

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

DESARROLLO Y PRUEBA DE UNA METODOLOGÍA PARA INCREMENTAR LA PRODUCCIÓN EN ÁREAS BAJO CONVENIOS OPERATIVOS

Presentado ante la Ilustre
Universidad Central de
Venezuela para optar al Título
de Ingeniero de Petróleo
Por la Br. Castillo M. Carla E.

Caracas, Febrero de 2002

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

DESARROLLO Y PRUEBA DE UNA METODOLOGÍA PARA INCREMENTAR LA PRODUCCIÓN EN ÁREAS BAJO CONVENIOS OPERATIVOS

TUTOR ACADÉMICO: Prof. Martín Essenfeld

TUTOR INDUSTRIAL: Ing. Ramiro Trebolle

Presentado ante la Ilustre
Universidad Central de
Venezuela para optar al Título
de Ingeniero de Petróleo
Por la Br. Castillo M., Carla E.

Caracas, Febrero de 2002

AGRADECIMIENTOS

Son muchas las personas que me han apoyado desde el principio de mi carrera hasta este momento, por lo que quiero decirles muchas gracias a todos, especialmente:

- Al Dr. Martín Essinfeld, por su guía, orientación y todo el apoyo que me dio en la elaboración de este trabajo. Sin usted no hubiera sido posible, por lo que este logro también le pertenece.
- A todas aquellas personas en PDVSA que de una u otra forma colaboraron en la realización de este trabajo: Personal de Convenios Operativos, Reservas y Geoquest.
- A mi Tía Rosmary y a mi Tío Santiago, por ser como unos segundos padres para mí.
- A mi Tía Margarita, mi Tía Beatriz, mi Madrina, mi Tía Norgen y a todos los demás de mi familia, que siempre han creído en mí y me apoyaron en cada oportunidad que tuvieron.
- A Ima y a todos mis amigos, grandes personas que he conocido en la UCV. Gracias por estar presente en las buenas y en las malas y por haber compartido conmigo esta aventura de estudiar Ingeniería. Miren hasta dónde hemos llegado.
- A mi hermana, por quererme, consentirme mucho y estar siempre a mi lado.
- A mi Papi, por estar pendiente de mí, de mis estudios y por su confianza.
- A tí, Mami, por ser mi fuente de energía e inspiración, por sostenerme cada vez que quise derrumbarme y por tener una fe infinita en lo que soy. Gracias a tí estoy donde estoy. Te adoro.

Castillo M., Carla E.

DESARROLLO Y PRUEBA DE UNA METODOLOGÍA PARA INCREMENTAR LA PRODUCCIÓN EN ÁREAS BAJO CONVENIOS OPERATIVOS

**Tutor Académico: Prof. Martín Essensfeld. Tutor Industrial: Ing. Ramiro Trebolle.
Tesis. Caracas, U.C.V. Facultad de Ingeniería. Escuela de Ingeniería de Petróleo. Año
2002, 135 pp.**

Palabras Claves: Convenios Operativos, Campo Boscán, Reservas, Producción

Resumen. Este Trabajo Especial de Grado forma parte de un Proyecto Completo de PDVSA para incrementar la producción, auditar reservas y reorientar las estrategias de explotación de las áreas bajo Convenios Operativos. En esta oportunidad se desarrolló una metodología, basada en trabajos previos, para evaluar las posibilidades de incrementar la producción en campos bajo Convenios Operativos. Se eligió, por su complejidad, el Campo Boscán como Área Piloto para probar la metodología desarrollada. Como resultado de la aplicación sistemática, sobre el Campo Boscán, de cada uno de los pasos de la metodología denominada genéricamente Indicador Cualitativo de Interés (ICI), se concluyó que el Campo Boscán tiene gran potencial a futuro. Así, de los pozos actualmente completados se espera producir unos 470 MMBN. Este valor está por debajo de las expectativas y posibilidades del Campo. Se estima que se pudieran producir hasta 1000 MMBN por encima de la cifra indicada. Para lograr esta última meta se deberán agrupar los distintos bloques del Campo en grupos afines (algunos identificados en este Trabajo Especial de Grado) y someterlos a una revisión exhaustiva en cuanto a puntos de drenaje adicionales, conveniencia de pozos especiales (altamente inclinados, multilaterales y otros), levantamiento artificial, inyección de agua u otros fluidos o aditivos, utilización de reductores de viscosidad, entre otras posibilidades. Si bien es cierto que faltan por ejecutar los análisis detallados de estas opciones por bloque, incluso su análisis económico, las evaluaciones ya realizadas en este Trabajo Especial de Grado confirman los niveles de

expectativas de 1000 MMBN por encima de la producción anticipada por declinación de la tasa actual. Se han preparado las recomendaciones para expandir este trabajo hacia el área de inclusión de la viscosidad en el ICI, como paso previo al desarrollo de un indicador para la estimación de tasas futuras. Finalmente, se propone que ese desarrollo futuro involucre estudiantes de la Universidad Central de Venezuela en trabajos de grado que representen la continuación del primero realizado dentro del Proyecto Completo. Además, se recomienda que en dichos trabajos se incluya un análisis económico de optimización del proyecto.

TABLA DE CONTENIDO

LISTA DE FIGURAS.....	I
LISTA DE TABLAS	IV
1. INTRODUCCIÓN Y OBJETIVOS.....	1
1.1 Introducción.....	1
1.2 Objetivos del Proyecto Completo y del Trabajo Especial de Grado	1
1.2.1 Proyecto Completo	2
1.2.2 Trabajo Especial de Grado.....	3
2. MARCO TEÓRICO	4
2.1 Declinación de Tasa de Pozos y Yacimientos	4
✓ Razones atribuibles al yacimiento	4
✓ Razones de tipo mecánico.....	5
2.1.2 Declinación Total de los Pozos de un Yacimiento	5
▪ Declinación de la Tasa de Producción de Pozos versus Declinación de un Yacimiento	6
2.1.2 Curvas de Declinación de Producción.....	7
▪ Principios Generales	7
▪ Tasa Límite Económico	9
▪ Declinación Efectiva y Nominal.....	9
▪ Diferentes Tipos de Curvas de Declinación de Producción	10
✓ Declinación Exponencial	10
✓ Declinación Hiperbólica	11
✓ Declinación Armónica	13
▪ Relación entre Declinación Efectiva y Nominal.....	14
2.2 Apertura Petrolera.....	17
▪ Alianza	17
▪ Tipos de Alianzas.....	18
2.3 Aplicación OFM	20
2.4 Indicadores Cualitativos De Interés (ICI) Para Localizaciones De Pozos De Desarrollo.....	24
2.4.1 Desarrollo Conceptual	24

2.4.2	Análisis Paramétrico de Sensibilidad	26
2.4.3	Proceso de Normalización	28
3.	DESCRIPCIÓN DEL CAMPO BOSCÁN	30
3.1	Ubicación	30
3.2	Dimensiones del Campo	30
3.3	Descripción Geológica.....	32
3.4	Características de Yacimientos.....	33
4.	METODOLOGÍA DEL ESTUDIO	35
4.1	Descripción General	35
4.2	Indicador Cualitativo de Interés (ICI) a Condiciones Iniciales	36
4.3	Comportamiento Histórico versus Indicador Cualitativo de Interés (ICI)	49
4.3.1	Comportamiento Histórico versus Indicador Cualitativo de Interés (ICI) Inicial	50
4.3.2	ICI Actual y Producción Acumulada versus Variación del Indicador Cualitativo de Interés (DICI) Inicial/Actual	50
4.3.3	Producción Acumulada – Enfoque Gráfico	76
4.4	ICI Inicial Normalizado versus Producción Acumulada	76
4.5	Estimado de Reservas Remanentes utilizando Declinación de Producción	84
4.6	Estimado de Reservas Remanentes utilizando ICI actual y ICI de Abandono (DICI vs. ΔN_p)	94
5.	DISCUSIÓN DE RESULTADOS	96
5.1	General.....	96
5.2	Indicador Cualitativo de Interés (ICI) a Condiciones Iniciales	96
5.3	Comportamiento Histórico versus Indicador Cualitativo de Interés (ICI)	97
5.3.1	Comportamiento Histórico versus Indicador Cualitativo de Interés (ICI) Inicial	97
5.3.2	ICI Actual y Producción Acumulada versus Variación del Indicador Cualitativo de Interés (DICI) Inicial/Actual	99
5.3.3	Producción Acumulada – Enfoque Gráfico	104
5.4	Indicador Cualitativo de Interés Normalizado (ICIN Inicial) versus Producción Acumulada.....	104
5.5	Estimado de Reservas Remanentes utilizando Declinación de Producción	105

5.6	Estimado de Reservas Remanentes utilizando ICI Actual y ICI de Abandono (DICI vs. ΔN_p)	106
5.7	Expectativas Reales de Recuperación Futura	107
6.	CONCLUSIONES	111
7.	RECOMENDACIONES.....	114
▪	Sobre la Metodología.....	114
▪	Sobre el Área Piloto	114
	APÉNDICES	118
A.	Recursos y Reservas de Hidrocarburos	118
A.1	Reservas	118
▪	Reservas Probadas	119
▪	Reservas Probables	121
▪	Reservas Posibles.....	123
A.2	Recursos por Descubrir.....	124
A.3	Metodología y Normas para Calcular Reservas	126
A.4	Mapas Oficiales de Reservas	129
A.5	Descubrimientos, Extensiones y Revisiones	129
✓	Descubrimientos	130
✓	Extensiones	131
✓	Revisiones.....	131
A.6	Presentación de los Informes de Reservas	132
✓	Informes de Descubrimientos, Extensiones, Revisiones	132
✓	Informes Semestrales.....	133
✓	Informe Oficial Anual de Reservas	133
B.	Mapas Estructurales del Yacimiento IB/BS 101.....	134
C.	Mapas Isópacos del Yacimiento IB/BS 101.....	135

LISTA DE FIGURAS

FIGURA	PÁGINA
Figura 3.1	
Ubicación Geográfica del Campo Boscán	30
Figura 4.1	
Mapas Estructurales del Campo Boscán	36
Figura 4.2	
Mapas Isópacos del Campo Boscán	36
Figura 4.3	
Malla Regular con Profundidades y Espesores Promedio	38
Figura 4.4	
Malla Regular con Indicador Cualitativo de Interés a Condiciones Iniciales	46
Figura 4.5	
Malla Regular con Código de Colores para el Indicador Cualitativo de Interés a Condiciones Iniciales	47
Figura 4.6	
Petróleo Acumulado versus Indicador Cualitativo de Interés Inicial	51
Figura 4.7	
Petróleo Acumulado versus Indicador Cualitativo de Interés Inicial. Área Norte Superior	52
Figura 4.8	
Petróleo Acumulado versus Indicador Cualitativo de Interés Inicial. Área Norte Inferior	53
Figura 4.9	
Petróleo Acumulado versus Indicador Cualitativo de Interés Inicial. Área Sur Superior	54
Figura 4.10	
Petróleo Acumulado versus Indicador Cualitativo de Interés Inicial. Área Sur Inferior	55

FIGURA	PÁGINA
Figura 4.11	
Malla Regular con Código de Colores para el Indicador Cualitativo de Interés a Condiciones Actuales	63
Figura 4.12	
Petróleo Acumulado versus Variación del Indicador Cualitativo de Interés	70
Figura 4.13	
Petróleo Acumulado versus Variación del Indicador Cualitativo de Interés ($0 < \text{ICI inicial} < 3$)	71
Figura 4.14	
Petróleo Acumulado versus Variación del Indicador Cualitativo de Interés ($3 < \text{ICI inicial} < 6$)	72
Figura 4.15	
Petróleo Acumulado versus Variación del Indicador Cualitativo de Interés ($6 < \text{ICI inicial} < 13$)	73
Figura 4.16	
Petróleo Acumulado versus Variación del Indicador Cualitativo de Interés ($\text{ICI inicial} > 13$)	74
Figura 4.17	
Polinomios correspondientes a cada Nivel Absoluto de ICI Inicial	75
Figura 4.18	
Mapa de Burbuja por pozo: Tasa de Producción a Julio de 2001	77
Figura 4.19	
Mapa de Burbuja por pozo: Producción Acumulada a Julio de 2001	78
Figura 4.20	
Petróleo Acumulado versus Indicador Cualitativo de Interés Inicial Normalizado	79
Figura 4.21	
Petróleo Acumulado versus Indicador Cualitativo de Interés Inicial Normalizado. Área Norte Superior	80

FIGURA	PÁGINA
Figura 4.22	
Petróleo Acumulado versus Indicador Cualitativo de Interés Inicial Normalizado. Área Norte Inferior	81
Figura 4.23	
Petróleo Acumulado versus Indicador Cualitativo de Interés Inicial Normalizado. Área Sur Superior	82
Figura 4.24	
Petróleo Acumulado versus Indicador Cualitativo de Interés Inicial Normalizado. Area Sur Inferior	83
Figura 4.25	
Comportamiento Histórico y Declinación del Pozo-Tipo del Yacimiento IB/BS-101	86
Figura 5.1	
Comportamiento Normal de Producción Acumulada versus Indicador Cualitativo de Interés a Condiciones Iniciales	101
Figura 5.2	
Comportamiento Anómalo Favorable de Producción Acumulada versus Indicador Cualitativo de Interés a Condiciones Iniciales	102
Figura 5.3	
Comportamiento Anómalo Desfavorable de Producción Acumulada versus Indicador Cualitativo de Interés a Condiciones Iniciales	103
Figura 5.4	
Factor de Recobro Final de la Acumulación versus ICI de Abandono	108
Figura 5.5	
Expectativas de Recuperación Futura	110

LISTA DE TABLAS

TABLA	PÁGINA
Tabla 4.1	40-45
Indicador Cualitativo de Interés a Condiciones Iniciales	
Tabla 4.2	48
Caracterización del ICI Inicial Promedio por Banda	
Tabla 4.3	57-62
Indicador Cualitativo de Interés a Condiciones Actuales	
Tabla 4.4	64-68
Variación del Indicador Cualitativo de Interés	
Tabla 4.5	84-85
Características por Regiones o Bandas	
Tabla 4.6	88-93
Estimado de Reservas Remanentes utilizando Análisis de Declinación	
Tabla 5.1	96
Caracterización de ICI inicial promedio por banda	
Tabla 5.2	107
Reservas Remanentes Estimadas para distintos valores de ICI de Abandono	

1. INTRODUCCIÓN Y OBJETIVOS

1.1 INTRODUCCIÓN

La producción venezolana de hidrocarburos para Julio del año 2001 fue de 2.7 millones de barriles diarios. De ese total, un volumen muy importante, 520000 barriles diarios (19.3% del total del país), proviene de áreas operadas por terceros (distintos a PDVSA) bajo la modalidad de Convenios Operativos.

Es por eso que este segmento de la Industria Petrolera Venezolana correspondiente a las áreas bajo Convenios Operativos se debe monitorear continuamente en cuanto a sus planes de explotación, tasas actuales y futuras, base de recursos (Reservas), niveles de riesgo en la inversión para cumplir las metas de producción propuestas por los operadores y otros aspectos.

Así, PDVSA ha configurado un “Proyecto de Evaluación de Planes de Desarrollo de las áreas cubiertas por Convenios Operativos”, del cual este Trabajo Especial de Grado es sólo uno de los primeros elementos.

Para el Proyecto Completo, las metas son bastante ambiciosas. Reconociendo esto, desde la formulación del Anteproyecto y el inicio del Trabajo Especial de Grado (TEG) se establecieron metas limitadas y alcanzables en el tiempo para el Trabajo Especial de Grado, inscritas dentro de los Objetivos y Alcances mucho más amplios para el Proyecto Completo.

1.2 OBJETIVOS DEL PROYECTO COMPLETO Y DEL TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

Como se ha indicado en la sección anterior, este Trabajo Especial de Grado (TEG) se inscribe y forma parte de un Proyecto Completo, bastante extenso, de optimización de

explotación y ponderación de riesgo en las inversiones para cumplir los Planes de Producción a largo plazo de las áreas bajo Convenios Operativos.

1.2.1 PROYECTO COMPLETO

El Proyecto Completo de PDVSA comprende como Objetivo Principal auditar el estado de las reservas probadas, probables y posibles de los principales yacimientos productores de los Convenios Operativos de I, II y III Ronda, con el fin de incrementar las reservas recuperables y reorientar las estrategias de explotación mediante análisis de riesgo.

Para cumplir ese Objetivo Principal se deberán cumplir previamente los siguientes objetivos y/o tareas:

- Elaboración de carpetas para cada uno de los yacimientos en estudio, las cuales incluyen toda la información concerniente a datos básicos y estado de agotamiento, historia de producción y reservas.
- Estimación y certificación de los volúmenes de reservas para el momento de la expiración del convenio y en el límite económico del yacimiento, mediante análisis de declinación.
- Determinación de nuevos puntos de drenaje que permitan incrementar las reservas recuperables de los yacimientos estudiados.
- Análisis de riesgo para definir la reorientación que se debe realizar a las estrategias de explotación de estos yacimientos para lograr el incremento de las reservas recuperables, recomendando las inversiones que lleven a cumplir las metas de producción con el menor riesgo posible.

1.2.2 TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

En vista de que PDVSA tiene un ambicioso programa para cubrir con esta metodología 25 de los 32 Convenios Operativos y 70 yacimientos (20 en Occidente y 50 en Oriente), los cuales representan más del 80 por ciento de la producción actual de yacimientos bajo Convenios Operativos, se plantearon los siguientes Objetivos Específicos para este Trabajo Especial de Grado:

- Preparar las carpetas de información de datos básicos y hacer una primera estimación de las reservas probadas desarrolladas, por análisis de declinación individual de pozos-tipo en 70 yacimientos de 25 áreas bajo Convenios Operativos.
- Utilizar un campo, específicamente el Campo Boscán, yacimiento Icotea Basal – Boscán Superior 101 (con un Petróleo Original en Sitio de 35.3 MMBN), como Campo Piloto, para Desarrollar una Metodología de Evaluación de Datos Oficiales de Reservas y Expectativas Razonables de Desarrollo Adicional y Producción Futura.

Estos objetivos se cumplieron en su totalidad en este Trabajo Especial de Grado.

2. MARCO TEÓRICO

Lo que sigue es una discusión abreviada de los conceptos fundamentales utilizados durante el desarrollo de este Trabajo Especial de Grado.

Se debe observar que el trabajo gira alrededor de evaluar los recursos de hidrocarburos producibles de un área, y por tanto se discutirán conceptos como tasas iniciales de producción, declinación, reservas iniciales y remanentes, entre otros. Además, y para evaluar el orden en el cual se deberían perforar localizaciones de desarrollo, se discuten los conceptos asociados a un Indicador Cualitativo de Interés (ICI) desarrollado inicialmente en 1989 (Referencia 4).

2.1 DECLINACIÓN DE TASA DE POZOS Y YACIMIENTOS

En la mayoría de los casos la producción o tasa de producción de los pozos tiende a decrecer con el tiempo, excepto para aquellos pozos ubicados en yacimientos con muy buenas propiedades petrofísicas y con mecanismo(s) de producción efectivo y constante, como por ejemplo la compactación de la roca y el empuje por gas en solución.

La tasa de petróleo neto de los pozos, y del conjunto de ellos perforados en yacimientos puede verse afectada y disminuir por razones de distintos tipos: las razones atribuibles al yacimiento, las cuales dan lugar a la declinación energética; y las razones de tipo mecánico, las cuales ocasionan la declinación mecánica de los pozos del yacimiento.

✓ Razones atribuibles al yacimiento

- Reducción de la presión en el yacimiento
- Incremento del corte de agua de formación por actividad del acuífero
- Incremento de la producción de gas o conificación de la capa de gas

- Cambio del yacimiento subsaturado a saturado (al cruzar el punto de burbujeo)
- Disminución de la permeabilidad de la roca por efecto de parafinas, asfaltenos y movimiento de partículas finas
- Daño en la formación (Skin)

✓ **Razones de tipo mecánico**

- Paros eléctricos
- Paro de plantas compresoras de gas
- Problemas mecánicos en los pozos (pescados, reductor taponado, tubería doblada, etc.)
- Daño mecánico por efectos del lodo de perforación y/o fluido de completación
- Razones regulatorias (cierre operacional)
- Arenamiento de los pozos

Los volúmenes de reducción de producción asociados a estas razones mecánicas genéricamente se conocen como “pérdidas de producción” o “producción diferida”.

2.1.2 DECLINACIÓN TOTAL DE LOS POZOS DE UN YACIMIENTO

La declinación total es la que toma en cuenta todos los factores como un conjunto. Es decir, considera los factores del yacimiento que contribuyen a hacer declinar o disminuir la tasa de producción, así como los factores externos al yacimiento que tienen el mismo efecto.

En otras palabras, Declinación Total de un Pozo = Declinación Energética + Declinación Mecánica.

▪ **DECLINACIÓN DE LA TASA DE PRODUCCIÓN DE POZOS VERSUS DECLINACIÓN DE UN YACIMIENTO**

Es muy importante distinguir entre la declinación de producción de un pozo y la declinación de producción de un yacimiento (Referencia 5).

Se define como “declinación de un pozo” la disminución progresiva y monotónica de la tasa de dicho pozo, partiendo de su valor máximo inicial, como resultado de la disminución también monotónica del factor $Ko\Delta P/\mu o$ a medida que avanza el agotamiento de su área de drenaje.

Lógicamente, como la producción de cualquier yacimiento es el resultado de la sumatoria del comportamiento de sus pozos, el mismo concepto de declinación de la tasa no tiene a nivel de yacimiento la misma fuerza o aplicabilidad que a nivel de pozos.

Esto obedece a que, por ejemplo, en un yacimiento que contenga dos o más pozos, los pozos no necesariamente se mantienen activos simultáneamente. Por eso, a nivel de yacimiento completo los únicos períodos de tiempo en los cuales aplica rigurosamente el concepto de “declinación de tasa” arriba descrito son aquellos en los cuales se mantiene constante el número de pozos activos y simultáneamente no se hacen mayores cambios en sus condiciones operacionales mecánicas.

En algunas oportunidades, para manejar o evaluar la declinación del yacimiento se utiliza el artificio de dividir la tasa del mismo por el número de pozos-mes o pozos-día activos, lo cual genera una tasa promedio “por pozo activo” versus tiempo o producción acumulada. Si no hay mayores cambios operacionales, esta “tasa promedio por pozo activo” es tan útil para análisis de declinación del yacimiento como lo es la tasa individual por pozo productor en el análisis de su declinación.

2.1.2 CURVAS DE DECLINACIÓN DE PRODUCCIÓN

▪ PRINCIPIOS GENERALES

Básicamente, para realizar los estimados de recobro final por extrapolación de una tendencia de comportamiento de tasa, generalmente se sigue el mismo patrón. Las dos cantidades usualmente estimadas son las reservas remanentes de crudo y/o el tiempo de vida productiva remanente. La producción acumulada y el tiempo, generalmente, se seleccionan como variables independientes y se grafican en el eje de las abscisas. Una característica cambiante del comportamiento de un pozo, por ejemplo tasa de petróleo, que sea fácilmente medida y registrada, puede seleccionarse como una variable dependiente para generar una curva de tendencia. Para fines de la extrapolación, esta variable tiene que cumplir con dos requisitos: (1) su valor debe ser una función mas o menos continua de la variable independiente y debe cambiar de una manera uniforme; y (2) debe tener un punto final conocido o que se pueda estimar.

Un estimado de las reservas remanentes o de la vida productiva remanente, puede obtenerse graficando los valores de la variable dependiente y continuamente cambiante en el eje de las ordenadas versus los valores de la variable independiente (producción acumulada o tiempo) en el eje de las abscisas, y extrapolando gráficamente la tendencia aparente hasta alcanzar el punto final conocido. La suposición básica en este procedimiento, es que “lo que haya controlado la tendencia de una curva en el pasado, continuará dominando dicha tendencia en el futuro de una manera uniforme y similar a lo que haya ocurrido en el pasado” (Referencia 1).

El procedimiento de extrapolación es de naturaleza estrictamente empírica. Por lo tanto, sólo para determinados casos es posible establecer una expresión matemática para una curva de tendencia basada en consideraciones físicas del yacimiento.

Cuando no existen restricciones en la producción, entre las distintas variables dependientes que pueden ser utilizadas para hacer los estimados basados en tendencias de

comportamiento, la más utilizada es la tasa de producción. En tales casos, se hace referencia a curvas de declinación de la tasa de producción. En este procedimiento destacan las curvas tasa/tiempo y tasa/producción acumulada. La tasa de producción de petróleo como variable dependiente tiene las ventajas de estar disponible como dato registrado continuamente y que puede ser medida en forma confiable. El punto final requerido es fácil de hallar, ya que, la estimación o determinación de los costos de operación permiten determinar con confianza la tasa económica límite de petróleo y así, representa el punto final de la curva, bien sea para un pozo o para un grupo de pozos en un área.

Los cambios graduales en la tasa de producción de un pozo generalmente tienen las siguientes causas:

- ✓ Cambios en la presión de fondo por agotamiento, relación gas-petróleo (RGP), corte de agua u otra propiedad del yacimiento.
- ✓ Reducción del índice de productividad o incremento del daño como resultado de cambios físicos en el hoyo y sus alrededores tales como deposición de cera, sales, o asfaltenos provenientes de los fluidos producidos; o acumulación de arena, sedimentos, lodo, entre otros.
- ✓ Disminución de la eficiencia o efectividad del equipo de levantamiento.

Para estimaciones de reservas, debe diferenciarse la declinación de producción causada por condiciones en el yacimiento, de aquella causada por condiciones del hoyo o por fallas del equipo de levantamiento.

Si las condiciones irregulares de producción de un pozo (por razones de yacimiento o mecánicas) no son detectadas o corregidas oportunamente, la primera estimación de reservas realizada a partir de análisis de curvas de declinación estará limitada y no será alcanzable físicamente.

Cuando el equipo de levantamiento opera de manera adecuada y las condiciones del pozo son satisfactorias, una tendencia de la declinación de su producción debería reflejar los cambios en las condiciones del yacimiento, y la extrapolación de tal tendencia debería ser una guía confiable para la predicción de las reservas remanentes recuperables, a menos que se modifiquen en el futuro las condiciones históricas de operación.

▪ **TASA LÍMITE ECONÓMICO**

La tasa económica límite es la tasa de producción mínima requerida para cubrir los gastos de operación de un pozo. En la determinación del límite económico es aconsejable analizar detalladamente los gastos adjudicados a un pozo, así como estipular la cantidad que se economizaría si el pozo se abandona. Este ahorro será la principal consideración en la selección del límite económico, puesto que ciertos gastos se mantendrían de continuarse la producción de pozos cercanos.

▪ **DECLINACIÓN EFECTIVA Y NOMINAL**

Existen dos tipos de declinación. La tasa de *declinación efectiva* d , la cual se ajusta con las prácticas de producción registradas actualmente, es la declinación comúnmente empleada en la práctica. Es la caída de la tasa de producción desde q_i hasta q_1 en un período de tiempo igual a la unidad (1 mes o 1 año) entre la tasa de producción al comienzo del período, sin hacer ninguna suposición en cuanto a la “forma” que adopte la declinación entre los puntos.

$$d = \frac{q_i - q_1}{q_i} \dots\dots\dots \text{Ecuación 1}$$

El período de tiempo puede ser 1 mes o 1 año para declinación efectiva mensual o anual, respectivamente.

La tasa de *declinación nominal*, a , se define como la pendiente de la curva que representa el gráfico de tasa de producción q versus tiempo t . Suponiendo que la declinación de la tasa sea logarítmica, se obtiene la siguiente expresión:

$$a = -\frac{d \ln q}{dt} = -\frac{dq / dt}{q} . \dots\dots\dots \text{Ecuación 2}$$

Aunque la utilización de un polinomio logarítmico para representar la declinación de las tasas es resultado de un análisis histórico y estadístico en el ámbito de la industria mundial, en 1964 Essensfeld y Stahl (Referencia 11) realizaron un análisis mecanístico de la tasa en flujo radial. En esa oportunidad los autores concluyeron que la distribución “normal” en la naturaleza de los factores que dominan la tasa (especialmente calidad de arena y distribución del tamaño de los poros) obedecen en general a la Función de Error, la cual es esencialmente logarítmica, Por tanto, los autores concluyeron que no debía sorprender la naturaleza logarítmica de la declinación observada en sistemas naturales de roca/fluidos.

La declinación nominal, como una función continua, se utiliza principalmente para facilitar la obtención de diversas relaciones matemáticas, obtenidas ajustando polinomios a grupos de datos de campo de tasa versus tiempo de producción.

▪ **DIFERENTES TIPOS DE CURVAS DE DECLINACIÓN DE PRODUCCIÓN**

Comúnmente, se reconocen tres tipos de curvas de declinación de producción:

✓ **Declinación Exponencial**

Bajo la suposición de una declinación exponencial con un *porcentaje de declinación constante*, la tasa de declinación nominal, a , también es constante,

$$a = -\frac{dq / dt}{q} , \dots\dots\dots \text{Ecuación 3}$$

la cual, luego de integrar, conduce a la siguiente relación tasa/tiempo

$$q = q_i e^{-at} \dots\dots\dots \text{Ecuación 4}$$

Después de integrar por segunda vez, la producción acumulada al tiempo t es obtenida con la relación tasa/producción acumulada:

$$N_p = \frac{q_i - q}{a} \dots\dots\dots \text{Ecuación 5}$$

De la Ecuación 4, puede calcularse la vida remanente hasta el tiempo de abandono como

$$t_a = \frac{\ln F_q}{a}, \dots\dots\dots \text{Ecuación 6}$$

en la cual $F_q = q_i/q_a$, o eliminando la declinación a con la Ecuación 5,

$$t_a = \frac{N_{pa}}{q_i} \left(\frac{F_q \ln F_q}{F_q - 1} \right) \dots\dots\dots \text{Ecuación 7}$$

En otras palabras, cuando se puede suponer un porcentaje de declinación constante, la vida futura será $(F_q \ln F_q)/(F_q - 1)$ veces tan larga como la vida necesaria para producir el mismo N_{pa} a una tasa constante q_i .

✓ Declinación Hiperbólica

Bajo *declinación hiperbólica* la tasa de declinación nominal a es proporcional a una potencia fraccional n de la tasa de producción, cuyo valor se encuentra entre 0 y 1,

$$a = -\frac{dq/dt}{q} = bq^n, \dots\dots\dots \text{Ecuación 8}$$

en la cual la constante b se determina con las condiciones iniciales como

$$b = \frac{a_i}{q_i^n}. \dots\dots\dots \text{Ecuación 9}$$

Después de integrar, se obtiene la siguiente relación:

$$q = q_i(1 + na_it)^{-1/n}. \dots\dots\dots \text{Ecuación 10}$$

Siempre y cuando, los datos históricos confirmen que se puede ajustar una declinación hiperbólica a los datos de campo, después de una segunda integral, la producción acumulada al tiempo t se obtiene de la ecuación tasa/producción acumulada así:

$$N_p = \frac{q_i^n}{(1-n)a_i} (q_i^{1-n} - q^{1-n}). \dots\dots\dots \text{Ecuación 11}$$

Bajo algunas condiciones específicas, la producción obtenida en yacimientos dominados por segregación gravitacional muestra este tipo de declinación para el exponente $n = 1/2$. Entonces, la relación tasa/tiempo queda como

$$q = \frac{q_i}{[1 + (a_i/2)t]^2} \dots\dots\dots \text{Ecuación 12}$$

mientras que la relación tasa/petróleo acumulado

$$N_p = \frac{2\sqrt{q_i}}{a_i} (\sqrt{q_i} - \sqrt{q}). \dots\dots\dots \text{Ecuación 13}$$

De la Ecuación 12, se puede calcular la vida remanente hasta el tiempo de abandono para este caso especial de declinación hiperbólica tal como:

$$t_a = \frac{2(\sqrt{F_q} - 1)}{a_i}, \dots\dots\dots \text{Ecuación 14}$$

y luego de eliminar d_i con la Ecuación 13,

$$t_a = \frac{N_{pa}}{q_i} \sqrt{F_q} \dots\dots\dots \text{Ecuación 15}$$

En otras palabras, la vida futura de un pozo con declinación hiperbólica ($n = 1/2$) será $\sqrt{F_q}$ veces tan larga como la vida requerida para producir el mismo N_{pa} a una tasa constante q_i . Todo esto bajo la suposición que se debe confirmar que los datos históricos se ajustan a una declinación hiperbólica.

✓ **Declinación Armónica**

Bajo *declinación armónica*, la tasa de declinación nominal a es proporcional a la tasa de producción,

$$a = -\frac{dq/dt}{q} = bq, \dots\dots\dots \text{Ecuación 16}$$

en la cual la constante b es determinada con las condiciones iniciales

$$b = \frac{a_i}{q_i} \dots\dots\dots \text{Ecuación 17}$$

Luego de integrar, se obtiene la siguiente relación tasa/tiempo para declinación armónica:

$$q = \frac{q_i}{1 + a_i t} \dots\dots\dots \text{Ecuación 18}$$

Después de una segunda integración, la producción acumulada al tiempo t se obtiene tal como lo expresa la relación tasa/producción acumulada:

$$Np = \frac{q_i}{a_i} \ln \frac{q_i}{q} = \frac{q_i}{a_i} \ln F_q \dots\dots\dots \text{Ecuación 19}$$

A partir de la Ecuación 18, puede calcularse la vida remanente hasta el momento de abandono como:

$$t_a = \frac{Fq - 1}{a_i} \dots\dots\dots \text{Ecuación 20}$$

o, después de simplificar a_i de la declinación inicial con la Ecuación 19,

$$t_a = \frac{Npa}{q_i} \left(\frac{Fq - 1}{\ln Fq} \right) \dots\dots\dots \text{Ecuación 21}$$

En otras palabras, la vida remanente para un pozo bajo declinación armónica será $(Fq - 1)/\ln Fq$ veces tan larga como la vida requerida para producir el mismo N_{pa} a una tasa constante q_i . Lo anterior supone que a los datos históricos se les puede ajustar una declinación armónica.

▪ RELACIÓN ENTRE DECLINACIÓN EFECTIVA Y NOMINAL

La tasa de declinación efectiva d (o d_i para condiciones iniciales) para los tres tipos de curvas de declinación de producción está relacionada a la tasa de declinación nominal a (o a_i para condiciones iniciales) de la siguiente manera:

Para declinación logarítmica:

$$d = 1 - e^{-a} \dots\dots\dots \text{Ecuación 22}$$

y,

$$a = -\ln(1 - d). \dots\dots\dots \text{Ecuación 23}$$

Para declinación hiperbólica:

$$d_i = 1 - (1 + na_i)^{-1/n} \dots\dots\dots \text{Ecuación 24}$$

y,

$$a_i = \frac{1}{n} [(1 - d_i)^{-n} - 1]. \dots\dots\dots \text{Ecuación 25}$$

Para declinación armónica:

$$d_i = \frac{a_i}{1 + a_i} \dots\dots\dots \text{Ecuación 26}$$

y,

$$a_i = \frac{d_i}{1 - d_i}. \dots\dots\dots \text{Ecuación 27}$$

En lo que respecta a “uso más frecuente”, es usual intentar primero ajustar un polinomio exponencial a los datos reales históricos de producción. Sin embargo, cada historia de tasa versus tiempo, en cada pozo de cada yacimiento objeto de estudio, tendrá sus propias características. Es por eso, que lo más aconsejable al intentar ajustar polinomios a datos de

campo para cuantificar y concluir sobre “declinación histórica” para luego usarla a fines de pronóstico, es hacer una revisión de calidad de ajuste y error para los distintos tipos de polinomio (correspondientes a declinación exponencial, hiperbólica y armónica) sobre los datos disponibles. Luego de este análisis, se elige como más conveniente el tipo de polinomio que genere la menor desviación (error) durante el período de ajuste histórico, entre los valores de tasa que genere el polinomio ajustado y las mediciones de campo.

2.2 APERTURA PETROLERA

La Ley de Hidrocarburos de 1975 nacionalizó la industria del petróleo, reservando para la empresa del Estado, Petróleos de Venezuela S.A., todas las actividades relacionadas con los hidrocarburos, incluyendo exploración, producción, refinación, almacenamiento, transporte y comercialización.

Sin embargo, el Artículo 5 de la Ley admite la participación de algunos sectores privados mediante Contratos Operativos y Asociaciones Estratégicas ("Joint Ventures") con PDVSA. En estas opciones de operación, el control sobre el proyecto se mantiene y lo ejercen las Instituciones Oficiales del Gobierno. Además, para suscribir este tipo de Contratos Operativos o Asociaciones Estratégicas se requiere previa aprobación del Congreso Nacional.

El proceso de Apertura Petrolera se inició al comienzo de los años 90. Actualmente, un total de 74 compañías privadas tienen Contratos en los cuatro tipos de formatos: Convenios Operativos, Acuerdos de Ganancia Compartida, Asociaciones Estratégicas y Alianzas ("Outsourcing").

▪ ALIANZA

Es un acuerdo con el fin de alcanzar un mejor desempeño y/o menores costos para un propósito específico del negocio, a través de una acción conjunta e interdependiente entre organizaciones independientes. Estos acuerdos se caracterizan por:

- Enfoque de participación en el negocio
- Relación ganar-ganar
- Largo plazo

- El riesgo es asumido por el contratista
- Condiciones de servicio flexibles/negociables
- Garantía de servicio

▪ **TIPOS DE ALIANZAS**

Bajo esta alternativa de asociación, se tienen las siguientes opciones:

Convenio Operativo: Contrato a través del cual una de las partes se compromete en acondicionar (invertir) y operar activos productivos a su riesgo, a cambio de un pago (tarifa).

Contrato a Riesgo: Contrato mediante el cual una de las partes es responsable de suministrar uno o varios servicios a su riesgo, con pago sujeto a resultados.

Servicio Integrado: Contrato mediante el cual una de las partes es responsable de suministrar todos los servicios relacionados con una actividad específica, con riesgos compartidos por ambas partes.

Contrato de Suministro: Contrato a través del cual una de las partes se compromete a suministrar a la otra un insumo, una materia prima o cualquier bien, bajo las condiciones estipuladas en el contrato.

Contrato Tecnológico: Contrato mediante el cual una de las partes es responsable de suministrar a la otra uno o varios servicios considerados tecnológicos, previamente definidos tanto en intensidad de uso como en tiempo. El objetivo fundamental de este tipo de contrato es acelerar la adquisición y dominio de tecnologías.

Contrato de Procesamiento: Contrato a través del cual cualquiera de las partes se compromete a procesar a la otra un insumo, una materia prima o cualquier bien bajo las condiciones estipuladas en el contrato.

2.3 APLICACIÓN OFM

Ante la gran cantidad de datos de campo que se manejaron durante este trabajo, se utilizó extensamente un Analizador de Datos denominado OFM que tiene gran versatilidad. Debido al uso que se le dio en este trabajo, es prudente incluir en esta sección una descripción somera de la aplicación.

Oil Field Manager (OFM) es una aplicación que permite visualizar, relacionar y analizar grandes volúmenes de datos de pozos y de parámetros de yacimientos. OFM tiene todas las capacidades que se esperan de un visualizador de datos de primera línea. Además, funciona como un sistema para automatizar las herramientas, compartir datos y relacionar la información necesaria. Entre los usos que se le pueden dar a OFM están:

- Análisis de completaciones simples o múltiples, pozos, yacimientos y campos de petróleo y/o gas
- Programas y operaciones de optimización del campo
- Administración de reservas
- Apoyo a planes de desarrollo
- Apoyo a programas de mantenimiento
- Apoyo a la administración de flujos de caja
- Apoyo a Balances de Materiales
- Redistribución de la producción (Back-Allocation)

Con OFM se pueden identificar tendencias, anomalías y pronosticar producción, con una amplia gama de tipos de datos que dependen del tiempo (mensual, diaria y esporádica), de la profundidad (registros de pozos y diagramas de completación), datos estáticos (coordenadas, datos generales para los pozos, datos de producción, geológicos, etc.) y datos financieros que incluyen ganancias y costos de las operaciones.

Toda esa información se maneja en OFM mediante un grupo de tablas que contienen los datos correspondientes. Además, permite crear variables calculadas, las cuales son el resultado de operaciones sobre los datos de entrada o sobre otras variables calculadas, creadas previamente.

Para PDVSA, OFM posee una plantilla única que contiene un gran número de tablas con la mayor cantidad de datos posibles, que permiten estandarizar los procedimientos de creación de la Base de Datos del Estudio. Adicionalmente, posee una plantilla de variables calculadas, unidades, gráficos y reportes más utilizados en PDVSA.

Las tablas más importantes que posee la aplicación OFM son:

- La Tabla Maestra Tipo Estático, contiene toda la información básica de los pozos, incluyendo sus coordenadas
- La Tabla de Sort de Tipo Estático, contiene toda la información que permitirá seleccionar, filtrar y agrupar información por diferentes categorías
- La Tabla de Producción de Tipo Mensual, con la información de producción mensual de los pozos
- La Tabla de Pruebas de Tipo Sporadic, con la información de pruebas y muestras diarias de los pozos

La importancia de utilizar esta tecnología o forma de crear Bases de Datos para Estudios es que los datos son extraídos de la base de datos corporativa del Ambiente Integrado de EPM (Exploración, Producción y Manufactura), lo cual ayuda a manejar la calidad del dato almacenado en él.

Entre los diferentes Módulos que posee la herramienta de OFM se listan y describen los siguientes:

Reportes

Este formato se utiliza para inspeccionar visualmente y evaluar en reportes impresos los valores de las variables seleccionadas. Se pueden incluir en un reporte variables calculadas, provenientes de una tabla, obtenidas de una gráfica, así como operaciones entre variables. Es muy útil para la verificación de la data y de resultados de variables calculadas.

Mapa de burbuja (Bubble Map)

Es un formato visual que se usa para estudios a nivel de los pozos, con el cual se pueden analizar una o varias variables simultáneamente, las cuales pueden ser de cualquier tipo. Una característica de este módulo es que permite hacer los estudios sobre el mapa de la zona del proyecto; también permite observar la evolución de las variables en el tiempo mediante una animación o de manera puntual.

Mapa de mallado (Grid Map)

Es una herramienta cuantitativa y analítica que ayuda a identificar tendencias y anomalías de datos “cartografiados” en un proyecto. La función principal de este formato visual es permitir realizar estudios a nivel del yacimiento con respecto a una variable. Al igual que el mapa de burbuja, este formato opera sobre el mapa de

la zona del proyecto y permite monitorear los yacimientos en función del tiempo, mediante una animación o puntualmente.

Gráfica (Plot)

Es un formato para visualizar el comportamiento de una variable respecto a otras, mediante trazos de líneas o puntos, de manera individual para cada pozo o para cualquier grupo de pozos. Se puede utilizar una variable para el eje de las abscisas y hasta seis para el eje de las ordenadas, además de realizar varias gráficas a la vez.

Análisis de curvas de declinación (DCA)

El Programa OFM contiene herramientas de análisis de curvas de declinación. Permite analizar y planificar el rendimiento del pozo. Esta tarea se realiza, por lo general, sobre los datos obtenidos en una completación o en un grupo de pozos. Asimismo, se puede efectuar una predicción de declinación de grupos de pozos. La predicción de la declinación de las tasas es el resultado de la aplicación de técnicas de ajuste de curvas teóricas a los datos históricos de producción.

2.4 INDICADORES CUALITATIVOS DE INTERÉS (ICI) PARA LOCALIZACIONES DE POZOS DE DESARROLLO

2.4.1 DESARROLLO CONCEPTUAL

En los yacimientos de gran tamaño, multilenticulares, y con problemas de continuidad lateral en las arenas individuales se requiere de un procedimiento sistemático para jerarquizar la ubicación de localizaciones de desarrollo así como la ejecución de los trabajos de RA/RC. Para evaluar este tipo de yacimiento, se desarrolló un Indicador Cualitativo de Interés (Referencia 4) el cual considera los factores siguientes:

- Volumen poroso en cada uno de los paquetes arenosos (en el sentido vertical) que se pueden explotar
- Nivel de presión y saturación de petróleo en cada uno de los paquetes arenosos que se pueden explotar
- Consideración para cada localización de las áreas efectivas posibles de drenaje con relación a la continuidad lateral de las arenas
- Lenticularidad vertical dentro de cada paquete arenoso

El Indicador Cualitativo de Interés (ICI) tiene el siguiente formato:

$$ICI = f(P, So, Vp, L, C)$$

ICI = Indicador Cualitativo de Interés

P = Presión estática

So = Saturación de petróleo

Vp = Volumen poroso

L = Lenticularidad vertical

C = Continuidad lateral

Para utilizar el Indicador Cualitativo de Interés es necesario disponer de mapas isópacos de arena neta petrolífera para cada uno de los paquetes de arena que conforman la sección vertical del yacimiento objeto de análisis.

Es igualmente necesario superponer al yacimiento una malla o retícula la cual *no* tiene por qué ser regular, y deberá ser *la misma* para todos los paquetes de arena.

Ubicada la malla sobre cada mapa isópaco no hay dificultad en obtener el volumen poroso contenido en cada “celda” del paquete vertical respectivo.

Las presiones (P) y saturaciones de petróleo (So) se obtienen para cada celda de los respectivos mapas isobáricos y de isosaturación para el momento de la evaluación del indicador.

Los indicadores de lenticularidad (L) y continuidad (C) requieren definición. El indicador de lenticularidad (L) implica la revisión de los perfiles de los pozos que han atravesado el yacimiento, diferenciando en cada caso paquetes masivos de arena con o sin intercalaciones lutíticas. Es decir, que dos paquetes arenosos con igual espesor de arena neta (y volumen poroso) pueden tener esa arena repartida de manera muy diferente por razones de lenticularidad. Los valores de L, aunque cualitativos, se identifican mas adelante. Este indicador caracterizará luego el posible barrido vertical en esquemas de explotación con inyección de fluidos.

El indicador de continuidad lateral (C) requiere identificar el área de drenaje máxima posible de cualquier localización en un paquete cualquiera. Su asignación requiere que se

haya realizado un análisis formal de continuidad (ambientes de sedimentación y/o modelo sedimentológico) o en su defecto que se haya modelado el yacimiento, aunque sea con malla gruesa, para identificar las barreras de transmisibilidad lateral dentro de cada paquete vertical de arenas. Esta área de drenaje dependerá de la política de explotación: espaciamiento óptimo, tipo de proceso de recuperación adicional, entre otros.

Identificados los parámetros de mayor interés para caracterizar productividad posible de una localización, así como la lenticularidad vertical y continuidad lateral por su impacto sobre el barrido de fluidos, se postula el Indicador Cualitativo de Interés así:

$$ICI = P \cdot S_o^a \cdot V_p \cdot L \cdot C^b \dots\dots\dots \text{Ecuación 28}$$

a = Coeficiente de peso de libre elección

b = Constante para simplificación de unidades

2.4.2 ANÁLISIS PARAMÉTRICO DE SENSIBILIDAD

Como parte del desarrollo de ICI (Referencia 4) se realiza un análisis paramétrico del rango de valores que debían tener a, b, L y C. Algunos rangos fueron obvios mientras que otros no.

Se da peso especial a P, ya que aunque incide sobre el potencial, este último está severamente afectado por S_o . Por esta razón, se eligió 2 para el valor de a (exponente de saturación).

De amplia experimentación con yacimientos de prueba, en la Referencia 4 se confirmaron los siguientes rangos para L y C:

<u>Valor de L</u>	<u>Descripción del Paquete Productor</u>
1.00	Arena muy lenticular
1.20	Arena de lenticularidad moderada
1.40	Arena de poca lenticularidad

<u>Valor de C</u>	<u>Descripción de Continuidad Lateral en el Paquete Productor</u>
1.00	Hasta 3 celdas continuas
1.25	Entre 4 y 6 celdas continuas
1.50	Más de 6 celdas continuas

Para el mallado utilizado en este Trabajo Especial de Grado, la constante b más conveniente, de libre elección por el usuario, resultó ser 10^{-11} para la combinación de valores absolutos que llevan al ICI calculado.

Para mallado *regular*, se recomienda el siguiente formato:

$$ICI = [P * So^2 * V_p * L * C] * 10^{-11} \dots\dots\dots \text{Ecuación 29}$$

Para mallado muy *irregular* se recomienda eliminar el factor de distorsión de las diferencias de áreas entre celdas:

$$ICI = [P * So^2 * h * L * C] * 10^{-11} \dots\dots\dots \text{Ecuación 30}$$

Para el yacimiento Icotea Basal – Boscán Superior 101 (IB/BS 101), Área Piloto de este Trabajo Especial de Grado, se decidió utilizar un valor de $L = 1.40$ por considerarse al yacimiento como una arena poco lenticular, así como un valor de $C = 1.50$ por la continuidad lateral entre las celdas. La ecuación aplicada en el estudio del Campo Boscán para el cálculo del Indicador Cualitativo de Interés es la que incluye el volumen poroso (Ecuación 29), debido a que se utilizó un mallado regular

2.4.3 PROCESO DE NORMALIZACIÓN

Es obvio que si se aplica la Ecuación 28 para ICI a todas las celdas de cada paquete vertical de un yacimiento a condiciones iniciales, y luego se suman los valores por paquete del ICI en cada localización para obtener el ICI por localización, y se completan y producen *simultáneamente* los pozos que se desee, con cañoneo total de los intervalos de arena de cada pozo, en cualquier momento futuro de la historia habrá una relación directa y proporcional entre la producción acumulada lograda (Np) y el valor inicial del ICI.

Sin embargo, en el campo los pozos no se completan y producen simultáneamente. Tampoco se cañonean todos los paquetes arenosos de cada localización. Por estas dos razones hay que definir dos conceptos complementarios del Indicador: tiempo de actividad y paquetes activos.

Partiendo del Indicador Cualitativo de Interés (ICI) a condiciones iniciales u originales para un paquete productor en una localización, se incorpora el tiempo que ese indicador ha estado activo (tiempo de producción, t). Además, para el ICI total de la localización se incluye el número de paquetes que *efectivamente* fueron abiertos a producción en ese tiempo (N° lentes).

Se define el Indicador Cualitativo Normalizado de Interés (ICNI):

$$ICNI = \frac{ICI * t}{(N^{\circ}lentes)(10)} \dots\dots\dots Ecuación 31$$

ICNI = Indicador Cualitativo Normalizado de Interés

ICI = Indicador Cualitativo de Interés (total para localización: sumatoria de los indicadores de los diferentes paquetes de arena)

t = tiempo de producción en años

Nº lentes = Número de paquetes

El proceso de normalización ha incluido: El atractivo original (ICI), el número de paquetes abiertos y el tiempo de “actividad”. Para el análisis del yacimiento en estudio sólo se tomó en cuenta el tiempo de producción, ya que, dicho yacimiento está conformado por un único paquete productor.

3. DESCRIPCIÓN DEL CAMPO BOSCÁN

3.1 UBICACIÓN

El Campo Boscán se encuentra ubicado en la Costa Oeste del Lago de Maracaibo, a 40 kilómetros al suroeste de Maracaibo, en el Estado Zulia (Figura 3.1).

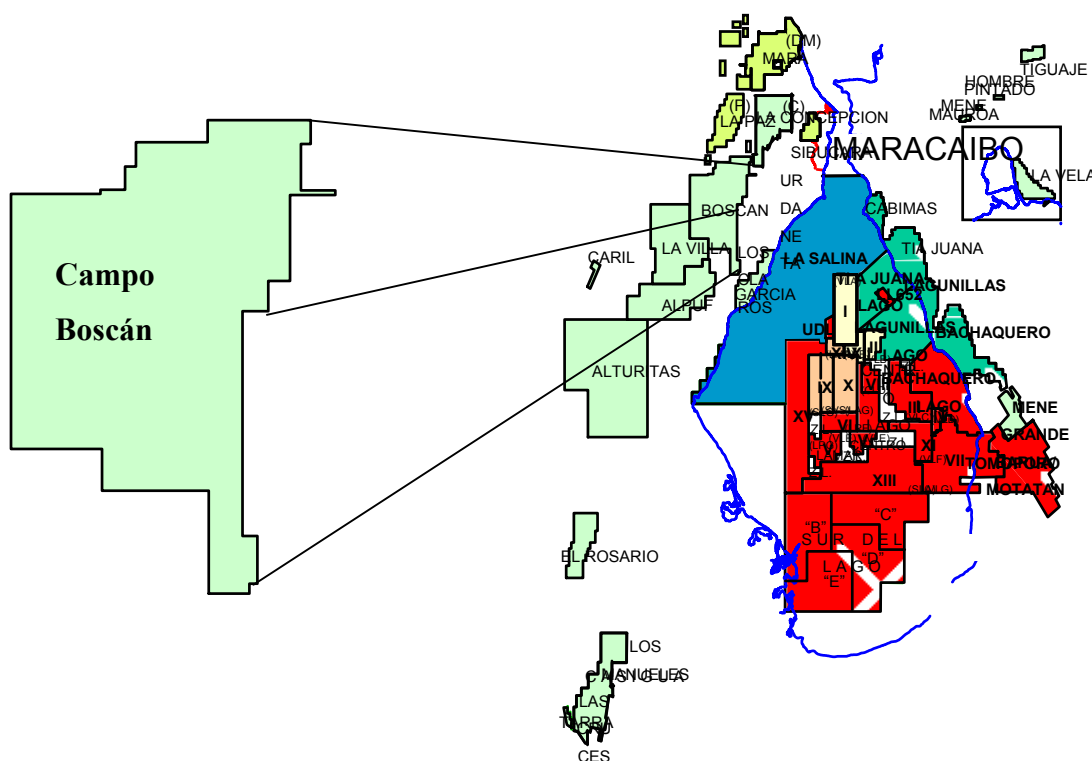


Figura 3.1 - Ubicación Geográfica del Campo Boscán

3.2 DIMENSIONES DEL CAMPO

Algunas características del campo son:

AREA	630 km ²
POROSIDAD PROMEDIO	24%

ESPESOR PROMEDIO DE LA ARENA	270 pies
PERMEABILIDAD PROMEDIO	470 mD
GRAVEDAD API PROMEDIO	10.1 °API
PROFUNDIDAD – RANGO	4500-9600 pies
PROFUNDIDAD PROMEDIO (DATUM)	7650 pies
TEMPERATURA – RANGO	130-202 °F
TEMPERATURA PROMEDIO	170 °F
PRESIÓN INICIAL AL DATUM	3500 lpc
PRESION DE BURBUJEO AL DATUM	1140 lpc
RELACIÓN GAS PETRÓLEO INICIAL EN SOLUCIÓN	108 PCN/BN
VISCOSIDAD INICIAL DEL PETROLEO	344 cp
VISCOSIDAD DEL PETROLEO A CONDICIONES DE BURBUJEO	227 cp
FACTOR VOLUMÉTRICO INICIAL DE PETROLEO	1.08 BY/BN
PETROLEO ORIGINAL EN SITIO	35.3 MMMBN
FACTOR DE RECOBRO FINAL EN LIBRO DE RESERVAS	7%
RESERVAS INICIALES	2471 MMBN

PRODUCCIÓN ACUMULADA ACTUAL	1064 MMBN
FACTOR DE RECOBRO ACTUAL	3%
RESERVAS REMANENTES OFICIALES	1500 MMBN

Es de hacer notar que el Campo Boscán comprende un solo yacimiento, Icotea Basal – Boscán Superior - 101 (IB/BS-101), y es el campo de petróleo pesado más grande que existe en Venezuela, excluyendo la Faja Petrolífera del Orinoco.

3.3 DESCRIPCIÓN GEOLÓGICA

Estratigrafía: Dos pozos exploratorios en este campo alcanzaron las calizas cretácicas llegando el pozo B-215-X hasta la Formación Río Negro. Este pozo encontró petróleo en la Formación Apón, evaluada como no comercial. En esta área, los sedimentos de importancia comercial del Campo Boscán fueron denominados originalmente como Miembro Concepción Superior (Formación Misoa, de edad Eoceno inferior y medio) y comprenden areniscas de grano fino y lutitas carbonosas interestratificadas. En la parte superior del Miembro, hay dos zonas de areniscas depositadas en playas y barras litorales denominadas Boscán Superior e Inferior, que alcanzan sus mayores espesores al norte y centro del campo (300' – 1200'). La Formación Icotea del Oligoceno, yace en discordancia sobre la Formación Misoa. La parte inferior de la Formación Icotea contiene arenas productoras de 50 a 80 pies de espesor, a veces interestratificadas con arcilitas arenosas. La sección media, consiste en arcilitas y contiene areniscas delgadas en la parte oriental del campo donde producen localmente. La parte superior de Icotea está constituida por sedimentos continentales y por algunas arcilitas (Referencia 7).

La Formación La Rosa yace concordante sobre Icotea y contiene lutitas de aguas salobres con fósiles y algunas areniscas limolíticas. Su sección más joven, Formación Lagunillas (“La Rosa Superior”), consiste de arcilitas, areniscas arcillosas, limolitas, algunos lignitos.

Hacia la parte superior, la secuencia pasa gradualmente a la Formación La Villa, la cual se compone de arenas, gravas y arcilitas (Referencia 7).

Estructura/Acumulación: El anticlinal de Boscán y la falla del mismo nombre constituyen los rasgos estructurales más importantes del área.

El anticlinal tiene un rumbo norte-sur, buzamiento hacia el sur y cierra poco antes de llegar al Campo García. Su flanco occidental constituye el Homoclinal de Boscán, de rumbo noreste y extensión regional, que buza de 3 a 10 grados hacia el suroeste.

La acumulación del Campo Boscán, se encuentra en una trampa estructural-estratigráfica del Homoclinal de Boscán. El homoclinal está cortado al este por la falla de Boscán, que se extiende en dirección norte-sur por 40 Km desde el sur del Campo La Concepción hasta el Campo García, y constituye un sello estructural que limita el yacimiento. Es una falla normal, tiene buzamiento pronunciado hacia el este, y desplazamiento de más de 1000 pies en el norte y centro del campo. Es probablemente responsable de que la acumulación se encuentre allí. Existen fallas menores, que no constituyen barreras de acumulación. Hacia el norte y noroeste, las arenas de Misoa desaparecen por truncamiento gradual de las areniscas de Boscán superior y gradación a lutitas del Miembro Boscán inferior, dando lugar a trampas estratigráficas. Al sur y sureste, se encuentra un contacto agua-petróleo original estimado en base a un acuífero determinado en el Campo Los Claros.

El crudo existente en el campo es pesado (promedio 10.1 °API). Proviene principalmente, de los miembros arenosos Boscán inferior y Boscán superior de la Formación Misoa, y de las areniscas de la sección basal de la Formación Icoatea.

3.4 CARACTERÍSTICAS DE YACIMIENTOS

La operación comercial del Campo Boscán comenzó en 1949 con la completación del pozo BN-257, entonces denominado 7F-1. Hasta la fecha se han producido del yacimiento 1064

millones de barriles de petróleo, lo cual representa 3% del petróleo original en sitio (35.3 MMMBN).

Desde el punto de vista de yacimiento, el campo es una acumulación de petróleo pesado (10.1 °API) que abarca desde los 4500 pies bajo el nivel del mar (pbnm) en su parte norte hasta los 9600 pbnm en su parte sur. La temperatura del yacimiento varía desde 130 °F en la parte más somera hasta los 202 °F en la parte más profunda, por lo cual la viscosidad del crudo a condiciones de yacimiento varía desde aproximadamente los 3000 centipoises (cp) en el norte hasta aproximadamente 250 cp en el sur.

Esta gran extensión, que lleva a una gran diferencia en profundidades y por consiguiente a distintas temperaturas, necesariamente obliga a reconocer los cambios en propiedades y sectorizar el Campo Boscán en lo que se refiere al análisis de su explotación pasada y futura.

La presión inicial del yacimiento se estimó en 3450 libras por pulgada cuadrada (lpc) al nivel de referencia, o datum, de 7650 pies y la presión de burbujeo está determinada en 1140 lpc. Debido a que el yacimiento ha sido sometido a diferentes regímenes de producción, y a lo viscoso del crudo, diferentes zonas del yacimiento presentan hoy en día distintos niveles de presión, pero la mayor parte del yacimiento se encuentra aún por encima de la presión de burbujeo. Por otra parte, las presiones hacia la región sur del yacimiento se mantienen altas, influenciadas por la presencia de una acuífero activo.

4. METODOLOGÍA DEL ESTUDIO

4.1 DESCRIPCIÓN GENERAL

Como se indicó en la Sección 1, se planteó desarrollar una metodología para jerarquizar las inversiones de perforación y/o trabajos mayores a pozos, con miras a lograr obtener de manera eficiente el mayor volumen de reservas posibles, esencialmente cumpliendo el programa de tasas de producción que se acuerde entre PDVSA y el Operador. Además, una vez cumplido el desarrollo del procedimiento se deseaba probarlo sistemáticamente en un campo, para luego considerar aplicarlo a otros campos bajo Convenio Operativo. Para este desarrollo y prueba se eligió como Área Piloto el Campo Boscán.

Esta selección obedeció a que este campo es el más grande en extensión geográfica, el de mayor cierre estructural, el de mayor POES, el que tiene las mayores reservas remanentes de todos los campos venezolanos hoy sujetos a Convenios Operativos y contribuye con el 22% de la producción total de Convenios. El Campo Boscán está siendo operado por Chevron (hoy Chevron Texaco).

En vista que la acumulación se presenta en un solo yacimiento, de gran extensión y que exhibe variación de propiedades areales y verticales de la roca, extensa variación de temperatura y viscosidad debido al amplio cierre estructural, larga historia de producción registrada, influjo de agua en un sector de la acumulación, e históricamente se han utilizado distintas opciones de levantamiento artificial, su selección como Área Piloto constituye la opción más atractiva disponible por su complejidad, su larga historia y la magnitud de sus reservas aún remanentes. Esto último es sumamente importante a los fines de este Trabajo Especial de Grado. Así, los hallazgos del estudio, una vez que sean acogidos y probados en el campo, podrían tener un impacto importante sobre la orientación de las inversiones futuras de perforación en esta acumulación de gran tamaño. Luego, la metodología podría ser aplicada para otras áreas distintas.

4.2 INDICADOR CUALITATIVO DE INTERÉS (ICI) A CONDICIONES INICIALES

La acumulación productora del Campo Boscán se presenta en la arena Icotea Basal – Boscán Superior 101. En las Figuras 4.1 y 4.2 se presentan (a escala reducida) los mapas estructurales e isópacos de la acumulación. En los Apéndices B y C se muestran los mapas estructurales e isópacos, respectivamente, a escala de trabajo.

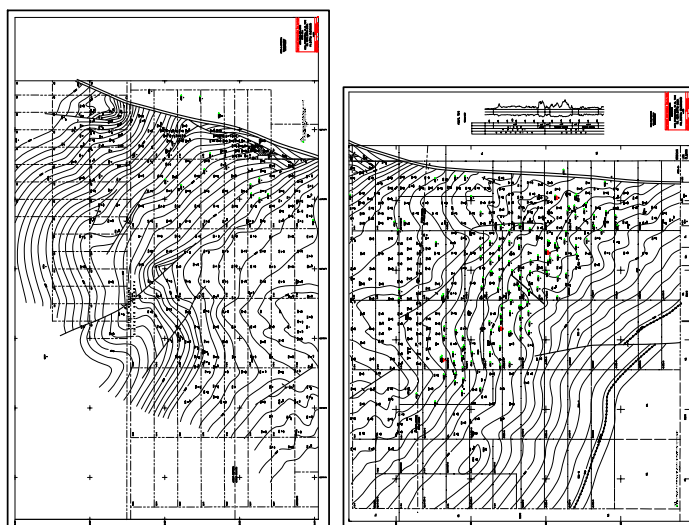


Figura 4.1 - Mapas Estructurales del Campo Boscán

Figura 4.2 - Mapas Isópacos del Campo Boscán

El mapa de la Figura 4.1 indica que hay un amplio cierre estructural (5100 pies) con profundidad de 4500 pbnm al Norte y 9600 pbnm al Sur. Se indica un contacto inicial agua-petróleo a 9525 pbnm. Ese amplio cierre estructural genera una diferencia de temperatura en la acumulación, con valores de 130 °F en la parte más somera (al Norte), y 202 °F en la parte más profunda (al Sur). El efecto de esa temperatura de yacimiento sobre la viscosidad es importante (la reduce de 3000 cp en la parte somera a 250 cp en la parte profunda, ambos valores a condiciones de yacimiento).

Como primer paso del análisis se ubicó una “malla regular” sobre los mapas estructurales e isópacos de la acumulación (Figuras 4.1 y 4.2). La misma se muestra con las profundidades y espesores promedio de cada celda en la Figura 4.3.

Así, para cada “celda” del yacimiento, que corresponde a su vez a un “bloque” del mismo (como se muestra en la Figura 4.3), se evaluó el volumen poroso (Vp) de la manera habitual:

$$V_p = \text{Área} * \text{Espesor de arena} * \text{Porosidad}$$

$$V_p = A * h * \Phi \dots\dots\dots \text{Ecuación 32}$$

Como próximo paso, y siguiendo los conceptos de la Referencia 4 para el cálculo del Indicador Cualitativo de Interés (ICI), los cuales también se describen en la Sección 2.4 de este Trabajo Especial de Grado, se eligieron los valores de **a**, **L**, **C** y **b** para evaluar el ICI para condiciones iniciales de cada celda o bloque de la acumulación, así:

a = Coeficiente de libre elección – Valor elegido: 2.00

L = Descripción del paquete productor como arena de poca lenticularidad –
Valor correspondiente: 1.40

	24	23	22	21	20	19	18	17	16	15	14	13	12	11	10	9	8	7	6	5	4	3	2	
Norte																								
Sur																								

Figura 4.3 - Malla Regular con Profundidades y Espesores Promedio

C = Descripción de continuidad lateral en el paquete productor – Valor correspondiente: 1.50

b = Constante de libre elección – Valor elegido: 10^{-11}

De la Referencia 4, para mallado regular se recomienda utilizar:

$$ICI = [P * So^2 * Vp * L * C] * 10^{-11} \dots\dots\dots \text{Ecuación 33}$$

Los valores calculados para ICI, a condiciones iniciales se listan en la Tabla 4.1 y se muestran sobre la malla en la Figura 4.4.

De la Figura 4.4 y utilizando un código de colores para los distintos rangos de ICI, se llega sin mayor dificultad y rápidamente a una conclusión importante: por su gran tamaño y la variación de los espesores de arena, la variación de profundidad y su impacto sobre la viscosidad, así como también la posición del agua buzamiento abajo, es muy conveniente dividir el yacimiento en cuatro regiones o bandas que se muestran en la Figura 4.5 y que se identifican como:

- Banda Norte Superior
- Banda Norte Inferior
- Banda Sur Superior
- Banda Sur Inferior

Cabe destacar que las celdas correspondientes a la fila A y a la columna 1, de la malla regular superpuesta a los mapas isópacos y estructurales del yacimiento, no fueron consideradas para el estudio por tener un área en superficie menor al resto de las celdas.

Tabla 4.1 - Indicador Cualitativo de Interés a Condiciones Iniciales

elda	Pozos	Profundidad pies	Area acres	h prom pies	Vp BY	Soi celda	Boi BY/BN	N celda BN	Pi prom celda lpc	ICI inicial	Comentarios
2B	BN 0047	3800	494.20	125	115020108	0,7551	1,0800	80414008	3370	4,64	
3B	0054-0053-0012	4600	494.20	250	230040216	0,7551	1,0800	160828016	3370	9,28	
4B	0057-0022-0056-0011	4750	494.20	275	253044238	0,7551	1,0800	176910818	3370	10,21	
5B	0030-0055	4950	494.20	225	207036194	0,7551	1,0800	144745215	3370	8,35	
6B	BN 0028	5200	494.20	225	207036194	0,7551	1,0800	144745215	3370	8,35	
7B	-	5450	494.20	125	115020108	0,7551	1,0800	80414008	3370	4,64	
8B	-	5700	494.20	100	92016086	0,7551	1,0800	64331206	3370	3,71	
11B	BN 0010	5900	494.20	100	92016086	0,7551	1,0800	64331206	3370	3,71	
12B	-	5800	494.20	75	69012065	0,7551	1,0800	48248405	3370	2,78	
3C	0039I-0041-0043-0018-0042-0040-0001	4500	494.20	250	230040216	0,7551	1,0800	160828016	3370	9,28	
4C	0019-0045-0035-0016-0017-0044-0038-0015	5000	494.20	275	253044238	0,7551	1,0800	176910818	3370	10,21	
5C	0037-0021-0046-0025	5300	494.20	200	184032173	0,7551	1,0800	128662413	3370	7,43	
6C	0004-0023-0048-0049	5050	494.20	225	207036194	0,7551	1,0800	144745215	3370	8,35	
7C	0027-0034	5300	494.20	225	207036194	0,7551	1,0800	144745215	3370	8,35	
8C	0029-0032	6000	494.20	250	230040216	0,7551	1,0800	160828016	3370	9,28	
9C	0006-0026-0036	6050	494.20	200	184032173	0,7551	1,0800	128662413	3370	7,43	
10C	-	6200	494.20	150	138024130	0,7551	1,0800	96496810	3370	5,57	
11C	-	6300	494.20	150	138024130	0,7551	1,0800	96496810	3370	5,57	
12C	BN 0051	6300	494.20	75	69012065	0,7551	1,0800	48248405	3370	2,78	
14C	BN 0005	6200	494.20	150	138024130	0,7551	1,0800	96496810	3370	5,57	
15C	BN 0031	6150	494.20	175	161028151	0,7551	1,0800	112579611	3370	6,50	
3D	0486-0297-0266	5300	494.20	250	230040216	0,7551	1,0800	160828016	3370	9,28	
4D	0480-0479-0273-0558D	5500	494.20	325	299052281	0,7551	1,0800	209076421	3370	12,07	
5D	0064-0399-0558I-0024D	5750	494.20	325	299052281	0,7551	1,0800	209076421	3370	12,07	
6D	0024I-0404-0382	5950	494.20	250	230040216	0,7551	1,0800	160828016	3370	9,28	
7D	BN 0398	5150	494.20	250	230040216	0,7551	1,0800	160828016	3370	9,28	
8D	0403-0418	6400	494.20	250	230040216	0,7551	1,0800	160828016	3370	9,28	
9D	0052-0410	6550	494.20	200	184032173	0,7551	1,0800	128662413	3370	7,43	
10D	0411-0417-0429D	6650	494.20	150	138024130	0,7551	1,0800	96496810	3370	5,57	
11D	0413-0427-0429I	6800	494.20	100	92016086	0,7551	1,0800	64331206	3370	3,71	
12D	BN 0430	6900	494.20	150	138024130	0,7551	1,0800	96496810	3370	5,57	
13D	0425-0433	6700	494.20	175	161028151	0,7551	1,0800	112579611	3370	6,50	
14D	BN 0441	6500	494.20	150	138024130	0,7551	1,0800	96496810	3370	5,57	
15D	BN 0422	6300	494.20	125	115020108	0,7551	1,0800	80414008	3370	4,64	
4E	0268-0272-0264-0275-0070-0279-0287-0293-0278-0283-0290-0284	6000	494.20	350	322056302	0,7551	1,0800	225159223	3370	12,99	
5E	0262-0069-0318-0483D	6150	494.20	275	253044238	0,7551	1,0800	176910818	3370	10,21	

elda	Pozos	Profundidad pies	Area acres	h prom pies	Vp BY	Soi celda	Boi BY/BN	N celda BN	Pi prom celda lpc	ICI inicial	Comentarios
6E	04831-0639-0393-0316	6300	494.20	250	230040216	0,7551	1,0800	160828016	3370	9,28	
7E	0571-0655-0324	6500	494.20	225	207036194	0,7551	1,0800	144745215	3370	8,35	
8E	0325-0408	6650	494.20	200	184032173	0,7551	1,0800	128662413	3370	7,43	
9E	0394-0481	6800	494.20	250	230040216	0,7551	1,0800	160828016	3370	9,28	
10E	0415-0405-0333	6950	494.20	250	230040216	0,7551	1,0800	160828016	3370	9,28	
11E	0428-0437-0442	7200	494.20	175	161028151	0,7551	1,0800	112579611	3370	6,50	
12E	0424-0426	7150	494.20	150	138024130	0,7551	1,0800	96496810	3370	5,57	
13E	0431-0434	7100	494.20	175	161028151	0,7551	1,0800	112579611	3370	6,50	
14E	0435-0440	6900	494.20	175	161028151	0,7551	1,0800	112579611	3370	6,50	
15E	0438-0063-0432-0259	6700	494.20	250	230040216	0,7551	1,0800	160828016	3370	9,28	
16E	0443-0445-0561	6600	494.20	200	184032173	0,7551	1,0800	128662413	3370	7,43	
4F	0292-0260-0274-0291-0269-0265- 0271-0280-0267-0270-0288-0285	6100	494.20	350	322056302	0,7551	1,0800	225159223	3370	12,99	Inyección de agua
5F	0301-0666-0310-0261-0277-0312D	6400	494.20	350	322056302	0,7551	1,0800	225159223	3370	12,99	Inyección de agua
6F	0636-0321-0567-0065-0312I	6650	494.20	275	253044238	0,7551	1,0800	176910818	3370	10,21	Inyección de agua
7F	0313-0322	6800	494.20	275	253044238	0,7551	1,0800	176910818	3370	10,21	
8F	0315-0569	6950	494.20	225	207036194	0,7551	1,0800	144745215	3370	8,35	
9F	0326-0327	7100	494.20	275	253044238	0,7551	1,0800	176910818	3370	10,21	
10F	0329-0330-0323-0334	7250	494.20	275	253044238	0,7551	1,0800	176910818	3370	10,21	
11F	0332-0328	7400	494.20	225	207036194	0,7551	1,0800	144745215	3370	8,35	
12F	0485-0336	7400	494.20	200	184032173	0,7551	1,0800	128662413	3370	7,43	
13F	0477-0482	7350	494.20	175	161028151	0,7551	1,0800	112579611	3370	6,50	
14F	0448-0476	7400	494.20	225	207036194	0,7551	1,0800	144745215	3370	8,35	
15F	0452-0358	7300	494.20	225	207036194	0,7551	1,0800	144745215	3370	8,35	
16F	0538-0449-0467	7250	494.20	175	161028151	0,7551	1,0800	112579611	3370	6,50	
17F	0512-0419-0506-0450-0451-0460	7250	494.20	175	161028151	0,7551	1,0800	112579611	3370	6,50	
18F	0457-0453	7300	494.20	150	138024130	0,7551	1,0800	96496810	3370	5,57	
19F	0499-0524-0534	7350	494.20	125	115020108	0,7551	1,0800	80414008	3370	4,64	
20F	-	7450	494.20	100	92016086	0,7551	1,0800	64331206	3370	3,71	
5G	0298-0570-0299-0294-0060-0068- 0303-0300-0305-0304-0302	6500	494.20	525	483084454	0,7551	1,0800	337738834	3370	19,49	
6G	0692-0308-0311-0306-0319	6800	494.20	400	368064346	0,7551	1,0800	257324826	3370	14,85	Inyección de Agua
7G	0320-0633-0654-0317-0670	7050	494.20	375	345060324	0,7551	1,0800	241242024	3370	13,92	
8G	0337-0339	7200	494.20	300	276048259	0,7551	1,0800	192993619	3370	11,14	
9G	0557-0338	7400	494.20	300	276048259	0,7551	1,0800	192993619	3370	11,14	
10G	0565-0341-0342-0549	7450	494.20	250	230040216	0,7551	1,0800	160828016	3370	9,28	
11G	0345-0343	7500	494.20	225	207036194	0,7551	1,0800	144745215	3370	8,35	
12G	0346-0344	7550	494.20	200	184032173	0,7551	1,0800	128662413	3370	7,43	
13G	0351-0352	7600	494.20	225	207036194	0,7551	1,0800	144745215	3370	8,35	
14G	0347-0350	7650	494.20	200	184032173	0,7551	1,0800	128662413	3370	7,43	

elda	Pozos	Profundidad pies	Area acres	h prom pies	Vp BY	Soi celda	Boi BY/BN	N celda BN	Pi prom celda lpc	ICI inicial	Comentarios
15G	0356-0357	7650	494,20	200	184032173	0,7551	1,0800	128662413	3370	7,43	
16G	BN 0354	7550	494,20	175	161028151	0,7551	1,0800	112579611	3370	6,50	
17G	0360-0366-0573-0359-0368	7500	494,20	175	161028151	0,7551	1,0800	112579611	3370	6,50	
18G	BN 0396	7500	494,20	125	115020108	0,7551	1,0800	80414008	3370	4,64	
19G	BN 0397	7650	494,20	125	115020108	0,7551	1,0800	80414008	3370	4,64	
20G	BN 0391	7750	494,20	150	138024130	0,7551	1,0800	96496810	3370	5,57	
21G	BN 0414	7800	494,20	200	184032173	0,7551	1,0800	128662413	3370	7,43	
22G	BN 0423	7900	494,20	75	69012065	0,7551	1,0800	48248405	3370	2,78	
5H	0564-0307-0436	7000	494,20	375	345060324	0,7551	1,0800	241242024	3370	13,92	
6H	0309-0490-0515-0314D-0555D-0444	7150	494,20	350	322056302	0,7551	1,0800	225159223	3370	12,99	Inyección de Agua
7H	0447-0491-0516-0519-0525-0563-0555I-0314I	7250	494,20	350	322056302	0,7551	1,0800	225159223	3370	12,99	Inyección de Agua
8H	0340-0488-0523-0537-0331-0522	7500	494,20	275	253044238	0,7551	1,0800	176910818	3370	10,21	Inyección de Agua
9H	0373-0548	7550	494,20	250	230040216	0,7551	1,0800	160828016	3370	9,28	
10H	0369-0492-0550	7550	494,20	250	230040216	0,7551	1,0800	160828016	3370	9,28	
11H	0348-0372	7600	494,20	275	253044238	0,7551	1,0800	176910818	3370	10,21	
12H	0335-0349	7650	494,20	300	276048259	0,7551	1,0800	192993619	3370	11,14	
13H	0353-0355-0383-0389	7800	494,20	325	299052281	0,7551	1,0800	209076421	3370	12,07	
14H	0363-0385-0497-0528	7850	494,20	250	230040216	0,7551	1,0800	160828016	3370	9,28	
15H	0361-0395-0526	7800	494,20	225	207036194	0,7551	1,0800	144745215	3370	8,35	
16H	0362-0455	7700	494,20	250	230040216	0,7551	1,0800	160828016	3370	9,28	
17H	0364-0474-0535	7650	494,20	175	161028151	0,7551	1,0800	112579611	3370	6,50	
18H	0400-0494-0513	7600	494,20	150	138024130	0,7551	1,0800	96496810	3370	5,57	
19H	0377-0402-0406-0420	7800	494,20	200	184032173	0,7551	1,0800	128662413	3370	7,43	
20H	0407-0412	7900	494,20	175	161028151	0,7551	1,0800	112579611	3370	6,50	
21H	0421-0545	8000	494,20	100	92016086	0,7551	1,0800	64331206	3370	3,71	
22H	-	8050	494,20	50	46008043	0,7551	1,0800	32165603	3370	1,86	
6I	0459-0552-0554-0473-0454-0466-0508	7500	494,20	325	299052281	0,7551	1,0800	209076421	3370	12,07	
7I	0121-0125	7650	494,20	375	345060324	0,7551	1,0800	241242024	3370	13,92	
8I	0668-0580-0126-0136-0123	7700	494,20	425	391068367	0,7551	1,0800	273407628	3370	15,78	
9I	0527-0669-0374-0536-0215-0378	7650	494,20	350	322056302	0,7551	1,0800	225159223	3370	12,99	
10I	0367-0462-0464-0365-0496-0493	7650	494,20	325	299052281	0,7551	1,0800	209076421	3370	12,07	
11I	0470-0371-0468-0520-0471-0376	7700	494,20	300	276048259	0,7551	1,0800	192993619	3370	11,14	
12I	0375-0695-0380-0380A-0511-0498	7700	494,20	300	276048259	0,7551	1,0800	192993619	3370	11,14	
13I	0370-0702-0387-0465-0502-0392-0409	7850	494,20	275	253044238	0,7551	1,0800	176910818	3370	10,21	
14I	0073-0553-0461-0390-0495-0566-0475-0472	7950	494,20	300	276048259	0,7551	1,0800	192993619	3370	11,14	Inyección de Agua

elda	Pozos	Profundidad pies	Area acres	h prom pies	Vp BY	Soi celda	Boi BY/BN	N celda BN	Pi prom celda lpc	ICI inicial	Comentarios
15I	0381-0489-0386-0500-0507-0559-0463	7950	494,20	275	253044238	0,7551	1,0800	176910818	3370	10,21	Inyección de Agua
16I	0533-0509-0416-0572-0531-0514-0456	7900	494,20	275	253044238	0,7551	1,0800	176910818	3370	10,21	
17I	-	7850	494,20	250	230040216	0,7551	1,0800	160828016	3370	9,28	
18I	0179-0179A-0685-0487	7800	494,20	250	230040216	0,7551	1,0800	160828016	3370	9,28	
19I	0529-0504	7900	494,20	200	184032173	0,7551	1,0800	128662413	3370	7,43	
20I	0503-0560-0547	8050	494,20	175	161028151	0,7551	1,0800	112579611	3370	6,50	
21I	-	8150	494,20	100	92016086	0,7551	1,0800	64331206	3370	3,71	
22I	-	8250	494,20	50	46008043	0,7551	1,0800	32165603	3370	1,86	
6J	0671-0469-0478-0505-0682-0484-0680-0510	7800	494,20	400	368064346	0,7551	1,0800	257324826	3370	14,85	
7J	0120-0122	7900	494,20	375	345060324	0,7551	1,0800	241242024	3370	13,92	
8J	0137-0119-0138-0127	7950	494,20	400	368064346	0,7551	1,0800	257324826	3370	14,85	
9J	0693-0115-0116-0104	7900	494,20	375	345060324	0,7551	1,0800	241242024	3370	13,92	
10J	0379-0101-0074	7800	494,20	375	345060324	0,7551	1,0800	241242024	3370	13,92	
11J	BN 0114	7850	494,20	300	276048259	0,7551	1,0800	192993619	3370	11,14	
12J	0388-0113-0112	7950	494,20	425	391068367	0,7551	1,0800	273407628	3370	15,78	
13J	0401-0612-0149-0110	8000	494,20	400	368064346	0,7551	1,0800	257324826	3370	14,85	
14J	0517-0664-0148	8100	494,20	425	391068367	0,7551	1,0800	273407628	3370	15,78	
15J	0384-0521-0663-0147-0652-0619-0616-0616A	8150	494,20	350	322056302	0,7551	1,0800	225159223	3370	12,99	
16J	0575-0640-0649-0586	8100	494,20	300	276048259	0,7551	1,0800	192993619	3370	11,14	
17J	0501-0700-0650-0651-0648-0642	8100	494,20	250	230040216	0,7551	1,0800	160828016	3370	9,28	
18J	BN 0647	8100	494,20	250	230040216	0,7551	1,0800	160828016	3370	9,28	
19J	0687-0518	8200	494,20	200	184032173	0,7551	1,0800	128662413	3370	7,43	
20J	0540-0544	8300	494,20	175	161028151	0,7551	1,0800	112579611	3370	6,50	
21J	-	8400	494,20	100	92016086	0,7551	1,0800	64331206	3370	3,71	
22J	-	8500	494,20	50	46008043	0,7551	1,0800	32165603	3370	1,86	
6K	0532-0562-0189-0133-0200	8050	494,20	450	414072389	0,7551	1,0800	289490429	3370	16,71	
7K	0578-0124-0186-0194-0132	8150	494,20	450	414072389	0,7551	1,0800	289490429	3370	16,71	
8K	0139-0128-0699-0224-0184-0600-0196	8200	494,20	400	368064346	0,7551	1,0800	257324826	3370	14,85	
9K	0075-0118-0106-0117-0694-0130	8100	494,20	400	368064346	0,7551	1,0800	257324826	3370	14,85	
10K	0103-0577-0641-0598-0107-0606-0596	8050	494,20	450	414072389	0,7551	1,0800	289490429	3370	16,71	
11K	0690-0105-0601-0602-0603-0131	8200	494,20	400	368064346	0,7551	1,0800	257324826	3370	14,85	
12K	0108-0691-0109-0629	8300	494,20	425	391068367	0,7551	1,0800	273407628	3370	15,78	
13K	0150-0150A-0111-0111A-0141-0141A-0152-0605	8350	494,20	375	345060324	0,7551	1,0800	241242024	3370	13,92	

Celda	Pozos	Profundidad pies	Area acres	h prom pies	Vp BY	Soi celda	Boi BY/BN	N celda BN	Pi prom celda lpc	ICI inicial	Comentarios
14K	0151-0151A-0638-0597-0593-0574-0582D	8400	494,20	350	322056302	0,7551	1,0800	225159223	3370	12,99	
15K	0146-0145-0145A-0582I-0637	8400	494,20	350	322056302	0,7551	1,0800	225159223	3370	12,99	
16K	0643-0589-0062-0144-0625-0622-0688-0143	8450	494,20	350	322056302	0,7551	1,0800	225159223	3370	12,99	
17K	0240-0539-0185	8400	494,20	250	230040216	0,7551	1,0800	160828016	3370	9,28	
18K	0541-0701-0543-0191	8450	494,20	200	184032173	0,7551	1,0800	128662413	3370	7,43	
19K	0181-0193-0183-0220	8500	494,20	200	184032173	0,7551	1,0800	128662413	3370	7,43	
20K	0079-0226-0226A	8550	494,20	200	184032173	0,7551	1,0800	128662413	3370	7,43	
21K	0230-0542	8600	494,20	150	138024130	0,7551	1,0800	96496810	3370	5,57	
22K	BN 0546	8600	494,20	100	92016086	0,7551	1,0800	64331206	3370	3,71	
23K	-	8700	494,20	50	46008043	0,7551	1,0800	32165603	3370	1,86	
24K	-	8800	494,20	25	23004022	0,7551	1,0800	16082802	3370	0,93	
6L	0197-0172-0211-0175	8250	494,20	475	437076410	0,7551	1,0800	305573231	3370	17,63	
7L	0201-0142-0204-0163-0206-0173-0210-0162	8350	494,20	450	414072389	0,7551	1,0800	289490429	3370	16,71	
8L	0140-0205-0661-0209-0161-0161A-0207-0218-0213D	8350	494,20	500	460080432	0,7551	1,0800	321656032	3370	18,56	
9L	0608-0634-0170-0653-0164-0213I	8300	494,20	525	483084454	0,7551	1,0800	337738834	3370	19,49	
10L	0171-0171A-0609-0243-0594-0604D	8350	494,20	450	414072389	0,7551	1,0800	289490429	3370	16,71	
11L	0646-0662-0632-0233-0644-0645-0244-0604I	8450	494,20	425	391068367	0,7551	1,0800	273407628	3370	15,78	
12L	0610-0232-0613-0635-0234-0618-0225D	8550	494,20	350	322056302	0,7551	1,0800	225159223	3370	12,99	
13L	0579-0595-0611-0591-0614-0627-0225I-0235	8600	494,20	275	253044238	0,7551	1,0800	176910818	3370	10,21	
14L	0623-0624-0628	8650	494,20	200	184032173	0,7551	1,0800	128662413	3370	7,43	
15L	0153-0599-0590-0620-0631-0217	8650	494,20	250	230040216	0,7551	1,0800	160828016	3370	9,28	
16L	0689-0154-0208	8600	494,20	300	276048259	0,7551	1,0800	192993619	3370	11,14	
17L	0155-0135-0188	8650	494,20	250	230040216	0,7551	1,0800	160828016	3370	9,28	
18L	-	8700	494,20	200	184032173	0,7551	1,0800	128662413	3370	7,43	
19L	BN 0223	8700	494,20	175	161028151	0,7551	1,0800	112579611	3370	6,50	
20L	-	8800	494,20	150	138024130	0,7551	1,0800	96496810	3370	5,57	
21L	-	8900	494,20	125	115020108	0,7551	1,0800	80414008	3370	4,64	
22L	-	8950	494,20	75	69012065	0,7551	1,0800	48248405	3370	2,78	
23L	-	9000	494,20	50	46008043	0,7551	1,0800	32165603	3370	1,86	
24L	-	9050	494,20	25	23004022	0,7551	1,0800	16082802	3370	0,93	
7M	0592-0222-0617-0157-0160-0621-0673-0592	8400	494,20	475	437076410	0,7551	1,0800	305573231	3370	17,63	

elda	Pozos	Profundidad pies	Area acres	h prom pies	Vp BY	Soi celda	Boi BY/BN	N celda BN	Pi prom celda lpc	ICI inicial	Comentarios
8M	0077-0227-0227A-0165-0228-0216-0168-0672-0129-0674-	8450	494,20	475	437076410	0,7551	1,0800	305573231	3370	17,63	
9M	0231-0581-0583A-0166-0656-0658-0167-02381	8500	494,20	425	391068367	0,7551	1,0800	273407628	3370	15,78	
10M	0576-0588D-0588A-0583-0584-0239-0657-0660	8550	494,20	350	322056302	0,7551	1,0800	225159223	3370	12,99	
11M	05881-0607-0245-0698-0697-0246	8600	494,20	375	345060324	0,7551	1,0800	241242024	3370	13,92	
12M	0134-0237	8650	494,20	325	299052281	0,7551	1,0800	209076421	3370	12,07	
13M	BN 0615	8800	494,20	250	230040216	0,7551	1,0800	160828016	3370	9,28	
14M	-	8900	494,20	150	138024130	0,7551	1,0800	96496810	3370	5,57	
15M	-	9000	494,20	100	92016086	0,7551	1,0800	64331206	3370	3,71	
16M	-	9000	494,20	75	69012065	0,7551	1,0800	48248405	3370	2,78	
17M	-	9050	494,20	75	69012065	0,7551	1,0800	48248405	3370	2,78	
18M	-	9100	494,20	100	92016086	0,7551	1,0800	64331206	3370	3,71	
19M	-	9100	494,20	75	69012065	0,7551	1,0800	48248405	3370	2,78	
20M	-	9200	494,20	50	46008043	0,7551	1,0800	32165603	3370	1,86	
21M	-	9200	494,20	50	46008043	0,7551	1,0800	32165603	3370	1,86	
22M	-	9250	494,20	25	23004022	0,7551	1,0800	16082802	3370	0,93	
23M	-	9300	494,20	25	23004022	0,7551	1,0800	16082802	3370	0,93	
7N	01761-0675-0159-0195-0247-01871	8450	494,20	450	414072389	0,7551	1,0800	289490429	3370	16,71	
8N	0158-0676-0679-0677-0078-0182-0686-0683-0684	8600	494,20	500	460080432	0,7551	1,0800	321656032	3370	18,56	
9N	0236-0659-0169-0681-0198	8700	494,20	450	414072389	0,7551	1,0800	289490429	3370	16,71	
10N	0241-0221	8800	494,20	300	276048259	0,7551	1,0800	192993619	3370	11,14	
11N	BN 0242	8800	494,20	250	230040216	0,7551	1,0800	160828016	3370	9,28	
12N	-	8900	494,20	225	207036194	0,7551	1,0800	144745215	3370	8,35	
13N	-	9000	494,20	175	161028151	0,7551	1,0800	112579611	3370	6,50	
14N	-	9150	494,20	125	115020108	0,7551	1,0800	80414008	3370	4,64	
15N	-	9250	494,20	50	46008043	0,7551	1,0800	32165603	3370	1,86	
16N	-	9200	494,20	25	23004022	0,7551	1,0800	16082802	3370	0,93	
7O	0192-0250-0248-0199-0251-0180	8600	494,20	400	368064346	0,7551	1,0800	257324826	3370	14,85	
8O	0203-0202-0254-0249-0254A	8750	494,20	350	322056302	0,7551	1,0800	225159223	3370	12,99	
9O	BN 0212	8900	494,20	275	253044238	0,7551	1,0800	176910818	3370	10,21	
10O	0219-0214	8950	494,20	225	207036194	0,7551	1,0800	144745215	3370	8,35	
11O	BN 0061	9000	494,20	125	115020108	0,7551	1,0800	80414008	3370	4,64	
12O	-	9100	494,20	75	69012065	0,7551	1,0800	48248405	3370	2,78	
13O	-	9200	494,20	50	46008043	0,7551	1,0800	32165603	3370	1,86	

	24	23	22	21	20	19	18	17	16	15	14	13	12	11	10	9	8	7	6	5	4	3	2	
Norte													2,78	3,71			3,71	4,64	8,35	8,35	10,21	9,28	4,64	B
										6,50	5,57		2,78	5,57	5,57	7,43	9,28	8,35	8,35	7,43	10,21	9,28		C
									4,64	5,57	6,50	5,57	3,71	5,57	7,43	9,28	9,28	9,28	12,07	12,07	9,28			D
								7,43	9,28	6,50	6,50	5,57	6,50	9,28	9,28	7,43	8,35	9,28	10,21	12,99				E
				3,71	4,64	5,57	6,50	6,50	8,35	8,35	6,50	7,43	8,35	10,21	10,21	8,35	10,21	10,21	12,99	12,99				F
		2,78	7,43	5,57	4,64	4,64	6,50	6,50	7,43	7,43	8,35	7,43	8,35	9,28	11,14	11,14	13,92	14,85	19,49					G
Sur		1,86	3,71	6,50	7,43	5,57	6,50	9,28	8,35	9,28	12,07	11,14	10,21	9,28	9,28	10,21	12,99	12,99	13,92					H
		1,86	3,71	6,50	7,43	9,28	9,28	10,21	10,21	11,14	10,21	11,14	11,14	12,07	12,99	15,78	13,92	12,07						I
		1,86	3,71	6,50	7,43	9,28	9,28	11,14	12,99	15,78	14,85	15,78	11,14	13,92	13,92	14,85	13,92	14,85						J
	0,93	1,86	3,71	5,57	7,43	7,43	7,43	9,28	12,90	12,99	12,99	13,92	15,78	14,85	16,71	14,85	14,85	16,71	16,71					K
	0,93	1,86	2,78	4,64	5,57	6,50	7,43	9,28	11,14	9,28	7,43	10,21	12,99	15,78	16,71	19,49	18,56	16,71	17,63					L
		0,93	0,93	1,86	1,86	2,78	3,71	2,78	2,78	3,71	5,57	9,28	12,07	13,92	12,99	15,78	17,63	17,63						M
									0,93	1,86	4,64	6,50	8,35	9,28	11,14	16,71	18,56	16,71						N
												1,86	2,78	4,64	8,35	10,21	12,99	14,85						O

Figura 4.4 – Malla Regular con Indicador Cualitativo de Interés a Condiciones Iniciales

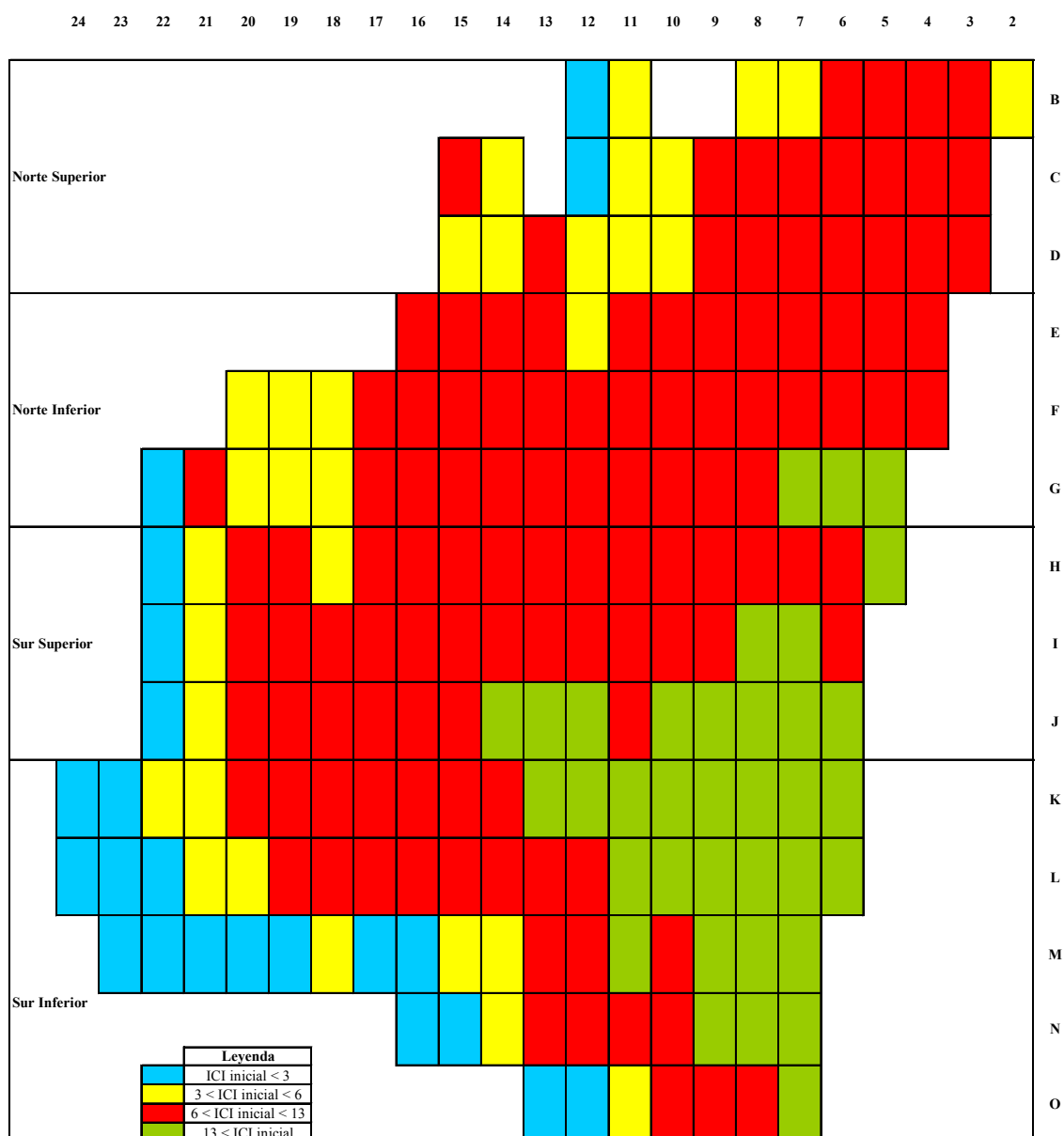


Figura 4.5 – Malla Regular con Código de Colores para el Indicador Cualitativo de Interés a Condiciones Iniciales

Para cada una de estas bandas se tienen las siguientes características promedio:

Tabla 4.2 - Caracterización de ICI inicial promedio por banda

Banda	Número de Celdas o Bloques	Profundidad Promedio (pies)	Espesor Promedio (pies)	POES (MMBN)	ICI Valor Inicial Promedio
Norte Superior	34	5734	192	4197.61	7.12
Norte Inferior	48	7119	228	7044.27	8.47
Sur Superior	52	7840	270	9022.45	10.01
Sur Inferior	72	8688	254	11756.53	9.42
Totales	206	7650	270	32020.86	8.97

Se observa que la banda Norte Superior es la más somera (5734 pbnm), muestra un espesor promedio de 192 pies y un ICI inicial promedio de 7.12.

La banda Norte Inferior es un poco más profunda (7119 pies), muestra un espesor promedio de 228 pies y un ICI inicial promedio de 8.47.

Continuando el barrido de la malla, la banda Sur Superior aumenta en profundidad a 7840 pbnm, muestra el mayor espesor promedio (270 pies) y un ICI inicial promedio de 10.03. Este valor elevado resulta del impacto generado por los espesores en las celdas de esta banda. Se refleja con el código de colores en la Figura 4.5.

La última banda (Figura 4.5) corresponde a la banda Sur Inferior, la cual es la más cercana al contacto agua-petróleo inicial y por tanto, a esa posible fuente de energía. En promedio, es la banda más profunda (8688 pbnm), muestra un espesor promedio de 254 pies y un ICI inicial promedio de 9.42. Se debe recordar que mayor profundidad también representa mayor temperatura. Sin embargo, en este caso domina el espesor promedio que lleva al ICI inicial promedio de 9.42 ligeramente por debajo del valor promedio de la banda Sur Superior.

4.3 COMPORTAMIENTO HISTÓRICO VERSUS INDICADOR CUALITATIVO DE INTERÉS (ICI)

Como segundo paso del desarrollo, se investigó la posible relación entre ICI inicial y comportamiento histórico de producción.

Una manera rápida y efectiva de comprobar la aplicabilidad del ICI como guía para orientar el desarrollo futuro adicional de la acumulación, es probar su bondad, evaluando el comportamiento histórico de cada celda versus el ICI a condiciones iniciales. El postulado a ser evaluado fue el siguiente: se desea evaluar si existe una relación verificable (para esta acumulación) entre el ICI inicial (celda a celda) y el comportamiento histórico de cada celda. En este contexto, el comportamiento histórico se mide por la producción acumulada de cada celda hasta julio de 2001 y la tasa inicial de los pozos en la celda. Una segunda parte del mismo postulado es evaluar si existe una relación verificable entre el cambio en el valor de ICI de su valor inicial a su valor actual versus la producción acumulada ya lograda.

Si ambas partes del postulado se llegan a verificar aceptablemente, se puede proceder a las próximas etapas del proyecto:

- Postular una jerarquización del interés de diferentes celdas para orientar las nuevas inversiones de perforación.
- Estimar las reservas recuperables remanentes asociadas a la acumulación sin desarrollo adicional.
- Estimar los cambios en reservas recuperables remanentes que se pueden atribuir a nuevas inversiones de perforación en las celdas o bloques con mayor ICI a condiciones actuales.
- Estimar órdenes de magnitud de tasas probables asociadas a las distintas prioridades de bloques a ser perforados.

4.3.1 COMPORTAMIENTO HISTÓRICO VERSUS INDICADOR CUALITATIVO DE INTERÉS (ICI) INICIAL

Disponibles como están los valores iniciales de ICI (Tabla 4.1 y Figuras 4.4 y 4.5), se evaluó de manera gráfica la posible relación entre producción acumulada de petróleo (Np) y ICI inicial.

Este análisis se hizo en dos etapas: primero, para todos los valores disponibles, uno para cada celda, tal como se muestra en la Figura 4.6. Luego, separando la acumulación en sus cuatro bandas, y los resultados se muestran en las Figuras 4.7 a 4.10.

Aunque la discusión detallada de resultados se presenta más adelante (Sección 5), aquí basta (para fines de discusión de la metodología y su desarrollo) concluir que para esta acumulación parece haber una tendencia clara entre ICI inicial y producción acumulada histórica hasta la fecha.

4.3.2 ICI ACTUAL Y PRODUCCIÓN ACUMULADA VERSUS VARIACIÓN DEL INDICADOR CUALITATIVO DE INTERÉS (DICI) INICIAL/ACTUAL

Para el cálculo del ICI a condiciones actuales se requiere del uso de un mapa isobárico del yacimiento IB/BS 101. El mapa permite obtener, por planimetría, el valor de la presión estática promedio de cada celda o bloque en los cuales ha sido dividida la acumulación. Por otra parte, es necesario calcular por bloque la saturación de petróleo a condiciones actuales. Dicho cálculo se realiza considerando la producción acumulada de petróleo por celda hasta Julio de 2001, realizando algunas simplificaciones (como la posible migración entre bloques) impuestas, para el tipo de análisis que se está realizando, por la complejidad del yacimiento.

En la Tabla 4.3 se muestran los valores estimados de ICI a condiciones actuales. En la Figura 4.11 se muestran esos valores de la Tabla 4.3, con el mismo código de colores de la Figura 4.5 (ICI iniciales) para identificar la variación en el tiempo del ICI de cada bloque,

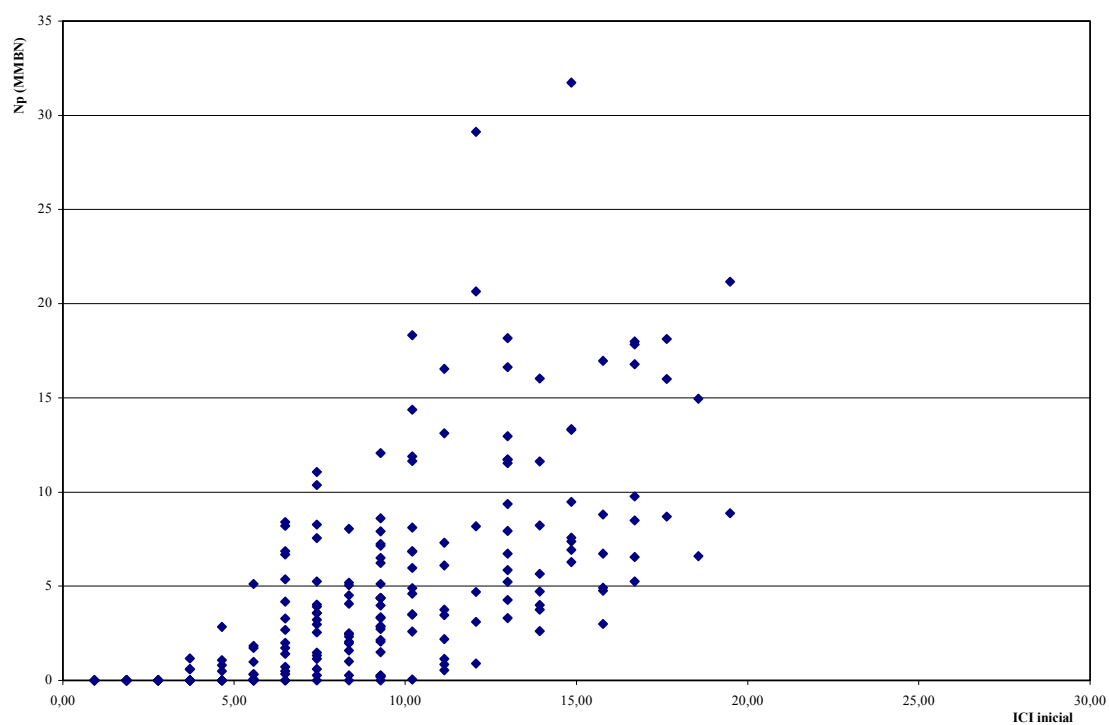
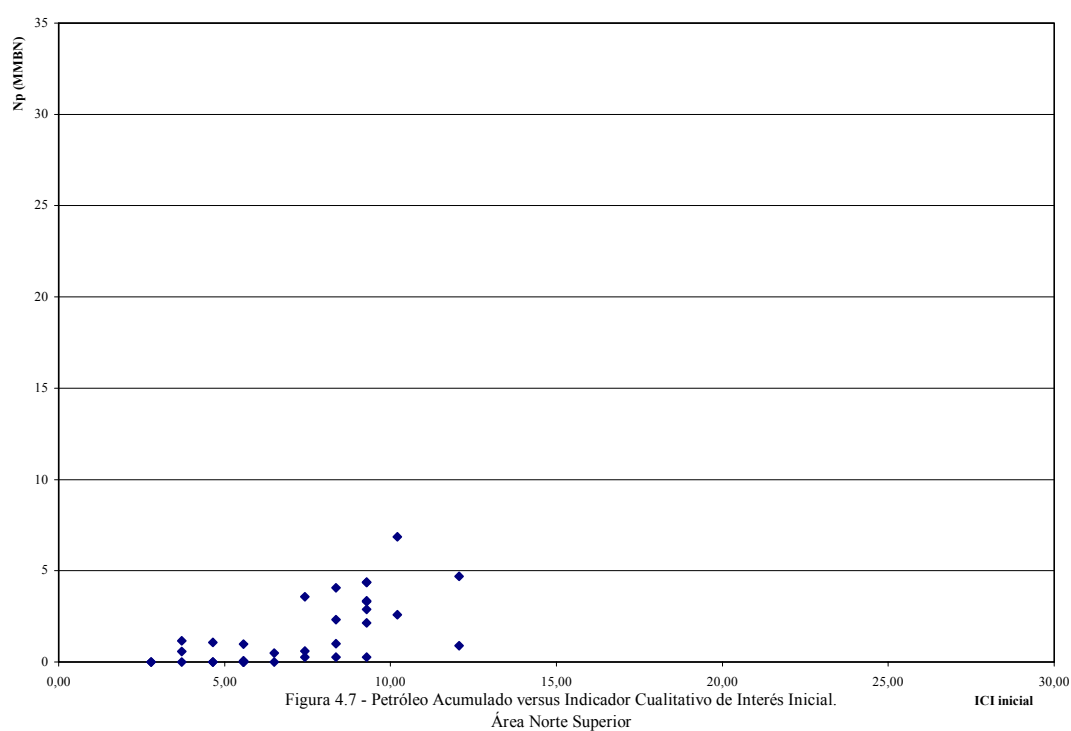
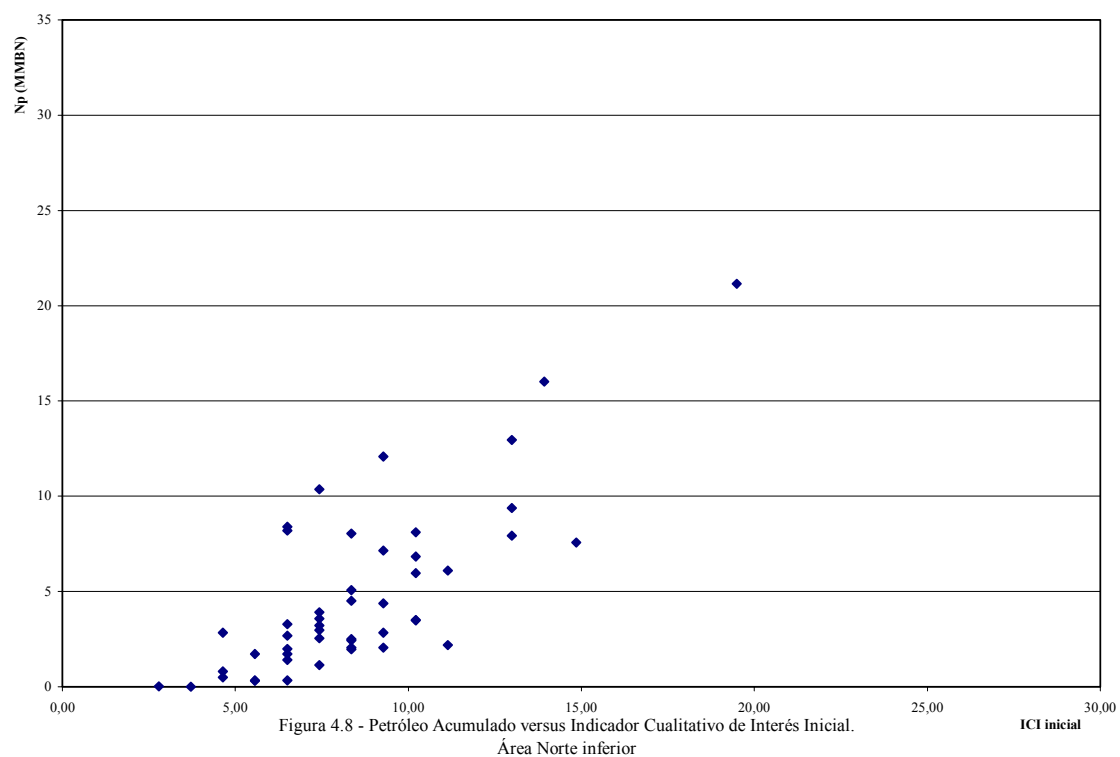
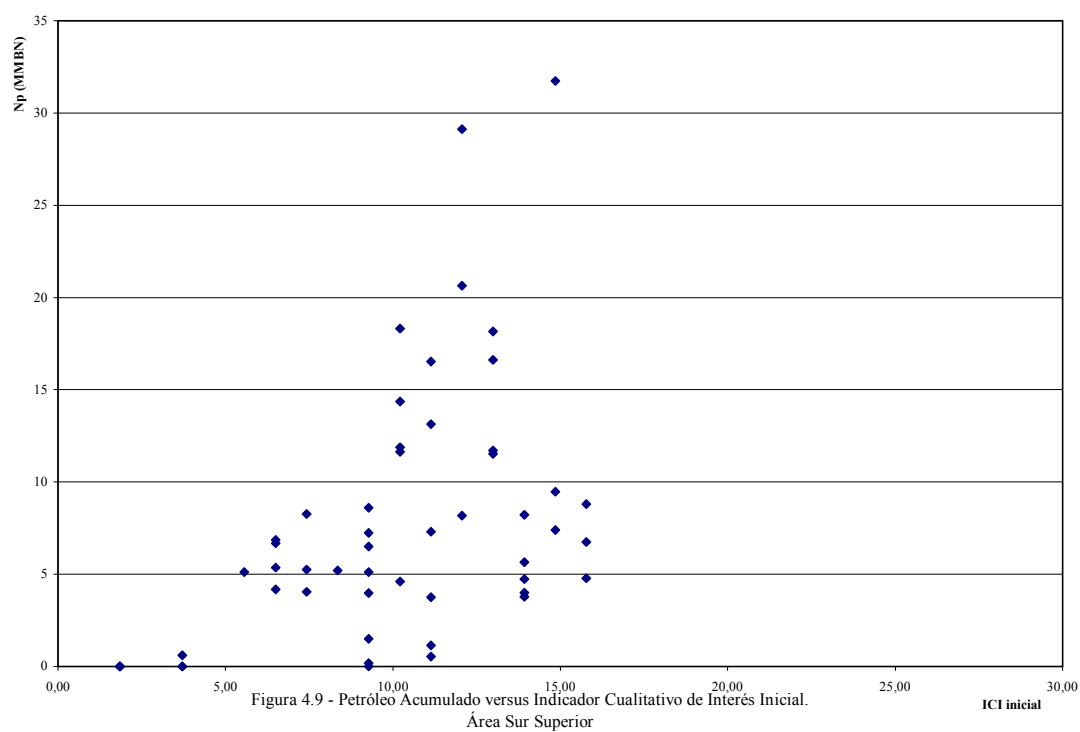
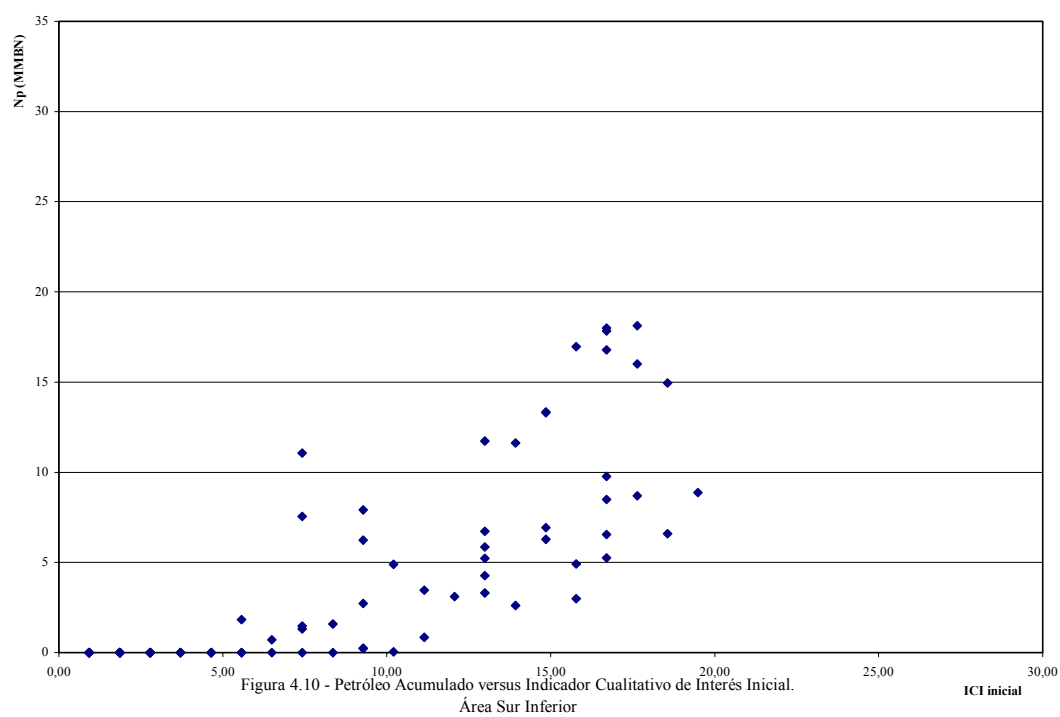


Figura 4.6 - Petróleo Acumulado versus Indicador Cualitativo de Interés Inicial









debido a la producción acumulada en cada una, con los consiguientes cambios en presión y saturación.

Disponibles como están ahora los valores de ICI inicial y actual de cada celda (Tablas 4.1 y 4.3) se calculó DICI como la diferencia entre ICI inicial y ICI actual para cada celda. Esto se muestra en la Tabla 4.4, donde se incluye para cada una de ellas su valor de ICI inicial, ICI actual, DICI (diferencia de ICI inicial y actual) y la producción acumulada (N_p) asociada en cada caso al respectivo cambio en ICI.

El trabajo previo descrito en la Sección 4.3.1 indicó una relación entre ICI inicial y N_p , lo cual era de esperarse, ya que se vincula el comportamiento histórico (N_p) a las características iniciales de productividad (ICI inicial) de cada bloque. Adicionalmente, de las Figuras 4.7 a 4.10 se infiere que hubo factores de posición geométrica que alteraron las tendencias normales. Estos factores “externos” son localizados: en un área, la inyección de agua y en otra, la cercanía e influencia del acuífero. Esto se discute en detalle más adelante, en la Sección 5.

Dentro del desarrollo metodológico, se pensaba que seguramente debía existir una relación entre DICI y N_p , ya que, DICI debe reflejar el cambio en el tiempo del potencial de producción de cada bloque.

Además, como el objetivo es la descripción metodológica del desarrollo, también es importante concluir que conceptualmente el comportamiento de N_p versus DICI debería separarse por nivel absoluto de ICI inicial. Entonces, se investigaría la posible existencia de un límite inferior de productividad por las condiciones del sistema roca-yacimiento, así como los posibles efectos “geométricos”, inducidos por la inyección o el influjo de agua. Los resultados de la investigación se resumen de las Figuras 4.12 a 4.16.

Del análisis de la Figura 4.12, se confirma que ciertamente hay una relación positiva entre DICI inicial/actual y producción acumulada (N_p). Este es el primer hallazgo metodológico.

Tabla 4.3 – Indicador Cualitativo de Interés a Condiciones Actuales

Celda	Pozos	Area acres	h prom pies	Vp BY	N celda BN	Np celda BN	P prom celda lpc	Bo actual BY/BN	So act celda	ICI actual	Comentarios
2B	BN 0047	494,20	125	115020108	80414008	1070943	2375	1,0920	0,7533	3,26	
3B	0054-0053-0012	494,20	250	230040216	160828016	2139990	2250	1,0920	0,7533	6,17	
4B	0057-0022-0056-0011	494,20	275	253044238	176910818	2592800	2250	1,0920	0,7523	6,77	
5B	0030-0055	494,20	225	207036194	144745215	2315504	2625	1,0920	0,7512	6,44	
6B	BN 0028	494,20	225	207036194	144745215	271021	2000	1,0920	0,7620	5,05	
7B	-	494,20	125	115020108	80414008	0	2000	1,0920	0,7634	2,82	
8B	-	494,20	100	92016086	64331206	0	2000	1,0920	0,7634	2,25	
11B	BN 0010	494,20	100	92016086	64331206	1151522	2250	1,0920	0,7498	2,44	
12B	-	494,20	75	69012065	48248405	0	2250	1,0920	0,7634	1,90	
3C	00391-0041-0043-0018-0042-0040-0001	494,20	250	230040216	160828016	4357988	2500	1,0920	0,7428	6,66	
4C	0019-0045-0035-0016-0017-0044-0038-0015	494,20	275	253044238	176910818	6862961	2250	1,0920	0,7338	6,44	
5C	0037-0021-0046-0025	494,20	200	184032173	128662413	3571938	2375	1,0920	0,7423	5,06	
6C	0004-0023-0048-0049	494,20	225	207036194	144745215	4061324	2000	1,0920	0,7420	4,79	
7C	0027-0034	494,20	225	207036194	144745215	1012024	1875	1,0920	0,7581	4,69	
8C	0029-0032	494,20	250	230040216	160828016	2887564	2000	1,0920	0,7497	5,43	
9C	0006-0026-0036	494,20	200	184032173	128662413	268413	1750	1,0920	0,7619	3,93	
10C	-	494,20	150	138024130	96496810	0	1750	1,0920	0,7634	2,96	
11C	-	494,20	150	138024130	96496810	0	1875	1,0920	0,7634	3,17	
12C	BN 0051	494,20	75	69012065	48248405	0	2000	1,0920	0,7634	1,69	
14C	BN 0005	494,20	150	138024130	96496810	2862	1750	1,0920	0,7634	2,96	
15C	BN 0031	494,20	175	161028151	112579611	711	1750	1,0920	0,7634	3,45	
3D	0486-0297-0266	494,20	250	230040216	160828016	4370955	2500	1,0920	0,7427	6,66	
4D	0480-0479-0273-0558D	494,20	325	299052281	209076421	4698804	2250	1,0920	0,7463	7,87	
5D	0064-0399-05581-0024D	494,20	325	299052281	209076421	900276	2000	1,0920	0,7602	7,26	
6D	00241-0404-0382	494,20	250	230040216	160828016	3356022	2000	1,0920	0,7475	5,40	
7D	BN 0398	494,20	250	230040216	160828016	259264	2250	1,0920	0,7622	6,31	
8D	0403-0418	494,20	250	230040216	160828016	3309024	2000	1,0920	0,7477	5,40	
9D	0052-0410	494,20	200	184032173	128662413	609318	1500	1,0920	0,7598	3,35	
10D	0411-0417-0429D	494,20	150	138024130	96496810	992586	1500	1,0920	0,7556	2,48	
11D	0413-0427-0429I	494,20	100	92016086	64331206	589240	1750	1,0920	0,7565	1,94	
12D	BN 0430	494,20	150	138024130	96496810	48437	1875	1,0920	0,7631	3,16	
13D	0425-0433	494,20	175	161028151	112579611	481711	1750	1,0920	0,7602	3,42	
14D	BN 0441	494,20	150	138024130	96496810	76654	1500	1,0920	0,7628	2,53	
15D	BN 0422	494,20	125	115020108	80414008	5688	1500	1,0920	0,7634	2,11	
4E	0268-0272-0264-0275-0070-0279-0287-0293-0278-0283-0290-0284	494,20	350	322056302	225159223	7924880	2000	1,0920	0,7366	7,34	
5E	0262-0069-0318-0483D	494,20	275	253044238	176910818	3504110	2000	1,0920	0,7483	5,95	

Celda	Pozos	Area acres	h prom pies	Vp BY	N celda BN	Np celda BN	P prom celda lpc	Bo actual BY/BN	So act celda	ICI actual	Comentarios
6E	04831-0639-0393-0316	494,20	250	230040216	160828016	7157365	2000	1,0920	0,7295	5,14	
7E	0571-0655-0324	494,20	225	207036194	144745215	5060670	2250	1,0920	0,7368	5,31	
8E	0325-0408	494,20	200	184032173	128662413	3215530	1750	1,0920	0,7444	3,75	
9E	0394-0481	494,20	250	230040216	160828016	4370764	1625	1,0920	0,7427	4,33	
10E	0415-0405-0333	494,20	250	230040216	160828016	2836133	1500	1,0920	0,7500	4,08	
11E	0428-0437-0442	494,20	175	161028151	112579611	2684864	1500	1,0920	0,7452	2,82	
12E	0424-0426	494,20	150	138024130	96496810	331852	2000	1,0920	0,7608	3,36	
13E	0431-0434	494,20	175	161028151	112579611	1398428	1625	1,0920	0,7540	3,12	
14E	0435-0440	494,20	175	161028151	112579611	1730657	1500	1,0920	0,7517	2,87	
15E	0438-0063-0432-0259	494,20	250	230040216	160828016	2059638	1750	1,0920	0,7537	4,80	
16E	0443-0445-0561	494,20	200	184032173	128662413	10365182	2250	1,0920	0,7019	4,28	
4F	0292-0260-0274-0291-0269-0265-0271-0280-0267-0270-0288-0285	494,20	350	322056302	225159223	12962892	3000	1,0920	0,7195	10,50	Inyección de agua
5F	0301-0666-0310-0261-0277-0312D	494,20	350	322056302	225159223	9372642	2250	1,0920	0,7317	8,15	Inyección de agua
6F	0636-0321-0567-0065-0312I	494,20	275	253044238	176910818	8106731	2000	1,0920	0,7285	5,64	Inyección de agua
7F	0313-0322	494,20	275	253044238	176910818	6841905	1750	1,0920	0,7339	5,01	
8F	0315-0569	494,20	225	207036194	144745215	8049666	1625	1,0920	0,7210	3,67	
9F	0326-0327	494,20	275	253044238	176910818	5959012	1625	1,0920	0,7377	4,70	
10F	0329-0330-0323-0334	494,20	275	253044238	176910818	3476052	1750	1,0920	0,7484	5,21	
11F	0332-0328	494,20	225	207036194	144745215	2512059	1750	1,0920	0,7502	4,28	
12F	0485-0336	494,20	200	184032173	128662413	2549902	1750	1,0920	0,7483	3,79	
13F	0477-0482	494,20	175	161028151	112579611	1984289	1750	1,0920	0,7500	3,33	
14F	0448-0476	494,20	225	207036194	144745215	2431062	1750	1,0920	0,7506	4,29	
15F	0452-0358	494,20	225	207036194	144745215	2065761	1750	1,0920	0,7526	4,31	
16F	0538-0449-0467	494,20	175	161028151	112579611	3291929	1500	1,0920	0,7411	2,79	
17F	0512-0419-0506-0450-0451-0460	494,20	175	161028151	112579611	8406796	1500	1,0920	0,7064	2,53	
18F	0457-0453	494,20	150	138024130	96496810	1725989	1250	1,0920	0,7498	2,04	
19F	0499-0524-0534	494,20	125	115020108	80414008	2839819	1250	1,0920	0,7365	1,64	
20F	-	494,20	100	92016086	64331206	0	1250	1,0920	0,7634	1,41	
5G	0298-0570-0299-0294-0060-0068-0303-0300-0305-0304-0302	494,20	525	483084454	337738834	21154222	2250	1,0920	0,7156	11,69	
6G	0692-0308-0311-0306-0319	494,20	400	368064346	257324826	7581603	2250	1,0920	0,7410	9,55	Inyección de Agua
7G	0320-0633-0654-0317-0670	494,20	375	345060324	241242024	16014597	2250	1,0920	0,7128	8,28	
8G	0337-0339	494,20	300	276048259	192993619	2185025	1500	1,0920	0,7548	4,95	
9G	0557-0338	494,20	300	276048259	192993619	6094902	1500	1,0920	0,7393	4,75	
10G	0565-0341-0342-0549	494,20	250	230040216	160828016	12074333	1500	1,0920	0,7061	3,61	
11G	0345-0343	494,20	225	207036194	144745215	4509837	1250	1,0920	0,7397	2,97	
12G	0346-0344	494,20	200	184032173	128662413	3915974	1250	1,0920	0,7402	2,65	
13G	0351-0352	494,20	225	207036194	144745215	1958278	1250	1,0920	0,7531	3,08	
14G	0347-0350	494,20	200	184032173	128662413	3578191	1125	1,0915	0,7419	2,39	

Celda	Pozos	Area acres	h prom pies	Vp BY	N celda BN	Np celda BN	P prom celda lpc	Bo actual BY/BN	So act celda	ICI actual	Comentarios
15G	0356-0357	494,20	200	184032173	128662413	2968720	1000	1,0878	0,7430	2,13	
16G	BN 0354	494,20	175	161028151	112579611	341794	875	1,0838	0,7554	1,69	
17G	0360-0366-0573-0359-0368	494,20	175	161028151	112579611	8207325	875	1,0838	0,7025	1,46	
18G	BN 0396	494,20	125	115020108	80414008	812222	875	1,0838	0,7501	1,19	
19G	BN 0397	494,20	125	115020108	80414008	484463	1000	1,0878	0,7559	1,38	
20G	BN 0391	494,20	150	138024130	96496810	306083	1000	1,0878	0,7581	1,67	
21G	BN 0414	494,20	200	184032173	128662413	1142251	750	1,0793	0,7479	1,62	
22G	BN 0423	494,20	75	69012065	48248405	16235	500	1,0712	0,7487	0,41	
5H	0564-0307-0436	494,20	375	345060324	241242024	4725184	2250	1,0920	0,7485	9,13	
6H	0309-0490-0515-0314D-0555D-0444	494,20	350	322056302	225159223	11524472	2500	1,0920	0,7244	8,87	Inyección de Agua
7H	0447-0491-0516-0519-0525-0563-0555L-0314I	494,20	350	322056302	225159223	18159714	2500	1,0920	0,7019	8,33	Inyección de Agua
8H	0340-0488-0523-0537-0331-0522	494,20	275	253044238	176910818	11892340	2250	1,0920	0,7121	6,06	Inyección de Agua
9H	0373-0548	494,20	250	230040216	160828016	5114385	2000	1,0920	0,7392	5,28	
10H	0369-0492-0550	494,20	250	230040216	160828016	8597097	2250	1,0920	0,7226	5,68	
11H	0348-0372	494,20	275	253044238	176910818	4609884	2000	1,0920	0,7436	5,88	
12H	0335-0349	494,20	300	276048259	192993619	3750097	1125	1,0915	0,7483	3,65	
13H	0353-0355-0383-0389	494,20	325	299052281	209076421	8172113	1250	1,0920	0,7336	4,22	
14H	0363-0385-0497-0528	494,20	250	230040216	160828016	6507498	1125	1,0915	0,7322	2,91	
15H	0361-0395-0526	494,20	225	207036194	144745215	5196233	1250	1,0920	0,7360	2,94	
16H	0362-0455	494,20	250	230040216	160828016	3985715	1000	1,0878	0,7417	2,66	
17H	0364-0474-0535	494,20	175	161028151	112579611	5367914	875	1,0838	0,7216	1,54	
18H	0400-0494-0513	494,20	150	138024130	96496810	5122447	875	1,0838	0,7175	1,31	
19H	0377-0402-0406-0420	494,20	200	184032173	128662413	8266128	750	1,0793	0,7061	1,45	
20H	0407-0412	494,20	175	161028151	112579611	4183982	875	1,0838	0,7296	1,57	
21H	0421-0545	494,20	100	92016086	64331206	611672	750	1,0793	0,7474	0,81	
22H	-	494,20	50	46008043	32165603	0	500	1,0712	0,7489	0,27	
6I	0459-0552-0554-0473-0454-0466-0508	494,20	325	299052281	209076421	29123429	1500	1,0920	0,6571	4,07	
7I	0121-0125	494,20	375	345060324	241242024	3765049	1500	1,0920	0,7515	6,14	
8I	0668-0580-0126-0136-0123	494,20	425	391068367	273407628	6735274	1250	1,0920	0,7446	5,69	
9I	0527-0669-0374-0536-0215-0378	494,20	350	322056302	225159223	16617967	1250	1,0920	0,7071	4,23	
10I	0367-0462-0464-0365-0496-0493	494,20	325	299052281	209076421	20643679	1500	1,0920	0,6881	4,46	
11I	0470-0371-0468-0520-0471-0376	494,20	300	276048259	192993619	16539228	1625	1,0920	0,6980	4,59	
12I	0375-0695-0380-0380A-0511-0498	494,20	300	276048259	192993619	7309851	1750	1,0920	0,7345	5,47	
13I	0370-0702-0387-0465-0502-0392-0409	494,20	275	253044238	176910818	18320676	1125	1,0915	0,6841	2,80	
14I	0073-0553-0461-0390-0495-0566-0475-0472	494,20	300	276048259	192993619	13129948	1125	1,0915	0,7112	3,30	Inyección de Agua

Celda	Pozos	Area acres	h prom pies	Vp BY	N celda BN	Np celda BN	P prom celda lpc	Bo actual BY/BN	So act celda	ICI actual	Comentarios
15I	0381-0489-0386-0500-0507-0559-0463	494,20	275	253044238	176910818	11640262	1250	1,0920	0,7132	3,38	Inyección de Agua
16I	0533-0509-0416-0572-0531-0514-0456	494,20	275	253044238	176910818	14367406	1000	1,0878	0,6988	2,59	
17I	-	494,20	250	230040216	160828016	0	1000	1,0878	0,7605	2,79	
18I	0179-0179A-0685-0487	494,20	250	230040216	160828016	1494861	875	1,0838	0,7507	2,38	
19I	0529-0504	494,20	200	184032173	128662413	4032813	1000	1,0878	0,7367	2,10	
20I	0503-0560-0547	494,20	175	161028151	112579611	6674586	1250	1,0920	0,7182	2,18	
21I	-	494,20	100	92016086	64331206	0	1500	1,0920	0,7634	1,69	
22I	-	494,20	50	46008043	32165603	0	1500	1,0920	0,7634	0,84	
6J	0671-0469-0478-0505-0682-0484-0680-0510	494,20	400	368064346	257324826	31727840	750	1,0793	0,6615	2,54	
7J	0120-0122	494,20	375	345060324	241242024	4000120	875	1,0838	0,7452	3,52	
8J	0137-0119-0138-0127	494,20	400	368064346	257324826	7384749	1000	1,0878	0,7387	4,22	
9J	0693-0115-0116-0104	494,20	375	345060324	241242024	5658674	1375	1,0920	0,7455	5,54	
10J	0379-0101-0074	494,20	375	345060324	241242024	8226676	2000	1,0920	0,7374	7,88	
11J	BN 0114	494,20	300	276048259	192993619	541572	1750	1,0920	0,7613	5,88	
12J	0388-0113-0112	494,20	425	391068367	273407628	4770024	1375	1,0920	0,7501	6,35	
13J	0401-0612-0149-0110	494,20	400	368064346	257324826	9479580	1000	1,0878	0,7325	4,15	
14J	0517-0664-0148	494,20	425	391068367	273407628	8809493	1250	1,0920	0,7389	5,60	
15J	0384-0521-0663-0147-0652-0619-0616-0616A	494,20	350	322056302	225159223	11713105	1250	1,0920	0,7237	4,43	
16J	0575-0640-0649-0586	494,20	300	276048259	192993619	1136852	1250	1,0920	0,7590	4,17	
17J	0501-0700-0650-0651-0648-0642	494,20	250	230040216	160828016	7244447	1000	1,0878	0,7263	2,55	
18J	BN 0647	494,20	250	230040216	160828016	188556	1000	1,0878	0,7596	2,79	
19J	0687-0518	494,20	200	184032173	128662413	5242727	1000	1,0878	0,7295	2,06	
20J	0540-0544	494,20	175	161028151	112579611	6858963	1375	1,0920	0,7169	2,39	
21J	-	494,20	100	92016086	64331206	0	2000	1,0920	0,7634	2,25	
22J	-	494,20	50	46008043	32165603	0	2000	1,0920	0,7634	1,13	
6K	0532-0562-0189-0133-0200	494,20	450	414072389	289490429	16774231	750	1,0793	0,7108	3,30	
7K	0578-0124-0186-0194-0132	494,20	450	414072389	289490429	8490896	750	1,0793	0,7324	3,50	
8K	0139-0128-0699-0224-0184-0600-0196	494,20	400	368064346	257324826	6281234	1000	1,0878	0,7419	4,25	
9K	0075-0118-0106-0117-0694-0130	494,20	400	368064346	257324826	13351316	1125	1,0915	0,7235	4,55	
10K	0103-0577-0641-0598-0107-0606-0596	494,20	450	414072389	289490429	9758906	1250	1,0920	0,7377	5,92	
11K	0690-0105-0601-0602-0603-0131	494,20	400	368064346	257324826	6920641	1125	1,0915	0,7426	4,79	
12K	0108-0691-0109-0629	494,20	425	391068367	273407628	4907575	1000	1,0878	0,7469	4,58	
13K	0150-0150A-0111-0111A-0141-0141A-0152-0605	494,20	375	345060324	241242024	11630732	1250	1,0920	0,7266	4,78	

Celda	Pozos	Area acres	h prom pies	Vp BY	N celda BN	Np celda BN	P prom celda lpc	Bo actual BY/BN	So act celda	ICI actual	Comentarios
14K	0151-0151A-0638-0597-0593-0574-0582D	494,20	350	322056302	225159223	3318312	875	1,0838	0,7466	3,30	
15K	0146-0145-0145A-05821-0637	494,20	350	322056302	225159223	5864218	875	1,0838	0,7380	3,22	
16K	0643-0589-0062-0144-0625-0622-0688-0143	494,20	350	322056302	225159223	11741869	750	1,0793	0,7152	2,59	
17K	0240-0539-0185	494,20	250	230040216	160828016	7919887	1000	1,0878	0,7231	2,53	
18K	0541-0701-0543-0191	494,20	200	184032173	128662413	11055343	1500	1,0920	0,6979	2,82	
19K	0181-0193-0183-0220	494,20	200	184032173	128662413	7547378	1500	1,0920	0,7187	2,99	
20K	0079-0226-0226A	494,20	200	184032173	128662413	1469985	2000	1,0920	0,7547	4,40	
21K	0230-0542	494,20	150	138024130	96496810	1837522	1750	1,0920	0,7489	2,84	
22K	BN 0546	494,20	100	92016086	64331206	3029	1500	1,0920	0,7634	1,69	
23K	-	494,20	50	46008043	32165603	0	2000	1,0920	0,7634	1,13	
24K	-	494,20	25	23004022	16082802	0	2375	1,0920	0,7634	0,67	
6L	0197-0172-0211-0175	494,20	475	437076410	305573231	8696819	1250	1,0920	0,7417	6,31	
7L	0201-0142-0204-0163-0206-0173-0210-0162	494,20	450	414072389	289490429	17999608	1000	1,0878	0,7132	4,42	
8L	0140-0205-0661-0209-0161-0161A-0207-0218-0213D	494,20	500	460080432	321656032	14961726	750	1,0793	0,7195	3,75	
9L	0608-0634-0170-0653-0164-0213I	494,20	525	483084454	337738834	8871476	750	1,0793	0,7348	4,11	
10L	0171-0171A-0609-0243-0594-0604D	494,20	450	414072389	289490429	6546253	1000	1,0878	0,7433	4,80	
11L	0646-0662-0632-0233-0644-0645-0244-0604I	494,20	425	391068367	273407628	2991991	1250	1,0920	0,7551	5,85	
12L	0610-0232-0613-0635-0234-0618-0225D	494,20	350	322056302	225159223	6723136	1250	1,0920	0,7407	4,64	
13L	0579-0595-0611-0591-0614-0627-0225I-0235	494,20	275	253044238	176910818	4889714	1500	1,0920	0,7423	4,39	
14L	0623-0624-0628	494,20	200	184032173	128662413	1315269	2000	1,0920	0,7556	4,41	
15L	0153-0599-0590-0620-0631-0217	494,20	250	230040216	160828016	6224863	2000	1,0920	0,7339	5,20	
16L	0689-0154-0208	494,20	300	276048259	192993619	3457726	2000	1,0920	0,7498	6,52	
17L	0155-0135-0188	494,20	250	230040216	160828016	2731444	2000	1,0920	0,7505	5,44	
18L	-	494,20	200	184032173	128662413	0	2000	1,0920	0,7634	4,51	
19L	BN 0223	494,20	175	161028151	112579611	712141	1875	1,0920	0,7586	3,65	
20L	-	494,20	150	138024130	96496810	0	1875	1,0920	0,7634	3,17	
21L	-	494,20	125	115020108	80414008	0	1750	1,0920	0,7634	2,46	
22L	-	494,20	75	69012065	48248405	0	1750	1,0920	0,7634	1,48	
23L	-	494,20	50	46008043	32165603	0	1875	1,0920	0,7634	1,06	
24L	-	494,20	25	23004022	16082802	0	2125	1,0920	0,7634	0,60	
7M	0222-0617-0157-0160-0621-0673-0592	494,20	475	437076410	305573231	16000463	2625	1,0920	0,7235	12,61	

Celda	Pozos	Area acres	h prom pies	Vp BY	N celda BN	Np celda BN	P prom celda lpc	Bo actual BY/BN	So act celda	ICI actual	Comentarios
8M	0077-0227-0227A-0165-0228-0216-0168-0672-0129-0674-	494,20	475	437076410	305573231	18114938	2000	1,0920	0,7182	9,47	
9M	0231-0581-0583A-0166-0656-0658-0167-0238I	494,20	425	391068367	273407628	16970836	1250	1,0920	0,7161	5,26	
10M	0576-0588D-0588A-0583-0584-0239-0657-0660	494,20	350	322056302	225159223	5226366	1000	1,0878	0,7429	3,73	
11M	0588I-0607-0245-0698-0697-0246	494,20	375	345060324	241242024	2621610	1000	1,0878	0,7522	4,10	
12M	0134-0237	494,20	325	299052281	209076421	3096773	1250	1,0920	0,7521	4,44	
13M	BN 0615	494,20	250	230040216	160828016	243465	2250	1,0920	0,7623	6,32	
14M	-	494,20	150	138024130	96496810	0	2750	1,0920	0,7634	4,65	
15M	-	494,20	100	92016086	64331206	0	2750	1,0920	0,7634	3,10	
16M	-	494,20	75	69012065	48248405	0	2625	1,0920	0,7634	2,22	
17M	-	494,20	75	69012065	48248405	0	2500	1,0920	0,7634	2,11	
18M	-	494,20	100	92016086	64331206	0	2375	1,0920	0,7634	2,67	
19M	-	494,20	75	69012065	48248405	0	2250	1,0920	0,7634	1,90	
20M	-	494,20	50	46008043	32165603	0	2000	1,0920	0,7634	1,13	
21M	-	494,20	50	46008043	32165603	0	2000	1,0920	0,7634	1,13	
22M	-	494,20	25	23004022	16082802	0	2000	1,0920	0,7634	0,56	
23M	-	494,20	25	23004022	16082802	0	2250	1,0920	0,7634	0,63	
7N	0176I-0675-0159-0195-0247-0187I	494,20	450	414072389	289490429	17844716	2250	1,0920	0,7164	10,04	
8N	0158-0676-0679-0677-0078-0182-0686-0683-0684	494,20	500	460080432	321656032	6591424	1500	1,0920	0,7478	8,10	
9N	0236-0659-0169-0681-0198	494,20	450	414072389	289490429	5252191	1000	1,0878	0,7467	4,85	
10N	0241-0221	494,20	300	276048259	192993619	860124	2750	1,0920	0,7600	9,21	
11N	BN 0242	494,20	250	230040216	160828016	219392	2750	1,0920	0,7624	7,72	
12N	-	494,20	225	207036194	144745215	0	2875	1,0920	0,7634	7,29	
13N	-	494,20	175	161028151	112579611	0	3000	1,0920	0,7634	5,91	
14N	-	494,20	125	115020108	80414008	0	3000	1,0920	0,7634	4,22	
15N	-	494,20	50	46008043	32165603	0	3000	1,0920	0,7634	1,69	
16N	-	494,20	25	23004022	16082802	0	3000	1,0920	0,7634	0,84	
7O	0192-0250-0248-0199-0251-0180	494,20	400	368064346	257324826	13308832	2000	1,0920	0,7240	8,10	
8O	0203-0202-0254-0249-0254A	494,20	350	322056302	225159223	4270417	1750	1,0920	0,7490	6,64	
9O	BN 0212	494,20	275	253044238	176910818	39469	1500	1,0920	0,7633	4,64	
10O	0219-0214	494,20	225	207036194	144745215	1592581	1750	1,0920	0,7550	4,34	
11O	BN 0061	494,20	125	115020108	80414008	0	2000	1,0920	0,7634	2,82	
12O	-	494,20	75	69012065	48248405	0	2000	1,0920	0,7634	1,69	
13O	-	494,20	50	46008043	32165603	0	2000	1,0920	0,7634	1,13	

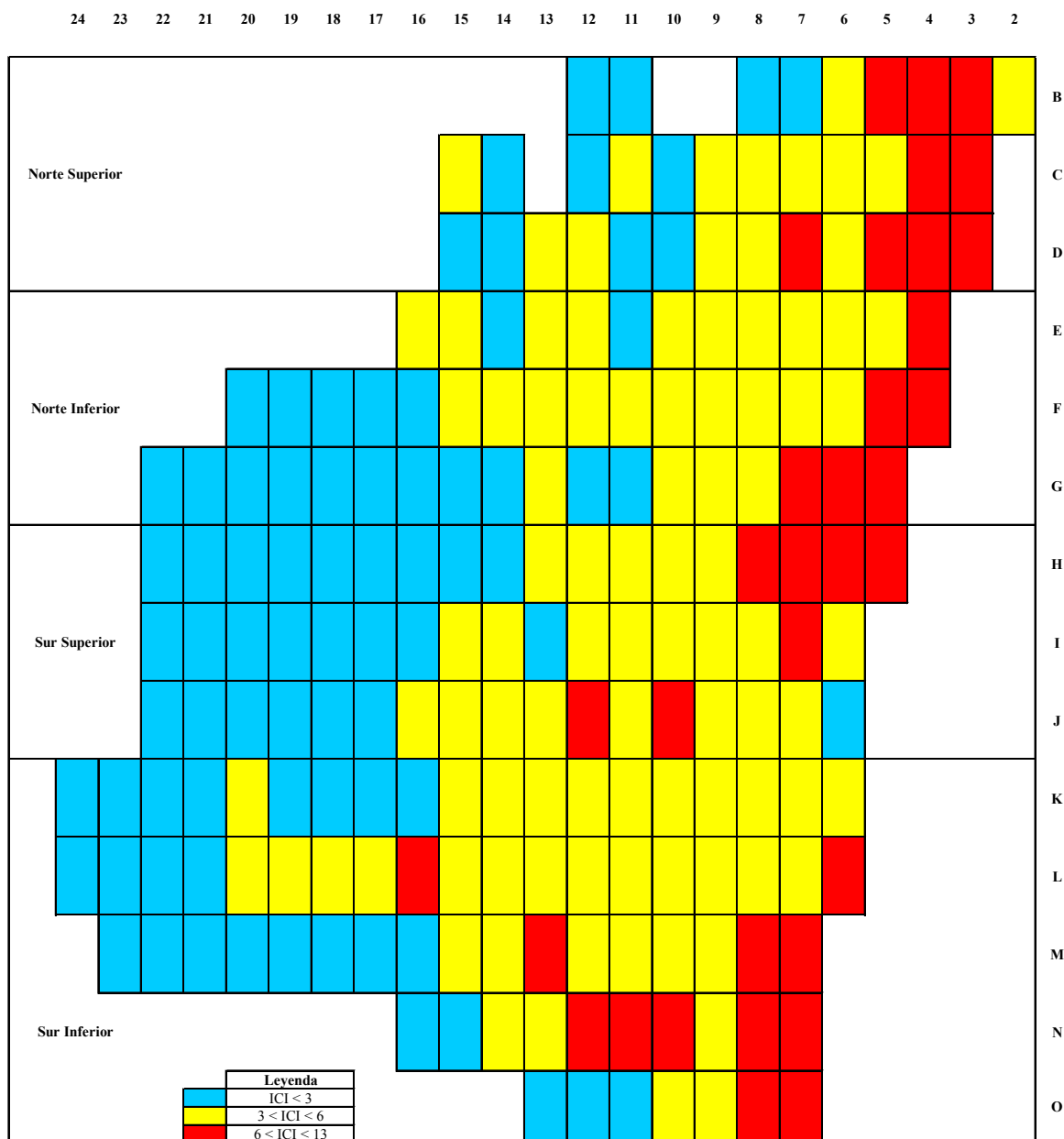


Figura 4.11 - Malla Regular con Código de Colores para el Indicador Cualitativo de Interés a Condiciones Actuales

Tabla 4.4 - Variación del Indicador Cualitativo de Interés

Celda	ICI inicial	ICI actual	IClini - ICiact	Np celda BN
2B	4,64	3,26	1,39	1070943
3B	9,28	6,17	3,11	2139990
4B	10,21	6,77	3,44	2592800
5B	8,35	6,44	1,91	2315504
6B	8,35	5,05	3,30	271021
7B	4,64	2,82	1,83	0
8B	3,71	2,25	1,46	0
11B	3,71	2,44	1,27	1151522
12B	2,78	1,90	0,88	0
3C	9,28	6,66	2,62	4357988
4C	10,21	6,44	3,77	6862961
5C	7,43	5,06	2,37	3571938
6C	8,35	4,79	3,57	4061324
7C	8,35	4,69	3,67	1012024
8C	9,28	5,43	3,85	2887564
9C	7,43	3,93	3,50	268413
10C	5,57	2,96	2,61	0
11C	5,57	3,17	2,40	0
12C	2,78	1,69	1,10	0
14C	5,57	2,96	2,61	2862
15C	6,50	3,45	3,05	711
3D	9,28	6,66	2,62	4370955
4D	12,07	7,87	4,20	4698804
5D	12,07	7,26	4,81	900276
6D	9,28	5,40	3,88	3356022
7D	9,28	6,31	2,97	259264
8D	9,28	5,40	3,88	3309024
9D	7,43	3,35	4,08	609318
10D	5,57	2,48	3,09	992586
11D	3,71	1,94	1,78	589240
12D	5,57	3,16	2,40	48437
13D	6,50	3,42	3,08	481711
14D	5,57	2,53	3,04	76654
15D	4,64	2,11	2,53	5688
4E	12,99	7,34	5,66	7924880
5E	10,21	5,95	4,26	3504110
6E	9,28	5,14	4,14	7157365
7E	8,35	5,31	3,04	5060670
8E	7,43	3,75	3,68	3215530
9E	9,28	4,33	4,95	4370764
10E	9,28	4,08	5,21	2836133
11E	6,50	2,82	3,68	2684864
12E	5,57	3,36	2,21	331852
13E	6,50	3,12	3,37	1398428
14E	6,50	2,87	3,63	1730657
15E	9,28	4,80	4,48	2059638

Celda	ICI inicial	ICI actual	IClini - IClaet	Np celda BN
16E	7,43	4,28	3,14	10365182
4F	12,99	10,50	2,49	12962892
5F	12,99	8,15	4,85	9372642
6F	10,21	5,64	4,57	8106731
7F	10,21	5,01	5,20	6841905
8F	8,35	3,67	4,68	8049666
9F	10,21	4,70	5,51	5959012
10F	10,21	5,21	5,00	3476052
11F	8,35	4,28	4,07	2512059
12F	7,43	3,79	3,64	2549902
13F	6,50	3,33	3,17	1984289
14F	8,35	4,29	4,07	2431062
15F	8,35	4,31	4,04	2065761
16F	6,50	2,79	3,71	3291929
17F	6,50	2,53	3,97	8406796
18F	5,57	2,04	3,53	1725989
19F	4,64	1,64	3,00	2839819
20F	3,71	1,41	2,30	0
5G	19,49	11,69	7,80	21154222
6G	14,85	9,55	5,30	7581603
7G	13,92	8,28	5,64	16014597
8G	11,14	4,95	6,18	2185025
9G	11,14	4,75	6,38	6094902
10G	9,28	3,61	5,67	12074333
11G	8,35	2,97	5,38	4509837
12G	7,43	2,65	4,78	3915974
13G	8,35	3,08	5,27	1958278
14G	7,43	2,39	5,03	3578191
15G	7,43	2,13	5,29	2968720
16G	6,50	1,69	4,81	341794
17G	6,50	1,46	5,04	8207325
18G	4,64	1,19	3,45	812222
19G	4,64	1,38	3,26	484463
20G	5,57	1,67	3,90	306083
21G	7,43	1,62	5,80	1142251
22G	2,78	0,41	2,38	16235
5H	13,92	9,13	4,79	4725184
6H	12,99	8,87	4,12	11524472
7H	12,99	8,33	4,66	18159714
8H	10,21	6,06	4,15	11892340
9H	9,28	5,28	4,00	5114385
10H	9,28	5,68	3,61	8597097
11H	10,21	5,88	4,33	4609884
12H	11,14	3,65	7,49	3750097
13H	12,07	4,22	7,84	8172113
14H	9,28	2,91	6,37	6507498
15H	8,35	2,94	5,41	5196233
16H	9,28	2,66	6,62	3985715

Celda	ICI inicial	ICI actual	IClini - IClaet	Np celda BN
17H	6,50	1,54	4,96	5367914
18H	5,57	1,31	4,26	5122447
19H	7,43	1,45	5,98	8266128
20H	6,50	1,57	4,92	4183982
21H	3,71	0,81	2,90	611672
22H	1,86	0,27	1,59	0
6I	12,07	4,07	8,00	29123429
7I	13,92	6,14	7,78	3765049
8I	15,78	5,69	10,09	6735274
9I	12,99	4,23	8,77	16617967
10I	12,07	4,46	7,61	20643679
11I	11,14	4,59	6,55	16539228
12I	11,14	5,47	5,66	7309851
13I	10,21	2,80	7,41	18320676
14I	11,14	3,30	7,84	13129948
15I	10,21	3,38	6,83	11640262
16I	10,21	2,59	7,62	14367406
17I	9,28	2,79	6,49	0
18I	9,28	2,38	6,90	1494861
19I	7,43	2,10	5,33	4032813
20I	6,50	2,18	4,32	6674586
21I	3,71	1,69	2,02	0
22I	1,86	0,84	1,01	0
6J	14,85	2,54	12,31	31727840
7J	13,92	3,52	10,40	4000120
8J	14,85	4,22	10,63	7384749
9J	13,92	5,54	8,38	5658674
10J	13,92	7,88	6,04	8226676
11J	11,14	5,88	5,26	541572
12J	15,78	6,35	9,42	4770024
13J	14,85	4,15	10,70	9479580
14J	15,78	5,60	10,17	8809493
15J	12,99	4,43	8,57	11713105
16J	11,14	4,17	6,96	1136852
17J	9,28	2,55	6,73	7244447
18J	9,28	2,79	6,49	188556
19J	7,43	2,06	5,37	5242727
20J	6,50	2,39	4,11	6858963
21J	3,71	2,25	1,46	0
22J	1,86	1,13	0,73	0
6K	16,71	3,30	13,41	16774231
7K	16,71	3,50	13,21	8490896
8K	14,85	4,25	10,60	6281234
9K	14,85	4,55	10,30	13351316
10K	16,71	5,92	10,79	9758906
11K	14,85	4,79	10,06	6920641
12K	15,78	4,58	11,20	4907575
13K	13,92	4,78	9,14	11630732

Celda	ICI inicial	ICI actual	IClini - IClaet	Np celda BN
14K	12,99	3,30	9,70	3318312
15K	12,99	3,22	9,77	5864218
16K	12,99	2,59	10,40	11741869
17K	9,28	2,53	6,76	7919887
18K	7,43	2,82	4,60	11055343
19K	7,43	2,99	4,43	7547378
20K	7,43	4,40	3,02	1469985
21K	5,57	2,84	2,72	1837522
22K	3,71	1,69	2,02	3029
23K	1,86	1,13	0,73	0
24K	0,93	0,67	0,26	0
6L	17,63	6,31	11,32	8696819
7L	16,71	4,42	12,28	17999608
8L	18,56	3,75	14,81	14961726
9L	19,49	4,11	15,38	8871476
10L	16,71	4,80	11,90	6546253
11L	15,78	5,85	9,93	2991991
12L	12,99	4,64	8,36	6723136
13L	10,21	4,39	5,82	4889714
14L	7,43	4,41	3,01	1315269
15L	9,28	5,20	4,08	6224863
16L	11,14	6,52	4,62	3457726
17L	9,28	5,44	3,84	2731444
18L	7,43	4,51	2,92	0
19L	6,50	3,65	2,85	712141
20L	5,57	3,17	2,40	0
21L	4,64	2,46	2,18	0
22L	2,78	1,48	1,31	0
23L	1,86	1,06	0,80	0
24L	0,93	0,60	0,33	0
7M	17,63	12,61	5,02	16000463
8M	17,63	9,47	8,17	18114938
9M	15,78	5,26	10,51	16970836
10M	12,99	3,73	9,26	5226366
11M	13,92	4,10	9,82	2621610
12M	12,07	4,44	7,62	3096773
13M	9,28	6,32	2,97	243465
14M	5,57	4,65	0,92	0
15M	3,71	3,10	0,62	0
16M	2,78	2,22	0,57	0
17M	2,78	2,11	0,67	0
18M	3,71	2,67	1,04	0
19M	2,78	1,90	0,88	0
20M	1,86	1,13	0,73	0
21M	1,86	1,13	0,73	0
22M	0,93	0,56	0,37	0
23M	0,93	0,63	0,29	0
7N	16,71	10,04	6,67	17844716

Celda	ICI inicial	ICI actual	IClini - ICiact	Np celda BN
8N	18,56	8,10	10,46	6591424
9N	16,71	4,85	11,86	5252191
10N	11,14	9,21	1,93	860124
11N	9,28	7,72	1,56	219392
12N	8,35	7,29	1,07	0
13N	6,50	5,91	0,58	0
14N	4,64	4,22	0,42	0
15N	1,86	1,69	0,17	0
16N	0,93	0,84	0,08	0
7O	14,85	8,10	6,75	13308832
8O	12,99	6,64	6,35	4270417
9O	10,21	4,64	5,57	39469
10O	8,35	4,34	4,02	1592581
11O	4,64	2,82	1,83	0
12O	2,78	1,69	1,10	0
13O	1,86	1,13	0,73	0
Total				1060000000

De las Figuras 4.13 a 4.16, se concluye que para cada nivel absoluto de ICI inicial (léase “productividad”), existe una relación de mayor producción con mayor DICI. A manera de resumen, la Figura 4.17 muestra los polinomios correspondientes a cada nivel absoluto de ICI inicial.

Como tercer hallazgo metodológico, la Figura 4.13 indica que existe un límite físico de productividad del sistema, reflejado por ICI inicial, el cual representa la combinación de P_i , S_{oi} , y V_p por debajo del cual no hay producción acumulada. En este caso de prueba en el Área Piloto que es el Campo Boscán, el límite parece ser $ICI\ inicial = 3$. Esto se discutirá en detalle en la Sección 5.

Como cuarto y último hallazgo metodológico, las Figuras 4.15 y 4.16 apuntan en la dirección de un comportamiento “anómalo” (un área favorable y otra desfavorable) que deben ser resultado de “factores externos locales” (como por ejemplo inyección localizada de fluidos e influjo de agua a bloques cercanos al contacto).

Al verificar la posición geográfica de cada punto “anómalo” de las Figuras 4.15 y 4.16, se confirmó el postulado de que los bloques cercanos a inyectores de agua responden con comportamiento más favorable, y los bloques cercanos al acuífero con comportamiento menos favorable. En la Sección 5 se ofrecen más detalles.

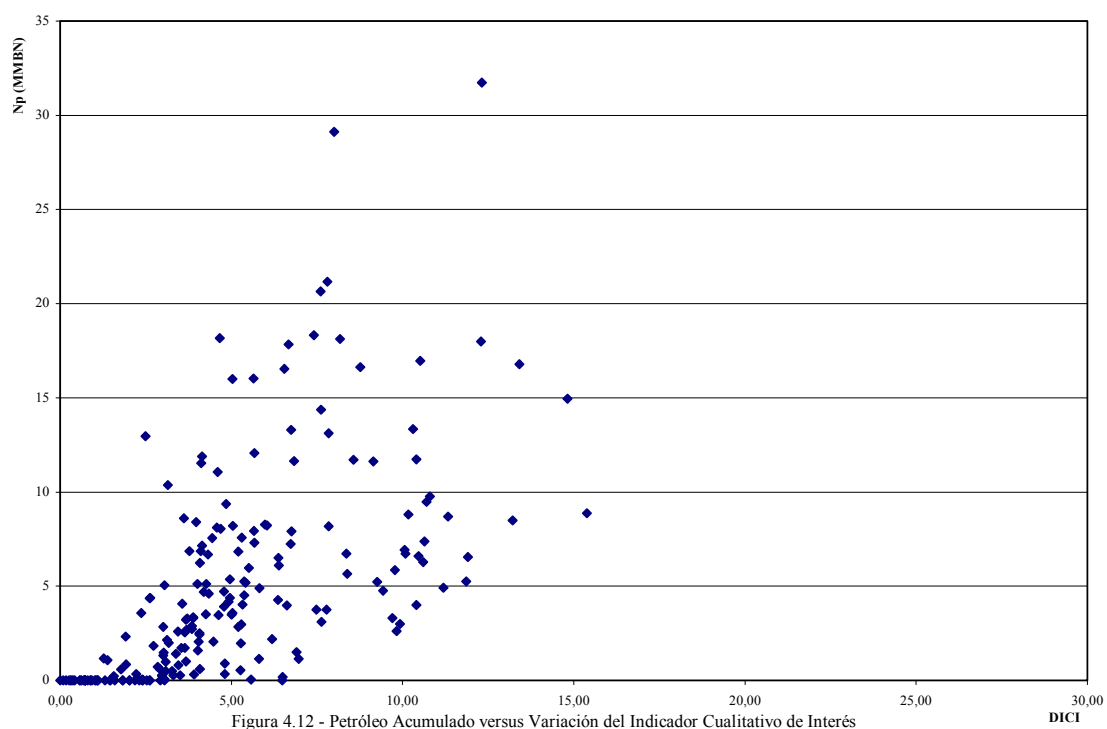


Figura 4.12 - Petróleo Acumulado versus Variación del Indicador Cualitativo de Interés

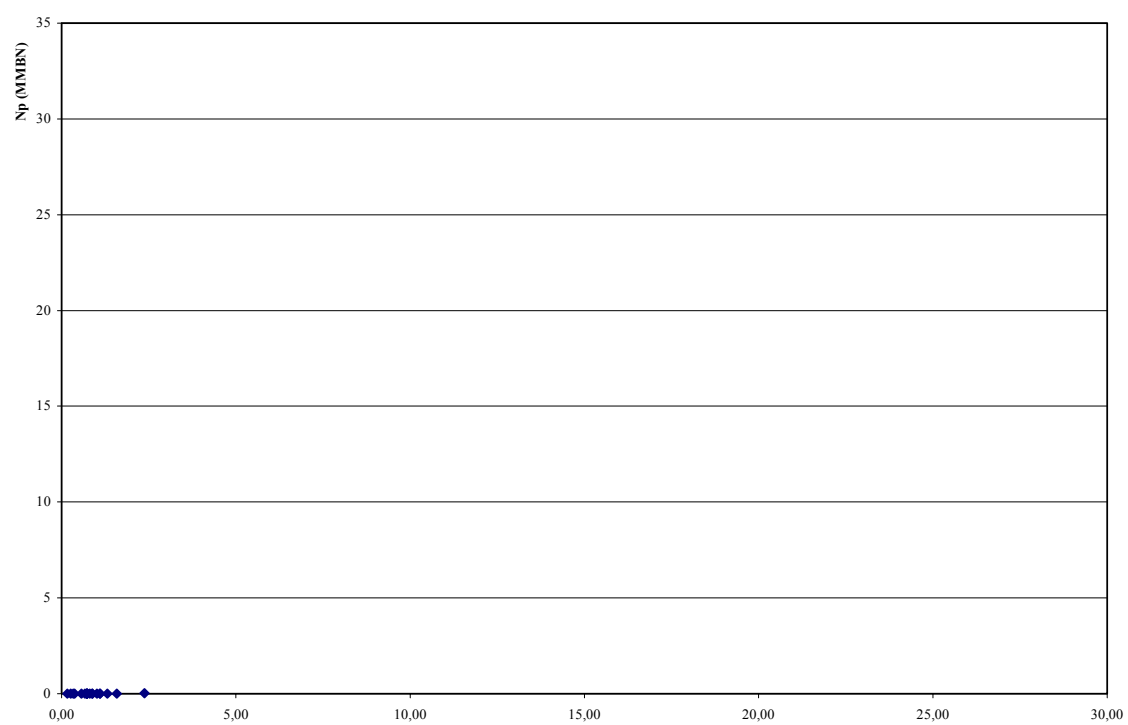


Figura 4.13 - Petróleo Acumulado versus Variación del Indicador Cualitativo de Interés
($0 < \text{ICI inicial} < 3$)

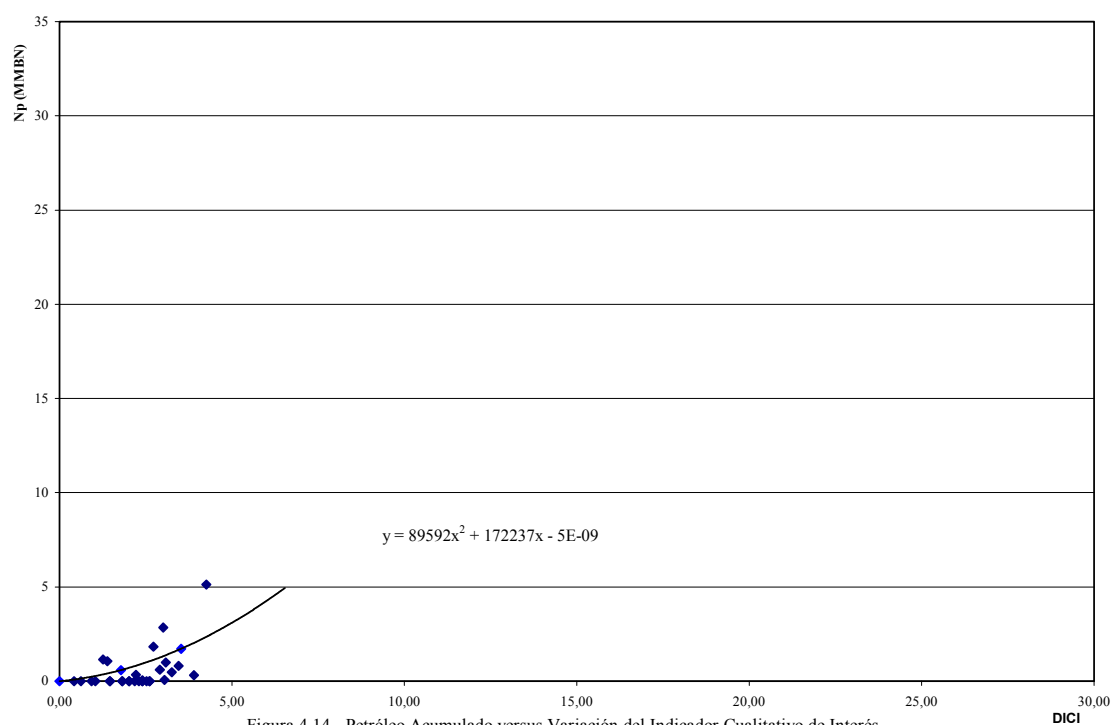
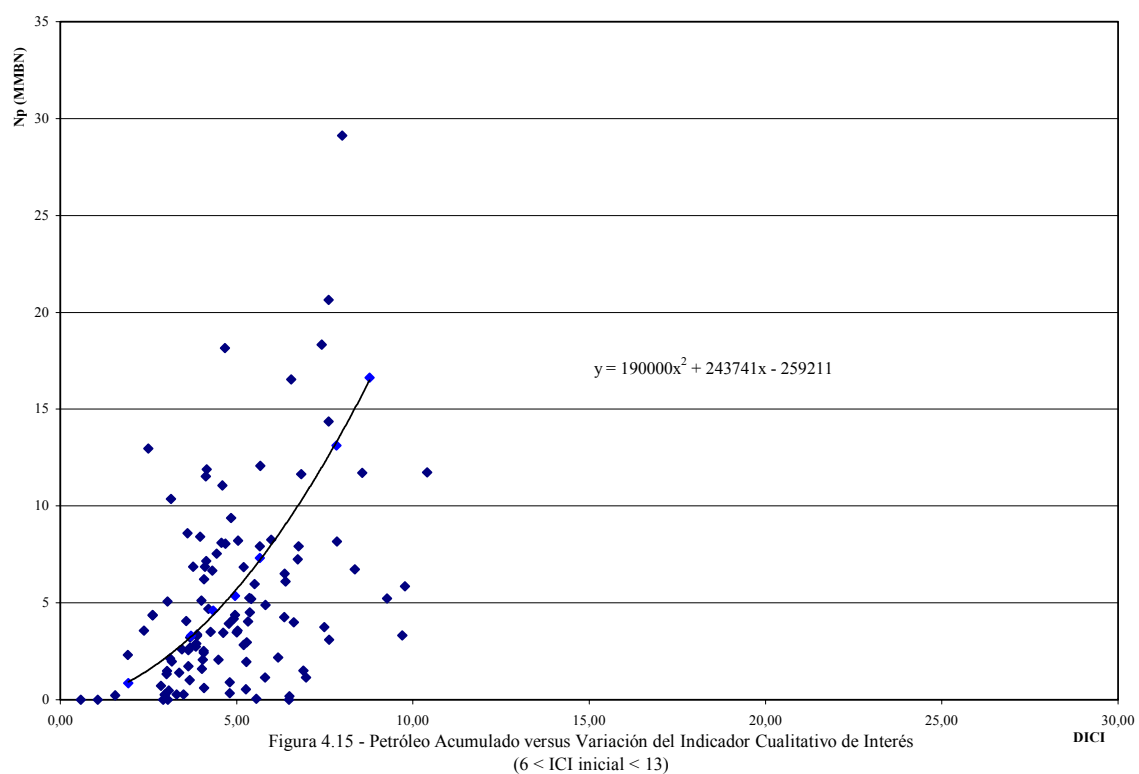


Figura 4.14 - Petróleo Acumulado versus Variación del Indicador Cualitativo de Interés
(3 < ICI inicial < 6)



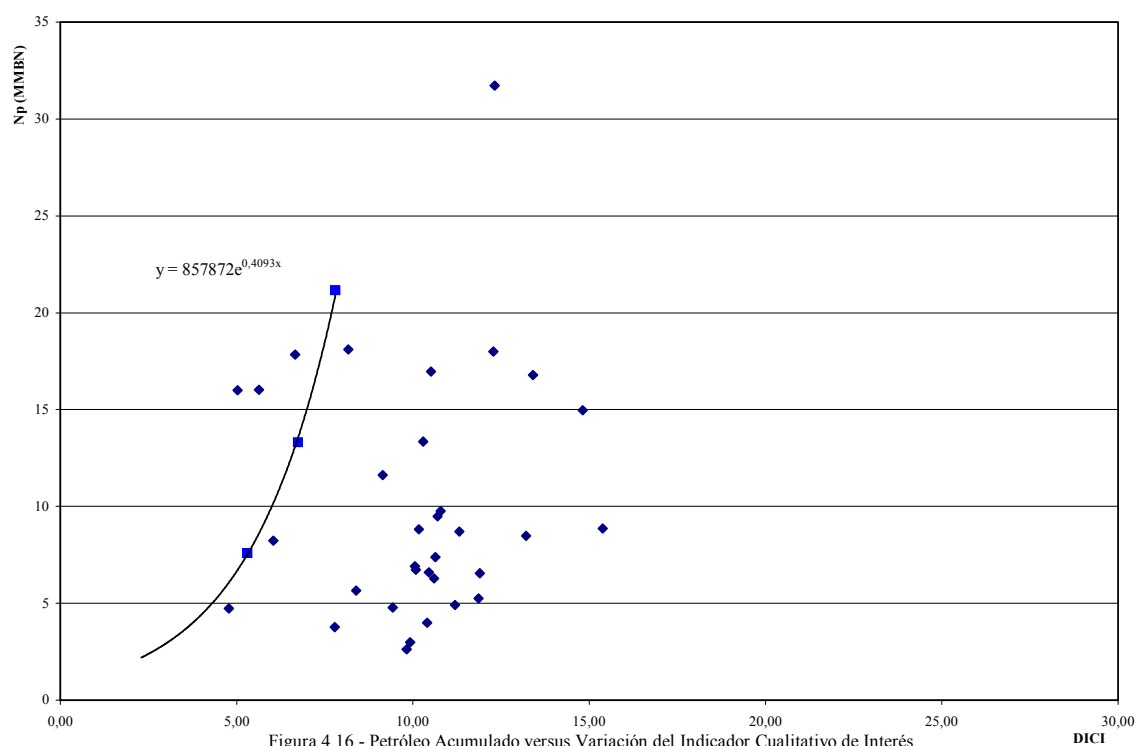


Figura 4.16 - Petróleo Acumulado versus Variación del Indicador Cualitativo de Interés
(ICI inicial > 13)

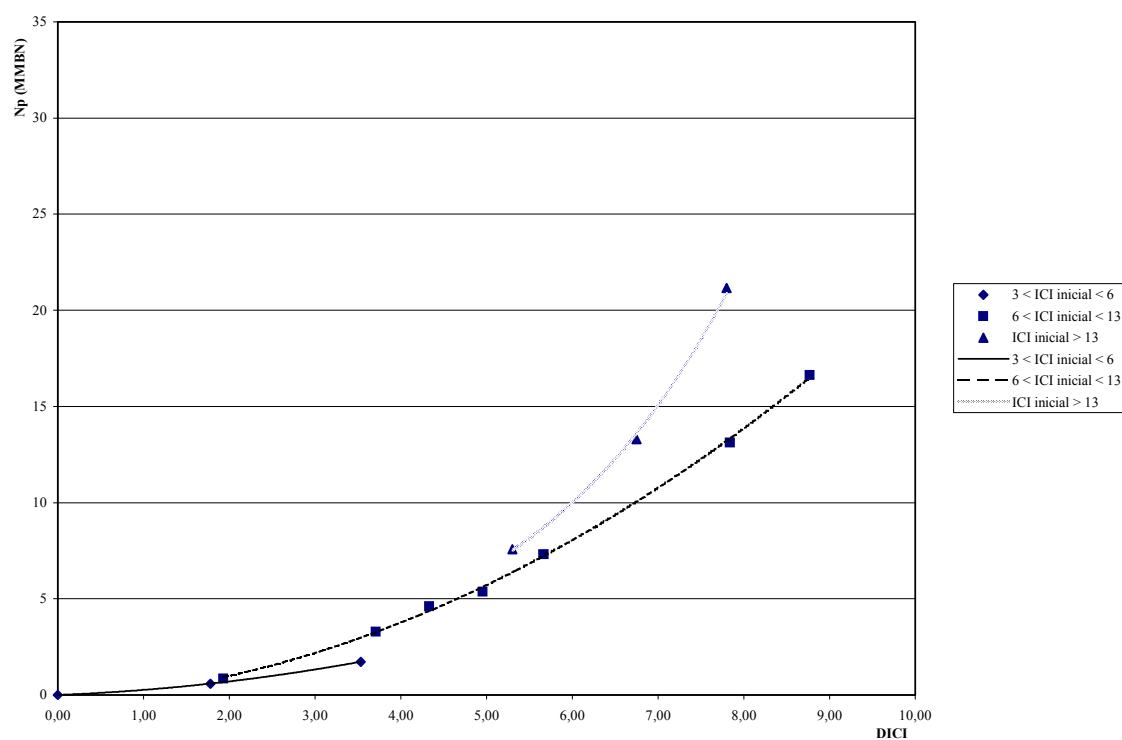


Figura 4.17 - Polinomios correspondientes a cada Nivel absoluto de ICI Inicial

4.3.3 PRODUCCIÓN ACUMULADA – ENFOQUE GRÁFICO

Si bien es cierto que en las Secciones 4.3.1 y 4.3.2 se describe el trabajo sistemático de correlación de ICI con producción acumulada, a nivel de celda, no es menos cierto que este procedimiento no refleja adecuadamente el comportamiento histórico a nivel de pozo. En vista que el equipo de Convenios Operativos requería en corto plazo, mucho antes de la culminación del Proyecto Completo (Sección 1.2.1), un análisis detallado de declinación y producción acumulada a nivel de pozo para elegir la declinación característica del pozo-tipo del yacimiento, se utilizó OFM para generar los mapas de burbuja correspondientes (Figuras 4.18 y 4.19).

Posteriormente, en la Discusión de Resultados (Sección 5) se hará evidente, lo cual no es ninguna sorpresa, que los pozos con mejores producciones acumuladas se encuentran en los bloques con los ICI iniciales más elevados.

4.4 ICI INICIAL NORMALIZADO VERSUS PRODUCCIÓN ACUMULADA

En la Referencia 4 se propone un procedimiento de normalización de ICI que ataca dos fuentes de posible dispersión, como son distintos tiempos de producción de cada bloque y distinto número de lentes. Para el Área Piloto (Campo Boscán) lo último no aplica.

Se investigó si el normalizar ICI inicial, en razón del tiempo de producción, disminuía la dispersión en la Figura 4.6.

Las Figuras normalizadas, 4.20 a la 4.24, son equivalentes a las Figuras 4.6 a 4.10.

Un análisis estadístico, que no amerita reportarse aquí, confirma que las curvas normalizadas tienen una desviación menor reflejada en la sumatoria de los “errores” cuadrados, técnica sugerida en la Referencia 4. Así, visto que los beneficios de “normalizar” no resultan apreciables, y que las últimas etapas del trabajo que se refieren a pronósticos de reservas remanentes se adelantarán a tiempos reales, se decidió para las

Figura 4.18 – Mapa de Burbuja por pozo: Tasa de Producción a Julio de 2001

Figura 4.19 - Mapa de Burbuja por pozo: Producción Acumulada a Julio de 2001

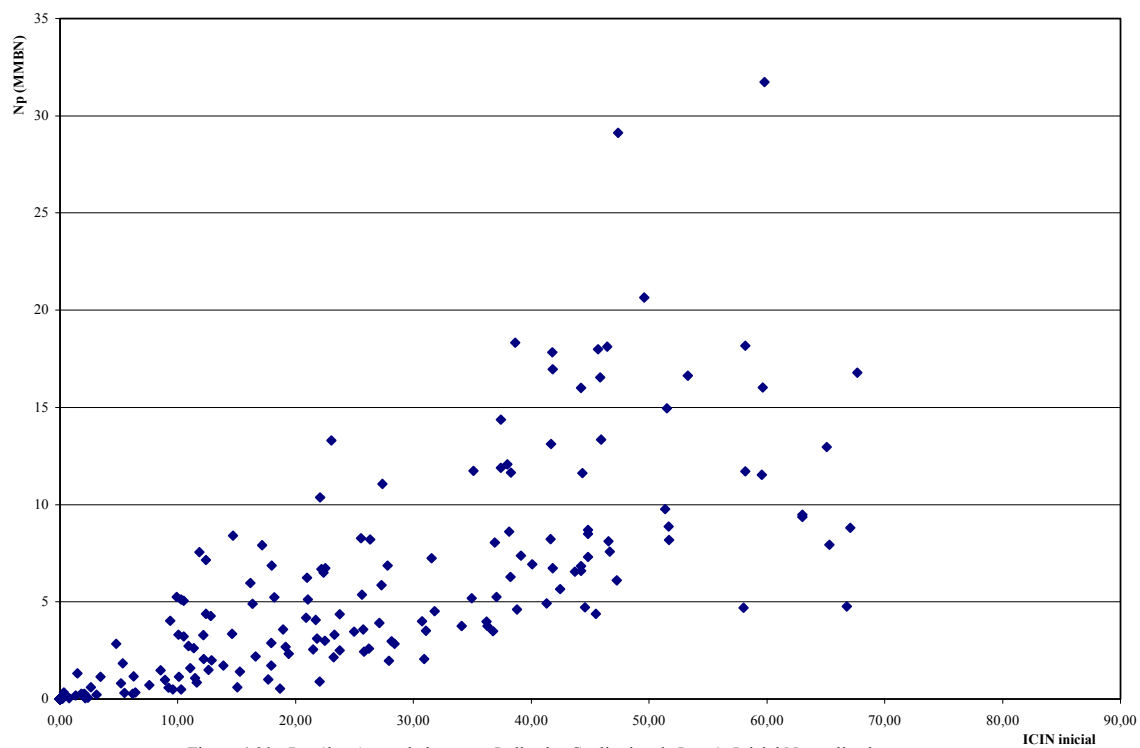
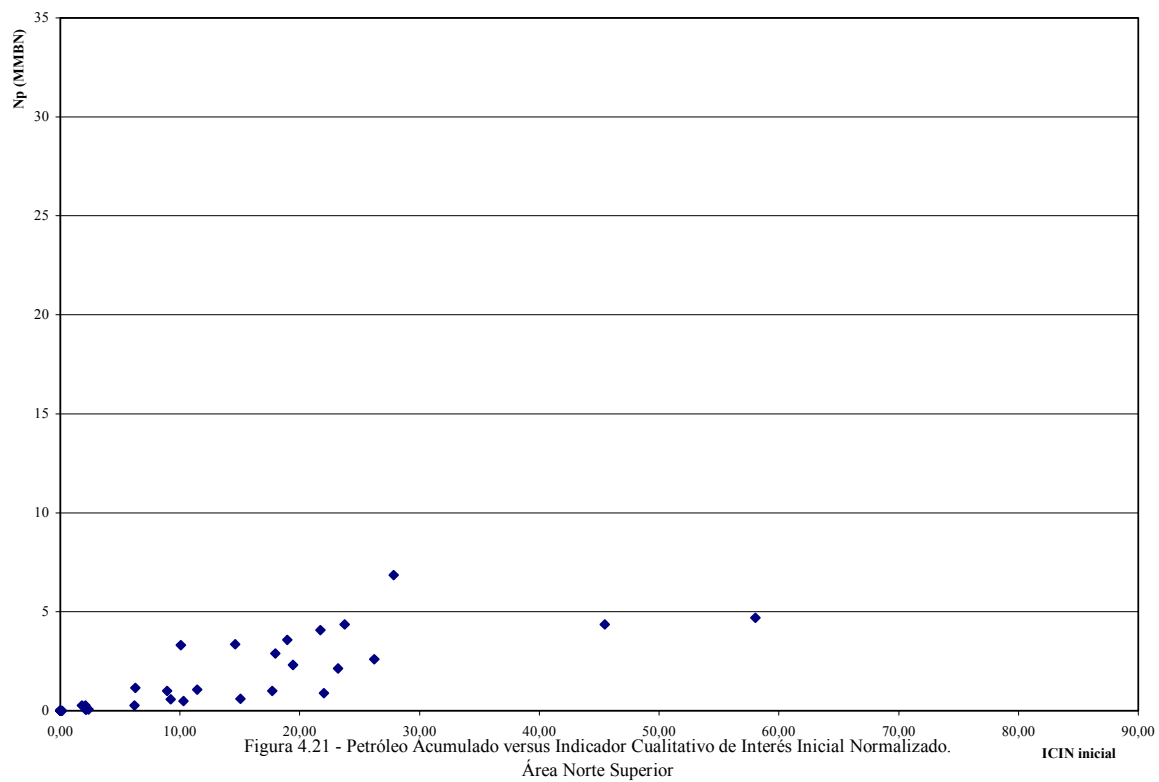
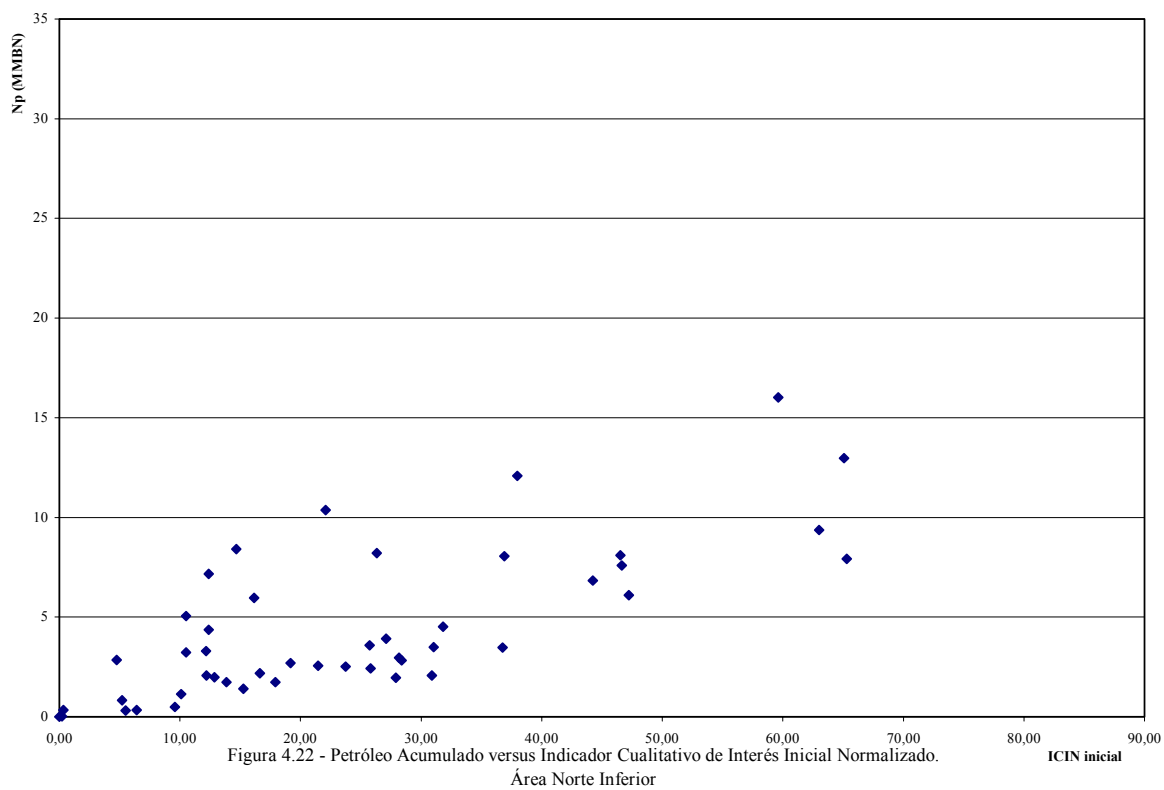
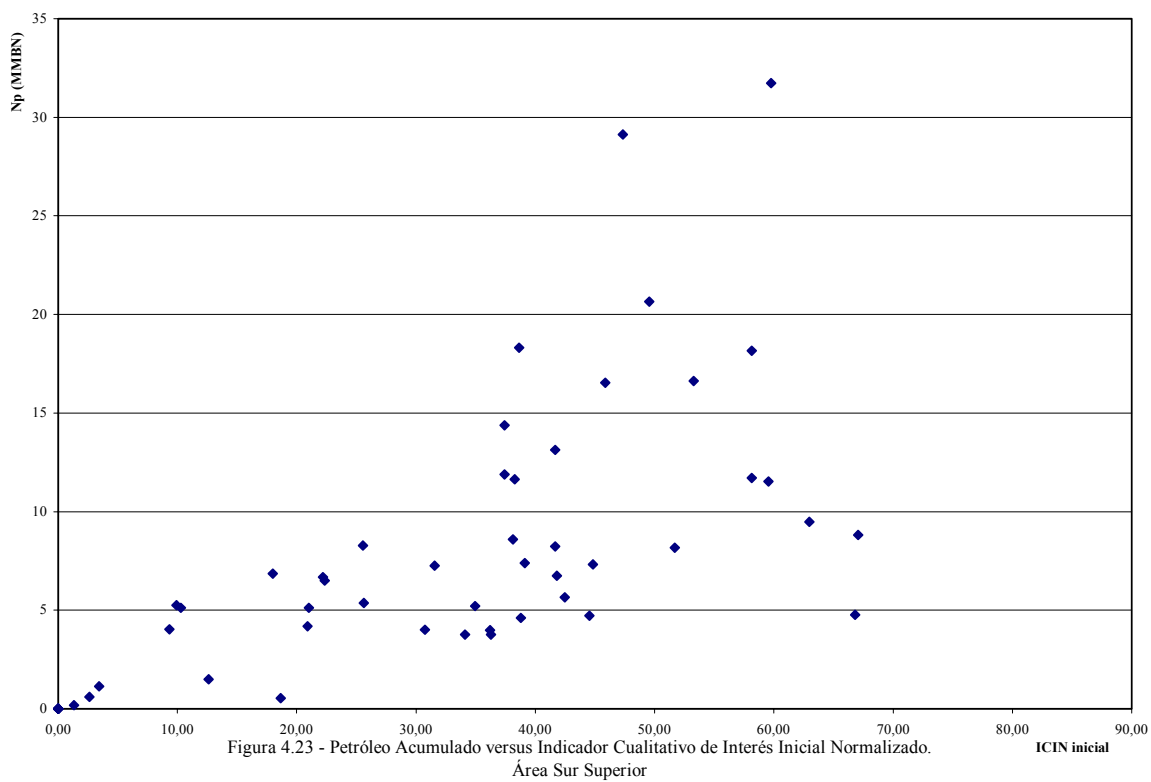
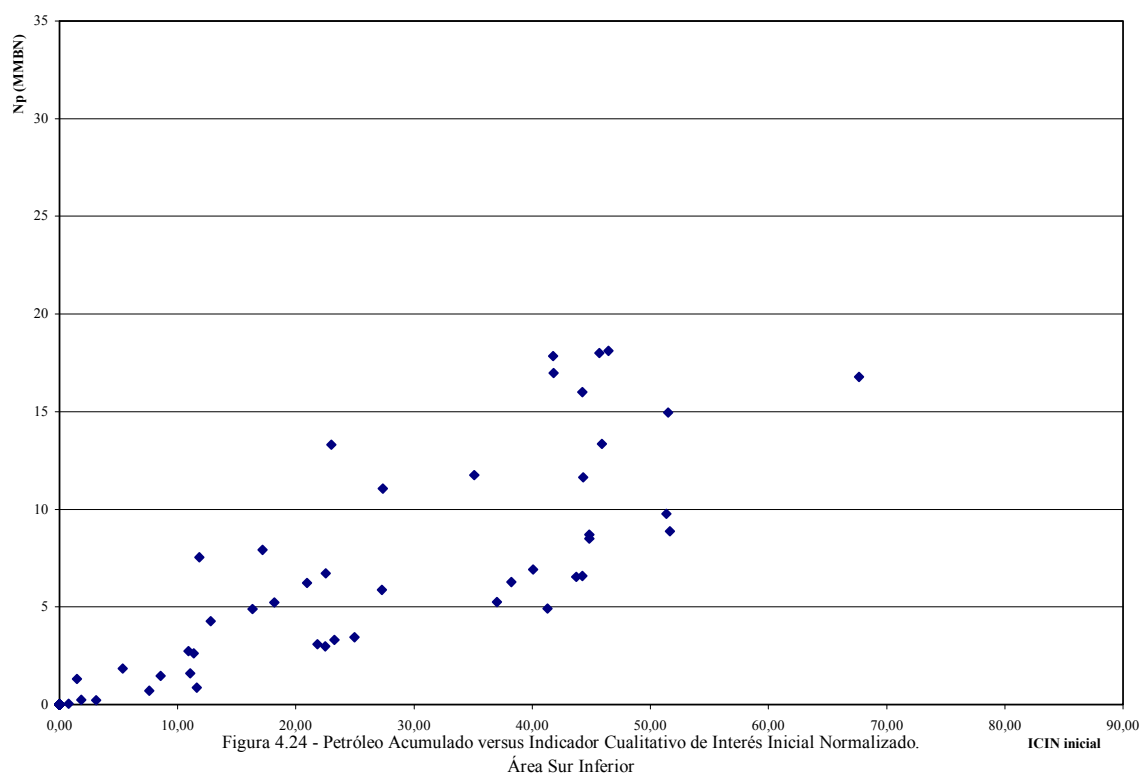


Figura 4.20 - Petróleo Acumulado versus Indicador Cualitativo de Interés Inicial Normalizado









etapas finales del proyecto, continuar el trabajo con los valores de ICI actuales, la relación entre ΔN_p versus DICI para cada bloque (sin normalizar), y con el hallazgo metodológico de la variación entre ΔN_p y DICI actual/futuro para diferentes niveles absolutos de ICI actual (3-6, 6-13 y 13+).

4.5 ESTIMADO DE RESERVAS REMANENTES UTILIZANDO DECLINACIÓN DE PRODUCCIÓN

Continuando con el desarrollo de la metodología, se observa que la producción acumulada reportada del Área Piloto (Campo Boscán) para Julio de 2001 es de 1064 MMBNP. Esto corresponde a un recobro acumulado de sólo 3% del POES. La tasa de producción del Campo, no restringida por mercado, se aproxima a 115 MBD, con un promedio de unos 400 pozos activos.

Sin embargo, estas cifras promedio no reflejan las desigualdades que se hacen evidentes en la Tabla 4.5. Allí se ponen en evidencia las diferencias en el recobro acumulado ya logrado por banda como resultado de: la productividad inicial (ICI inicial), los cambios en dicha productividad resultado del agotamiento progresivo (DICI inicial/actual), la temperatura y su efecto sobre la viscosidad, los equipos de bombeo en los bloques más profundos y el influjo de agua con su avance irregular e impacto sobre los cortes de agua.

Tabla 4.5 – Características por Regiones o Bandas

	Norte Superior	Norte Inferior	Sur Superior	Sur Inferior
ICI Inicial Promedio	7.12	8.47	10.01	9.42
ICI Actual Promedio	4.30	4.08	3.82	4.11
Variación del ICI	2.83	4.39	6.19	5.31
Qo Actual Total (BN/D)	3079	9340	25898	68451
Productores Activos	26	57	139	181

	Norte Superior	Norte Inferior	Sur Superior	Sur Inferior
Qo Actual Promedio por Pozo (BN/D)	118	164	186	378
Corte de Agua Actual Promedio por Pozo (%)	11	12	13	21
Profundidad Promedio (pbnm)	5734	7119	7840	8688
Temperatura Promedio (°F)	147	167	177	189
Espesor Promedio (pies)	192	228	270	254
Petróleo Acumulado (MMBN)	52.27	228.56	399.17	327.25
POES (MMBN)	4197.61	7044.27	9022.45	11756.53
Fr Actual (%)	1.25	3.24	4.42	2.78

Utilizando como herramienta el OFM, se obtuvo el comportamiento histórico del pozo-tipo de la acumulación, desde el año 1945 hasta Julio de 2001. Los resultados se muestran en resumen en la Figura 4.25.

Del comportamiento histórico (Figura 4.25) se distinguen 4 etapas, cuyas características se describen someramente a continuación:

- Etapa 1: Entre 1945 y 1965, aproximadamente, la tasa típica por pozo declina de 500 BND a 200 BND.
- Etapa 2: Entre 1965 y 1975, se observa no sólo que no hay declinación, sino que hay un aumento de la tasa promedio de 200 BND a 400 BND, resultado de la implementación de sistemas cada vez más optimizados de levantamiento artificial.
- Etapa 3: Entre 1975 y 1985, se observa una declinación progresiva de la tasa de producción, resultado del importante aporte de agua por parte del acuífero al

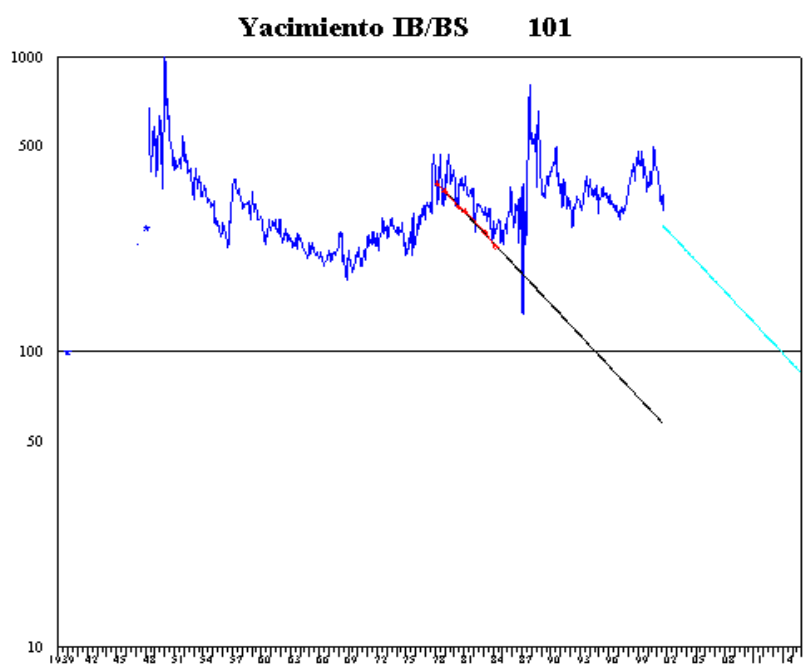


Figura 4.25 – Comportamiento Histórico y Declinación del Pozo-Tipo del Yacimiento
IB/BS-101

yacimiento en la parte Sur, afectando las mejores productividades de toda la acumulación.

- Etapa 4: Es la etapa más reciente, desde 1989 hasta la actualidad, en la cual se observa una declinación más leve de la tasa tipo de producción, debido a la perforación de pozos nuevos y la reactivación de gran cantidad de pozos inactivos, los cuales incrementan la producción diaria de crudo, mejorando así la tasa de producción del pozo-tipo del yacimiento.

En todo caso, el análisis de las declinaciones históricas y de todos estas etapas y procesos, unos de yacimientos y otros mecánicos, luego de extensos análisis estadísticos, reflejan una declinación típica más reciente de 7.7% anual.

Con ese valor, se estudió la acumulación completa, bloque a bloque.

Para cada bloque se tienen ubicados los pozos que contiene (activos e inactivos). Esto se muestra en la Tabla 4.6. La aplicación OFM calcula a partir de los registros de producción la tasa promedio por pozo activo actual de la celda. Luego, declinando esa tasa hasta un límite económico de 10 BND, se generan las reservas remanentes por pozo promedio de esa celda. Finalmente, se multiplican esas reservas remanentes por pozo/bloque por el número de pozos activos del bloque, obteniéndose así las reservas remanentes por bloque. Los resultados se muestran en la Tabla 4.6.

Bajo estas condiciones, y siguiendo sistemáticamente este procedimiento, las reservas totales remanentes obtenidas por declinación, reflejadas en la Tabla 4.6, manteniendo los mismos pozos actualmente activos, serían de apenas 477 MMBN. Esta cifra es significativamente inferior a las reservas remanentes del Libro de 1430 MMBN.

Por otra parte, si se considera como Área Desarrollada aquellos bloques que tengan pozos activos, aunque su número sea insuficiente, los resultados de reservas remanentes obtenidos por declinación (477 MMBN) se compararían de manera más favorable con las reservas

Tabla 4.6 – Estimado de Reservas Remanentes utilizando Análisis de Declinación

Celda	Pozos	ICI actual	Np celda BN	N celda BN	Fr actual (%)	Res_Rem_Pozo BN	Prod_Act	Np_lim_eco BN	Fr_lim_eco (%)
2B	BN 0047	3,26	1070943	80414008	1,33	298591	0	1070943	1,33
3B	0054-0053-0012	6,17	2139990	160828016	1,33	542340	2	3224670	2,01
4B	0057-0022-0056-0011	6,77	2592800	176910818	1,47	504614	2	3602028	2,04
5B	0030-0055	6,44	2315504	144745215	1,60	957445	1	3272949	2,26
6B	BN 0028	5,05	271021	144745215	0,19	518691	0	271021	0,19
7B	-	2,82	0	80414008	0,00	0	0	0	0,00
8B	-	2,25	0	64331206	0,00	0	0	0	0,00
11B	BN 0010	2,44	1151522	64331206	1,79	397194	1	1548716	2,41
12B	-	1,90	0	48248405	0,00	0	0	0	0,00
3C	00391-0041-0043-0018-0042-0040-	6,66	4357988	160828016	2,71	250359	3	5109065	3,18
4C	0019-0045-0035-0016-0017-0044-0038-0015	6,44	6862961	176910818	3,88	609338	4	9300313	5,26
5C	0037-0021-0046-0025	5,06	3571938	128662413	2,78	63558	2	3699054	2,88
6C	0004-0023-0048-0049	4,79	4061324	144745215	2,81	974447	2	6010218	4,15
7C	0027-0034	4,69	1012024	144745215	0,70	286020	0	1012024	0,70
8C	0029-0032	5,43	2887564	160828016	1,80	443259	0	2887564	1,80
9C	0006-0026-0036	3,93	268413	128662413	0,21	40983	0	268413	0,21
10C	-	2,96	0	96496810	0,00	0	0	0	0,00
11C	-	3,17	0	96496810	0,00	0	0	0	0,00
12C	BN 0051	1,69	0	48248405	0,00	0	0	0	0,00
14C	BN 0005	2,96	2862	96496810	0,00	0	0	2862	0,00
15C	BN 0031	3,45	711	112579611	0,00	0	0	711	0,00
3D	0486-0297-0266	6,66	4370955	160828016	2,72	404873	2	5180701	3,22
4D	0480-0479-0273-0558D	7,87	4698804	209076421	2,25	415943	3	5946633	2,84
5D	0064-0399-05581-0024D	7,26	900276	209076421	0,43	262229	1	1162505	0,56
6D	00241-0404-0382	5,40	3356022	160828016	2,09	1223110	1	4579132	2,85
7D	BN 0398	6,31	259264	160828016	0,16	535998	0	259264	0,16
8D	0403-0418	5,40	3309024	160828016	2,06	339735	1	3648759	2,27
9D	0052-0410	3,35	609318	128662413	0,47	90819	1	700137	0,54
10D	0411-0417-0429D	2,48	992586	96496810	1,03	152038	1	1144624	1,19
11D	0413-0427-0429I	1,94	589240	64331206	0,92	124415	1	713655	1,11
12D	BN 0430	3,16	48437	96496810	0,05	87190	0	48437	0,05
13D	0425-0433	3,42	481711	112579611	0,43	579341	0	481711	0,43
14D	BN 0441	2,53	76654	96496810	0,08	247155	0	76654	0,08
15D	BN 0422	2,11	5688	80414008	0,01	245145	0	5688	0,01
4E	0268-0272-0264-0275-0070-0279-0287-0293-0278-0283-0290-0284	7,34	7924880	225159223	3,52	507470	2	8939820	3,97
5E	0262-0069-0318-0483D	5,95	3504110	176910818	1,98	207656	1	3711766	2,10
6E	04831-0639-0393-0316	5,14	7157365	160828016	4,45	1268600	2	9694565	6,03

Celda	Pozos	ICI actual	Np celda BN	N celda BN	Fr actual (%)	Res_Rem_Pozo BN	Prod_Act	Np_lim_eco BN	Fr_lim_eco (%)
7E	0571-0655-0324	5,31	5060670	144745215	3,50	394564	1	5455234	3,77
8E	0325-0408	3,75	3215530	128662413	2,50	102639	1	3318169	2,58
9E	0394-0481	4,33	4370764	160828016	2,72	778831	1	5149595	3,20
10E	0415-0405-0333	4,08	2836133	160828016	1,76	246354	1	3082487	1,92
11E	0428-0437-0442	2,82	2684864	112579611	2,38	535526	1	3220390	2,86
12E	0424-0426	3,36	331852	96496810	0,34	149445	0	331852	0,34
13E	0431-0434	3,12	1398428	112579611	1,24	381622	0	1398428	1,24
14E	0435-0440	2,87	1730657	112579611	1,54	315273	1	2045930	1,82
15E	0438-0063-0432-0259	4,80	2059638	160828016	1,28	305834	0	2059638	1,28
16E	0443-0445-0561	4,28	10365182	128662413	8,06	1177450	3	13897532	10,80
4F	0292-0260-0274-0291-0269-0265-0271-0280-0267-0270-0288-0285	10,50	12962892	225159223	5,76	395554	1	13358446	5,93
5F	0301-0666-0310-0261-0277-0312D	8,15	9372642	225159223	4,16	875585	3	11999397	5,33
6F	0636-0321-0567-0065-0312I	5,64	8106731	176910818	4,58	982910	2	10072551	5,69
7F	0313-0322	5,01	6841905	176910818	3,87	686274	2	8214453	4,64
8F	0315-0569	3,67	8049666	144745215	5,56	1364380	1	9414046	6,50
9F	0326-0327	4,70	5959012	176910818	3,37	777516	2	7514044	4,25
10F	0329-0330-0323-0334	5,21	3476052	176910818	1,96	271205	1	3747257	2,12
11F	0332-0328	4,28	2512059	144745215	1,74	490061	0	2512059	1,74
12F	0485-0336	3,79	2549902	128662413	1,98	265991	1	2815893	2,19
13F	0477-0482	3,33	1984289	112579611	1,76	583849	0	1984289	1,76
14F	0448-0476	4,29	2431062	144745215	1,68	32238	1	2463300	1,70
15F	0452-0358	4,31	2065761	144745215	1,43	211423	1	2277184	1,57
16F	0538-0449-0467	2,79	3291929	112579611	2,92	184392	0	3291929	2,92
17F	0512-0419-0506-0450-0451-0460	2,53	8406796	112579611	7,47	955010	0	8406796	7,47
18F	0457-0453	2,04	1725989	96496810	1,79	347886	1	2073875	2,15
19F	0499-0524-0534	1,64	2839819	80414008	3,53	481325	1	3321144	4,13
20F	-	1,41	0	64331206	0,00	0	0	0	0,00
5G	0298-0570-0299-0294-0060-0068-0303-0300-0305-0304-0302	11,69	21154222	337738834	6,26	675276	3	23180050	6,86
6G	0692-0308-0311-0306-0319	9,55	7581603	257324826	2,95	1288480	0	7581603	2,95
7G	0320-0633-0654-0317-0670	8,28	16014597	241242024	6,64	1871610	5	25372647	10,52
8G	0337-0339	4,95	2185025	192993619	1,13	87845	0	2185025	1,13
9G	0557-0338	4,75	6094902	192993619	3,16	563845	2	7222592	3,74
10G	0565-0341-0342-0549	3,61	12074333	160828016	7,51	597991	4	14466297	8,99
11G	0345-0343	2,97	4509837	144745215	3,12	436795	2	5383427	3,72
12G	0346-0344	2,65	3915974	128662413	3,04	407966	1	4323940	3,36
13G	0351-0352	3,08	1958278	144745215	1,35	211350	1	2169628	1,50
14G	0347-0350	2,39	3578191	128662413	2,78	845894	1	4424085	3,44
15G	0356-0357	2,13	2968720	128662413	2,31	279766	2	3528252	2,74

Celda	Pozos	ICI actual	Np celda BN	N celda BN	Fr actual (%)	Res Rem Pozo BN	Prod Act	Np_lim_eco BN	Fr_lim_eco (%)
16G	BN 0354	1,69	341794	112579611	0,30	307138	0	341794	0,30
17G	0360-0366-0573-0359-0368	1,46	8207325	112579611	7,29	330555	4	9529545	8,46
18G	BN 0396	1,19	812222	80414008	1,01	0	0	812222	1,01
19G	BN 0397	1,38	484463	80414008	0,60	40983	0	484463	0,60
20G	BN 0391	1,67	306083	96496810	0,32	17601	0	306083	0,32
21G	BN 0414	1,62	1142251	128662413	0,89	286494	1	1428745	1,11
22G	BN 0423	0,41	16235	48248405	0,03	381622	0	16235	0,03
5H	0564-0307-0436	9,13	4725184	241242024	1,96	857117	1	5582301	2,31
6H	0309-0490-0515-0314D-0555D-0444	8,87	11524472	225159223	5,12	662533	2	12849538	5,71
7H	0447-0491-0516-0519-0525-0563-0555I-0314I	8,33	18159714	225159223	8,07	699143	4	20956286	9,31
8H	0340-0488-0523-0537-0331-0522	6,06	11892340	176910818	6,72	780044	2	13452428	7,60
9H	0373-0548	5,28	5114385	160828016	3,18	676607	0	5114385	3,18
10H	0369-0492-0550	5,68	8597097	160828016	5,35	594190	3	10379667	6,45
11H	0348-0372	5,88	4609884	176910818	2,61	438258	2	5486400	3,10
12H	0335-0349	3,65	3750097	192993619	1,94	542571	2	4835239	2,51
13H	0353-0355-0383-0389	4,22	8172113	209076421	3,91	338324	3	9187085	4,39
14H	0363-0385-0497-0528	2,91	6507498	160828016	4,05	797561	3	8900181	5,53
15H	0361-0395-0526	2,94	5196233	144745215	3,59	351522	2	5899277	4,08
16H	0362-0455	2,66	3985715	160828016	2,48	437176	2	4860067	3,02
17H	0364-0474-0535	1,54	5367914	112579611	4,77	426245	2	6220404	5,53
18H	0400-0494-0513	1,31	5122447	96496810	5,31	390483	3	6293896	6,52
19H	0377-0402-0406-0420	1,45	8266128	128662413	6,42	451346	3	9620166	7,48
20H	0407-0412	1,57	4183982	112579611	3,72	604934	2	5393850	4,79
21H	0421-0545	0,81	611672	64331206	0,95	286299	0	611672	0,95
22H	-	0,27	0	32165603	0,00	0	0	0	0,00
6I	0459-0552-0554-0473-0454-0466-	4,07	29123429	209076421	13,93	650885	4	31726969	15,17
7I	0121-0125	6,14	3765049	241242024	1,56	1160440	2	6085929	2,52
8I	0668-0580-0126-0136-0123	5,69	6735274	273407628	2,46	1015500	4	10797274	3,95
9I	0527-0669-0374-0536-0215-0378	4,23	16617967	225159223	7,38	744187	5	20338902	9,03
10I	0367-0462-0464-0365-0496-0493	4,46	20643679	209076421	9,87	751715	6	25153969	12,03
11I	0470-0371-0468-0520-0471-0376	4,59	16539228	192993619	8,57	431749	6	19129722	9,91
12I	0375-0695-0380-0380A-0511-0498	5,47	7309851	192993619	3,79	506946	3	8830689	4,58
13I	0370-0702-0387-0465-0502-0392-	2,80	18320676	176910818	10,36	1019760	5	23419476	13,24
14I	0073-0553-0461-0390-0495-0566-0475-0472	3,30	13129948	192993619	6,80	427145	4	14838528	7,69
15I	0381-0489-0386-0500-0507-0559-	3,38	11640262	176910818	6,58	429661	5	13788567	7,79
16I	0533-0509-0416-0572-0531-0514-	2,59	14367406	176910818	8,12	707518	5	17904996	10,12
17I	-	2,79	0	160828016	0,00	0	0	0	0,00
18I	0179-0179A-0685-0487	2,38	1494861	160828016	0,93	790703	3	3866970	2,40

Celda	Pozos	ICI actual	Np celda BN	N celda BN	Fr actual (%)	Res_Rem_Pozo BN	Prod_Act	Np_lim_eco BN	Fr_lim_eco (%)
19I	0529-0504	2,10	4032813	128662413	3,13	538638	2	5110089	3,97
20I	0503-0560-0547	2,18	6674586	112579611	5,93	924462	3	9447972	8,39
21I	-	1,69	0	64331206	0,00	0	0	0	0,00
22I	-	0,84	0	32165603	0,00	0	0	0	0,00
6J	0671-0469-0478-0505-0682-0484-0680-0510	2,54	31727840	257324826	12,33	1146310	7	39752010	15,45
7J	0120-0122	3,52	4000120	241242024	1,66	1102920	2	6205960	2,57
8J	0137-0119-0138-0127	4,22	7384749	257324826	2,87	837716	4	10735613	4,17
9J	0693-0115-0116-0104	5,54	5658674	241242024	2,35	536088	2	6730850	2,79
10J	0379-0101-0074	7,88	8226676	241242024	3,41	420201	2	9067078	3,76
11J	BN 0114	5,88	541572	192993619	0,28	301125	1	842697	0,44
12J	0388-0113-0112	6,35	4770024	273407628	1,74	665080	2	6100184	2,23
13J	0401-0612-0149-0110	4,15	9479580	257324826	3,68	1215870	4	14343060	5,57
14J	0517-0664-0148	5,60	8809493	273407628	3,22	1520560	3	13371173	4,89
15J	0384-0521-0663-0147-0652-0619-0616-0616A	4,43	11713105	225159223	5,20	1087180	6	18236185	8,10
16J	0575-0640-0649-0586	4,17	1136852	192993619	0,59	913614	4	4791308	2,48
17J	0501-0700-0650-0651-0648-0642	2,55	7244447	160828016	4,50	1713600	5	15812447	9,83
18J	BN 0647	2,79	188556	160828016	0,12	1682130	1	1870686	1,16
19J	0687-0518	2,06	5242727	128662413	4,07	1118500	2	7479727	5,81
20J	0540-0544	2,39	6858963	112579611	6,09	1781020	1	8639983	7,67
21J	-	2,25	0	64331206	0,00	0	0	0	0,00
22J	-	1,13	0	32165603	0,00	0	0	0	0,00
6K	0532-0562-0189-0133-0200	3,30	16774231	289490429	5,79	1028650	4	20888831	7,22
7K	0578-0124-0186-0194-0132	3,50	8490896	289490429	2,93	1371130	4	13975416	4,83
8K	0139-0128-0699-0224-0184-0600-	4,25	6281234	257324826	2,44	947799	6	11968028	4,65
9K	0075-0118-0106-0117-0694-0130	4,55	13351316	257324826	5,19	1024010	5	18471366	7,18
10K	0103-0577-0641-0598-0107-0606-	5,92	9758906	289490429	3,37	1198500	7	18148406	6,27
11K	0690-0105-0601-0602-0603-0131	4,79	6920641	257324826	2,69	1261560	6	14490001	5,63
12K	0108-0691-0109-0629	4,58	4907575	273407628	1,79	1082290	3	8154445	2,98
13K	0150-0150A-0111-0111A-0141-0141A-0152-0605	4,78	11630732	241242024	4,82	1100930	4	16034452	6,65
14K	0151-0151A-0638-0597-0593-0574-0582D	3,30	3318312	225159223	1,47	1771440	5	12175512	5,41
15K	0146-0145-0145A-0582I-0637	3,22	5864218	225159223	2,60	1529140	4	11980778	5,32
16K	0643-0589-0062-0144-0625-0622-0688-0143	2,59	11741869	225159223	5,21	1791580	6	22491349	9,99
17K	0240-0539-0185	2,53	7919887	160828016	4,92	718538	3	10075501	6,26
18K	0541-0701-0543-0191	2,82	11055343	128662413	8,59	2575000	3	18780343	14,60
19K	0181-0193-0183-0220	2,99	7547378	128662413	5,87	1864150	3	13139828	10,21

Celda	Pozos	ICI actual	Np celda BN	N celda BN	Fr actual (%)	Res_Rem_Pozo BN	Prod_Act	Np_lim_eco BN	Fr_lim_eco (%)
20K	0079-0226-0226A	4,40	1469985	128662413	1,14	920061	1	2390046	1,86
21K	0230-0542	2,84	1837522	96496810	1,90	1236310	1	3073832	3,19
22K	BN 0546	1,69	3029	64331206	0,00	0	0	3029	0,00
23K	-	1,13	0	32165603	0,00	0	0	0	0,00
24K	-	0,67	0	16082802	0,00	0	0	0	0,00
6L	0197-0172-0211-0175	6,31	8696819	305573231	2,85	1352660	4	14107459	4,62
7L	0201-0142-0204-0163-0206-0173-0210-0162	4,42	17999608	289490429	6,22	1392500	8	29139608	10,07
8L	0140-0205-0661-0209-0161-0161A-0207-0218-0213D	3,75	14961726	321656032	4,65	1203810	8	24592206	7,65
9L	0608-0634-0170-0653-0164-0213I	4,11	8871476	337738834	2,63	1598330	5	16863126	4,99
10L	0171-0171A-0609-0243-0594-0604D	4,80	6546253	289490429	2,26	1174830	5	12420403	4,29
11L	0646-0662-0632-0233-0644-0645-0244-0604I	5,85	2991991	273407628	1,09	1296970	8	13367751	4,89
12L	0610-0232-0613-0635-0234-0618-0225D	4,64	6723136	225159223	2,99	1572440	6	16157776	7,18
13L	0579-0595-0611-0591-0614-0627-0225I-0235	4,39	4889714	176910818	2,76	1509420	6	13946234	7,88
14L	0623-0624-0628	4,41	1315269	128662413	1,02	3316190	3	11263839	8,75
15L	0153-0599-0590-0620-0631-0217	5,20	6224863	160828016	3,87	1845440	5	15452063	9,61
16L	0689-0154-0208	6,52	3457726	192993619	1,79	1335210	3	7463356	3,87
17L	0155-0135-0188	5,44	2731444	160828016	1,70	1224190	1	3955634	2,46
18L	-	4,51	0	128662413	0,00	0	0	0	0,00
19L	BN 0223	3,65	712141	112579611	0,63	612617	1	1324758	1,18
20L	-	3,17	0	96496810	0,00	0	0	0	0,00
21L	-	2,46	0	80414008	0,00	0	0	0	0,00
22L	-	1,48	0	48248405	0,00	0	0	0	0,00
23L	-	1,06	0	32165603	0,00	0	0	0	0,00
24L	-	0,60	0	16082802	0,00	0	0	0	0,00
7M	0592-0222-0617-0157-0160-0621-0673-0592	12,61	16000463	305573231	5,24	2789650	5	29948713	9,80
8M	0077-0227-0227A-0165-0228-0216-0168-0672-0129-0674-0238D	9,47	18114938	305573231	5,93	2107120	8	34971898	11,44
9M	0231-0581-0583A-0166-0656-0658-0167-0238I	5,26	16970836	273407628	6,21	3081500	8	41622836	15,22
10M	0576-0588D-0588A-0583-0584-0239-0657-0660	3,73	5226366	225159223	2,32	2849380	4	16623886	7,38
11M	0588I-0607-0245-0698-0697-0246	4,10	2621610	241242024	1,09	2471950	3	10037460	4,16
12M	0134-0237	4,44	3096773	209076421	1,48	1067000	2	5230773	2,50
13M	BN 0615	6,32	243465	160828016	0,15	1522140	1	1765605	1,10

Celda	Pozos	ICI actual	Np celda BN	N celda BN	Fr actual (%)	Res_Rem_Pozo BN	Prod_Act	Np_lim_eco BN	Fr_lim_eco (%)
14M	-	4,65	0	96496810	0,00	0	0	0	0,00
15M	-	3,10	0	64331206	0,00	0	0	0	0,00
16M	-	2,22	0	48248405	0,00	0	0	0	0,00
17M	-	2,11	0	48248405	0,00	0	0	0	0,00
18M	-	2,67	0	64331206	0,00	0	0	0	0,00
19M	-	1,90	0	48248405	0,00	0	0	0	0,00
20M	-	1,13	0	32165603	0,00	0	0	0	0,00
21M	-	1,13	0	32165603	0,00	0	0	0	0,00
22M	-	0,56	0	16082802	0,00	0	0	0	0,00
23M	-	0,63	0	16082802	0,00	0	0	0	0,00
7N	01761-0675-0159-0195-0247-01871	10,04	17844716	289490429	6,16	1856860	6	28985876	10,01
8N	0158-0676-0679-0677-0078-0182-0686-0683-0684	8,10	6591424	321656032	2,05	2533680	7	24327184	7,56
9N	0236-0659-0169-0681-0198	4,85	5252191	289490429	1,81	1374800	4	10751391	3,71
10N	0241-0221	9,21	860124	192993619	0,45	1238110	0	860124	0,45
11N	BN 0242	7,72	219392	160828016	0,14	1301430	0	219392	0,14
12N	-	7,29	0	144745215	0,00	0	0	0	0,00
13N	-	5,91	0	112579611	0,00	0	0	0	0,00
14N	-	4,22	0	80414008	0,00	0	0	0	0,00
15N	-	1,69	0	32165603	0,00	0	0	0	0,00
16N	-	0,84	0	16082802	0,00	0	0	0	0,00
7O	0192-0250-0248-0199-0251-0180	8,10	13308832	257324826	5,17	2585660	4	23651472	9,19
8O	0203-0202-0254-0249-0254A	6,64	4270417	225159223	1,90	1956300	4	12095617	5,37
9O	BN 0212	4,64	39469	176910818	0,02	968526	0	39469	0,02
10O	0219-0214	4,34	1592581	144745215	1,10	575471	2	2743523	1,90
11O	BN 0061	2,82	0	80414008	0,00	0	0	0	0,00
12O	-	1,69	0	48248405	0,00	0	0	0	0,00
13O	-	1,13	0	32165603	0,00	0	0	0	0,00
Totales			1060000000	32020858028	3,31	141113752		1201113752	3,75

remanentes desarrolladas indicadas en el Libro de apenas 318 MMBN. En el mismo documento (Libro Oficial de Reservas), se reflejan reservas remanentes no desarrolladas de 1112 MMBN para el total remanente de 1430 MMBN.

Desde el punto de vista metodológico la conclusión es obvia: todos los indicios apuntan a falta de puntos de drenaje en la acumulación. Con esta conclusión, adquiere gran importancia la jerarquización de los bloques que tienen mayor expectativa de reservas remanentes debido a sus características actuales (ICI actual).

4.6 ESTIMADO DE RESERVAS REMANENTES UTILIZANDO ICI ACTUAL Y ICI DE ABANDONO (DICI vs. ΔN_p)

Del trabajo de correlación de la Sección 4.3 (DICI vs. ΔN_p para distintos niveles absolutos de ICI inicial) se procedió a proponer la siguiente metodología la cual, en principio, es independiente del número de pozos que tenga o tendrá una celda:

- Se tiene el ICI actual para cada celda
- Se estima un ICI de abandono de 3 como posible “límite físico” del sistema. Adicionalmente, se consideran los valores de 2, 1 y 0 como “posibles” valores de abandono para el ICI final, correspondiente a métodos de explotación distintos al actual (por ejemplo, levantamiento artificial agresivo).
- Se calcula por diferencia el DICI a abandono para cada celda y para cada uno de los valores propuestos de ICI final: 3, 2, 1 y 0.
- Se estima ΔN_p remanente, lo cual equivale a decir “reservas remanentes” a partir de las correlaciones ya desarrolladas de ΔN_p versus DICI (Sección 4.3.2) para los distintos niveles absolutos de ICI.

El hecho de considerar cuatro niveles distintos de abandono, a partir de cuatro valores distintos de ICI, genera cuatro niveles de reservas, los cuales permiten evaluar la factibilidad de producir el total de las reservas recuperables reportadas en el Libro Oficial de Reservas.

5. DISCUSIÓN DE RESULTADOS

5.1 GENERAL

Se deja claro que en este Trabajo Especial de Grado se completó con éxito la prueba de la metodología descrita en detalle en la Sección 4, aplicándola al Área Piloto seleccionada, Campo Boscán, cuyas características generales y específicas se describen en la Sección 3.

5.2 INDICADOR CUALITATIVO DE INTERÉS (ICI) A CONDICIONES INICIALES

Se aplicó la metodología descrita en la Sección 4.2 para cuantificar el valor del ICI inicial a las 206 celdas que conforman la malla o retícula que se superpuso a la acumulación del Campo Boscán, como se muestra en la Figura 4.4. Los valores calculados se muestran en la Tabla 4.1.

Aunque para la acumulación completa se indica un ICI inicial “promedio aritmético” de 8.97 (ver Tabla 5.1), el análisis de la distribución geométrica de los valores de ICI inicial, llevó a concluir que se debe dividir la acumulación en cuando menos cuatro (4) regiones distintas (debido a la marcada diferencia en las propiedades roca/fluidos, a nivel de yacimiento), con los siguientes valores de ICI inicial promedio.

Tabla 5.1 - Caracterización de ICI inicial promedio por banda

Banda	Número de Celdas o Bloques	Profundidad Promedio (pies)	Espesor Promedio (pies)	POES (MMBN)	ICI Valor Inicial Promedio
Norte Superior	34	5734	192	4197.61	7.12
Norte Inferior	48	7119	228	7044.27	8.47
Sur Superior	52	7840	270	9022.45	10.01
Sur Inferior	72	8688	254	11756.53	9.42
Totales	206	7650	270	32020.86	8.97

De estos resultados se concluye que la zona Sur Superior es la que presenta mayor ICI inicial promedio. Esto es el resultado de que en esa zona se concentran los mayores espesores de la arena productora.

Como próximo paso, se evaluó la posible relación entre el comportamiento histórico de producción de cada bloque y el valor de ICI inicial correspondiente.

5.3 COMPORTAMIENTO HISTÓRICO VERSUS INDICADOR CUALITATIVO DE INTERÉS (ICI)

Como se describe en la Sección 4.3, se perseguía comprobar la aplicabilidad del ICI como guía para orientar el desarrollo futuro adicional de la acumulación, evaluando el comportamiento histórico de cada celda versus el ICI a condiciones iniciales.

5.3.1 COMPORTAMIENTO HISTÓRICO VERSUS INDICADOR CUALITATIVO DE INTERÉS (ICI) INICIAL

En la Figura 4.6 se muestran los resultados de graficar la producción acumulada por celda o bloque, de todos los bloques que conforman la acumulación, versus el ICI inicial respectivo.

Reconociendo la dispersión de los resultados, en la acumulación completa se confirma la existencia de una tendencia clara, de mayor producción acumulada a medida que se incrementan los valores de ICI inicial. De hecho, si de manera preliminar se ajusta un polinomio a la data, sin discriminar por zona del yacimiento, se concluye que con el ICI promedio de 8.97 se habría obtenido por celda, a Julio de 2001, una producción acumulada cercana a 5 MMBN; para 206 celdas esto implica una producción total de 1030 MMBN, la cual se compara favorablemente a la producción acumulada real de 1064 MMBN.

A fin de avanzar en el análisis, se procedió a discriminar los resultados por región o banda del yacimiento, cada una de las cuales se identifican en la Figura 4.5.

En la Figuras 4.7 a 4.10 se muestran los resultados de producción acumulada (N_p) versus ICI inicial en cada banda.

Para el área Norte Superior, los resultados de la Figura 4.7 confirman la tendencia monotonica de mayor producción a mayores ICI iniciales. Se recuerda que esta zona tiene el menor ICI inicial promedio (7.12), y no debe sorprender que ello vaya asociado a los menores volúmenes acumulados por celda.

Para la región Norte Inferior, los resultados confirman la relación de que una celda o bloque con mayor ICI inicial, logra un mayor volumen acumulado de petróleo producido, tal como se ilustra en la Figura 4.8. Adicionalmente, se observa un grupo de celdas que tienen un comportamiento “anómalo” favorable para la producción. Esos bloques se caracterizan por tener producciones más altas de lo que se anticiparía para el comportamiento normal de la tendencia de los otros puntos.

Una revisión detallada de esos puntos “anómalos” corroboró que las celdas en cuestión se encuentran cercanas a pozos inyectores de agua. Estos resultados son significativos y parecieran indicar los efectos favorables de la inyección de agua en los sectores afectados.

En la banda Sur Superior se repiten los resultados del área Norte Inferior, tanto en lo que se refiere a los bloques que producen por agotamiento natural, como en los bloques afectados por inyección de agua.

En el área Sur Inferior se observa, para la tendencia normal, el mismo comportamiento monotonico de N_p versus ICI inicial. Sin embargo, también se muestran en la Figura 4.10 dos tendencias “anómalas”: una favorable y otra desfavorable. La primera está asociada a bloques cercanos al acuífero, aún no afectados por la irrupción del agua. La segunda, se

asocia a bloques, que a pesar de tener ICI iniciales altos, fueron afectados por la irrupción prematura del agua.

Del análisis que precede, emergen tres conclusiones fundamentales:

- Se comprueba una relación clara y consistente entre ICI inicial y la producción acumulada, para condiciones de producción equivalentes (Figura 5.1).
- Para el Campo Boscán, hay indicios de un comportamiento favorable bajo inyección de agua, la cual mejora las condiciones del agotamiento natural (Figura 5.2).
- Para el mismo Campo Boscán, hay indicios de un comportamiento muy por debajo del agotamiento natural, para aquellos bloques ubicados muy cercanos al acuífero, debido a la irrupción prematura del agua, sin que el influjo pueda ejercer en esos bloques el efecto favorable de desplazamiento que pudiera inducir el agua de intrusión (Figura 5.3).

Estas conclusiones iniciales se tratarán más adelante, en la sección correspondiente.

5.3.2 ICI ACTUAL Y PRODUCCIÓN ACUMULADA VERSUS VARIACIÓN DEL INDICADOR CUALITATIVO DE INTERÉS (DICI) INICIAL/ACTUAL

A continuación, se aplicó el procedimiento descrito en la Sección 4.3.2, para calcular el ICI actual de cada bloque, y así evaluar el cambio en el ICI (Inicial – Actual) versus la producción lograda en cada uno de dichos bloques.

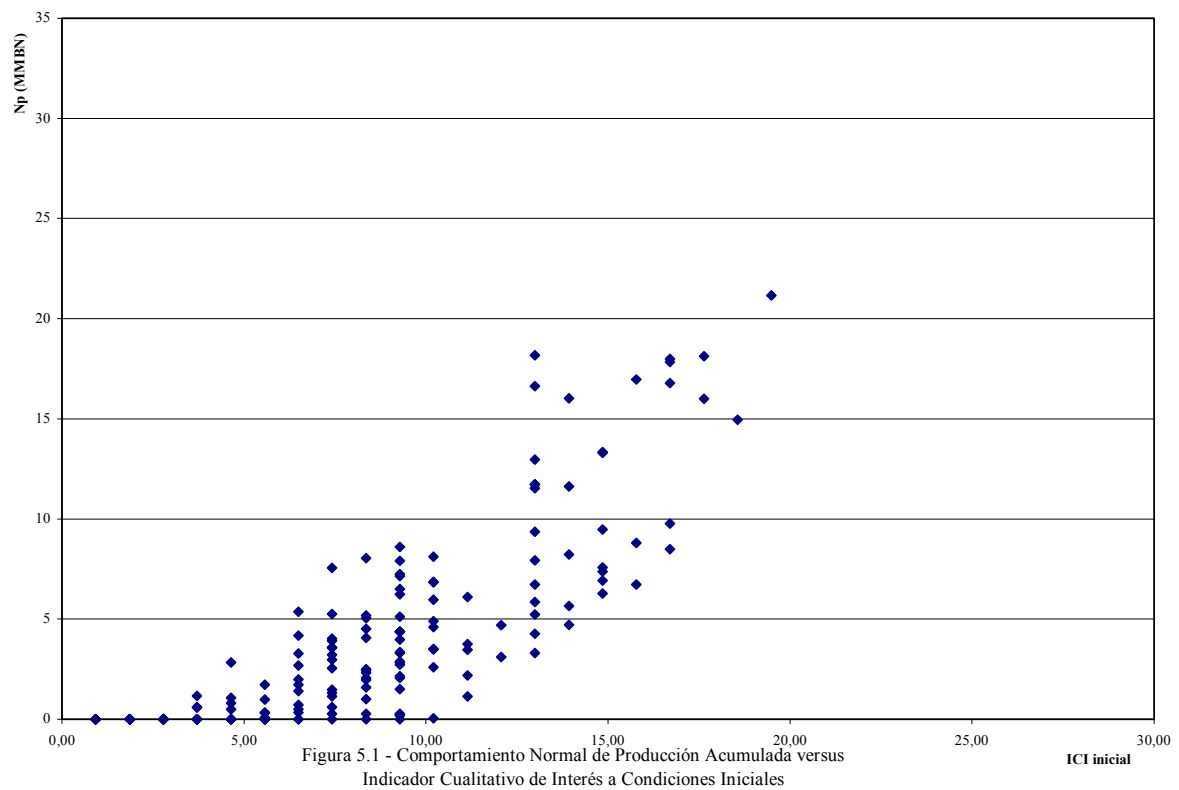
Los resultados se muestran en la Figura 4.12 y ratifican el primer postulado metodológico, pues, tal y como se esperaba, se verifica una relación clara y positiva entre DICI inicial/actual y producción acumulada.

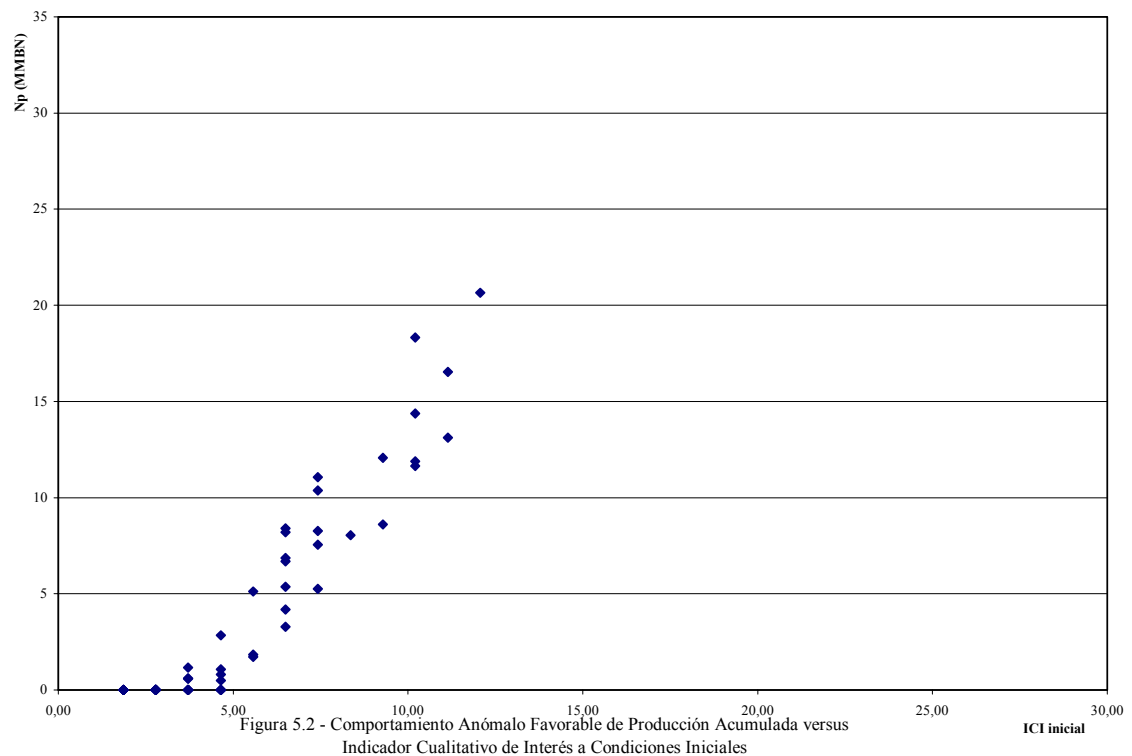
Con la discriminación realizada a los resultados de DICI inicial/actual versus producción acumulada (Figuras 4.13 a 4.16), fue posible confirmar los otros postulados metodológicos:

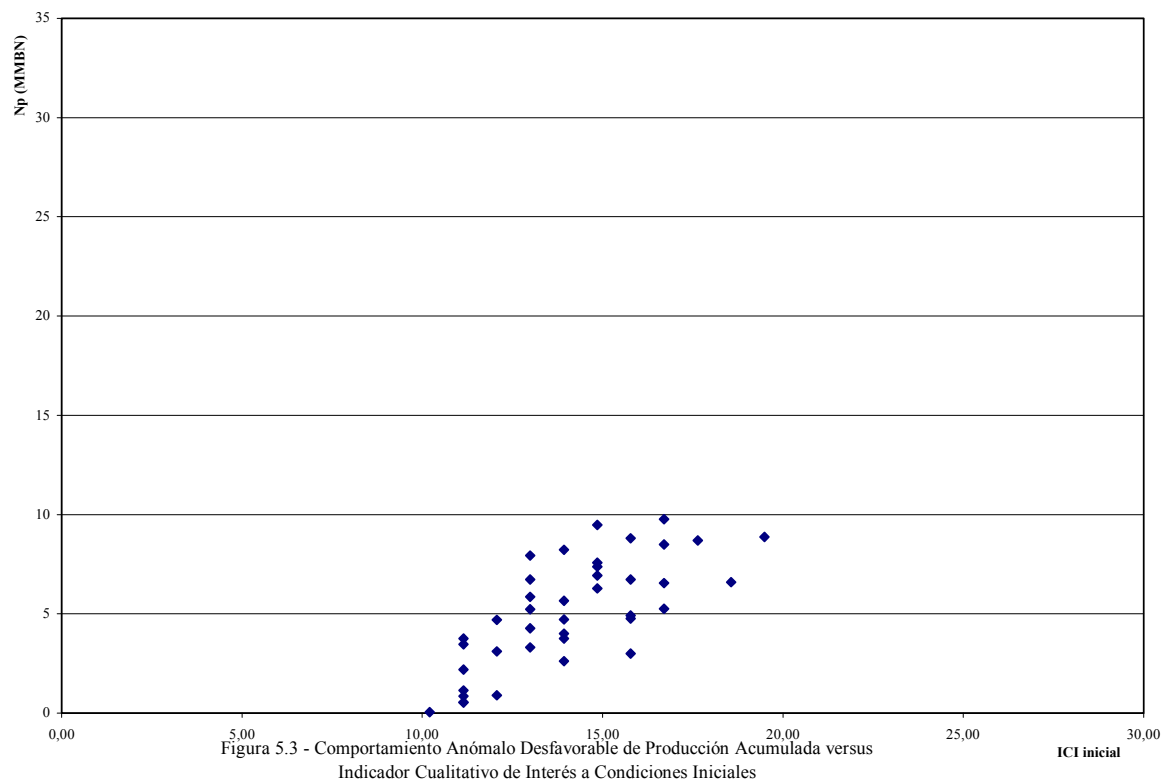
- El primero es que mientras mayor es el nivel absoluto del ICI inicial, se obtienen mayores valores de DICI inicial/actual, los cuales se relacionan a su vez a mayores producciones acumuladas.
- La Figura 4.13 demuestra la existencia de un límite físico inferior de producción, el cual se establece en principio en un ICI inicial igual a 3 para agotamiento natural, y resulta de la combinación de valores de P_i , S_{oi} y V_p , por debajo de los cuales no hay producción acumulada sin un levantamiento artificial agresivo u otro tipo de estrategia de producción. La propiedad que tiene mayor impacto en estos resultados es el volumen poroso, ya que, para cada una de las celdas varía proporcionalmente con su espesor promedio de arena, el cual es determinante en la productividad de un pozo o grupo de pozos ubicados en cada uno de los bloques.

De manera análoga al análisis realizado en la Sección 5.3.1, se examinaron aquellos bloques que presentan comportamientos “anómalos” (favorables unos y desfavorables otros), en las Figuras 4.15 y 4.16.

Estudiando puntualmente cada comportamiento, se llega a la conclusión de que existen bloques que responden favorablemente a la acción de la inyección de agua, por lo que generalmente producen volúmenes acumulados mayores a los esperados, de acuerdo a la tendencia normal de las otras celdas. Igualmente, se evidencia la existencia de bloques afectados de manera negativa por la irrupción prematura del agua proveniente del acuífero ubicado hacia el Sur de la acumulación, lo cual se traduce en producciones más bajas de las esperadas.







5.3.3 PRODUCCIÓN ACUMULADA – ENFOQUE GRÁFICO

Las Figuras 4.18 y 4.19, en las cuales se muestran la tasa actual y la producción acumulada de cada pozo del yacimiento, respectivamente, señalan que los mayores volúmenes acumulados y las mayores tasas las presentan aquellos pozos ubicados en las áreas correspondientes a los bloques con mayores ICI iniciales.

Estos resultados eran los esperados, puesto que ya se había confirmado que el ICI inicial es equivalente a la productividad, por lo que mientras mayor es el ICI a condiciones iniciales de una celda, mayor será su tasa de producción y su correspondiente volumen acumulado producido.

5.4 INDICADOR CUALITATIVO DE INTERÉS NORMALIZADO (ICIN INICIAL) VERSUS PRODUCCIÓN ACUMULADA

La aplicación de la metodología propuesta en la Sección 4.4, en la cual se propone acometer un proceso de normalización de los ICI a condiciones iniciales, en función del tiempo de producción de cada celda, arrojó como resultado que en el Campo Boscán, el cual tiene una larga historia de producción, la relación entre el ICI inicial de una celda y su producción acumulada es independiente del tiempo durante el cual se haya alcanzado dicha producción.

En las Figuras 4.21 a 4.24, se presenta el comportamiento de la producción acumulada versus el ICIN inicial, para cada una de las bandas en las cuales ha sido dividido el yacimiento.

Al analizar los resultados, se observa que se mantiene la relación entre mayor ICIN inicial y mayor producción acumulada. Adicionalmente, se identifican los grupos de celdas con comportamiento “anómalo” antes estudiados. Ellos corresponden al efecto de la inyección de agua (comportamiento favorable) y al efecto negativo del influjo de agua cuando los pozos están muy cerca del contacto inicial (comportamiento desfavorable).

Entonces, es posible efectuar pronósticos de producción (a futuro) de las celdas (metodología correspondiente a la última etapa de este Trabajo Especial de Grado), sin considerar una variable adicional, el tiempo de producción, ratificándose que la productividad es equivalente al ICI de la respectiva celda.

5.5 ESTIMADO DE RESERVAS REMANENTES UTILIZANDO DECLINACIÓN DE PRODUCCIÓN

La Figura 4.25 ilustra el comportamiento histórico del pozo-tipo del yacimiento IB/BS-101. Al analizar la curva de tasa real promedio de petróleo para todos los pozos de la acumulación versus tiempo, se verifica que hay una tendencia de declinación, constante para distintos períodos de la historia, cuyo valor corresponde a 7.7% de declinación anual efectiva.

Sobre la base de esta conclusión, es posible estimar las reservas remanentes del área desarrollada del yacimiento, suponiendo que se mantendrán activos durante el resto de la historia los mismos pozos productores activos a Julio de 2001.

El valor estimado por declinación de producción o reservas remanentes es de 477 MMBNP. Esta cifra se compara favorablemente con la cifra equivalente reflejada en el Libro de Reservas (318 MMBNP). Sin embargo, la cifra en libros no reconoce (lo cual sí hace la declinación física obtenida de datos históricos) que existe migración de bloques no desarrollados hacia bloques desarrollados. Este hecho fácilmente puede explicar la diferencia entre 318 y 477 MMBNP.

No obstante, el problema va más allá, y se refiere a las reservas remanentes totales (1430 MMBNP), las cuales incluyen en Libros reservas no desarrolladas de 1318 MMBNP.

Tal y como se expuso en la Sección 4.5, no se podrá producir el total de las reservas recuperables remanentes, si no se realizan perforaciones adicionales y/o trabajos mayores a pozos inactivos. Esto se afirma debido a la importante diferencia existente (1000 MMBN,

aproximadamente) entre las reservas recuperables totales reportadas en el Libro Oficial de Reservas y las reservas remanentes estimadas a partir de la curva de declinación del pozo tipo de la acumulación. Estas reservas de 1000 MMBN constituyen un 4% del factor de recobro final del yacimiento, lo cual es una cifra bastante considerable, mas aún si sólo se ha producido, hasta Julio de 2001, el 3% de las reservas recuperables.

La conclusión preliminar de esta sección es la necesidad de localizar nuevos puntos de drenaje en aquellas áreas con mejores características de productividad, con el fin de incrementar las expectativas futuras de producción, así como las reservas desarrolladas existentes y el recobro final.

5.6 ESTIMADO DE RESERVAS REMANENTES UTILIZANDO ICI ACTUAL Y ICI DE ABANDONO (DICI vs. ΔN_p)

Aplicando la metodología descrita en la Sección 4.6, se utilizó el ICI actual, bloque a bloque, como se muestra en la Tabla 4.3.

Luego se evaluaron las expectativas de producción futura de cada bloque de acuerdo a su nivel de ICI actual e ICI final o de abandono, variables entre 0 y 3, siendo 3 un aparente límite físico para agotamiento natural sin levantamiento artificial agresivo o ningún otro método de estimulación.

Los DICI por bloque llevaron a estimar el valor de ΔN_p remanente por bloque (suponiendo desarrollo total) con los siguientes resultados:

Tabla 5.2 – Reservas Remanentes Estimadas para distintos valores de ICI de Abandono

ICI de Abandono	Reservas Remanentes Estimadas (MMBN)	Producción Acumulada a Abandono (MMBN)	Factor de Recobro Final (%)
3	247	1310	3.7
2	379	1442	4.1
1	553	1617	4.6
0	772	1836	5.2
Reservas en Libros	1430	2494	7.1

Estos mismos resultados se muestran en la Figura 5.4 y se discuten en la sección a continuación.

5.7 EXPECTATIVAS REALES DE RECUPERACIÓN FUTURA

Partiendo de las cifras en Libro, las cuales reflejan un recobro final del orden del 7% del Petróleo Original En Sitio, los análisis realizados en este Trabajo Especial de Grado y descritos en las secciones anteriores, indican varias conclusiones que pueden considerarse como “problemas” o como oportunidades.

- Las expectativas de producción futura reflejadas en los Libros de Reservas indicarían un nivel de producción futura posible de 1430 MMBN, lo cual llevaría el recobro final a 2494 MMBN, equivalente a 7.1% del POES. No queda explícitamente descrito en el Libro de Reservas bajo cuál combinación de condiciones de presión de abandono, niveles de desarrollo, inyección de fluidos y/o tipos de levantamiento se crean estas expectativas.
- El trabajo de análisis de declinación de los pozos, descrito en la Sección 5.5, indica perspectivas de producción de apenas 477 MMBN. Este hecho apunta en la dirección de que se requiere desarrollo adicional, considerar pozos especiales como por ejemplo altamente inclinados, e inclusive multilaterales, levantamiento artificial agresivo e inyección de fluidos o reductores de viscosidad.

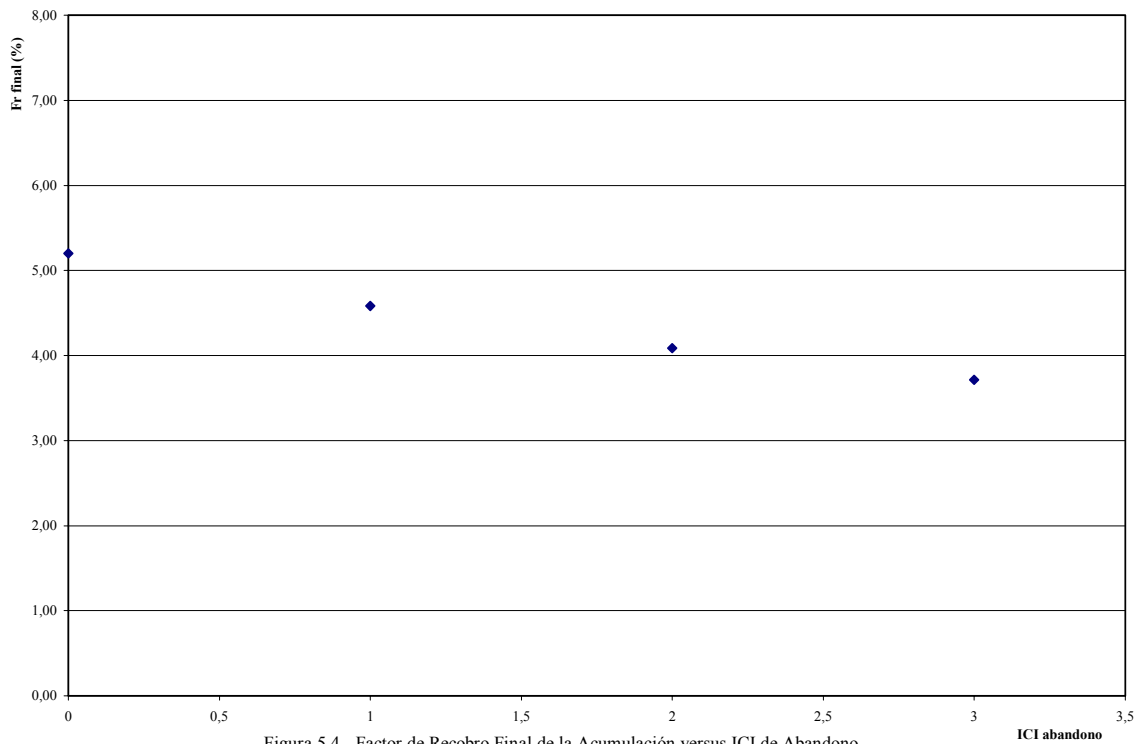


Figura 5.4 - Factor de Recobro Final de la Acumulación versus ICI de Abandono

- Hay indicios de que es muy importante lograr la reducción de presión de abandono. En la Sección 5.6, se estima que una reducción en la presión de abandono puede tener un impacto que excede los 500 MMBN (obtenidos por diferencia del estimado de reservas, ICI de abandono de 3 y 0, respectivamente).
- El comportamiento “anómalo” favorable de los bloques cercanos a pozos inyectoras de agua sugiere la necesidad de evaluar las posibilidades de inyección masiva de fluidos en este yacimiento.
- En vista de que las expectativas futuras de producción de la acumulación están vinculadas a un proceso multivariable de selección de la combinación de estrategias (presión de abandono, número de pozos, tipos de pozos, levantamiento, inyección, reducción de viscosidad, y otros), se requiere una herramienta que permita jerarquizar el atractivo de los distintos bloques. El ICI actual por bloque, debidamente ponderado (en trabajos futuros) por temperatura afectando la viscosidad, bien se puede utilizar como parte del proceso de jerarquización.
- Se establece que bloque a bloque, o por grupo de bloques, debe haber una estrategia óptima por sector que maximice, luego de un análisis económico, el valor presente neto de los resultados de la estrategia elegida por bloque o grupo de bloques. Esto forma parte de los trabajos posteriores a este Trabajo Especial de Grado, a ser realizados dentro del Proyecto Completo (Sección 1.2.1) de Petróleos de Venezuela, S.A.

En la Figura 5.5 se muestran estos resultados de forma gráfica.

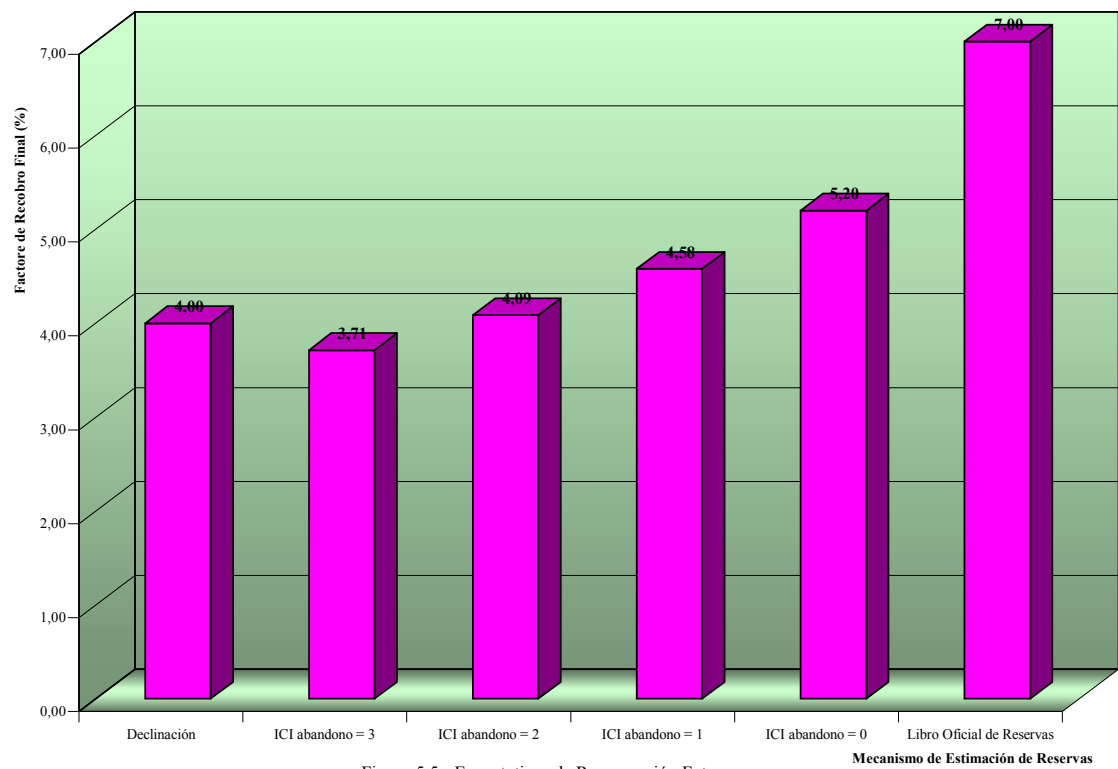


Figura 5.5 - Expectativas de Recuperación Futura

6. CONCLUSIONES

Basándose en los análisis realizados en este Trabajo Especial de Grado, se ofrecen las siguientes Conclusiones:

- ✓ Se han cumplido, en su totalidad, los objetivos del Trabajo Especial de Grado. Se completó la recopilación de datos básicos para mas de 60 yacimientos en 25 áreas bajo Convenios Operativos, y se realizó una primera estimación de reservas remanentes por declinación individual de pozos-tipo. Este material se consignó en PDVSA, y para este Informe Final se retuvo y se presenta sólo lo correspondiente al Área Piloto, Campo Boscán.
- ✓ Se eligió el Campo Boscán, por su complejidad, como Área Piloto para probar una metodología específica con el fin de orientar las actividades para lograr el incremento de producción en áreas bajo Convenios Operativos.
- ✓ Se desarrolló y probó con éxito en el Área Piloto, una metodología específica que hace uso del Indicador Cualitativo de Interés (ICI) a Condiciones Iniciales.
- ✓ El ICI inicial, como indicador de potencial de producción futura, permite la sectorización del Área Piloto.
- ✓ El análisis del comportamiento histórico de cada bloque y banda del Área Piloto, confirma la bondad del ICI inicial como indicador de producción acumulada futura, evidenciado por la fuerte correlación estadística entre ambos parámetros.
- ✓ Existe una relación clara y estadísticamente determinante entre el cambio en ICI (Inicial menos Actual), y la producción acumulada que genera ese cambio.

- ✓ Metodológicamente, el ICI a condiciones iniciales, actuales y futuras, así como la correlación entre producción acumulada y tales indicadores, se debe manejar por separado para distintos niveles absolutos de ICI.
- ✓ El análisis histórico de ICI inicial versus ΔNp permite identificar “límites físicos de productividad” de la acumulación, así como comportamientos anómalos positivos o negativos.
- ✓ El análisis del ICI normalizado, confirmó que la relación positiva de producción acumulada versus ICI inicial existe y es estadísticamente significativa, aún después de eliminar el tiempo de producción como variable utilizando el proceso de normalización.
- ✓ Se completó un estimado de reservas remanentes por declinación del pozo-tipo, con valores de unos 470 MMBNP, comparado con 318 MMBNP de cifra oficial para el área desarrollada. Esto seguramente es el resultado de la migración histórica de los fluidos de bloques no desarrollados hacia los bloques desarrollados.
- ✓ Se probó la metodología, estimando reservas para toda la acumulación (áreas desarrolladas y no desarrolladas) utilizando el ICI actual, variando la presión de abandono y apoyando el estimado en las correlaciones de producción incremental (ΔNp) versus DICI.
- ✓ En el caso más optimista (ICI abandono = 0) las reservas remanentes escasamente sobrepasan 770 MMBNP, valor contrapuesto con 1430 MMBNP como cifra en Libros.
- ✓ Las diferencias entre las reservas remanentes ahora estimadas y las Oficiales, abren amplias posibilidades de investigación y acción operativa en las áreas de:
 - Disminución de la presión de abandono

- Nuevos puntos de drenaje, pozos adicionales, considerando número y tipo de ellos (multilaterales, horizontales, etc.)
 - Levantamiento artificial agresivo
 - Inyección de fluidos
 - Procesos de reducción de viscosidad y otros.
- ✓ Las investigaciones y acciones arriba planteadas tienen como meta lograr un incremento de la producción futura de hasta 1000 MMBNP, elevando el estimado por declinación (477 MMBNP) hasta el valor en Libros de 1430 MMBNP. Todo esto está sujeto al análisis económico de las opciones.
- ✓ Tanto la metodología desarrollada y probada, como su aplicación específica al Área Piloto, tienen amplias expectativas: la metodología para su uso futuro extendido, y su aplicación en el Área Piloto como instrumento de jerarquización de las distintas opciones de operación de esta acumulación.

7. RECOMENDACIONES

Apoyándose en los resultados de este Trabajo Especial de Grado, se ofrecen las siguientes recomendaciones:

- **SOBRE LA METODOLOGÍA**

- ✓ Se propone extender la metodología tipo ICI para incluir: variaciones de viscosidad con su impacto sobre la productividad, estimados de tasa normalizada y de tasa real para pozos nuevos. Esto bien puede ser el objetivo de dos trabajos de grado, a corto plazo.
- ✓ Si PDVSA acoge la metodología propuesta, se sugiere probarla en otras áreas bajo Convenios Operativos. Existe suficiente sustento en los resultados ya disponibles que apoyarían la ejecución de esta prueba, la cual debe ser validada con simulación (tipo balance de materiales) para reducir el número de bloques.

- **SOBRE EL ÁREA PILOTO**

- ✓ El altísimo nivel de reservas incrementales (cercano a 1000 MMBNP) lleva a proponer enfáticamente para el Campo Boscán como Área piloto, una revisión a fondo de los bloques con mejor ICI actual, por bloque o por grupo de bloques, para desarrollar una estrategia específica de:
 - Puntos de drenaje adicionales
 - Pozos especiales
 - Levantamiento artificial agresivo
 - Inyección de agua u otros fluidos o aditivos

- Utilización de reductores de viscosidad

- ✓ Revisar, uno a uno, los bloques con ICI inicial igual o menor a 3 (que no fluyeron en su oportunidad), los cuales pudieran ser objeto de desarrollo adicional, con la aplicación de las nuevas tecnologías.

- ✓ Vista la naturaleza multivariable de las opciones por grupo de bloques y la existencia de sectores con marcadas diferencias, se debe elegir la combinación de opciones más adecuada para cada sector. En cada caso, la selección sistemática de las opciones más atractivas deberá someterse a un análisis económico riguroso.

- ✓ El seguimiento de este proyecto, iniciado por medio de este Trabajo Especial de Grado, representa una excelente oportunidad para la participación de nuevos tesisistas.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

1. **BRADLEY, Howard B.** Petroleum Engineering Handbook (1987) Society of Petroleum Engineers, Richardson, TX, USA.
2. **BUSTAMANTE, Joanna y SALAS, Karla.** Evaluación de la Metodología y Herramientas empleadas para el Cálculo de Declinación de Producción de Petróleo por Segregaciones. Trabajo Especial de Grado. Lagoven S.A. (1996) Caracas.
3. **CORPORACION VENEZOLANA DEL PETROLEO S.A.** Campo Boscán Evaluación Técnico Económica (1978) Departamento de Operaciones, Gerencia de Operaciones, Maracaibo, Venezuela. 170 pp.
4. **EGEP CONSULTORES S.A.** Desarrollo de Indicadores Cualitativos de Interés para Localizaciones de Pozos de Desarrollo y Trabajos RA/RC (1989) VII Jornadas Técnicas de Petróleo. SVIP. Puerto la Cruz, Anzoátegui.
5. **ESSENFELD, Martín y BENZAQUEN, Isaac.** Sistema Pozo/Yacimiento y Guía de Ejercicios (1995) Escuela de Ingeniería de Petróleo, Universidad Central de Venezuela, Caracas.
6. **LAGOVEN S.A.** Identificación de Oportunidades de Nuevos Negocios (1997) Lagoven S.A.
7. **MARAVEN S.A.** Proyecto Boscán Maraven - Chevron (1995) Maraven S.A. 37 pp.
8. **MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINAS.** Definiciones y Normas de las Reservas de Hidrocarburos. (2000) Dirección de Exploración y Producción de Hidrocarburos, Ministerio de Energía y Minas, República Bolivariana de Venezuela, pp. 4-11

9. **POZO, Federico.** Manejo de Datos de Presiones a través de la herramienta Oil Field Manager (OFM) para la Optimización del Monitoreo y Control de Yacimientos en los Estudios. Informe de Pasantía. Schlumberger (2000) Caracas.
10. **SCHLUMBERGER.** OilField Manager Installation Manual – OFM 3.1.4 (1999) Geoquest, Schlumberger, Houston, Texas.
11. **STAHL, C.D. y ESSENFELD, M.** Análisis de Distribución Normal de Propiedades Básicas de un Yacimiento (1964) The Pennsylvania State University
12. **TREBOLLE, Ramiro.** Hydrocarbon Business (2000) Editorial IDEAS, Madrid, España. 240 pp.

APÉNDICES

A. RECURSOS Y RESERVAS DE HIDROCARBUROS

En Venezuela, la Dirección de Exploración y Producción de Hidrocarburos del Ministerio de Energía y Minas (MEM) es la responsable de la verificación y aprobación de todo lo relacionado con los *Recursos de Hidrocarburos*, los cuales se definen como “la cantidad de hidrocarburos descubiertos, o por descubrir, que se estima que pueden existir en los yacimientos” (Referencia 8).

Las definiciones y normas para la estimación de las Reservas y de los Recursos por Descubrir se presentan en el manual de “Procedimientos para Calcular Reservas de Hidrocarburos”, elaborado por la Dirección de Exploración y Producción del MEM, con el propósito de que las empresas que manejan estos recursos puedan cumplir con los requisitos que exige dicho Ministerio (Referencia 8).

A.1 RESERVAS

Las Reservas de Hidrocarburos se definen como los volúmenes que se pueden recuperar comercialmente de acumulaciones conocidas, desde una fecha determinada en adelante. De acuerdo con el nivel de certeza que conlleve la información geológica, de ingeniería y/o económica utilizada para la estimación, estas reservas se clasifican en *Reservas Probadas*, *Reservas Probables* y *Reservas Posibles*. El término “recuperar” y sus diferentes connotaciones se han utilizado tradicionalmente en la Industria Petrolera para identificar las reservas que se producen o extraen de los yacimientos.

Las reservas pueden ser estimadas por métodos determinísticos (volumétrico, balance de materiales, etc.), en cuyo caso se utiliza sólo la mejor información geológica, de ingeniería y/o económica conocida. En los casos cuando se utilicen métodos probabilísticos para estimar las reservas, la información geológica, de ingeniería y/o económica se utiliza para

generar un “rango de estimados” y sus correspondientes probabilidades en cuanto a la existencia de los hidrocarburos.

Debido a la condición de incertidumbre inherente a su estimación, las reservas deben ser revisadas continuamente, a medida que la información técnica, prácticas operacionales y condiciones económicas cambian. Los formatos de datos básicos cuyos fines son informar y obtener aprobación del Ministerio sobre los *descubrimientos, extensiones y revisiones* se incluyen en el referido manual (Referencia 8). De ese manual se extraen las siguientes definiciones:

▪ **RESERVAS PROBADAS**

Reservas Probadas son los *volúmenes estimados de hidrocarburos recuperables con razonable certeza* de yacimientos conocidos, desde una fecha determinada en adelante, de acuerdo con la información geológica y de ingeniería disponible, y bajo condiciones operacionales, económicas y regulaciones gubernamentales prevalecientes. Las reservas probadas pueden ser subdivididas en *Desarrolladas y No Desarrolladas*, que corresponden a los conceptos de “sometidas y no sometidas a explotación”.

Cuando se utiliza en métodos determinísticos el término “*razonable certeza*”, ello indica un alto grado de confianza de que las cantidades estimadas serán recuperadas. Al usar métodos probabilísticos el término “razonable certeza” se traduce en una probabilidad de éxito en la recuperación igual o mayor al 90% (Probadas P-90/90+).

En este contexto, son ejemplos típicos de reservas probadas los *casos* que se enumeran y describen brevemente a continuación:

- ✓ Los volúmenes producibles de yacimientos con producción comercial, o donde se hayan realizado con éxito pruebas de producción o de formación.

- ✓ Los volúmenes producibles del área de un yacimiento que ha sido delimitado por la información estructural, estratigráfica, de contactos de fluidos de los pozos perforados en ellas o por límites arbitrarios razonables.
- ✓ Los volúmenes producibles de las áreas adyacentes a un yacimiento ya perforado, cuando exista razonable certeza de su productividad comercial.
- ✓ Los volúmenes producibles de las áreas aún no perforadas, situadas entre yacimientos conocidos, donde las condiciones geológicas y de ingeniería indiquen continuidad.
- ✓ Los volúmenes adicionales producibles de yacimientos con proyectos comerciales de recuperación suplementaria (inyección de gas, inyección de agua, mantenimiento de presión, métodos térmicos, etc.).
- ✓ Los volúmenes adicionales provenientes de proyectos de recuperación térmica suplementaria comprobados cuando se cumplan las siguientes condiciones:
 - El estudio de geología e ingeniería que sustenta el proyecto está basado en un proyecto piloto exitoso en ese yacimiento, o en una respuesta favorable a un proyecto de recuperación adicional de un yacimiento análogo en las áreas cercanas, con características de rocas, de fluidos y mecanismos de empuje similares. La similitud de estas características debe estar respaldada por estudios de geología e ingeniería.
 - Que sea razonablemente cierto que el proyecto se llevará a cabo.
- ✓ En ciertas ocasiones, se considerarán como Reservas Probadas los volúmenes producibles de pozos cuyos análisis de núcleos y/o perfiles indican que pertenecen a un yacimiento análogo a otros que están produciendo en el mismo horizonte, o que han demostrado su capacidad productora a través de pruebas de formación.

Las Reservas Probadas se subdividen en Reservas Desarrolladas y Reservas No Desarrolladas:

- **Reservas Probadas Desarrolladas:** Las reservas probadas desarrolladas están representadas por el volumen de hidrocarburos comercialmente recuperable del yacimiento, por los pozos e instalaciones existentes. Dentro de esta definición se incluyen las reservas detrás de la tubería revestidora que requieren un costo menor y generalmente no requieren uso de taladro para incorporarlas a producción. También se incluyen las que se esperan obtener por la aplicación de métodos comprobados de recuperación suplementaria cuando los equipos necesarios hayan sido instalados.
- **Reservas Probadas No Desarrolladas:** Reservas probadas no desarrolladas son los volúmenes de reservas probadas de hidrocarburos que no pueden ser recuperados comercialmente a través de los pozos e instalaciones existentes. Incluyen las reservas detrás de la tubería que requieren un costo mayor para incorporarlas a producción y las que necesitan de nuevos pozos e instalaciones, o profundización de pozos existentes.

▪ **RESERVAS PROBABLES**

Reservas Probables son los volúmenes estimados de hidrocarburos asociados a acumulaciones conocidas, para los cuales la información geológica, de ingeniería, y económica, bajo las condiciones operacionales prevalecientes, indican, con un grado menor de certeza que para las reservas probadas, que se podrán recuperar. Estas reservas pueden ser estimadas suponiendo condiciones económicas futuras diferentes a las utilizadas para las reservas probadas.

Cuando se utilizan métodos probabilísticos para su estimación, las reservas probables deben tener por lo menos un 50% de probabilidad de que la cantidad recuperada será igual o mayor que la sumatoria de las reservas probadas mas las probables estimadas (Probables P-50/90).

De acuerdo a la definición de Reservas Probables los *casos* que se enumeran y describen a continuación son ejemplos de esta clase de reservas y se identifican en el Sistema Oficial Venezolano con las Series 100 a 500 en los Libros de Reservas.

- ✓ Los volúmenes que podrían recuperarse de yacimientos en cuyos pozos no se han efectuado pruebas de producción, pero cuando las características de sus perfiles indican con razonable certeza la probabilidad de su existencia. Se identifican como reservas detrás de la tubería revestidora y se clasifican como la *Serie 100*.
- ✓ Los volúmenes que podrían recuperarse de una distancia razonable, más allá del área probada de yacimientos productores, donde no se ha determinado el contacto agua-petróleo y donde el límite probado se ha establecido en función del pozo estructuralmente más bajo. Estos prospectos se identifican como la *Serie 200*.
- ✓ Los volúmenes que pudieran contener las áreas adyacentes a yacimientos conocidos, pero separados de éstos por fallas sellantes, siempre que en dichas áreas haya razonable certeza de tener condiciones geológicas favorables para la acumulación. Estos prospectos se identifican como la *Serie 300*.
- ✓ Los volúmenes estimados en estudios realizados de geología y de ingeniería o en estudios en proceso, donde el juicio técnico indica, con menor certeza que en el caso de las reservas probadas, que podrían recuperarse de yacimientos probados si se aplicaran procedimientos comprobados de recuperación suplementaria. Estos tipos de prospectos se clasifican como la *Serie 400*.
- ✓ Los volúmenes adicionales a las reservas probadas de un yacimiento que podrían resultar de las reinterpretaciones de sus parámetros, su comportamiento, cambios en el patrón de desarrollo (modificación del espaciamiento, perforación horizontal, etc.). Estos prospectos se identifican como la *Serie 500*.

▪ **RESERVAS POSIBLES**

Reservas posibles son los volúmenes de hidrocarburos, asociados a acumulaciones conocidas, en las cuales la información geológica y de ingeniería indica, con un grado de certeza menor al de las reservas probables, que podrían ser recuperados bajo condiciones operacionales contractuales y/u operacionales prevalecientes. Estas reservas podrían ser estimadas suponiendo condiciones económicas futuras diferentes a las utilizadas para las reservas probadas. Cuando se utilizan métodos probabilísticos para su estimación, estas cantidades deben tener por lo menos un 10% de probabilidad de que la cantidad recuperada será igual o mayor que la sumatoria de las reservas probadas, probables y posibles (Posibles P-10/50).

De acuerdo con la definición de Reservas Posibles los *casos* que se enumeran y describen a continuación son ejemplos de estas clases de reservas y se identifican como las series 600 a 1100.

- ✓ Los volúmenes sustentados por pruebas de producción o de formación que no pueden ser producidos debido a las condiciones económicas en el momento de la estimación, pero que serían rentables al utilizar condiciones económicas futuras razonablemente ciertas. Estos prospectos se identifican como la *Serie 600*.
- ✓ Los volúmenes que podrían existir en formaciones cuyos perfiles de pozos o núcleos de formación tienen características que presentan un alto grado de incertidumbre. Estos prospectos se identifican como la *Serie 700*.
- ✓ Los volúmenes que podrían existir en áreas donde la interpretación de la información geofísica y geológica indica la existencia de una estructura mayor que la incluida dentro de los límites de reservas probadas y probables y la perforación de pozos adicionales fuera del área probada o probable ofrece menor certeza de resultados positivos. Se identifican como la *Serie 800*.

- ✓ Los volúmenes que podrían existir en segmentos fallados no probados, adyacentes a yacimientos probados, donde existe una duda razonable sobre si ese segmento contiene volúmenes recuperables. Estos prospectos se identifican como la *Serie 900*.
- ✓ Los volúmenes adicionales en yacimientos cuyas características geológicas y de fluidos indican posibilidad de éxito si son sometidos a métodos de recuperación suplementaria. Los volúmenes identificados en este caso se clasifican como la *Serie 1000*.
- ✓ Los volúmenes adicionales a las reservas probadas o probables que se estiman recuperar debido a la reinterpretación de parámetros de yacimiento, un posible mejor comportamiento, cambios en el patrón de desarrollo (espaciamiento, perforación horizontal, etc.). Estos prospectos se identifican como la *Serie 1100*.

A.2 RECURSOS POR DESCUBRIR

Recursos por Descubrir son las cantidades de hidrocarburos que, en una fecha determinada, se estiman “podrían existir” en acumulaciones y yacimientos aún no descubiertos, pero que se presume su existencia sobre la base de la información de geología de superficie, sensores remotos, gravimetría, data sísmica y/u otros métodos.

La evaluación de recursos exploratorios comprende la estimación probabilística de volúmenes no descubiertos de petróleo y gas, considerando las incertidumbres asociadas a un mínimo conocimiento de las variables involucradas o de los procesos geológicos que determinan la presencia o no de hidrocarburos en un área. La evaluación de recursos está vinculada al objetivo de estimar el valor de las oportunidades exploratorias, con el fin de establecer una serie de decisiones orientadas a optimizar el proceso de la búsqueda de hidrocarburos.

Las oportunidades exploratorias tienen el “*riesgo exploratorio*” asociado, que es la probabilidad de no encontrar hidrocarburos o de que encontrándose éstos, no tengan el valor económico mínimo esperado. En el conjunto de técnicas a aplicar en la determinación

de los riesgos geológicos y las incertidumbres, se deben considerar dos tipos de incertidumbres: la proveniente del desconocimiento de los procesos geológicos que determinan la existencia de una acumulación de hidrocarburos en el subsuelo y las provenientes del desconocimiento del valor de las variables geológicas, geoquímicas, petrofísicas y de ingeniería en el entorno de una oportunidad exploratoria, necesarias para la cuantificación de los recursos por oportunidad.

Las incertidumbres deben cuantificarse mediante múltiples escenarios, los cuales usualmente se estiman con simulaciones probabilísticas del tipo Monte Carlo. Los posibles escenarios volumétricos que pueden existir asociados a una oportunidad exploratoria, incluyendo el caso de la no-existencia de hidrocarburos, se representan en forma de un histograma de rangos de volúmenes o en forma de una curva acumulada de volúmenes versus probabilidades.

El promedio de todos los casos simulados en la estimación de recursos se conoce como *expectativa*. En la documentación del resultado de las evaluaciones también se menciona la probabilidad de existencia de petróleo o gas (POS – “Probability of Success”), el promedio de los volúmenes no descubiertos sin riesgo (MSV – “Mean Success Value”) y el promedio de los escenarios Bajo, Medio y Alto de los volúmenes estimados en la simulación. La expectativa está asociada tanto a los volúmenes de petróleo como del gas asociado, y en el caso de la existencia de gas libre en el yacimiento, también se documenta la expectativa del posible condensado y del gas libre. Todos los volúmenes se refieren a condiciones de presión y temperatura estándar.

“El compendio de estas expectativas es de naturaleza confidencial para el país y deberán someterse a la consideración del Ministerio de Energía y minas por separado, cada vez que éste o la empresa lo considere necesario” (Referencia 8).

Adicionalmente, el manual “Definiciones y Normas de las Reservas de Hidrocarburos” reconoce la existencia de yacimientos de *Petróleo Volátil* y todos los informes y cálculos de estas reservas deben ser informados al Ministerio conjuntamente con las del petróleo, identificándolas en las columnas de “observaciones” de los cuadros de los informes como

“petróleo volátil”. Aunque existe dificultad para establecer una clara diferencia entre estos crudos y los condensados y crudos livianos, por lo general estos hidrocarburos exhiben factores volumétricos de formación por encima de 2.0, la temperatura del yacimiento está más cerca de la temperatura crítica que en el caso del petróleo y una cantidad significativa de la recuperación proviene de la condensación de líquidos de la fase gaseosa a medida que los fluidos del yacimiento se producen.

A.3 METODOLOGÍA Y NORMAS PARA CALCULAR RESERVAS

Para calcular reservas se utilizan distintas metodologías, o sus combinaciones, de acuerdo a la información disponible y el estado de desarrollo de los yacimientos. Sólo en el caso de las reservas de los *Hidrocarburos Líquidos del Gas*, las reservas se estiman en forma diferente.

Los métodos más comunes para calcular reservas de hidrocarburos son:

- Método Volumétrico
- Balance de Materiales
- Curvas de Comportamiento y Declinación
- Simulación Numérica
- Métodos Probabilísticos

Se describen someramente a continuación:

- ✓ El método volumétrico se utiliza para calcular el petróleo original en sitio. Requiere de la definición de la parte sólida y del espacio poroso del yacimiento y el conocimiento de las propiedades físicas de los fluidos contenidos en el espacio poroso y áreas de drenaje asociadas a los pozos. Este método se apoya en las ecuaciones indicadas a continuación:

- Petróleo Original en Sitio (POES)

$$POES = 7758 * Vb * \phi * Soi * 1 / Boi = \text{barriles a condiciones estándar de presión (14.7 lpc) y temperatura a (60°F)}$$

- Gas Original en Sitio (GOES)

$$GOES = 43560 * Vb * \phi * Sgi * 1 / Bgi = \text{pies cúbicos a condiciones estándar de presión (14.7 lpc) y temperatura (60°F)}$$

POES	= volumen de petróleo en sitio (a condiciones estándar)	BN
GOES	= gas original en sitio (a condiciones estándar)	PCN
Vb	= volumen bruto	Acre-Pie
Φ	= porosidad	%
Soi	= saturación inicial de petróleo	%
Boi	= factor volumétrico inicial del petróleo	BY/BN
Sgi	= saturación inicial de gas	%
Bgi	= factor volumétrico inicial del gas	PCY/PCN
1/Boi	= factor de merma del petróleo (FM)	BN/BY
1/Bg	= factor de merma del gas	PCN/PCY
BN	= barril normal @ 14,7 lpc y 60°F	barril

BY	= barril a condiciones de yacimiento	barril
PCN	= pie cúbico normal	pie cúbico
PCY	= pie cúbico a condiciones de yacimiento	pie cúbico

- ✓ El *Método de Balance de Materiales* permite calcular el petróleo original en sitio. El éxito de la aplicación de este método requiere de la historia de presiones, datos de producción y análisis PVT de los fluidos del yacimiento, que permiten predecir el petróleo recuperable a largo plazo.
- ✓ Las *Curvas de Comportamiento y de Declinación* permiten con frecuencia estimar directamente las reservas y ayudan en el diagnóstico del mecanismo de empuje en los yacimientos, cuando se dispone de suficiente historia de producción-presión.
- ✓ Los métodos de *Simulación Numérica* consisten en simular numéricamente el yacimiento y están basados en la disgregación del yacimiento en un número de bloques, lo cual permite considerar sus heterogeneidades y pronosticar su comportamiento. La validez de este método requiere de una buena definición geológica del yacimiento y de las características petrofísicas y de los fluidos.
- ✓ Los *Métodos Probabilísticos* consisten en la revisión sistemática de cada uno de los factores que determinan la magnitud de las reservas. Utilizando técnicas como la de Monte Carlo, se pueden obtener estimados de reservas expresados en términos de una distribución de probabilidad, la cual puede representarse en forma gráfica. Por lo general, se usa en áreas poco conocidas donde la información es escasa. Sus resultados se expresan en rangos de estimados y sus correspondientes probabilidades de la existencia de los hidrocarburos.

Las normas descritas representan un resumen de lo que el Ministerio de Energía y Minas (MEM) exige en materia de estimación y reporte de reservas de hidrocarburos y las mismas

son de estricto cumplimiento, tanto en su contenido como en su forma, por PDVSA y/o cualquier operador de reservas.

A.4 MAPAS OFICIALES DE RESERVAS

Los mapas oficiales de reservas representan el conocimiento detallado de la geología de un yacimiento y son esenciales para completar cualquier estudio de ingeniería de yacimientos. Este conocimiento de la geología y petrofísica del yacimiento debe ser transferido a mapas *estructurales* y mapas *isópacos*, los cuales son esenciales para estimar los hidrocarburos en sitio.

Los mapas estructurales identifican el tope y la base de las formaciones y/o arenas del yacimiento. Se utilizan para estimar el volumen total de roca o volumen bruto del yacimiento. De la misma forma en el mapa isópaco se representa la cantidad de arena neta permeable o zona efectiva de hidrocarburos dentro de ese volumen total identificado en el mapa estructural. Así el mapa isópaco de arena neta petrolífera, por ejemplo, representa la arena neta que contiene petróleo en el yacimiento después de sustraer o eliminar los volúmenes de arena que están por encima del contacto gas-petróleo y por debajo del contacto agua-petróleo.

Las normas para elaborar los mapas oficiales de reservas en Venezuela son las mismas utilizadas en el ámbito mundial en la Industria de los Hidrocarburos.

A.5 DESCUBRIMIENTOS, EXTENSIONES Y REVISIONES

La actualización y revisión periódica de las reservas se llevará a cabo bajo tres conceptos específicos: *Descubrimientos*, *Extensiones* y *Revisiones*. Estos se participan a la Dirección de Exploración y Producción del Ministerio de Energía y Minas (MEM) utilizando los formatos de Datos Básicos y sus hojas de cálculo. Las reservas generadas por Descubrimientos y Extensiones están relacionadas directamente con la perforación exploratoria y de avanzada. Las reservas provenientes de Revisiones corresponden a los

proyectos de recuperación suplementaria, estudios de geología e ingeniería y evaluaciones periódicas del comportamiento de los yacimientos.

A continuación se resumen algunas normas básicas para la estimación y presentación de las reservas descritas, cuando se utiliza el método volumétrico.

✓ **Descubrimientos**

- El área probada que se asigne a un pozo descubridor estará determinada por la interpretación de la geología del subsuelo, la información geofísica y de ingeniería de yacimientos y las características y el comportamiento de la producción inicial del pozo descubridor.
- En ocasiones muy especiales en las cuales los mapas geofísicos, estructurales, isópacos y la información de ingeniería se consideren insuficientes para una interpretación precisa del área probada, se podrán usar “hexágonos” cuyo tamaño dependerá del mejor criterio profesional.
- El espesor de arena que se asignará al área de drenaje del pozo será el espesor neto de arena del pozo descubridor. Si el área probada resultase mayor que el área de drenaje, debido a las condiciones geológicas y de yacimiento, se asignará al incremento de área un espesor de arena que esté de acuerdo con la mejor interpretación geológica.
- Los parámetros que entran en los cálculos de las reservas del yacimiento como son la porosidad, saturación, factores volumétricos, factor de compresibilidad, gas en solución, etc., serán determinados por métodos petrofísicos y análisis de laboratorio. En el caso de la aplicación de analogías, éstas deberán estar plenamente justificadas.
- El factor de recobro (FR) anticipado o estimado es la relación que existe entre el volumen de reservas recuperables y el volumen de hidrocarburos original en sitio

(POES o GOES). Generalmente, en una fase inicial, se obtiene por analogía con la información de los yacimientos existentes o de estimados por análisis mecánico de la acumulación.

✓ **Extensiones**

- Se tomará como área probada la ya asignada al prospecto geológico, con las modificaciones que sean necesarias de acuerdo a la nueva información suministrada por el pozo de avanzada que origina la extensión.
- El espesor de arena se determinará del mapa isópaco existente del prospecto geológico, modificado de acuerdo con la nueva información obtenida del pozo de avanzada.
- La porosidad, saturación, factor de merma, factor de recuperación, área probada, áreas desarrolladas y no desarrolladas, se calcularán utilizando los mismos parámetros establecidos para el yacimiento objeto de extensión, con las modificaciones introducidas por la nueva información.

✓ **Revisiones**

Las revisiones son consecuencia de cambios en la interpretación geológica o en los datos básicos del yacimiento y/o el comportamiento de la capacidad de producción, su declinación, etc.; o son el resultado de proyectos factibles de recuperación suplementaria tales como inyección de gas, inyección de agua, mantenimiento de presión, recuperación térmica y otros.

A.6 PRESENTACIÓN DE LOS INFORMES DE RESERVAS

Los informes oficiales que se presentan a la Dirección de Exploración y Producción del Ministerio incluyen los Informes sobre los Datos Básicos de las reservas, los Informes Semestrales y los Informes Anuales.

✓ Informes de Descubrimientos, Extensiones, Revisiones

Los informes de los volúmenes de reservas agregados o revisados por Descubrimientos, Extensiones y Revisiones deberán ser sometidos a la consideración del Ministerio de Energía y Minas.

Descubrimientos y Extensiones

Las reservas probadas por descubrimientos o extensiones serán sometidas a consideración del Ministerio de Energía y Minas durante el mes calendario siguiente a la fecha de completación oficial del pozo.

En casos especiales de pozos no completados oficialmente, donde se determine producción comercial, las reservas probadas serán sometidas al Ministerio al concluirse la evaluación.

Revisiones

Las revisiones de reservas pueden ser sometidas continuamente hasta el 30 de septiembre del año en curso. En ocasiones especiales, y a juicio del Ministerio, podrán ser sometidas después de esta fecha.

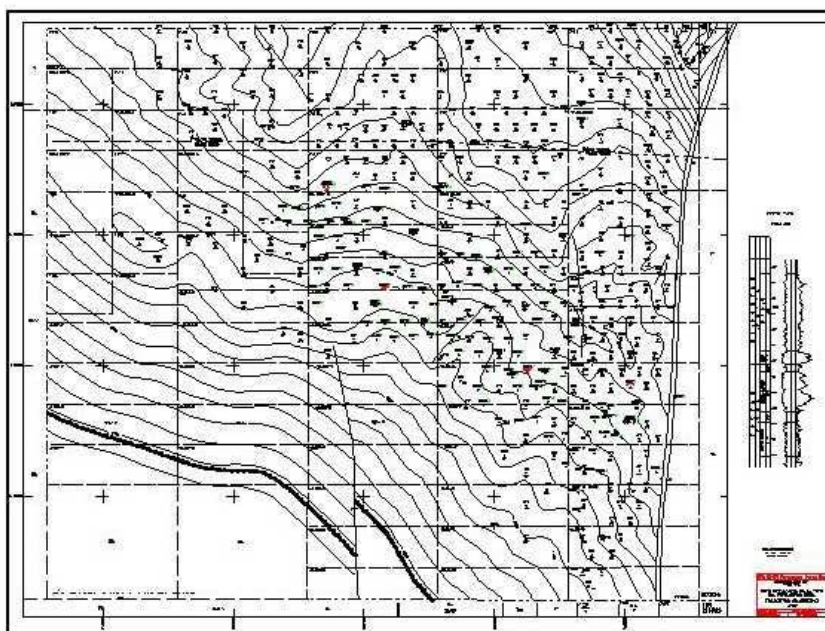
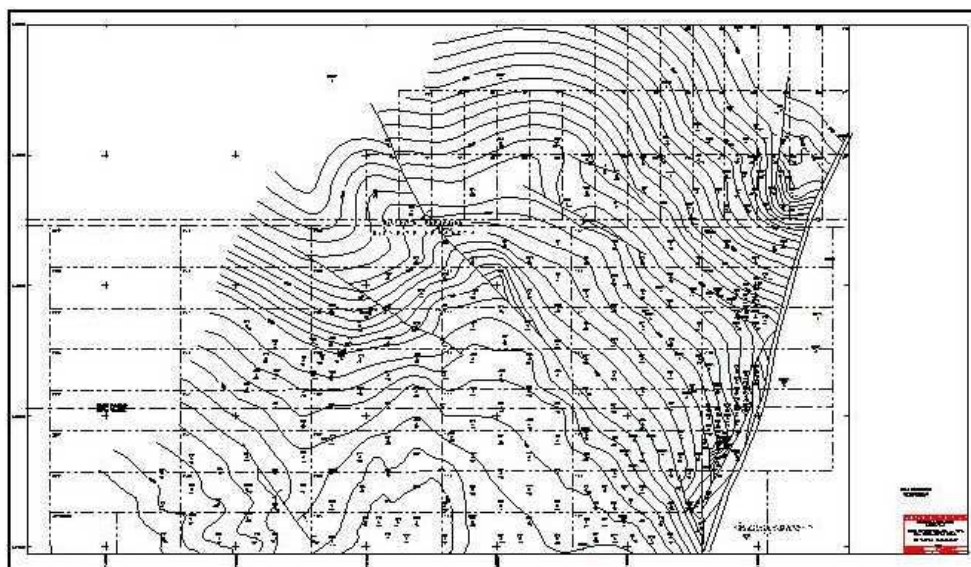
✓ **Informes Semestrales**

Los informes semestrales de las reservas probadas y probables de hidrocarburos líquidos y gaseosos que corresponden al primer semestre del año se enviarán al Ministerio a más tardar el 31 de julio del año respectivo.

✓ **Informe Oficial Anual de Reservas**

Los Informes Oficiales Anuales de las reservas probadas, probables y posibles de hidrocarburos líquidos y gaseosos correspondientes al año en curso se enviarán al Ministerio a más tardar el 31 de enero del año siguiente al año en curso.

B. MAPAS ESTRUCTURALES DEL YACIMIENTO IB/BS 101



C. MAPAS ISÓPACOS DEL YACIMIENTO IB/BS 101

