76	34	382.959
BA-1545	179	42	-1,99E-04	689.887	0,887438	159	37	612.232
BA-1549	250	59	-1,99E-04	963.153	1	250	59	963.153
BA-1550	30	10	-2,54E-04	78.408	1	30	10	78.408
BA-1564	32	21	-5,96E-05	188.203	0,993185	32	20	186.920
BA-1565	114	186	6,74E-05	1.075.203	0,983157	112	183	1.057.093
BA-1590	89	18	-2,21E-04	323.751	0,756656	68	13	244.968
BA-1592	231	101	-1,13E-04	1.147.520	0,770147	178	78	883.758
BA-1594	35	24	-5,22E-05	211.632	0,597876	21	14	126.529
BA-1595	151	83	-8,25E-05	830.027	1	151	83	830.027
BA-1598	174	41	-1,99E-04	669.618	0,80927	141	33	541.901
BA-1607	28	18	-6,14E-05	167.313	1	28	18	167.313
BA-1612	70	53	-3,85E-05	443.418	0,517954	36	27	229.670
BA-1630	63	21	-1,53E-04	276.721	1	63	21	276.721
BA-1633	138	56	-1,23E-04	662.661	0,817341	113	46	541.620
BA-1656	27	12	-1,15E-04	135.082	1	27	12	135.082
BA-1683	47	10	-2,72E-04	137.637	1	47	10	137.637
BA-1685	154	36	-1,99E-04	594.031	1	154	36	594.031
BA-1687	71	17	-1,99E-04	273.144	0,728666	52	12	199.031
BA-1700	81	31	-1,32E-04	380.750	0,480436	39	15	182.926
BA-1701	162	38	-1,99E-04	622.625	1	162	38	622.625
BA-1703	245	57	-1,99E-04	942.519	1	245	57	942.519
BA-1705	118	28	-1,99E-04	454.906	1	118	28	454.906
BA-1730	244	169	-4,98E-05	1.491.656	0,531645	129	90	793.031
BA-1732	79	77	-3,50E-06	567.449	0,725018	57	56	411.411
BA-1734	194	173	-1,53E-05	1.338.156	0,664493	129	115	889.195
BA-1776	43	31	-4,42E-05	266.835	1	43	31	266.835
BA-1778	19	10	-2,54E-04	33.808	0,756656	14	8	25.581
BA-2037	158	156	-1,74E-06	1.145.482	1	158	156	1.145.482
BA-2040	78	10	-3,66E-04	184.896	0,426211	33	4	78.805
BA-2127	164	10	-4,61E-04	333.523	1	164	10	333.523
BA-2142	119	53	-1,10E-04	598.291	0,841825	100	45	503.657
BA-2143	63	10	-5,93E-04	89.196	0,614548	39	6	54.815
BA-2147	157	37	-1,99E-04	605.590	0,80927	127	30	490.085
BA-2160	411	39	-3,21E-04	1.157.336	0,734167	302	29	849.678

BA-2161	94	22	-1,99E-04	362.165	1	94	22	362.165
BA-2173	68	10	-5,45E-04	106.313	1	68	10	106.313
BA-2184	111	10	-7,82E-04	129.669	1	111	10	129.669
BA-2198	250	10	-8,15E-04	294.943	1	250	10	294.943
BA-2200	81	10	-1,05E-03	67.146	0,824454	66	8	55.359
BA-2202	81	10	-9,33E-04	75.973	0,664493	54	7	50.483
BA-2246	114	27	-1,99E-04	438.376	1	114	27	438.376
BA-2261	230	10	-5,64E-04	389.563	1	230	10	389.563
BA-2266	313	220	-4,84E-05	1.928.902	1	313	220	1.928.902
BA-2272	346	203	-7,34E-05	1.958.350	0,887285	307	180	1.737.614
BA-2275	57	10	-1,26E-03	37.359	1	57	10	37.359
BA-2283	238	10	-5,12E-04	445.615	1	238	10	445.615
BA-2286	24	10	-8,39E-04	16.727	0	-	-	-
BA-2290	272	270	-1,01E-06	1.980.184	0	-	-	-
BA-2292	314	312	-8,75E-07	2.283.458	0	-	-	-
BA-2338	326	76	-1,99E-04	1.254.858	1	326	76	1.254.858
BA-2344	82	10	-1,26E-03	56.966	1	82	10	56.966
BA-2394	185	10	-1,25E-03	139.750	1	185	10	139.750
BA-2396	166	10	-1,27E-03	123.059	1	166	10	123.059

Tabla A.10. Ciclos de Vapor Faltantes por pozos, para el Caso 2.

#	POZO	TIPO DE POZO	CICLOS FALTANTES
1	BA-139	V	2A, 3A, 4A
2	BA1420	V	2A, 3A, 4A
3	BA1454	V	3A, 4A
4	BA1464	V	2A, 3A, 4A
5	BA1473	V	2A, 3A, 4A
6	BA1522	V	2A, 3A, 4A
7	BA1537	V	3A, 4A
8	BA1542	V	2A, 3A, 4A
9	BA1544	V	2A, 3A, 4A
10	BA1545	V	3A, 4A
11	BA1590	V	4A
12	BA1612	V	2A, 3A, 4A
13	BA1703	I	3A, 4A
14	BA2037	V	2A, 3A, 4A
15	BA2040	V	2A, 3A, 4A
16	BA2041	V	3A, 4A
17	BA2142	V	3A, 4A
18	BA2143	V	2A, 3A, 4A
19	BA2147	V	3A, 4A
20	BA2160	V	4A
21	BA2161	V	2A, 3A, 4A
22	BA2184	H	4A
23	BA2198	V	4A
24	BA2200	V	3A, 4A
25	BA2202	V	2A, 3A, 4A
26	BA2246	V	3A, 4A
27	BA2261	H	2A, 3A, 4A
28	BA2266	H	3A, 4A
29	BA2272	V	3A, 4A
30	BA2283	H	2A, 3A, 4A
31	BA2290	H	2A, 3A, 4A
32	BA2292	H	2A, 3A, 4A
33	BA2338	H	2A, 3A, 4A

34	BA2344	H	2A, 3A, 4A
35	BA2389	H	2A, 3A, 4A
36	BA2394	H	2A, 3A, 4A
37	BA2400	H	2A, 3A, 4A
38	BA2428	I	2A, 3A, 4A
39	BA2430	V	2A, 3A, 4A
40	BA2431	H	2A, 3A, 4A
41	BA2434	H	2A, 3A, 4A
42	BA2442	V	2A, 3A, 4A
43	BA2443	V	2A, 3A, 4A
44	BA2447	V	2A, 3A, 4A
45	BA2451	H	2A, 3A, 4A
46	BA2453	H	2A, 3A, 4A
47	BA2455	H	2A, 3A, 4A
48	BA2456	V	2A, 3A, 4A
49	BA2459	V	2A, 3A, 4A
50	BA2466	H	2A, 3A, 4A

Tabla A.11. Reservas Desarrolladas asociadas a la declinación de los pozos viejos, para el Caso 2.

POZO	Qoi	Qof	D	Reservas	$K.h_{ANP\ U6,U7}$	Qoi _{U6,U7}	Qof _{U6,U7}	Reservas
	[BNP/D]	[BNP/D]		TOTALES [BNP]	$K.h_{ANP\ TOTAL}$	[BNP/D]	[BNP/D]	U6,U7 [BNP]
BA-0001	83	46	-8,13E-05	459.442	0,569307	47	26	261.564
BA-0040	61	43	-4,57E-05	377.016	1	61	43	377.016
BA-0055	301	130	-1,15E-04	1.487.469	0,664493	200	86	988.413
BA-0095	117	76	-5,92E-05	692.360	0,511496	60	39	354.139
BA-0096	121	82	-5,38E-05	732.715	0,882223	107	72	646.418
BA-0098	183	107	-7,38E-05	1.034.287	0,649736	119	69	672.013
BA-0109	115	74	-6,09E-05	678.568	1	115	74	678.568
BA-0125	48	23	-9,92E-05	249.964	1	48	23	249.964
BA-0126	37	23	-6,52E-05	213.351	1	37	23	213.351
BA-0144	200	195	-3,45E-06	1.441.334	1	200	195	1.441.334
BA-0151	72	27	-1,33E-04	337.520	0,572126	41	16	193.104
BA-0155	87	35	-1,24E-04	416.876	0,950169	82	33	396.103
BA-0157	68	36	-8,84E-05	367.991	0,828135	57	30	304.746
BA-0158	20	10	-1,17E-04	83.033	0,753261	15	8	62.546
BA-0161	108	83	-3,60E-05	691.931	1	108	83	691.931
BA-0162	130	77	-7,16E-05	739.452	0,792711	103	61	586.171
BA-0541	64	19	-1,69E-04	270.685	0,600694	39	11	162.599
BA-0550	78	23	-1,66E-04	328.517	0,149536	12	3	49.125
BA-1092	206	112	-8,36E-05	1.125.518	1	206	112	1.125.518
BA-1467	113	47	-1,21E-04	547.819	0	-	-	-
BA-1474	305	225	-4,20E-05	1.919.777	0,501251	153	113	962.291
BA-1508	98	69	-4,75E-05	602.113	0,534969	52	37	322.112
BA-1510	114	41	-1,38E-04	523.097	0,469465	53	19	245.575
BA-1525	62	35	-7,95E-05	345.114	0	-	-	-
BA-1549	250	59	-1,99E-04	963.153	1	250	59	963.153
BA-1550	30	10	-2,54E-04	78.408	1	30	10	78.408
BA-1564	32	21	-5,96E-05	188.203	0,993185	32	20	186.920
BA-1565	114	186	6,74E-05	1.075.203	0,983157	112	183	1.057.093
BA-1592	231	101	-1,13E-04	1.147.520	0,770147	178	78	883.758
BA-1594	35	24	-5,22E-05	211.632	0,597876	21	14	126.529
BA-1595	151	83	-8,25E-05	830.027	1	151	83	830.027
BA-1598	174	41	-1,99E-04	669.618	0,80927	141	33	541.901

BA-1607	28	18	-6,14E-05	167.313	1	28	18	167.313
BA-1630	63	21	-1,53E-04	276.721	1	63	21	276.721
BA-1633	138	56	-1,23E-04	662.661	0,817341	113	46	541.620
BA-1656	27	12	-1,15E-04	135.082	1	27	12	135.082
BA-1683	47	10	-2,72E-04	137.637	1	47	10	137.637
BA-1685	154	36	-1,99E-04	594.031	1	154	36	594.031
BA-1687	71	17	-1,99E-04	273.144	0,728666	52	12	199.031
BA-1700	81	31	-1,32E-04	380.750	0,480436	39	15	182.926
BA-1701	162	38	-1,99E-04	622.625	1	162	38	622.625
BA-1705	118	28	-1,99E-04	454.906	1	118	28	454.906
BA-1730	244	169	-4,98E-05	1.491.656	0,531645	129	90	793.031
BA-1732	79	77	-3,50E-06	567.449	0,725018	57	56	411.411
BA-1734	194	173	-1,53E-05	1.338.156	0,664493	129	115	889.195
BA-1776	43	31	-4,42E-05	266.835	1	43	31	266.835
BA-1778	19	10	-2,54E-04	33.808	0,756656	14	8	25.581
BA-2127	164	10	-4,61E-04	333.523	1	164	10	333.523
BA-2173	68	10	-5,45E-04	106.313	1	68	10	106.313
BA-2275	57	10	-1,26E-03	37.359	1	57	10	37.359
BA-2286	24	10	-8,39E-04	16.727	0	-	-	-
BA-2396	166	10	-1,27E-03	123.059	1	166	10	123.059

Tabla A.12. Reservas Desarrolladas para los pozos no Térmicos, en el Caso 3.

POZO	Qoi	Qof	D	Reservas	$K.h_{ANP U6,U7}$	Qoi _{U6,U7}	Qof _{U6,U7}	Reservas
	[BNP/D]	[BNP/D]		TOTALES [BNP]	K.h _{ANP TOTAL}	[BNP/D]	[BNP/D]	U6,U7 [BNP]
BA-0095	117	76	-5,92E-05	692.360	0,511496	60	39	354.139
BA-0126	37	23	-6,52E-05	213.351	1	37	23	213.351
BA-0144	200	195	-3,45E-06	1.441.334	1	200	195	1.441.334
BA-0541	64	19	-1,69E-04	270.685	0,600694	39	11	162.599
BA-0550	78	23	-1,66E-04	328.517	0,149536	12	3	49.125
BA-1464	87	69	-3,15E-05	570.458	0,88413	77	61	504.359
BA-1542	39	10	-1,88E-04	153.716	0,426211	17	4	65.515
BA-1550	30	10	-2,54E-04	78.408	1	30	10	78.408
BA-1630	63	21	-1,53E-04	276.721	1	63	21	276.721
BA-1656	27	12	-1,15E-04	135.082	1	27	12	135.082
BA-1685	154	36	-1,99E-04	594.031	1	154	36	594.031
BA-1700	81	31	-1,32E-04	380.750	0,480436	39	15	182.926
BA-1703	245	57	-1,99E-04	942.519	1	245	57	942.519
BA-1705	118	28	-1,99E-04	454.906	1	118	28	454.906
BA-1776	43	31	-4,42E-05	266.835	1	43	31	266.835
BA-1778	19	10	-2,54E-04	33.808	0,756656	14	8	25.581
BA-2040	78	10	-3,66E-04	184.896	0,426211	33	4	78.805
BA-2143	63	10	-5,93E-04	89.196	0,614548	39	6	54.815
BA-2160	411	39	-3,21E-04	1.157.336	0,734167	302	29	849.678
BA-2173	68	10	-5,45E-04	106.313	1	68	10	106.313
BA-2261	230	10	-5,64E-04	389.563	1	230	10	389.563
BA-2266	313	220	-4,84E-05	1.928.902	1	313	220	1.928.902
BA-2272	346	203	-7,34E-05	1.958.350	0,887285	307	180	1.737.614
BA-2275	57	10	-1,26E-03	37.359	1	57	10	37.359
BA-2283	238	10	-5,12E-04	445.615	1	238	10	445.615
BA-2286	24	10	-8,39E-04	16.727	0	-	-	-
BA-2290	272	270	-1,01E-06	1.980.184	0	-	-	-
BA-2344	82	10	-1,26E-03	56.966	1	82	10	56.966
BA-2396	166	10	-1,27E-03	123.059	1	166	10	123.059

Tabla A.13. Ciclos de IAV Faltantes por pozos, del Área de Estudio, para el Caso 4.

#	POZO	TIPO DE POZO	CICLOS FALTANTES
1	BA1464	V	2A, 3A, 4A
2	BA1542	V	2A, 3A, 4A
3	BA1703	I	3A, 4A
4	BA2040	V	2A, 3A, 4A
5	BA2041	V	3A, 4A
6	BA2143	V	2A, 3A, 4A
7	BA2160	V	4A
8	BA2261	H	2A, 3A, 4A
9	BA2266	H	3A, 4A
10	BA2272	V	3A, 4A
11	BA2283	H	2A, 3A, 4A
12	BA2290	H	2A, 3A, 4A
13	BA2344	H	2A, 3A, 4A
14	BA2428	I	2A, 3A, 4A
15	BA2431	H	2A, 3A, 4A
16	BA2434	H	2A, 3A, 4A
17	BA2442	V	2A, 3A, 4A
18	BA2447	V	2A, 3A, 4A
19	BA2451	H	2A, 3A, 4A
20	BA2455	H	2A, 3A, 4A

Tabla A.14. Reservas Desarrolladas para los pozos no Térmicos, en el Caso 4.

POZO	Qoi	Qof	D	Reservas	$K.h_{ANP\ U6,U7}$	Qoi _{U6,U7}	Qof _{U6,U7}	Reservas
	[BNP/D]	[BNP/D]		TOTALES [BNP]	K.h _{ANP TOTAL}	[BNP/D]	[BNP/D]	U6,U7 [BNP]
BA-0095	117	76	-5,92E-05	692.360	0,511496	60	39	354.139
BA-0126	37	23	-6,52E-05	213.351	1	37	23	213.351
BA-0144	200	195	-3,45E-06	1.441.334	1	200	195	1.441.334
BA-0541	64	19	-1,69E-04	270.685	0,600694	39	11	162.599
BA-0550	78	23	-1,66E-04	328.517	0,149536	12	3	49.125
BA-1550	30	10	-2,54E-04	78.408	1	30	10	78.408
BA-1630	63	21	-1,53E-04	276.721	1	63	21	276.721
BA-1656	27	12	-1,15E-04	135.082	1	27	12	135.082
BA-1685	154	36	-1,99E-04	594.031	1	154	36	594.031
BA-1700	81	31	-1,32E-04	380.750	0,480436	39	15	182.926
BA-1705	118	28	-1,99E-04	454.906	1	118	28	454.906
BA-1776	43	31	-4,42E-05	266.835	1	43	31	266.835
BA-1778	19	10	-2,54E-04	33.808	0,756656	14	8	25.581
BA-2173	68	10	-5,45E-04	106.313	1	68	10	106.313
BA-2275	57	10	-1,26E-03	37.359	1	57	10	37.359
BA-2286	24	10	-8,39E-04	16.727	0	-	-	-
BA-2396	166	10	-1,27E-03	123.059	1	166	10	123.059

Tabla A.15 Elementos que componen el Flujo de Efectivo en MMBs, para el Caso Base.

Año	Ingresos	Regalías	Costos y Gastos	Depreciación	Aporte Legal PDVSA	ISLR	Inversiones
0	-	-	-	-	-	-	-
1	56.904	14.992	13.138	-	2.877	12.948	2.456
2	51.641	14.011	12.279	164	2.519	11.334	2.295
3	46.866	13.095	11.475	317	2.198	9.891	2.145
4	42.532	12.238	10.724	460	1.911	8.599	2.004
5	38.598	11.437	10.023	593	1.655	7.445	1.873
6	35.029	10.689	9.367	718	1.425	6.415	1.751
7	31.790	9.989	8.754	835	1.221	5.495	1.636
8	28.850	9.336	8.181	944	1.039	4.675	1.529
9	26.182	8.725	7.646	1.046	876	3.944	1.429
10	23.761	8.154	7.146	1.141	732	3.294	1.336
11	21.563	7.621	6.678	1.230	603	2.715	1.248
12	19.569	7.122	6.241	1.313	489	2.202	1.167
13	17.759	6.656	5.833	1.391	388	1.746	1.090
14	16.117	6.221	5.451	1.464	298	1.342	1.019
15	14.627	5.814	5.095	1.532	219	984	952
16	13.274	5.433	4.761	1.595	148	668	890
17	12.046	5.078	4.450	1.655	86	389	832
18	10.932	4.745	4.159	1.710	32	143	777
19	9.921	4.435	3.887	1.762	(16)	(73)	726
20	9.004	4.145	3.632	1.755	(53)	(238)	679

Tabla A.16. Elementos que componen el Flujo de Efectivo en MMBs, para el Caso 2.

Año	Ingresos	Regalías	Costos y Gastos	Depreciación	Aporte Legal PDVSA	ISLR	Inversiones
0	-	-	-	-	-	-	5.400
1	59.668	16.042	14.618	270	2.874	12.932	8.028
2	59.668	16.042	18.708	715	2.420	10.892	8.028
3	59.668	16.042	15.178	1.160	2.729	12.280	8.028
4	59.668	16.042	30.758	1.606	1.126	5.068	8.028
5	59.668	16.042	16.338	2.051	2.524	11.357	8.028
6	59.668	16.042	21.938	2.496	1.919	8.637	8.028
7	59.668	16.042	16.898	2.941	2.379	10.704	8.028
8	59.668	16.042	33.598	3.386	664	2.989	8.028
9	59.668	16.042	17.498	3.831	2.230	10.034	8.028
10	59.668	16.042	17.458	4.297	2.187	9.842	8.028
11	59.668	16.042	17.458	4.762	2.141	9.633	8.428
12	59.668	16.042	17.418	5.227	2.098	9.442	8.428
13	59.668	16.042	18.018	5.692	1.992	8.962	4.078
14	59.668	16.042	17.588	5.940	2.010	9.044	2.628
15	59.668	16.042	17.458	5.940	2.023	9.103	2.628
16	59.668	16.042	17.028	5.940	2.066	9.296	2.628
17	59.668	16.042	16.598	5.940	2.109	9.490	2.628
18	59.668	16.042	15.908	5.940	2.178	9.800	2.628
19	59.668	16.042	15.778	5.940	2.191	9.859	2.628
20	59.668	16.042	15.688	28.782	(84)	(380)	2.628

Tabla A.17. Elementos que componen el Flujo de Efectivo en MMBs, para el Caso 3.

Año	Ingresos	Regalías	Costos y Gastos	Depreciación	Aporte Legal PDVSA	ISLR	Inversiones
0	-	-	-	-	-	-	29.410
1	44.510	11.967	14.981	1.471	1.609	7.241	4.960
2	57.721	15.518	19.074	1.751	2.138	9.620	3.742
3	65.681	17.658	17.609	1.981	2.843	12.795	2.892
4	69.590	18.709	18.530	2.173	3.018	13.580	3.064
5	70.511	18.957	18.747	2.378	3.043	13.693	3.105
6	69.369	18.650	20.258	2.585	2.788	12.544	7.505
7	66.952	18.000	18.829	3.011	2.711	12.201	11.748
8	63.906	17.181	19.841	3.647	2.324	10.456	6.164
9	60.742	16.331	16.446	4.003	2.396	10.784	2.675
10	57.833	15.548	15.760	4.181	2.234	10.055	2.547
11	55.410	14.897	15.189	4.351	2.097	9.438	2.440
12	53.571	14.402	17.236	4.513	1.742	7.839	7.159
13	52.271	14.053	17.180	4.911	1.613	7.257	6.902
14	51.328	13.800	15.328	5.294	1.691	7.608	5.260
15	50.424	13.557	14.015	5.445	1.741	7.834	2.220
16	49.100	13.201	13.703	5.593	1.660	7.472	2.162
17	46.760	12.571	13.151	5.737	1.530	6.885	2.059
18	42.667	11.471	12.187	5.874	1.313	5.911	1.879
19	35.950	9.665	10.605	5.999	968	4.356	1.583
20	24.761	6.657	7.968	18.131	-	-	1.090

Tabla A.18. Elementos que componen el Flujo de Efectivo en MMBs, para el Caso 4.

Año	Ingresos	Regalías	Costos y Gastos	Depreciación	Aporte Legal PDVSA	ISLR	Inversiones
0	-	-	-	-	-	-	29.410
1	49.731	13.370	16.211	1.471	1.868	8.405	5.190
2	62.571	16.822	25.387	1.767	1.860	8.368	3.955
3	70.183	18.869	18.670	2.010	3.063	13.785	3.091
4	73.767	19.832	21.844	2.216	2.987	13.443	3.248
5	74.384	19.998	19.660	2.433	3.229	14.532	3.276
6	72.959	19.615	28.624	2.651	2.207	9.931	7.663
7	70.275	18.893	19.612	3.088	2.868	12.907	11.895
8	66.982	18.008	20.566	3.734	2.467	11.103	6.300
9	63.587	17.095	17.116	4.098	2.528	11.375	2.800
10	60.462	16.255	16.380	4.285	2.354	10.594	2.662
11	57.839	15.550	15.762	4.462	2.207	9.929	2.547
12	55.813	15.005	17.764	4.632	1.841	8.285	7.258
13	54.339	14.609	17.667	5.036	1.703	7.662	6.993
14	53.236	14.312	15.777	5.426	1.772	7.974	5.344
15	52.181	14.029	14.429	5.732	1.799	8.096	2.298
16	50.718	13.636	14.084	5.739	1.726	7.767	2.233
17	46.286	12.444	13.040	5.704	1.510	6.794	2.038
18	42.159	11.334	12.067	5.634	1.312	5.905	1.856
19	35.413	9.521	10.478	5.541	987	4.443	1.559
20	25.034	6.730	8.033	19.422	-	-	1.102

APÉNDICE B

FIGURAS COMPLEMENTARIAS

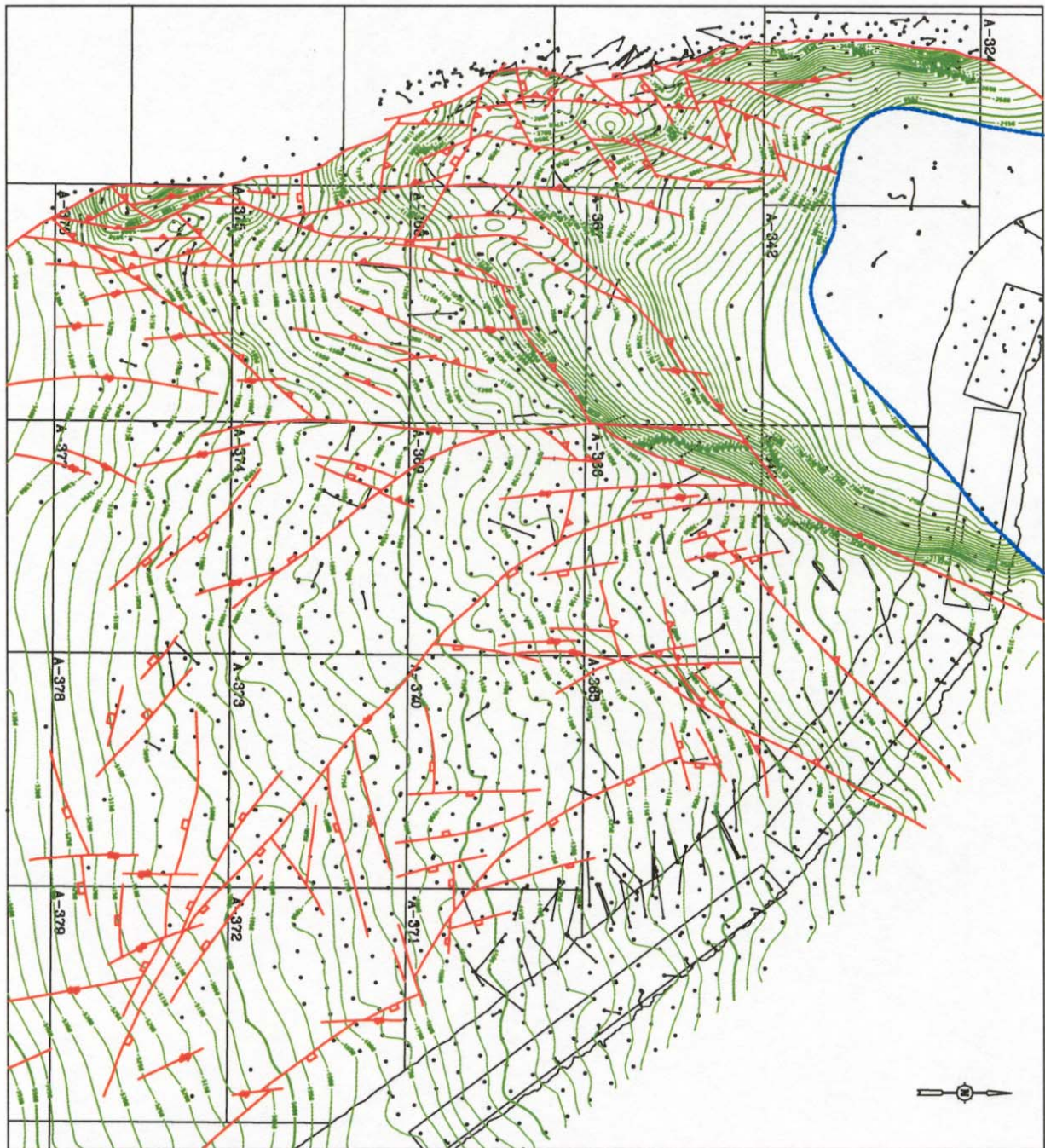


Figura B.1. Mapa Estructural en Profundidad, Unidad 6.

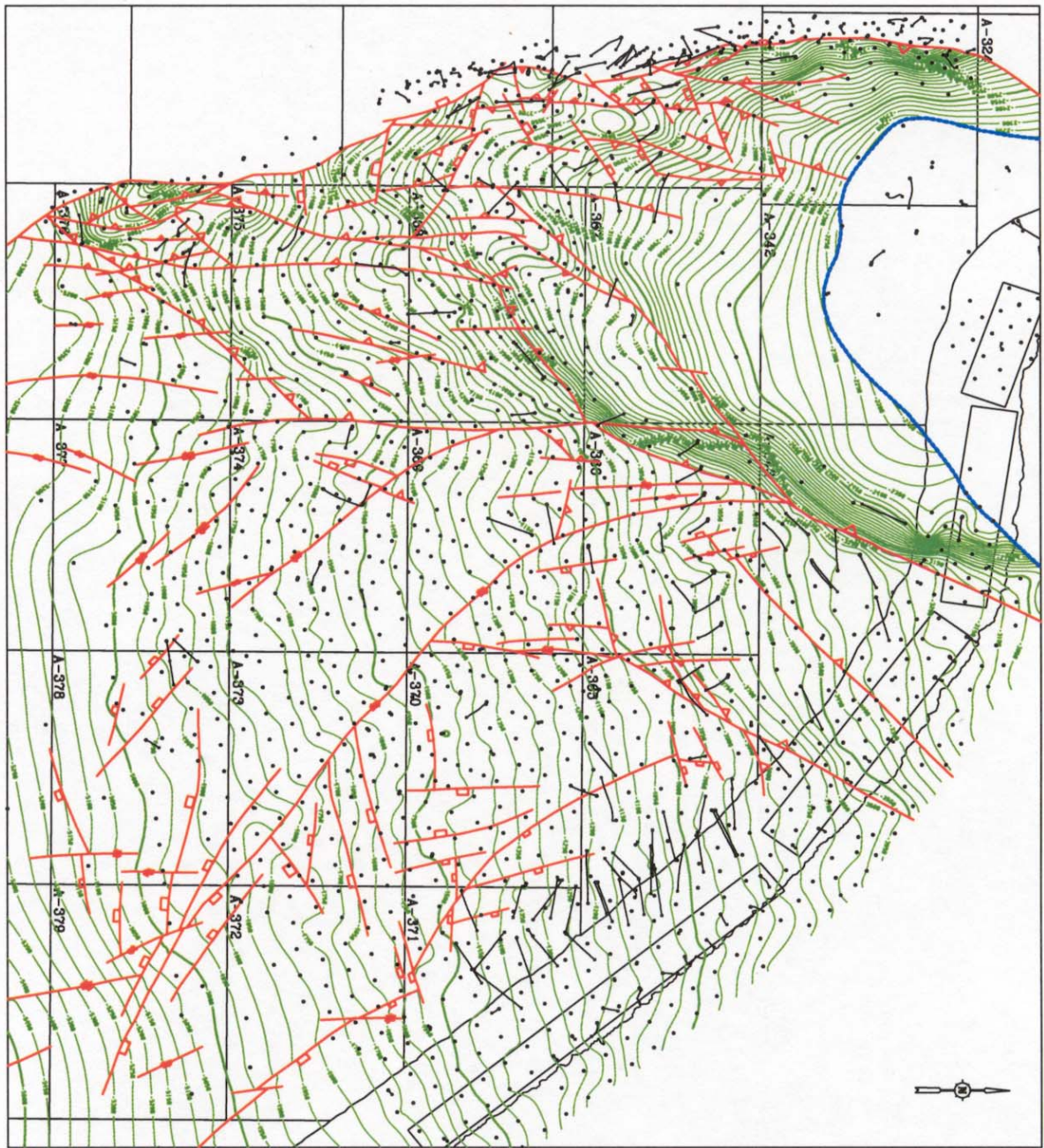


Figura B.2. Mapa Estructural en Profundidad, Unidad 7.

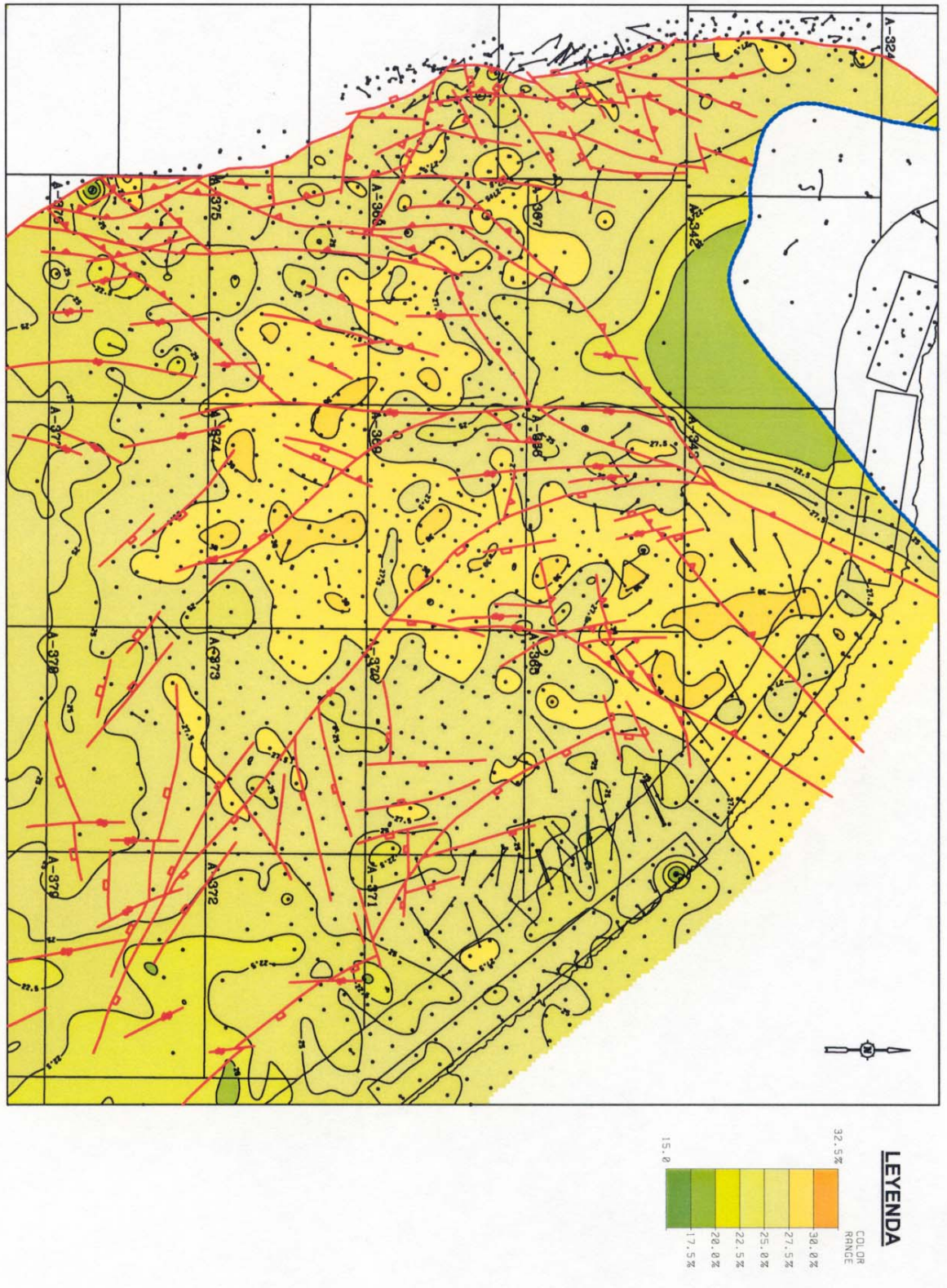


Figura B.3. Mapa de Porosidad, Unidad 6.

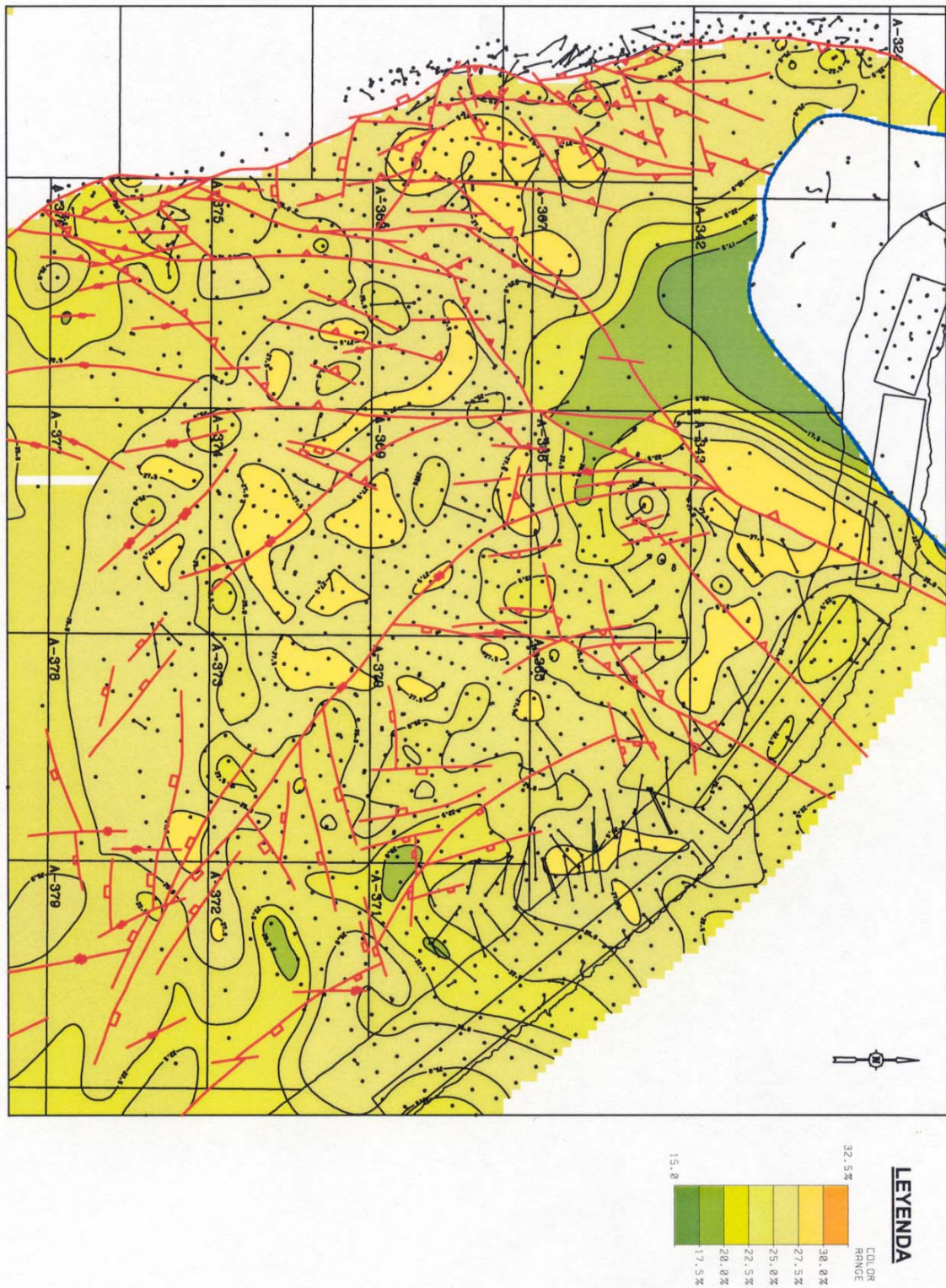


Figura B.4. Mapa de Porosidad, Unidad 7.

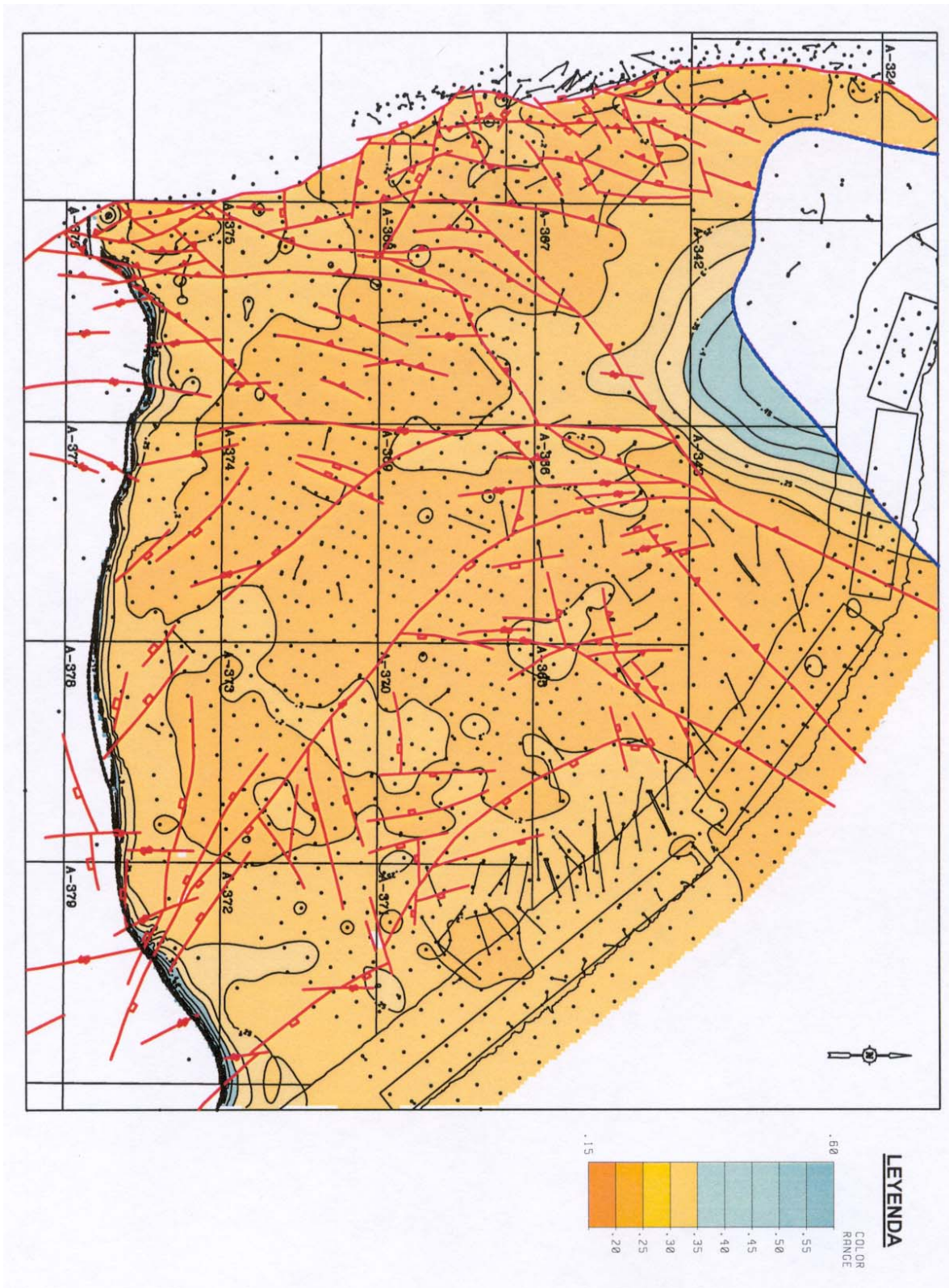


Figura B.5. Mapa de Saturación de Agua, Unidad 6.

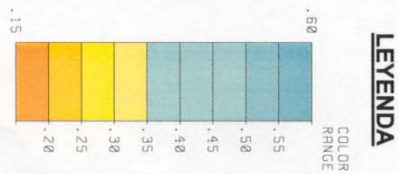
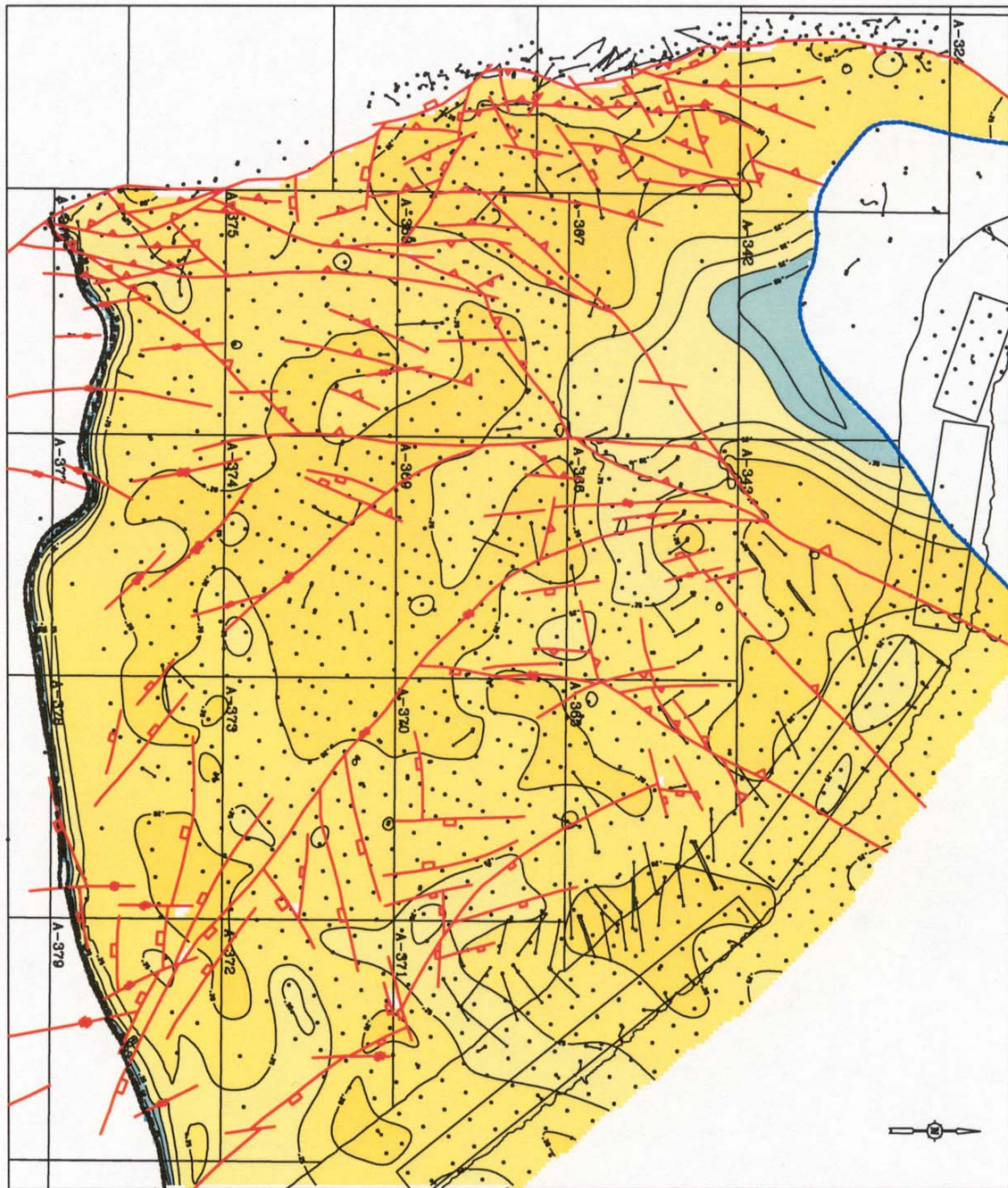


Figura B.6. Mapa de Saturación de Agua, Unidad 7.

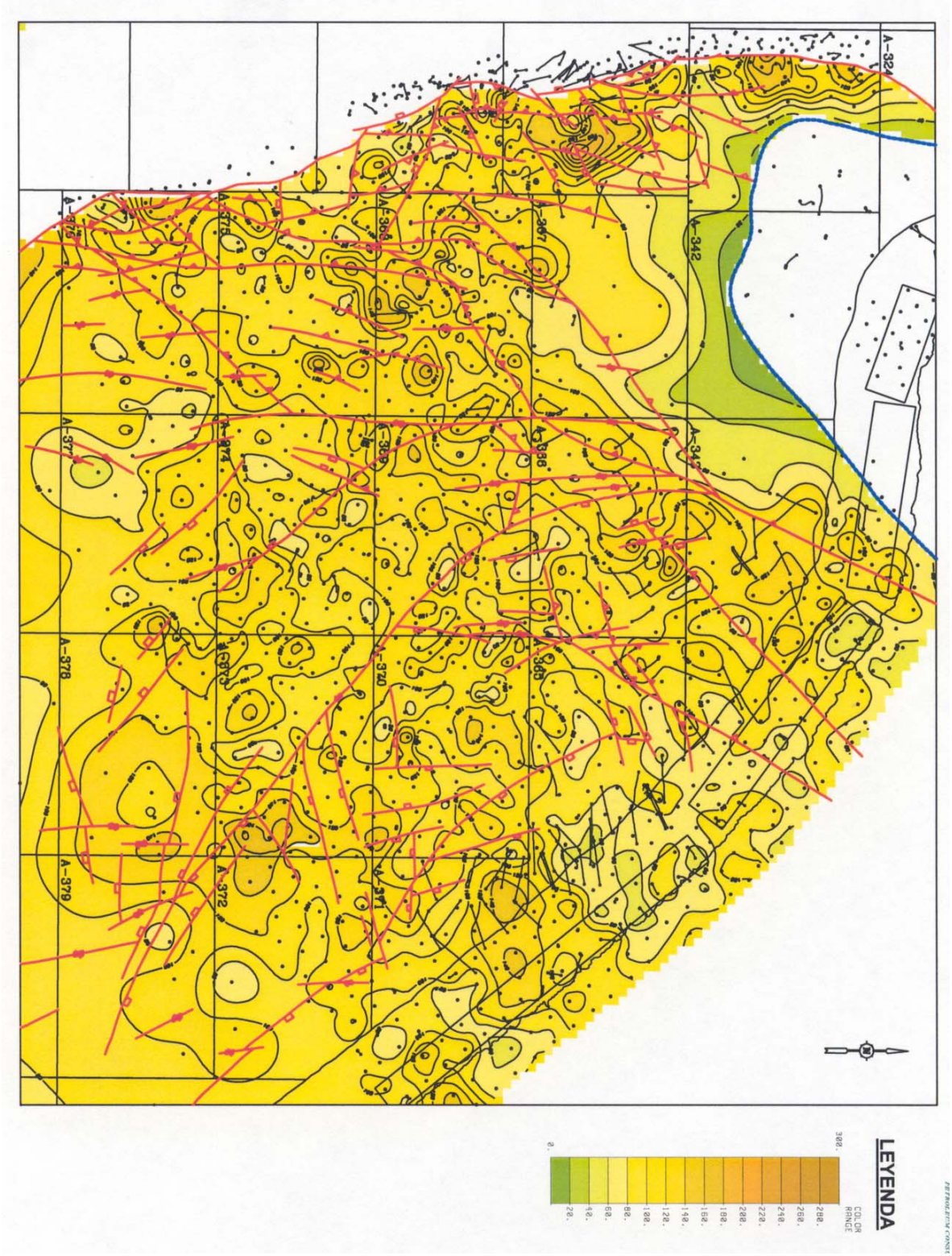


Figura B.7. Mapa de Espesor Total, Unidad 6.

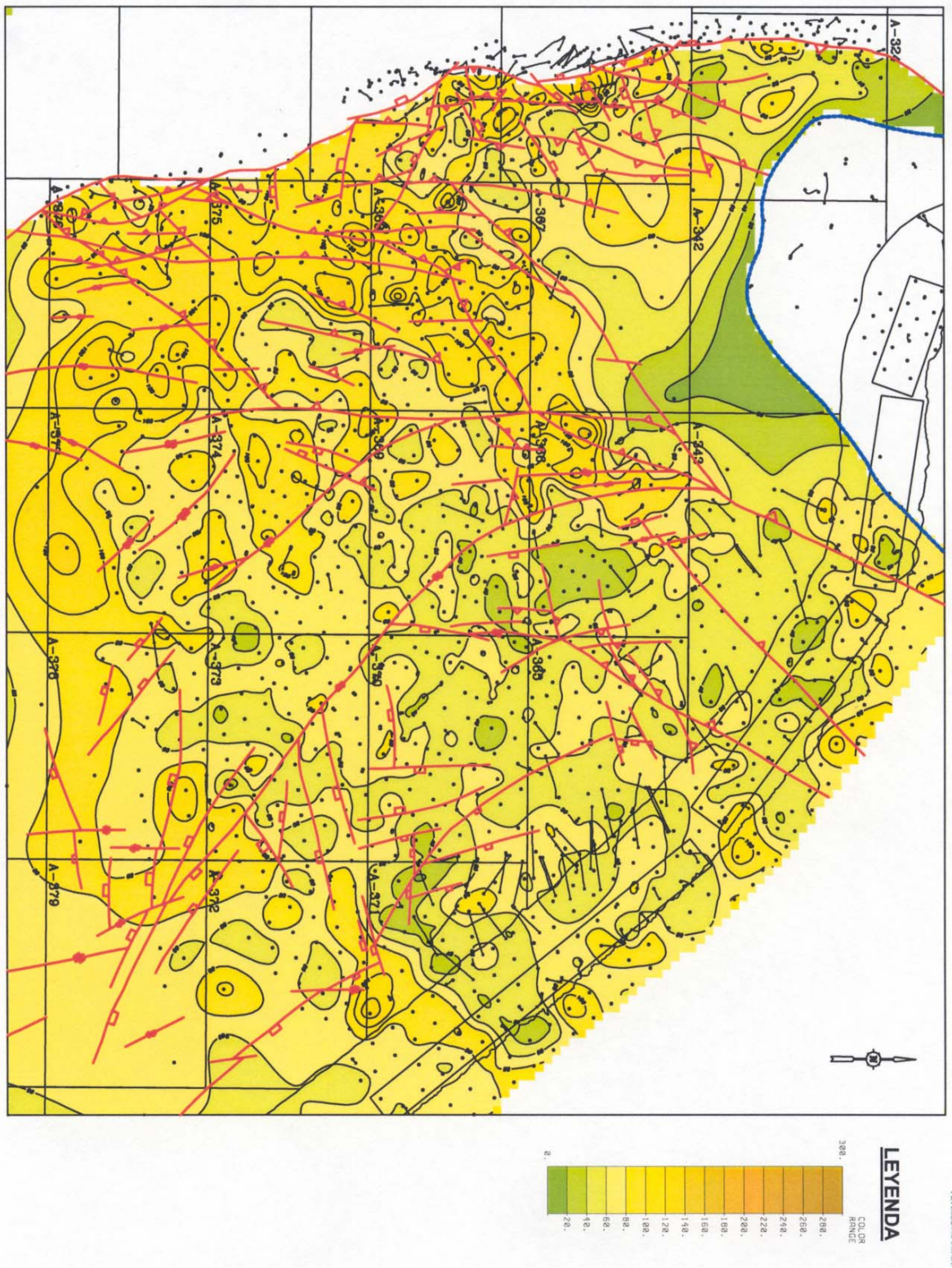


Figura B.8. Mapa de Espesor Total, Unidad 7.

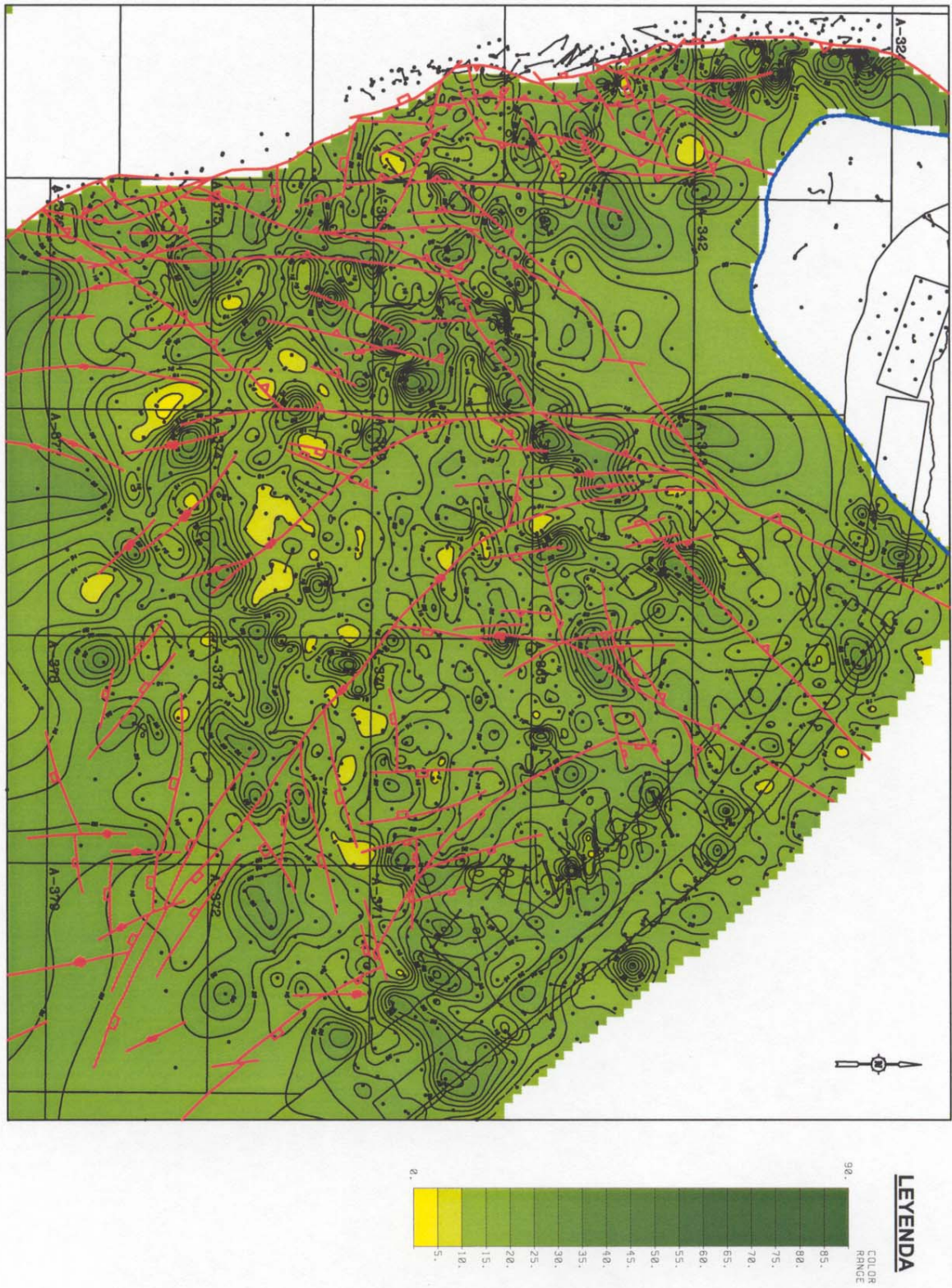


Figura B.9. Mapa de Espesor de Sello 7 (FS7).

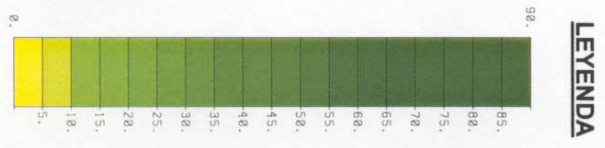
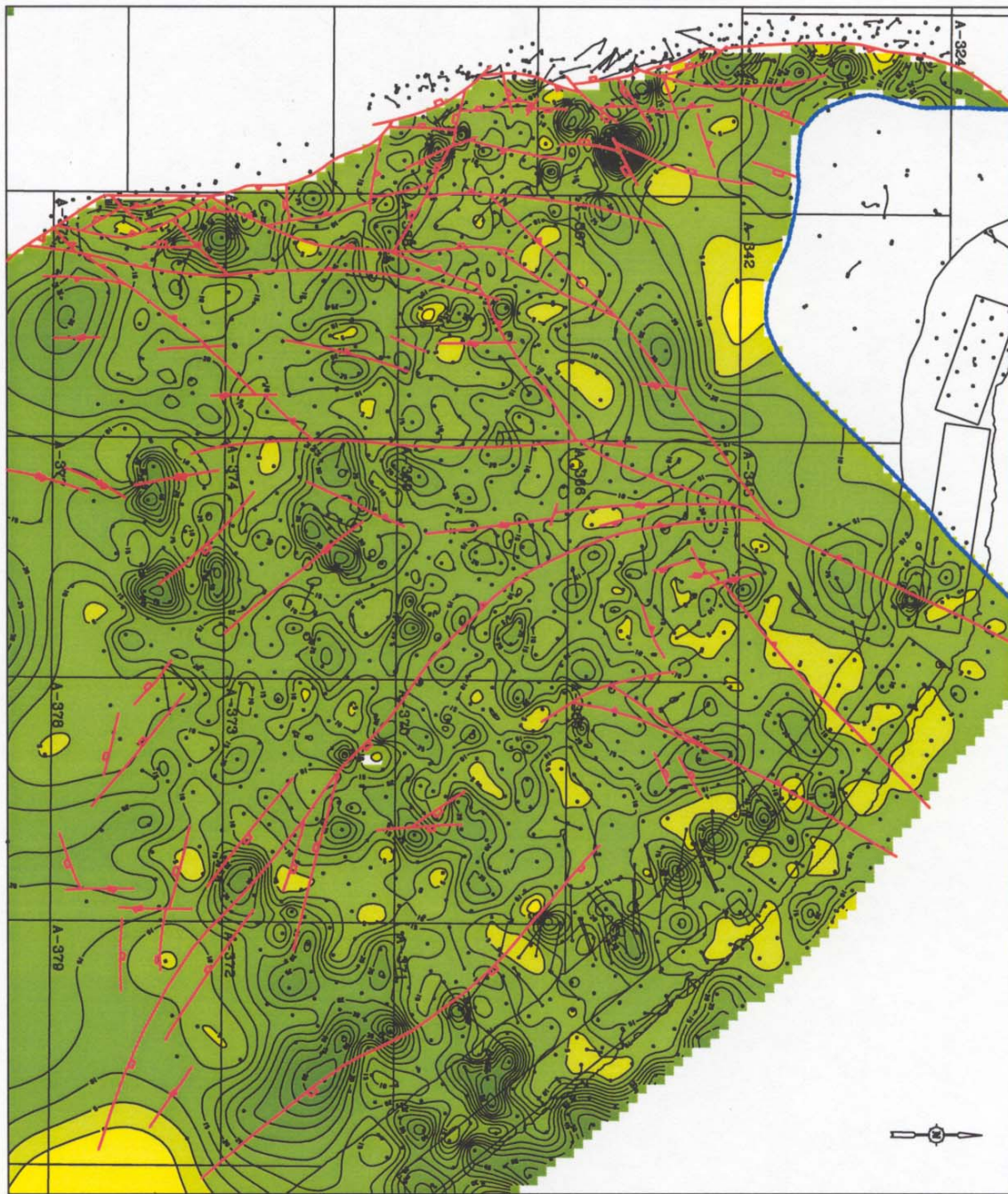


Figura B.10. Mapa de Espesor de Sello 5 (FS5).