

**METODOLOGÍA PARA LA PERFORACIÓN DE POZO INFILL EN UN CAMPO
MADURO CON AMBIENTE DE DEPOSITACIÓN FLUVIAL. APLICACIÓN
CAMPO COLORADO**



**RUBÉN DARÍO RODRÍGUEZ MONJE
JOSÉ FERNANDO BERNAL GONZÁLEZ**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO-QUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA**

2009

**METODOLOGÍA PARA LA PERFORACIÓN DE POZO INFILL EN UN CAMPO
MADURO CON AMBIENTE DE DEPOSITACIÓN FLUVIAL. APLICACIÓN
CAMPO COLORADO**

RUBÉN DARÍO RODRÍGUEZ MONJE

JOSÉ FERNANDO BERNAL GONZÁLEZ

Trabajo de grado presentado como requisito para optar al título de:

Ingeniero de Petróleos

Director

M. Sc. Fernando Enrique Calvete González

Codirector

Ing. Cesar Augusto Pineda

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO-QUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA**

2009

TABLA DE CONTENIDO

	Pág.
INTRODUCCIÓN	1
1. PERFORACIÓN INFILL	3
1.1 Antecedentes de la Perforación <i>Infill</i> .	3
1.1.1 Recobro Primario	3
1.1.2 Recobro Secundario.	4
1.1.3 Recobro Terciario	6
1.2 Perforación <i>Infill</i>	10
1.3 Desarrollo de un campo maduro	15
1.3.1 Definición y elementos para el desarrollo de campos maduros	16
1.3.2 Cuantificación y ubicación del crudo remanente	17
1.3.3 Técnicas usadas para determinar la cantidad de aceite remanente	18
1.4 Potencial de la perforación <i>Infill</i>	19
1.5 Perforación <i>Infill</i> vs Recobro Terciario	26
2. DESCRIPCIÓN DEL CAMPO ESCUELA COLORADO	29
2.1 Ubicación geográfica Campo Escuela Colorado	29
2.2 Reseña histórica	30
2.3 Marco Geológico regional	31
2.3.1 Estratigrafía de la cuenca Valle Medio del Magdalena	32
2.3.1.1 Pre-Cretáceo Formación Girón (Jurásico)	32
2.3.1.2 Cretáceo	34
2.3.1.2.1 Formaciones Los Santos – Tambor (Valanginiano–Hauteriviano)	34
2.3.1.2.2 Formación Rosablanca (Hauteriviano)	34
2.3.1.2.3 Formación Paja (Barremiano-Aptiano temprano)	35

2.3.1.2.4	Formación Tablazo (Aptiano tardío–Albiano)	35
2.3.1.2.5	Formación Simití (Albiano temprano-Albiano medio)	35
2.3.1.2.6	Formación La Luna (Cenomaniano–Santoniano)	36
2.3.1.2.7	Formación Umir (Campaniano a Maestrichtiano – Daniano)	36
2.3.1.3	Terciario	36
2.3.1.3.1	Formación Lisama (Paleoceno)	37
2.3.1.3.2	Formación La Paz (Eoceno medio)	38
2.3.1.3.3	Formación Esmeraldas (Eoceno tardío)	38
2.3.1.3.4	Formación Mugrosa (Oligoceno – Mioceno inferior)	38
2.3.1.3.5	Formación Colorado (Mioceno inferior a Mioceno medio)	39
2.3.1.3.6	Formación Real (Mioceno medio – Mioceno superior)	39
2.4	Historia de Perforación del Campo Escuela Colorado	41
2.5	Parámetros básicos del Campo Escuela Colorado	43
2.6	Problemas más frecuentes del Campo Escuela Colorado	47
3.	DISEÑO DE LA METODOLOGÍA	48
3.1	Primera etapa: Caracterización fundamental del Campo Escuela Colorado (CEC).	54
3.2	Segunda etapa: Selección de áreas prospectivas a partir del radio de drenaje.	55
3.3	Tercera etapa: Influencia del EUR	58
3.4	Cuarta etapa: Evaluación de las áreas prospectivas	64
3.4.1	Relación Gas Aceite (GOR)	67
3.4.2	Presión	67
3.4.3	Porosidad	68
3.4.4	Conductividad (KH)	68
3.4.5	Producción acumulada (Np)	68
3.4.6	Reservas	69
3.4.7	Geología	69
3.4.7.1	Espaciamiento Geométrico	70

3.4.7.2	Conectividad hidráulica entre pozos CHEP	70
3.5	Quinta etapa: selección de las áreas prospectivas	74
4.	APLICACIÓN DE LA METODOLOGÍA	75
4.1	Primera etapa: Caracterización fundamental del Campo Escuela Colorado (CEC).	76
4.2	Segunda etapa: Selección de áreas prospectivas a partir del radio de drenaje.	83
4.3	Tercera etapa: Influencia del EUR	89
4.4	Cuarta etapa: Evaluación de las áreas prospectivas	92
4.4.1	Relación Gas Aceite (GOR)	92
4.4.2	Presión	96
4.4.3	Porosidad	100
4.4.4	Conductividad (KH)	104
4.4.5	Producción acumulada (Np)	108
4.4.6	Reservas	112
4.4.7	Geología	114
4.4.7.1	Espaciamiento Geométrico	115
4.4.7.2	Conectividad Hidráulica Entre Pozos CHEP	115
4.5	Quinta etapa: selección de las áreas prospectivas	121
5.	PROGRAMA DE PERFORACIÓN INFILL	123
5.1	Estabilidad del hueco	123
5.2	Pérdidas de Circulación	124
5.3	Causas de las Pérdidas de circulación .	124
5.4	Cuidados a tener en cuenta para control del pozo	125
5.5	Programa de perforación y completamiento para el pozo Colorado Infill 1	126
5.5.1	Localización COLORADO INFILL 1	126
5.5.2	Clasificación del pozo	126

5.5.3	Marcadores geológicos Estimados	126
5.5.4	Objetivo geológico	126
5.5.5	Profundidad total	127
5.5.6	Corazonamiento	127
5.5.7	Registros	127
5.5.7.1	Registros en hueco abierto	127
5.5.7.2	Registros en hueco cementado	128
5.5.8	Programa de Brocas	128
5.5.8.1	Efecto de los tipos de lodos en las brocas de perforación	129
5.5.8.2	Tramo del revestimiento de superficie	130
5.5.8.2	Tramo del revestimiento de producción	130
5.5.9	Lodo de perforación	131
5.5.9.1	Calculo del volumen de lodo para cada intervalo	134
5.5.10	Programa de Revestimiento (diseño del Casing)	135
5.5.10.1	Casing de Superficie (9-5/8")	136
5.5.10.1.1	Colapso	136
5.5.10.1.2	Estallido (Burst)	139
5.5.10.1.3	Tensión	143
5.5.10.2	Casing de producción (6-5/8")	144
5.5.10.2.1	Colapso	145
5.5.10.2.2	Estallido (Burst)	147
5.5.10.2.3	Tensión	150
5.5.11	Programa de cementación	152
5.5.11.1	Clases y tipos de cemento	153
5.5.11.2	Diseño de la lechada para cada revestimiento	156
5.5.11.2.1	Revestimiento de superficie	156
5.5.11.2.2	Revestimiento de producción	157
5.5.12	Cañoneo	159
5.5.12.2	Densidad de Tiro por Pie	159

5.5.13 Equipo de perforación	160
6. ANÁLISIS ECONÓMICO DEL PROYECTO	165
6.1 Inversión neta o inicial	166
6.2 Flujo de efectivo	166
6.3 Costos	168
6.4 Impuestos	169
6.5 Evaluación de la conveniencia del proyecto	170
6.5.1 Valor presente neto (VPN)	170
6.5.2 Tasa de rendimiento económico	173
6.5.2.1 Tasa interna de retorno (TIR)	173
6.5.2.2 Tasa promedio de retorno (TPR)	174
6.5.3 Tiempo de recuperación de la inversión o <i>Payback Time</i>	175
6.5.3.1 Tiempo de Recuperación Simple o <i>Payback Simple</i>	175
6.5.3.2 Tiempo de recuperación ajustado o <i>Payback</i> ajustado	176
6.6 Ingresos	177
6.7 Predicción del precio del petróleo	177
6.8 Impuestos para la industria	179
6.8.1 Regalías	179
6.8.2 Impuesto de Renta	180
6.9 Análisis económico aplicado al Campo Escuela Colorado	180
6.9.1 Viabilidad económica del proyecto Infill	180
6.9.2 Descripción del Proyecto a Evaluar	180
6.9.3 Producción inicial del nuevo pozo Infill	182
6.10. Evaluación Económica del Proyecto	192
6.10.1 Viabilidad Económica de la Perforación del Pozo Infill	192
CONCLUSIONES	197
RECOMENDACIONES	198

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

199

ANEXOS

205

LISTA DE FIGURAS

	Página
Figura 1. Producción del campo Raja después del proyecto <i>Infill</i> .	4
Figura 2A. Grafica de la producción - Unidad de North Riley.	5
Figura 2B. Grafica de la producción – Unidad de Dollarhide.	6
Figura 3. Producción vs. Tiempo.	11
Figura 4. Mejoras de la discontinuidad por la perforación de pozo <i>Infill</i> .	12
Figura 5. Modificación del patrón.	13
Figura 6. Vida típica de un campo maduro.	17
Figura 7. Producción, completamientos de pozos de crudo y reservas de crudo de Estados Unidos.	19
Figura 8. Desarrollo de pozos en EE.UU.	20
Figura 9. Pozos exploratorios en EE.UU.	21
Figura 10. Potencial de la producción por la perforación <i>Infill</i> en EE.UU.	23
Figura 11. Conversión de un espaciamento de 40 a 20 acres por la perforación de pozos <i>Infill</i> .	24
Figura 12. Ubicación Campo Colorado.	29
Figura 13. Columna Estratigráfica Generalizada Cuenca VMM	33
Figura 14. Distribución de los pozos para el Campo Colorado	40
Figura 15. Historia De Producción del Campo Colorado.	42
Figura 16. Declinación Actual del Campo.	42

Figura 17. Estación recolectora CEC.	44
Figura 18. Capacidad de Transporte de Crudo Campo Colorado.	45
Figura 19. Curva típica del logaritmo natural de la producción contra tiempo.	62
Figura 20. Localización de los pozos del CEC.	79
Figura 21. Mapa Mugrosa B1	81
Figura 22. Mapa Mugrosa B2	81
Figura 23. Mapa Mugrosa C1	82
Figura 24. Mapa Mugrosa C2	82
Figura 25. Radios de drenaje ZB1	84
Figura 26. Radios de drenaje ZB2	84
Figura 27. Radios de drenaje ZC1	85
Figura 28. Radios de drenaje ZC2	85
Figura 29. Áreas prospectivas ZB1	87
Figura 29 B. Áreas prospectivas ZB2	87
Figura 30. Áreas prospectivas ZC1	88
Figura 30 B. Áreas prospectivas ZC2	88
Figura 31. Radios de drenaje EUR ZB1	90
Figura 32. Radios de drenaje EUR ZB2	90
Figura 33. Radios de drenaje EUR ZC1	91
Figura 34. Radios de drenaje EUR ZC2	91

Figura 35. GOR ZB1	93
Figura 36. GOR ZB2	93
Figura 37. GOR ZC1	94
Figura 38. GOR ZC2	94
Figura 39. Presiones estáticas ZB1	97
Figura 40. Presiones estáticas ZB2	97
Figura 41. Presiones estáticas ZC1	98
Figura 42. Presiones estáticas ZC2	98
Figura 43. Porosidad ZB1	101
Figura 44. Porosidad ZB2	101
Figura 45. Porosidad ZC1	102
Figura 46. Porosidad ZC2	102
Figura 47. Conductividad KH ZB1	105
Figura 47 B. Conductividad KH ZB2	105
Figura 48. Conductividad KH ZC1	106
Figura 48 B. Conductividad KH ZC2	106
Figura 49. Producción acumulada Np ZB1	109
Figura 50. Producción acumulada Np ZB2	109
Figura 51. Producción acumulada Np ZC1	110
Figura 52. Producción acumulada Np ZC2	110

Figura 53. CHEP ZB1	118
Figura 54. CHEP ZB2	118
Figura 55. CHEP ZC1	119
Figura 56. CHEP ZC2	119
Figura 57. Cargas de colapso y estallido en el Casing de superficie..	137
Figura 58. Selección del tipo de Casing de superficie basado en las cargas de colapso y estallido.	139
Figura 59. Cargas de colapso y estallido en el Casing de producción.	146
Figura 60. Selección del tipo de Casing de producción basado en las cargas de colapso y estallido.	148
Figura 61. Estado mecánico propuesto.	160
Figura 62. Representación del flujo de efectivo..	167
Figura 63. Representación del valor presente.	171
Figura 64. Comportamiento del VPN con relación a la tasa de interés.	173
Figura 65. Historial de producción Colorado 36 B1.	186
Figura 66. Historial de producción Colorado 55 C2	186
Figura 67. Historial de producción Colorado 58 C2	187
Figura 68. Curva IPR para la arena Mugrosa B1.	188
Figura 69. Curva IPR para la arena Mugrosa C1.	189
Figura 70. Curva IPR para la arena Mugrosa C2.	189
Figura 71. Producción Pozo infill CEC	190
Figura 72. Predicción del crudo WTI.	193

Figura 73. Flujo de caja para el Proyecto (US\$).

LISTA DE TABLAS

	Página
Tabla 1. Resumen del incremento del recobro por la perforación <i>Infill</i>	7
Tabla 2. Resumen de los proyectos de perforación <i>Infill</i>	8
Tabla 3. Datos Básicos de Yacimiento (formación Mugrosa).	46
Tabla 4. Clasificación del estado de los pozos	55
Tabla 5. Ponderación de una variable.	66
Tabla 6. Modelo recomendado para la Matriz de Selección	66
Tabla 7. OOIP por zonas productoras.	77
Tabla 8. Producción acumulada por zonas productoras.	78
Tabla 9. Clasificación del estado de los pozos por completamiento.	80
Tabla 10. Áreas prospectivas para la perforación infill CEC	86
Tabla 11. Rangos de evaluación del GOR.	95
Tabla 11B. Calificación de las áreas de acuerdo al GOR.	96
Tabla 12. Rangos de evaluación de la Presión Estáticas.	9
Tabla 13. Calificación de las áreas de acuerdo a la Presión Estática.	100
Tabla 14. Rangos de evaluación de la Porosidad.	103
Tabla 15. Calificación de las áreas de acuerdo a la Porosidad.	104
Tabla 16. Rangos de evaluación de la Conductividad KH.	107

Tabla 17. Calificación de las áreas de acuerdo a la Conductividad KH.	108
Tabla 18. Rangos de evaluación de la Producción acumulada Np.	110
Tabla 19. Calificación de las áreas de acuerdo a la Producción acumulada Np.	111
Tabla 20. Rangos de evaluación de las Reservas.	113
Tabla 21. Calificación de las áreas de acuerdo a las Reservas.	114
Tabla 22. Calificación de las áreas de acuerdo a las Reservas.	116
Tabla 22. Rangos de evaluación del CHEP.	120
Tabla 23. Calificación de las áreas de acuerdo al CHEP.	121
Tabla 24. Calificación final de las áreas prospectivas.	122
Tabla 25. Diámetro externo de la broca a partir del diámetro del Casing.	130
Tabla 26. Descripción de las brocas de perforación.	131
Tabla 27. Resistencia al colapso para los grados de Casing de superficie.	138
Tabla 28. Resistencia a la presión interna o estallido para los Casing de superficie.	142
Tabla 29. Casing de superficie basado en las cargas de colapso y estallido.	142
Tabla 30. Cargas totales por tensión en el Casing de superficie.	144
Tabla 31. Resistencia al Colapso para el Casing de producción.	147
Tabla 32. Resistencia a la presión interna para el Casing de producción.	149
Tabla 33. Casing de superficie basado en las cargas de colapso y estallido	150
Tabla 34. Cargas totales por tensión en el Casing de producción.	151

Tabla 35. Selección del Casing de producción.	152
Tabla 36. Composición del cemento API.	154
Tabla 37. Propiedades del cemento API.	155
Tabla 38. Propiedades de la lechada seleccionada.	157
Tabla 39. Factor de diseño para cargas por tensión.	162
Tabla 40. Carga en cada apoyo del taladro.	163
Tabla 41. Escala para determinar las regalías en crudos livianos y semi-livianos	179
Tabla 42. Costos de la perforación del pozo infill.	181
Tabla 43. Valores de las Constantes a partir del Radio de Penetración	184
Tabla 44. Parámetros requeridos para el desarrollo de las curvas IPR.	185
Tabla 45. Caudales máximos pozo Infill CEC.	187
Tabla 46. Parámetros requeridos para la implementación del método de Gilbert.	188
Tabla 47. Producción Pozo Infill CEC.	191
Tabla 48. Ajustes al Precio del Crudo WTI.	194
Tabla 49. Flujo de Caja del Proyecto.	195

RESUMEN

TÍTULO: METODOLOGÍA PARA LA PERFORACIÓN DE POZO INFILL EN UN CAMPO MADURO CON AMBIENTE DE DEPOSITACIÓN FLUVIAL. APLICACIÓN CAMPO COLORADO.*

AUTORES: RUBÉN DARÍO RODRÍGUEZ MONJE
JOSÉ FERNANDO BERNAL GONZÁLEZ**

PALABRAS CLAVES: Perforación Infill, Metodología, campo maduro, depositación fluvial.

DESCRIPCIÓN

La técnica de perforación *Infill* ha llamado la atención de la comunidad profesional desde antes de los años 70. Dadas las circunstancias apropiadas puede competir favorablemente con las técnicas de recobro mejorado, EOR, con base en el factor de recobro por una menor inversión y menores costos de operación. La Perforación *infill* es una técnica en la cual se perforan nuevos pozos después de una producción primaria o un desarrollo secundario del campo, con esto se puede obtener una mejora en las eficiencias de barrido vertical y areal, mejorar la continuidad lateral entre zonas productoras debido a la reducción en el espaciamiento entre pozos, además, reducir los límites económicos del proyecto debido a la aceleración en la producción o en el mejor de los casos al aumento en las reservas probadas del campo.

Mediante el estudio de la información que se tiene del campo como datos estadísticos e históricos, geológicos y petrofísicos entre otros; se desarrolla metodológicamente la selección de las zonas de mayor factibilidad para llevar a cabo la perforación Infill y se establece técnicamente la mejor opción mediante la elaboración de un programa típico de perforación junto con un análisis económico para poder observar la viabilidad del proyecto y el tiempo en que se recuperará la inversión inicial.

* Trabajo de Grado

** Facultad de Ingenierías Fisicoquímicas. Programa de Ingeniería de Petróleos. Director: M. Sc. FERNANDO ENRIQUE CALVETE GONZÁLEZ.

ABSTRACT

TITLE: METHODOLOGY FOR IN-FILL DRILLING OF WELLS IN A MATURE FIELD WITH FLUVIAL DEPOSITIONAL ENVIRONMENT. APLICACION COLORADO FIELD *

AUTHORS: RUBÉN DARÍO RODRÍGUEZ MONJE
JOSÉ FERNANDO BERNAL GONZÁLEZ **

KEY WORDS: Infill drilling, Methodology, Mature Field, fluvial deposition

DESCRIPTION

Infill drilling technique has caught the attention of the professional and not professional communities since before the 70's. Given the right circumstances can compete favorably with improved recovery techniques, EOR, based on the recovery factor for a lower investment and lower operating costs during the project life. The infill drilling is a technique in which new wells are drilled after a primary output or a secondary development of the field in some cases after a tertiary recovery, this can work for an improvement in the efficiencies of vertical and areal sweep, improving lateral continuity between producing areas due to reduction in the spacing between wells also reduce the economic limits of the project due to the acceleration in the production or the best to the increase in proven reserves of the field due to achieving full areas that have not been found with the currently producing wells.

By studying the information we have of the field as statistical and historical data, geological and petrophysical among others methodically develops the selection of the most feasible areas to complete the Infill drilling and providing technically the best option by development of a typical drilling program along with an economic analysis to observe the viability of the project and the time it will recover the initial investment.

* Theses

** Physiochemical Engineering College. Petroleum Engineering School. Director: M. Sc. FERNANDO ENRIQUE CALVETE GONZÁLEZ.

INTRODUCCIÓN

La perforación *Infill* es una técnica que ha llamado la atención de la comunidad profesional desde antes de los años 70. Dadas las circunstancias apropiadas puede competir con las técnicas de recobro mejorado, con base al factor de recobro por una menor inversión y menores costos de operación. La perforación infill es una técnica en la cual se perforan nuevos pozos después de una producción primaria o un desarrollo secundario del campo, con esto podemos obtener una mejora en las eficiencias de barrido vertical y areal, mejorar la continuidad y disminuir el límite económico de nuestro proyecto.

La alta demanda de hidrocarburos y los pocos hallazgos nos llevan a buscar nuevas técnicas y a investigar cómo aprovechar al máximo las reservas ya existentes. Es por esto que todos los esfuerzos de los ingenieros, geólogos, geofísicos, y demás profesionales involucrados en las actividades de exploración y explotación de un campo productor de petróleo, deben estar encaminados a este propósito.

Este proyecto está enfocado en dar una descripción de la perforación infill, y desarrollar un diseño de un pozo infill, para determinar su viabilidad técnica y económica de este tipo de perforación al Campo Escuela Colorado.

En primer lugar se describe el Campo Escuela Colorado, posterior a esto se desarrolla metodológicamente la selección del área con mayor factibilidad donde perforar evaluando todas las propiedades del yacimiento y las profundidades a las cuales se encuentran los objetivos geológicos; una vez definida la zona a perforar se desarrolla el programa de perforación típico para este pozo basado en las propiedades del bloque a perforar y teniendo en cuenta el completamiento de pozos aledaños que no hayan presentado algún problema mecánico en su completamiento y se encuentren en buen estado.

Adicionalmente, a partir de un índice de predicción del precio del crudo y de las curvas de índice de productividad se realiza un análisis económico para determinar la viabilidad y el estudio de la rentabilidad de este proyecto en el Campo Escuela Colorado. Finalmente, se concluye y se hace recomendaciones las cuales son el resultado del desarrollo de este proyecto.

1. PERFORACIÓN INFILL

1.1 Antecedentes de la Perforación *Infill*.

¿Por qué la perforación *Infill* de repente toma importancia como proceso para incrementar el recobro después de tantos años? A pesar de que la perforación *Infill* siempre ha sido parte de un buen manejo de campo, a principios de 1980 fue reportada como un proceso independiente de la inyección de agua y reconocida como un proceso para incrementar el recobro.

La experiencia en campo con la perforación *Infill* es bastante extensa, pero hasta el momento ha sido poco documentada. Se cree que debido a que las reservas actuales fueron influenciadas en medida desconocida por la perforación *Infill*, implícita en los distintos proyectos de recobro, puede, como tal, no tener el gran potencial teórico propuesto¹.

Experiencias en otros campos: Los resultados de la perforación *Infill* están incompletos pero abarcan toda la gama de proyectos, desde los primarios hasta el recobro terciario. A continuación algunos casos de estudio de campos.

1.1.1 Recobro Primario

El campo Raja², ubicado al sur de Sumatra, produjo desde 1940 a 1976 a partir de 36 pozos con un espaciamiento de 80 acres. Entre 1976 y 1978, 6 nuevos pozos fueron perforados, incrementando la producción de 300 a 3500 BOPD.

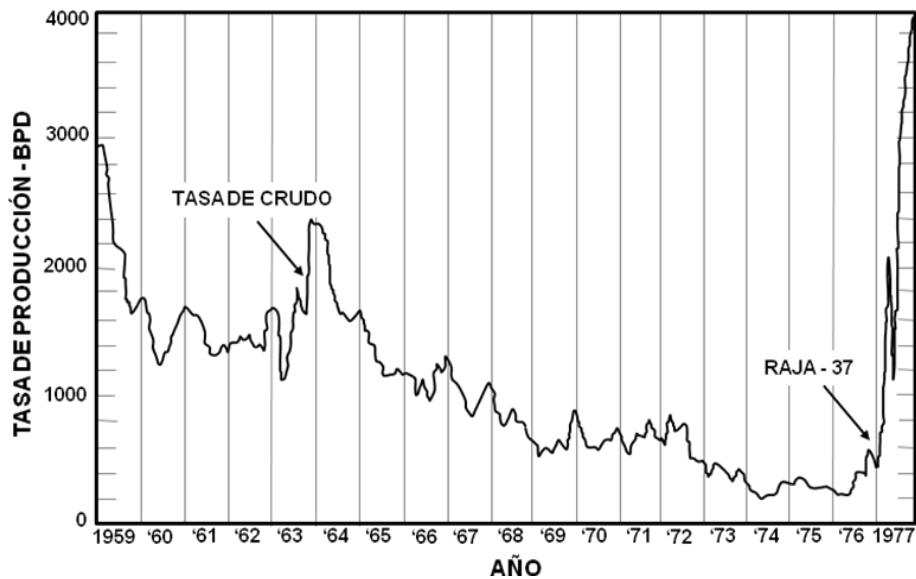
La geología en esta zona es bastante complicada, con producción de varias limolitas y arenas a lo largo de un espesor de 1500 ft. El tipo de canales es meandrónico y está en toda la estructura.

¹ GOULD, T. L. y SAREM A. M. S. "Infill Drilling for Incremental Recovery" ,JPT (Marzo 1989) p 229-237.

² BASUNI, M.N. "Successful Infill Drilling in Raja Field Causes Ten-Fold Increase in Production", *Proc.*, Indonesian Petroleum Assn. (Junio 1978) 277-93.

El proyecto de perforación *Infill* en el campo Raja tuvo un incremento de más de 10 veces en la producción debido a una mejora en la continuidad lateral. La figura 1 muestra el desempeño de este proyecto.

Figura 1. Producción del campo Raja después del proyecto *Infill*.



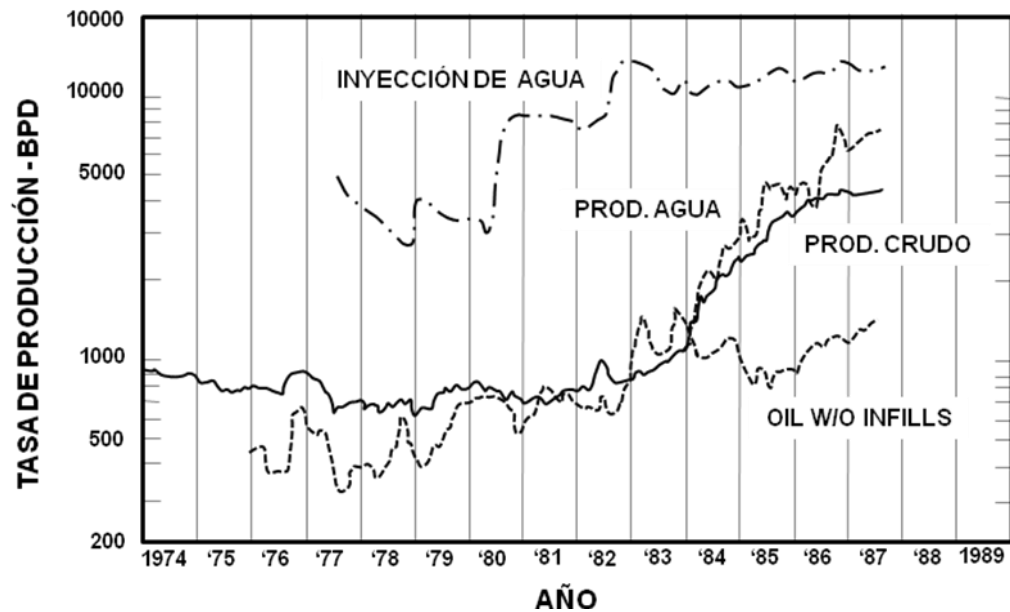
Fuente: Modificado por los autores de "Infill Drilling for Incremental Recovery", JPT (Marzo 1989).

1.1.2 Recobro Secundario.

La figura 2A muestra el desempeño de un proyecto de perforación *Infill* con inyección de agua en la unidad de North Riley³. Desde 1984, 91 pozos *Infill* fueron perforados, produciendo más de 3.2 millones de barriles de crudo. El promedio de producción por pozo *Infill* es de 29 BOPD, lo que representa más del 70% de la producción total. La producción final esperada a partir del análisis de curvas de declinación para los pozos *Infill* es de 145000 barriles por pozo. Con la perforación de estos pozos el campo pasó de un arreglo de 5 puntos, con un espaciamento de 80 acres, a uno de 9 puntos manteniendo el espaciamento. Por lo cual, la mayor parte de la actividad en este campo es de conversión de pozos.

³ GOULD. Op. cit., p. 3.

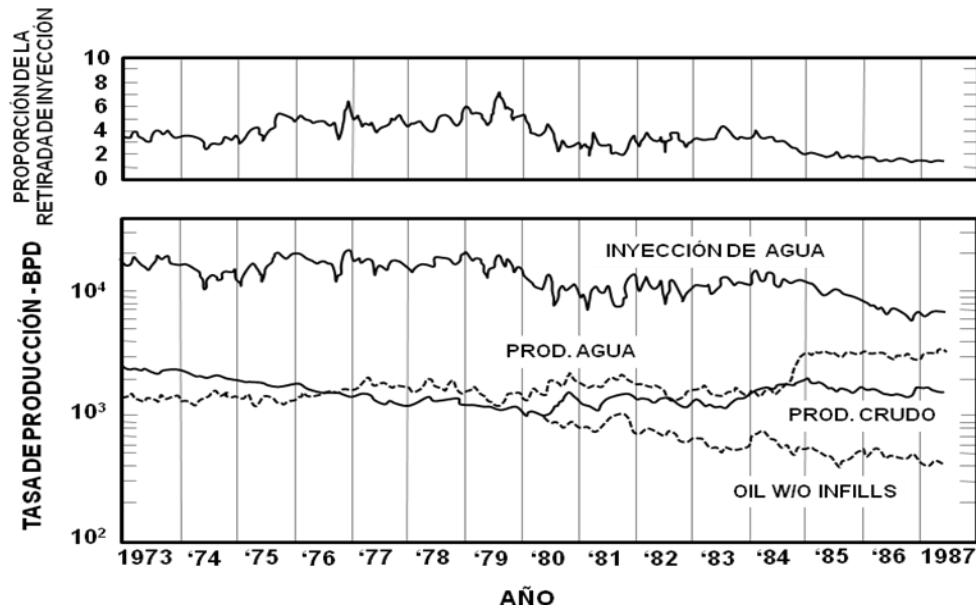
Figura 2A. Grafica de la producción - Unidad de North Riley.



Fuente: Modificado por los autores de "Infill Drilling for Incremental Recovery," JPT (Marzo 1989).

La Figura 2B muestra el proyecto de inyección de agua con perforación de pozos *Infill* en la unidad de Dollarhide. Desde 1980, 44 pozos *Infill* fueron perforados, produciendo más de 2.65 millones de barriles de crudo. Estos pozos producen más del 80 % de los 2000 BOPD que produce el campo. El análisis de la curva de declinación del campo muestra la producción total de crudo y la producción de crudo con espaciamiento de 40 acres. Esta gráfica indica que no ha ocurrido ninguna interferencia aún debido al incremento en el número de pozos. La producción final promedio para los pozos *Infill* es de 125000 barriles de petróleo por pozo al final de la curva de declinación.

Figura 2B. Grafica de la producción – Unidad de Dollarhide.



Fuente: Modificado por los autores de "Infill Drilling for Incremental Recovery," JPT (Marzo 1989).

1.1.3 Recobro Terciario

Restine et al.⁴ Mostró resultados para tres proyectos realizados de una inyección de vapor. La figura 3 muestra la producción de las arenas Canfield R1 y R encontradas a partir de la perforación *Infill* después de que la inyección de vapor se había completado. El incremento en el recobro fue cercano a 1.76×10^6 bbl para 80 pozos con un espaciamiento de 0.625 acres, o cerca de 35200 bbl/*Infill*-acre. El espesor total es de 148 ft con una porosidad del 31%. El incremento del recobro de la perforación *Infill* como un cuarto proceso fue de 238 bbl/*Infill*-acre.

Resultados: solo se han reportado resultados para 11 proyectos de perforación *Infill* con recobro secundario, cubriendo 1323 pozos, como se muestra en la tabla 1. El incremento total de estos proyectos fue de 142 millones de barriles para un promedio de 107100 bbl/pozo. La tabla 2 muestra un resumen detallado de estos 11 proyectos.

⁴ RESTINE, J.L., GRAVES, W.G., y ELIAS, R. Jr. "Infill Drilling in a Steamflood Operation: Kern River Field", *SPERE* (Mayo 1987).

Tabla 1. Resumen del incremento del recobro por la perforación *Infill*

	Número de Pozos	Volumen del proyecto (10*6 bbl)	Volumen por Pozo (10*3 bbl)	Espaciamiento (Acre)	Volumen (bbl/acre)
Means San Andres					
20- Acres <i>Infills</i>	141	15.4	109	20	5450
10-Acres <i>Infills</i>	16	1.2	75	10	7500
Fullerton Clearfork	254	24.6	97	20	4850
Roberton Clearfork	138	10.7	78	18	4330
IAB (Menielle Penn)	17	1.7	100	40	2500
Hewitt	15	0.4	27	5	5400
Loudon	50	0.97	19	10	1900
Yates Sand	247	14.6	59	10	5900
Grayburg	17	2.44	144	20	7200
Wasson San Andres	293	51.0	174	20	8700
North Riley Clearfork	91	13.2	145	20	7250
Dollarhide Clearfork "AB"	<u>44</u>	<u>5.52</u>	<u>125</u>	<u>20</u>	<u>6250</u>
Total	1323	141.7	107.1	17.5	6120

Fuente: Modificado por los autores de "Infill Drilling for Incremental Recovery", JPT (Marzo 1989).

Tabla 2. Resumen de los proyectos de perforación *Infill*

	Means San Andres	Fullerton Clearfork	Robertson Clearfork	IAB Menielle Penn	Hewitt Hoxbar
<u>Roca</u>	Dolomita	Dolomita	Dolomita	Limolita	Arenisca
Profundidad, ft	4000	7000	6500	5800	2000 a 3000
Espesor Bruto, ft	300	600	1400	—	1500
Espesor Neto, ft	92	92	200 a 300	45	100 a 700
Porosidad, %	9	10	6.3	7	21
Permeabilidad, md	20	3	0.65	27	184
Agua intersticial, %	29	22	30	—	21
Aceite Residual, %	36	28	24	—	—
Temperatura, °F	100	117	117	134	96
Coeficiente Dykstra-Parson	—	0.83	—	—	0.73
<u>Fluido</u>					
Gravedad, °API	29	42	32	44	35
FVF	1.04	1.62	1.25	1.86	1.13
Presión de Saturación, psi	310	2370	1700	2525	905
Viscosidad del aceite, cp	6	0.75	1.2	0.2	8.7
Viscosidad del agua, cp	0.8	0.6	0.6	0.5	0.95
Relación de viscosidad	7.5	1.25	2.0	0.4	9.2
<u>Proyectos Infill</u>	<u>A</u>	<u>B</u>			
Número de pozos	141	16	254	138	17
Acres por pozo	20	10	20	18	40
Corte de agua	—	—	—	—	—
Incremento de crudo, 10*6 bbl	15.4	1.2	24.6	10;7	1.7
Incremento por pozo, 10*3 bbl	109	75	97	78	100
Incremento por pozo por acre, bbl/acre	5450	7500	4850	4330	2500
Incremento del recobro, %OOIP	5 a 8	2 a 5	3 a 4	—	4
					96 a 97
					0.4
					27
					5400
					—

Fuente: Modificado por los autores de "Infill Drilling for Incremental Recovery", JPT (Marzo 1989).

Tabla 2. Resumen de los proyectos de perforación *Infill* (Continuación)

	Loudon Penn	Yates Sand	Grayburg	Wasson San Andres	North riley	Dollarhide "AB" Unit
<u>Roca</u>	Arenisca	Arenisca	Dolomita	Dolomita	Dolomita	Dolomita
Profundidad, ft	1.500	2600 a 3200	4100	5200	5300 a 7300	5600
Espesor Bruto, ft	—	—	230	300 a 500	1000	1900
Espesor Neto, ft	16	—	—	137	100 a 400	100 a 500
Porosidad, %	20	—	—	12	8	10
Permeabilidad, md	100	—	1 a 5	5	12	11
Agua intersticial, %	—	—	—	24	36	18
Aceite Residual, %	29	—	—	40	25	33
Temperatura, °F	78	86	101	105	107	112
Coeficiente Dykstra-Parson	0.42	—	—	—	—	—
<u>Fluido</u>						
Gravedad, °API	38	32	—	33	35	38
FVF	—	—	—	1.31	1.12	1.20
Presión de Saturación, psi	—	—	—	1805	1280	2190
Viscosidad del aceite, cp	5	1.39	1.5	1.3	2.25	1.9
Viscosidad del agua, cp	1.05	0.95	0.8	0.7	0.75	0.6
Relación de viscosidad	4.8	1.46	1.9	1.85	3.4	3.17
<u>Proyectos Infill</u>						
Número de pozos	50	247	17	293	91	44
Acres por pozo	10	10	20	20	20	20
Corte de agua	98	—	85	—	—	—
Incremento de crudo, 10*6 bbl	0.97	14.6	2.44	51.0	13.2	5.52
Incremento por pozo, 10*3 bbl	19	59	144	174	145	125
Incremento por pozo por acre, bbl/acre	1900	500	7200	8700	7250	6250
Incremento en el recobro, % OOIP	—	5.4	9.9	5	6	3 a 5

Fuente: Modificado por los autores de "Infill Drilling for Incremental Recovery", JPT (Marzo 1989).

1.2 Perforación *Infill*

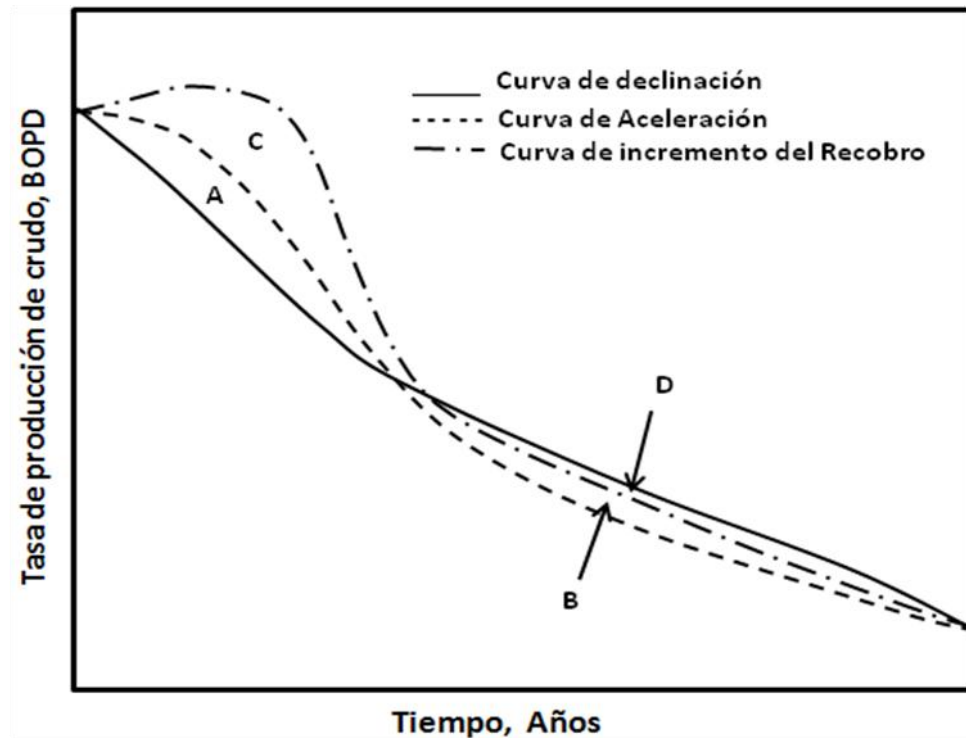
La perforación *Infill* es una técnica de perforación de nuevos pozos después de una producción primaria o un desarrollo secundario del campo. Ésta juega un papel importante ya que contribuye a un mayor recobro ya sea por inyección de agua, de CO₂ o demás métodos de recobro. La perforación *Infill* resulta en una aceleración de la producción para el caso de un yacimiento homogéneo, pero no incrementará las reservas. Sin embargo, reservas adicionales pueden ser obtenidas en yacimientos heterogéneos con poca continuidad⁵, en los cuales se pueden localizar zonas no drenadas que mediante la implementación de esta técnica podrán ser perforadas y posteriormente producidas mediante algún método de recobro.

El Campo Escuela Colorado es un campo heterogéneo con poca continuidad, lo cual lo hace un buen prospecto con gran potencial para la implementación de una metodología de perforación *Infill*. La figura 3 muestra una gráfica de Producción vs. Tiempo, la curva típica de declinación (caso base), aceleración e incremento del recobro.

En el caso de la aceleración, el área bajo la curva es igual al área bajo la curva de la de declinación. Es decir, las áreas A y B entre las curvas de aceleración y declinación son iguales, debido que solo se está teniendo una aceleración de la producción sin incremento de reservas de petróleo. En el caso del incremento del recobro, el área bajo la curva es mayor que en comparación con el área bajo la curva de declinación. Es decir, el área C entre las curvas de incremento y de declinación es mayor que el área D entre las mismas curvas, esto es debido a las nuevas reservas encontradas.

⁵ THAKUR, G.C. y SATTER, A. "Integrated Waterflood asset Management". Tulsa: Pennwell Book, 1998.

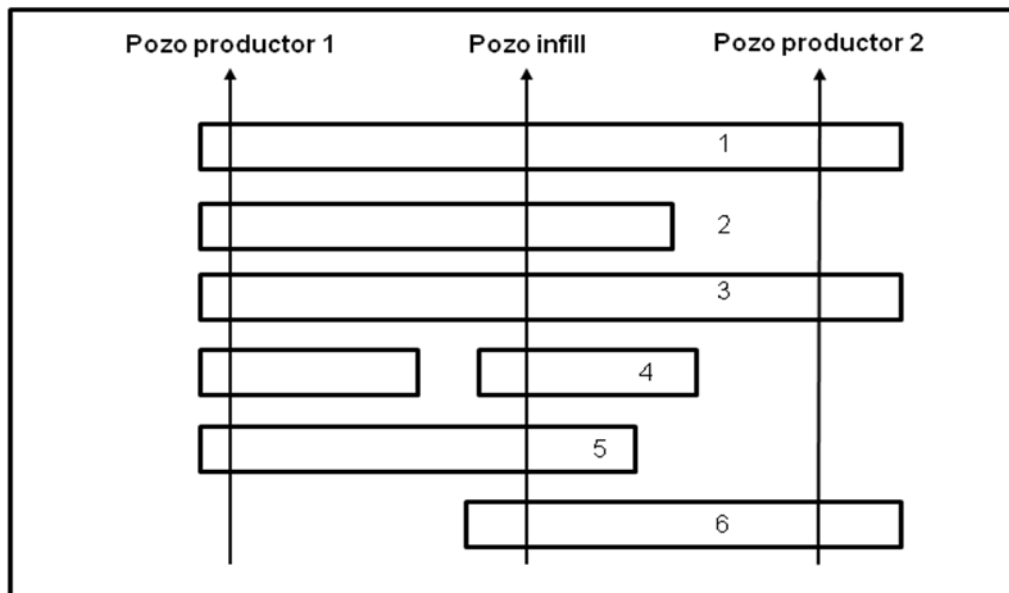
Figura 3. Producción vs. Tiempo.



Fuente: Modificado por los autores de "Integrated Waterflood Asset Management." Tulsa. Pennwell Book, 1998.

La heterogeneidad y la discontinuidad entre estratos son características específicas del yacimiento las cuales disminuyen su potencial productivo. Pueden ser atenuadas con la aplicación de la técnica de perforación *Infill*, reduciendo el espaciamiento mediante la perforación de nuevos pozos que se verá reflejado en un aumento de la conectividad entre inyectores y productores. En la figura 4 puede verse un corte transversal a la formación, haciéndose notoria la discontinuidad y la heterogeneidad del yacimiento. Por medio de la perforación de un pozo *Infill* se acelera la producción ya que produce de los estratos 1, 2, 3, 5, 6; los cuales son producidos por los pozos 1 y 2. El mayor aporte del pozo *Infill* es el incremento de las reservas al poner a producir la arena 4, una arena que a causa de la naturaleza del yacimiento (heterogéneo) no se había encontrado.

Figura 4. Mejoras de la discontinuidad por la perforación de pozo *Infill*.



Fuente: Modificado por los autores de "Integrated Waterflood Asset Management." Tulsa. Pennwell Book, 1998.

Algunos factores que contribuyen al incremento del recobro después de la perforación son los siguientes^{6, 7}:

- ✓ Mejora en el barrido areal.
- ✓ Mejora en el desequilibrio de inyección debido a la heterogeneidad areal.
- ✓ Mejora en el barrido vertical.
- ✓ Mejora en la Continuidad lateral entre zonas.
- ✓ Reducción del límite económico.

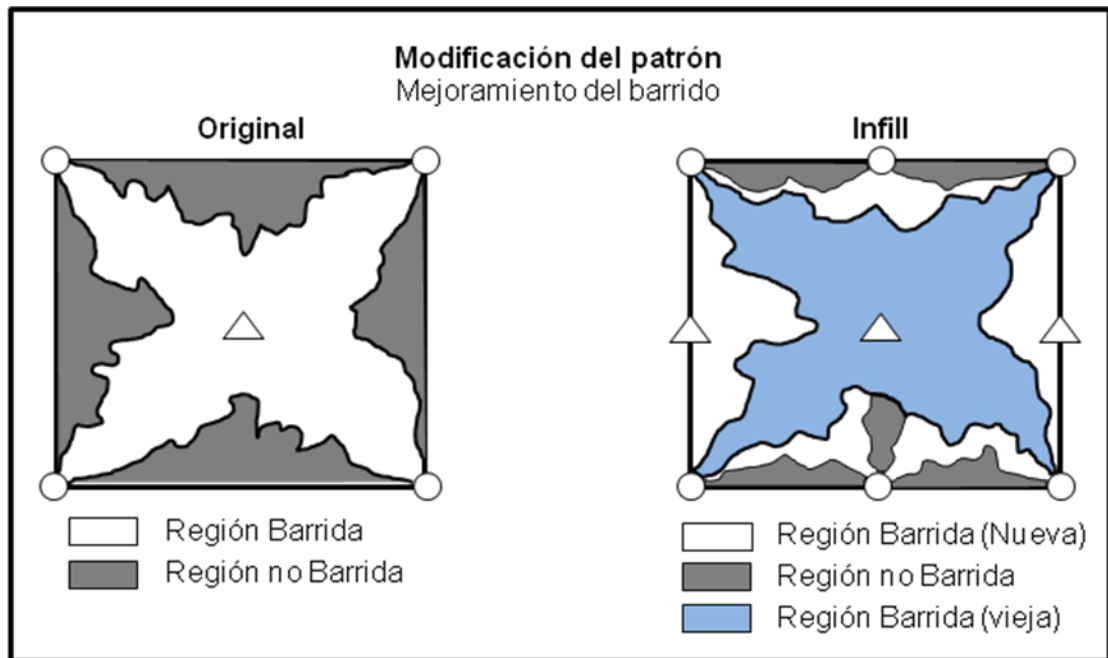
En la mejora de la eficiencia de barrido areal, el crudo retenido en las esquinas o zonas donde no hay inundación es desplazado inmediatamente debido al cambio de los patrones de inyección, es decir perforando nuevos pozos y cambiando pozos productores por inyectores para invertir las líneas de flujos, y así tener una

⁶ DRISCOLL, V. J. "Recovery Optimization Through Infill Drilling - Concepts, Analysis, Field Results," SPE, (Oct. 1974). SPE 4977.

⁷ GOULD, T. L. y MUÑOZ, M. A. "An Analysis of Infill Drilling", SPE, (sept 1982). SPE 11021.

mayor eficiencia de barrido areal y vertical. La figura 5 muestra la mejora del barrido con el cambio del patrón. La perforación *Infill* puede mejorar el desequilibrio de inyección debido a la heterogeneidad, la cual causa canales de flujo y un barrido preferencial, mediante la disminución del espaciamiento entre pozos y variación de los patrones de inyección.

Figura 5. Modificación del patrón.



Fuente: Modificado por los autores de "Integrated Waterflood asset Management". Tulsa: Pennwell Book, 1998.

La conectividad lateral puede mejorarse mediante la perforación de un pozo *Infill* entre dos pozos ya existentes, abriendo una nueva zona entre ellos, dando como resultado un incremento en el recobro. La aceleración en la producción, debido a la perforación *Infill*, acarrea grandes beneficios económicos, ya que permite alcanzar uno de los objetivos más perseguidos por las compañías, que es la obtención de ganancias en el menor tiempo posible, debido a los altos costos que implica la producción de crudo. Con la aceleración de la producción se reducen las operaciones y sus costos debido a que se produce en un menor tiempo y se

reducen los cortes de agua significativamente, resultando en el mejoramiento del límite económico del proyecto.

Muchos factores deben ser considerados para la selección de un proyecto de perforación *Infill*, algunos de estos son⁸:

- ✓ Desempeño producción/inyección.
- ✓ Descripción del yacimiento.
- ✓ Diseño del proyecto de perforación *Infill*.
- ✓ Evaluación económica.

Un modelo integrado de yacimiento requiere de un amplio conocimiento de geología, geofísica, propiedades de los fluidos, flujo de fluidos, mecanismos de recobro, perforación y completamiento de pozos, además de la historia de producción del pozo. Todo esto, juega un papel importante en el diseño de la metodología más apropiada para el proyecto de perforación *Infill* en un campo maduro.

Algunas de las características del yacimiento pueden ser útiles para evaluar la aplicabilidad de la técnica de perforación *Infill*. Con base en resultados positivos, obtenidos de varios proyectos hechos en campos maduros alrededor del mundo, se han establecido ciertos rangos para las propiedades del yacimiento⁹.

Estos valores sirven de guía en la elección de campos viables para la implementación de un programa de perforación de pozos *Infill*, para lo cual es necesario desarrollar un modelo integrado de yacimiento como se dijo con anterioridad teniendo en cuenta la siguiente información del campo:

- | | |
|---------------------|-------------|
| ✓ Profundidad, ft | 4300 a 7000 |
| ✓ Espesor neto, ft | 12 a 500 |
| ✓ Permeabilidad, md | 0.7 a 27 |

⁸ THAKUR. Op. cit., p. 10.

⁹ REVIERE, R. H. y WU, C.H. "An Economic Evaluation of Waterflood Infill Drilling in 9 Texas Waterflood Units". SPE,(Marzo 1986). SPE Paper 15037.

✓ Porosidad, %	7 a 19
✓ Saturación de agua, %	20 a 45

Estos rangos corresponden a valores experimentales, pero campos con valores fuera de los rangos no necesariamente serán descartados como candidatos potenciales para la implementación de un programa de perforación de pozos *Infill*.

Actualmente la perforación *Infill* es considerada una técnica muy importante en la industria, la cual debe tenerse en cuenta en campos maduros, debido a la gran demanda de crudo y los pocos descubrimientos de yacimientos nuevos y de buena cantidad de reservas. El incremento de las reservas de campos ya existentes y la aceleración de la producción son soluciones a este problema que afecta la industria del petróleo y demás industrias involucradas.

1.3 Desarrollo de un campo maduro

El factor de recobro de crudo promedio del mundo está estimado en un 35%¹⁰. El recobro adicional sobre este “crudo fácil” depende de la disponibilidad de tecnologías adecuadas, viabilidad económica y estrategias efectivas de manejo de yacimientos. Por otro lado, las oportunidades de descubrir campos gigantes disminuyen notoriamente¹¹. La tasa de descubrimientos de yacimientos gigantes alcanzó su tope a finales de los años 60s y comienzos de los 70s, declinando notoriamente después de esto. Cerca de 30 yacimientos gigantes componen la mitad de las reservas de crudo en el mundo y la mayoría de éstos son clasificados como campos maduros¹². La mayoría de estos campos implican nuevas técnicas económicamente viables y adecuadas estrategias de manejo de yacimientos.

¹⁰ BABADAGLI, T. “Mature Field Development – A Review”. SPE, (Junio 2005). SPE Paper 93884.

¹¹ BLASKOVICH, F.T. “Historical Problems with Oil Field Rejuvenation”. SPE, (Junio 2000). SPE 62518.

¹² REVIERE. Op. cit., p. 14.

El desarrollo de campos maduros ha sido, y seguirá siendo, un tema de gran atractivo. Las prácticas de desarrollo para estos campos pueden dividirse en dos grandes grupos¹³:

- ✓ Ingeniería de yacimientos.
- ✓ Ingeniería de pozos.

Dependiendo del tipo de campo, historia y perspectivas, los planes de desarrollo podrían hacerse de una o ambas formas.

La ingeniería de yacimientos abarca la estimación de reservas remanentes enfocándose en la determinación de la cantidad y ubicación del aceite residual después del recobro primario y secundario utilizando datos de campo, registros y corazones. Después de realizar una evaluación del aceite remanente, se clasifican los métodos de recobro que pueden ser aplicados en cada caso específico. Estos incluyen recobro terciario, *perforación Infill*, desarrollo del campo con pozos horizontales, diseño óptimo de inyección, óptima ubicación de nuevos pozos y otras prácticas de manejo de yacimientos. La selección del método a implementar se realiza de acuerdo a su aplicabilidad en el desarrollo de campos maduros en términos de *eficacia* (incremento del recobro) y *eficiencia* (costo y tiempo de recobro).

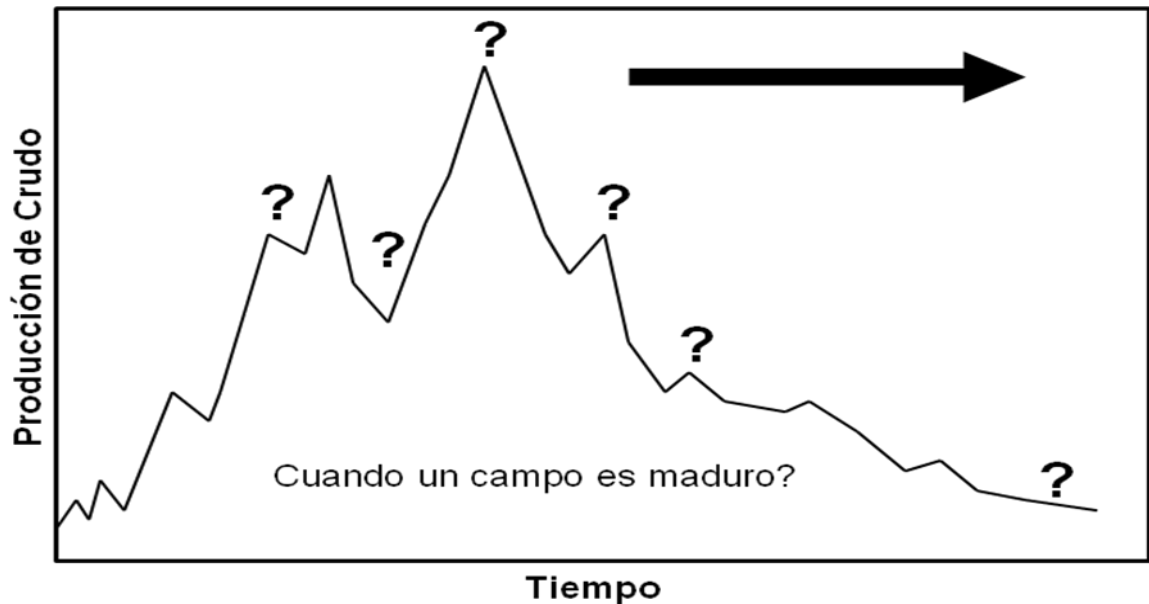
1.3.1 Definición y elementos para el desarrollo de campos maduros

Los campos de crudo después de un cierto periodo de producción son llamados campos maduros. De manera más específica, los campos maduros son aquellos que alcanzaron el pico de su producción ó que se encuentran produciendo en forma declinada. Una tercera definición puede ser, campos que alcanzaron su límite económico después de un recobro primario y secundario. En la figura 6 está representada la vida típica de un campo maduro. Cualquier punto indicado por un

¹³ BABADAGLI. Op. cit., p. 15

signo de interrogación podría corresponder al momento en que se alcanza la madurez del campo.

Figura 6. Vida típica de un campo maduro.



Fuente: Modificado de "Mature Field Development – A Review". SPE, (Junio 2005). SPE 93884.

El primer paso para desarrollar un campo maduro es cuantificar la cantidad de aceite remanente. Luego, se debe cuantificar con gran precisión la cantidad de crudo recuperable y contar con las herramientas y métodos para lograrlo¹⁴.

1.3.2 Cuantificación y ubicación del crudo remanente

La determinación de la saturación de aceite residual después de los procesos de recobro primario y secundario es un gran desafío. La localización del crudo para ser recuperado es una tarea difícil y requiere técnicas sofisticadas. Estudios de ingeniería de yacimientos y análisis de corazones son las herramientas más usadas en la cuantificación de crudo remanente pero no para la distribución de

¹⁴ Ibid., p. 16.

éste. Métodos de pruebas de pozos y trazadores son usados para determinar la localización y distribución del aceite remanente.¹⁵

1.3.3 Técnicas usadas para determinar la cantidad de aceite remanente

Análisis de corazones: Se implementa para calcular la saturación de aceite. El análisis especial de corazones (SCAL) incrementa la precisión de la estimación, puesto que representa las condiciones reales del yacimiento (presión, temperatura y mojabilidad). Es un procedimiento costoso en comparación con el análisis convencional de corazones.¹⁶

Registros: Registros de resistividad, neutrón, magnetismo nuclear, carbón/oxígeno y radiación gamma son usados para determinar la saturación de aceite residual.

Estudios de ingeniería de yacimientos volumétricos: Mediante el uso de ecuaciones se realizan cálculos de la saturación de aceite remanente y predicciones de la producción de crudo (balances de materia).

Datos de producción: Las gráficas de producción histórica son una fuente confiable para la estimación de la producción final (Np). Las técnicas gráficas¹⁷ y analíticas¹⁸ pueden ser de gran utilidad en la predicción de los datos de producción.

Pruebas de pozo: La permeabilidad y la permeabilidad relativa pueden ser obtenidas de datos del trasiente de presión. Si la medida de la permeabilidad relativa a través del análisis de corazones está disponible, se pueden obtener las saturaciones usando los datos de permeabilidad relativa.

¹⁵ EGBOGAH, E.O. "EOR Target Oil and Techniques of its Estimation". *J.Petr-Sci. and Eng*, 1994. 337-349.

¹⁶ WYMAN, R.E. "How Should We Measure Residual-Oil Saturation," Calgary, Alberta, Canada: Petroleum Society of CIM- Canadian Society of Petr. Geologists, Junio 1976.

¹⁷ ARPS, J.J. "Analysis of Decline Curves," *Trans. AIME*, 1945. 228-160.

¹⁸ FETKOVICH, M.J. "Decline-Curve Analysis Using Type Curves – Case Histories," *SPE Form. Eval*, 1987. 637.

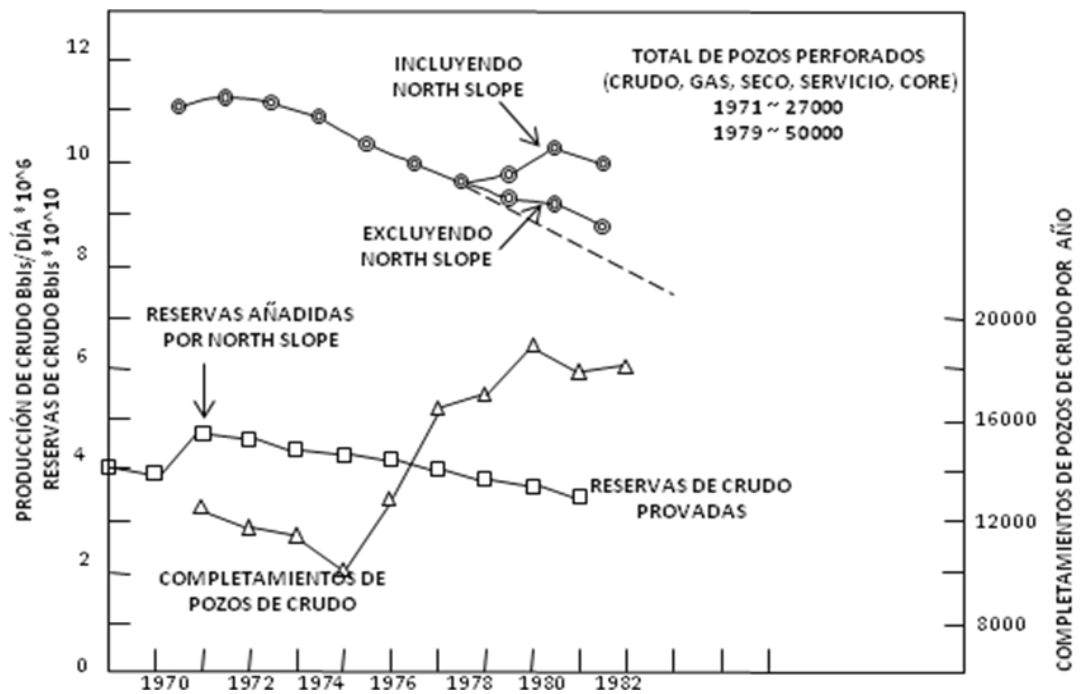
Trazadores químicos: Cuando el trazador químico es inyectado, las moléculas se distribuyen en el yacimiento entre el agua y el aceite¹⁹. Teniendo el tiempo de llegada al otro pozo se puede obtener la saturación de aceite residual.

1.4 Potencial de la perforación *Infill*

¿Qué se puede lograr con la perforación *Infill*?

Es posible darle respuesta a esta pregunta teniendo en cuenta el análisis de la producción de crudo y la perforación de pozos en Estados Unidos. De esta manera, puede obtenerse un estimativo razonable del potencial de la perforación *Infill*.²⁰

Figura 7. Producción, completamientos de pozos de crudo y reservas de crudo de Estados Unidos.



Fuente: Modificado por los autores de "Infill Drilling vs. Tertiary Oil Recovery vs. More Imports". *JPT*, 1980. 1169-74.

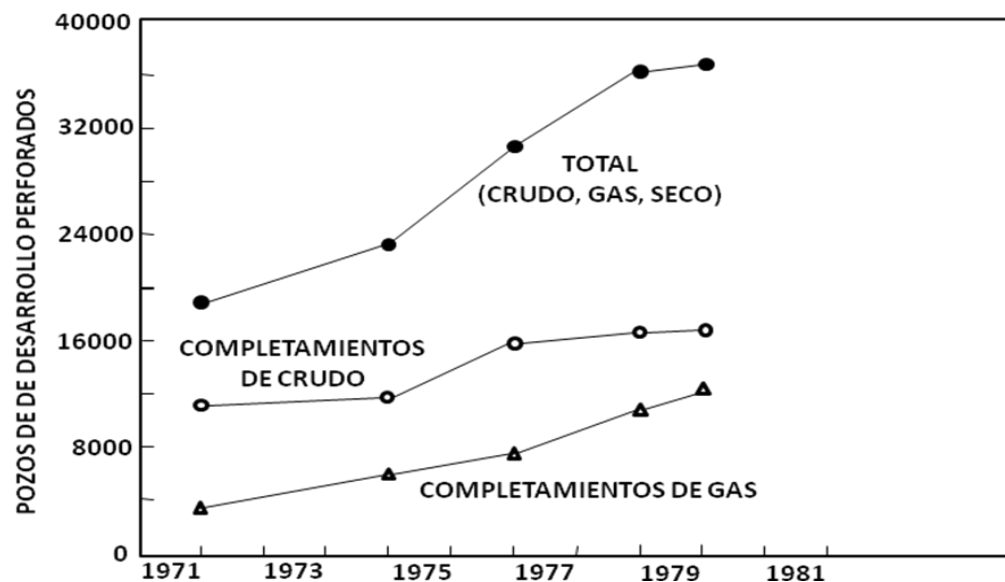
¹⁹ TOMICH, J.F. et al. "Single-Well Tracer Method to Measure Residual Oil Saturation". *Trans. AIME*, 1973. 1211.

²⁰ HOLM, L.W. "Infill Drilling vs. Tertiary Oil Recovery vs. More Imports". *JPT*, 1980. 1169-74.

La figura 7 muestra la producción de crudo, las reservas de crudo, y la cantidad de pozos en los Estados Unidos en la década de los años 70's²¹. La producción incluye crudo, condensados y gas natural licuado. La cantidad de pozos corresponde a los pozos exploratorios, step-outs, y pozos de desarrollo (incluyendo los pozos *Infill*). En la actualidad, un número reducido de pozos *Infill* ha sido perforado debido a los controles del precio del petróleo. El precio del crudo subió notoriamente a partir del año 1973, pero el precio del crudo "viejo" (clasificación del petróleo recuperado por perforación *Infill*) quedó por debajo del precio requerido para soportar la perforación de nuevos pozos y los costos de producción.

Las figuras 8 y 9 muestran le número de pozos exploratorios y de desarrollo perforados en los últimos años. También pueden verse todas las perforaciones y las operaciones entre 1970 a 1980^{22, 23}.

Figura 8. Desarrollo de pozos en EE.UU.



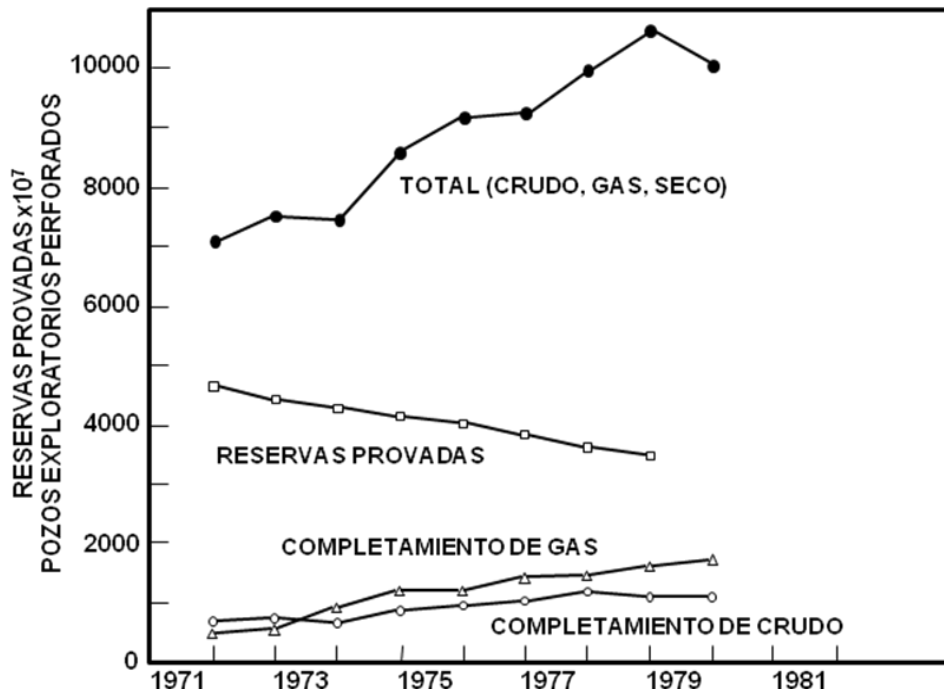
Fuente: Modificado por los autores de "Infill Drilling vs. Tertiary Oil Recovery vs. More Imports," *JPT*, 1980.

²¹ Energy Data Reports, Petroleum Statements, U.S. DOE, Washington, DC (1969-1979).

²² DE GOLYER y MACNAUGHTON "Twentieth Century Petroleum Statistics", 35th Edición. Dallas, 1978.

²³ *Pet. Eng. Intl. and Gas J* "Development Drilling at All-Time High,". (Enero 1980) 96.

Figura 9. Pozos exploratorios en EE.UU.



Fuente: Modificado por los autores de "Infill Drilling vs. Tertiary Oil Recovery vs. More Imports," *JPT*, (Julio 1980).

A pesar del aumento en la perforación de pozos en un factor de dos y del precio del crudo en un factor de tres, la producción de crudo de los Estados Unidos siguió decreciendo, incluso después de la adición de cerca de 1.4 MMbbl/D de crudo proveniente de Alaska. Las reservas nacionales disminuyeron cerca de 1700 millones de bbl/año durante los últimos cinco años de la década de 1970.

Es interesante, pero también alarmante notar que las reservas equivalentes a aquellas añadidas a las reservas nacionales de Estados Unidos en 1970 por los descubrimientos en Alaska (10 mil millones de barriles) fueron utilizadas en 1976. Ningún campo en los Estados Unidos que contenga siquiera la tercera parte de las reservas de Alaska se ha descubierto en los últimos 30 años (entre 1940 y 1970).

¿Qué producción de aceite y de reservas de crudo se puede esperar de la perforación *Infill*, y cuántos pozos se tendrían que perforar para incrementar la producción notoriamente?

1. Incrementando el número de pozos cerca de 8000 pozos/ año (10000 a 18000) entre 1974 y 1979 la declinación en la producción nacional se redujo aproximadamente 500,000 bbl/D/ año en 1979 (fig. 7). En este lapso, cerca de 460 millones de barriles fueron recuperados mientras que 25,000 pozos fueron perforados y completados.

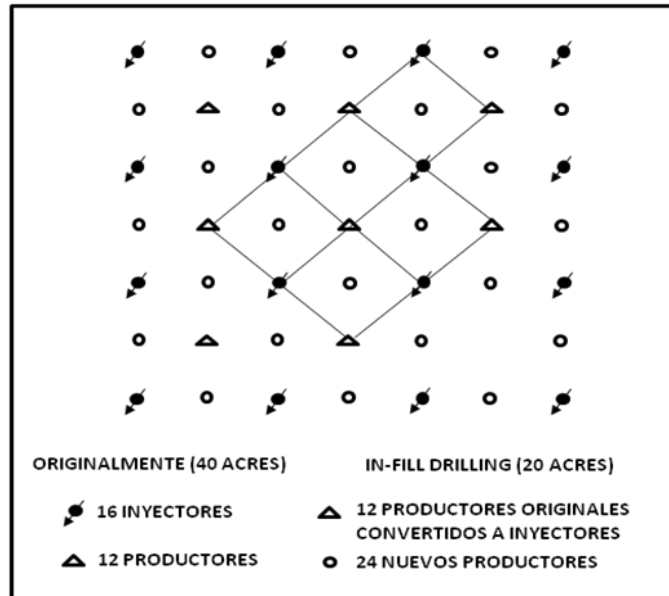
Si 8000 pozos adicionales resultaran en un incremento de alrededor de 500,000 BOPD o 62,5 BOPD por pozo, este estimado parece estar en línea con los ejemplos documentados de los resultados de la perforación *Infill* en la década de los años 70. Todos tienen un factor de recobro entre el 2 y 8% del OOIP. Sin embargo, algunos resultados muestran que incluso en áreas donde la producción incrementó dramáticamente, no todos los pozos nuevos dieron resultados. Además, la producción promedio en los Estados Unidos entre 1975 y 1979 decreció de 16.8 a 16.3 BOPD. En Texas, donde se han llevado a cabo los programas de perforación *Infill* más exitosos, la tasa promedio cayó de 17.8 a 16.6 BOPD²⁴.

La figura 10 presenta la tasa actual de declinación de la producción de crudo de los Estados Unidos (para la década de 1970), caso A, y las tasas de producción potenciales basadas en ciertas suposiciones. En el caso de añadir 8000 nuevos pozos cada año a los 18000 ya existentes, se podría aumentar la producción en 500,000 bbl/D/año. De esta forma se podría detener la declinación en la producción (caso B). Si se añadieran 16000 pozos cada año a los 18000 pozos completados/año, se producirían un millón de barriles extra al día. Así, se detendría la declinación actual y aumentaría la producción en 500,000 bbl/D/año (caso C)²⁵.

²⁴ HOLM. Op. cit., p. 19

²⁵ Ibid., p.22.

Figura 11. Conversión de un espaciamiento de 40 a 20 acres por la perforación de pozos *Infill*.



Fuente: Modificado por los autores de "Infill Drilling vs. Tertiary Oil Recovery vs. More Imports," *JPT* (Julio 1980).

Si estos programas se incrementaran a 16000 pozos/año por años como se muestra en la figura 4, un total de 82000 pozos se perforación por año. En la figura 7, muestra que 2300 rigs fueron necesarios para alcanzar los 50000 pozos perforados en 1978. Un incremento a 3040 rigs serian necesarios para mantener la producción (Caso B). Un incremento de 3770 rigs serian requeridos para alcanzar una producción mostrado en el Caso C de la figura 10.

3. Si toda la producción adicional proveniente de estos pozos *Infill* fueran reservas nuevas, la declinación en la producción tendría un comportamiento como el caso C-D o B-D. Se adicionarían aproximadamente 24 mil millones de barriles a las reservas nacionales de Estados Unidos. Si este crudo no proviniera de ninguna reserva nueva, la aceleración en la producción de las reservas ya existentes conllevaría a que el país se quedara sin petróleo para el año de 1988 y 1992. Por supuesto, no se procedería a esas tasas tan aceleradas, además el control de la energía y los precios del crudo extenderían estos límites. Además, la experiencia

indica que no más de mitad del crudo proveniente de la perforación *Infill* será de nuevas reservas. Sin embargo la cantidad exacta no se conoce precisamente. Si suponemos que la mitad son reservas nuevas, se esperaría para el Caso B. 6 mil millones barriles de nuevas reservas o 34000 bbl de crudo por pozo y para el Caso C. 12 mil millones de barriles o un promedio de 47000 bbl por pozo.

Este crudo debe pagar el costo del pozo y sus herramientas, además del costo de convertir un productor en un inyector como también los costos de levantamiento. A un costo de entre \$25 a \$30 el barril (valor para 1979), esta cantidad de aceite por pozo es económico y estos programas deben ser perseguidos. Sin embargo para alcanzar 6 mil millones de barriles de reservas y continuar con la producción diaria de 10 millones de bbl/D se requerirá un gran esfuerzo para la construcción de los rigs, de la tubería, y otras herramientas necesarias para perforar los pozos, y para instalar el equipo necesario. Sin embargo, debe ser evidente que inclusive con el programa más optimista de perforación *Infill* no se eliminarán las importaciones o siquiera disminuirlas a la mitad. Además, es poco probable que la perforación *Infill* pueda recuperar más de una cuarta parte de lo que ha producido Estados Unidos (120 mil millones de barriles).

Es más razonable esperar que con el mayor de los esfuerzos se podrán adicionar a las reservas de U.S. cerca de de 1 a 1.5 mil millones de barriles/ año por 10 años (aproximadamente el caso B-D en la figura 10.), así mantener las importaciones en 8 MMbbl/D con este incremento en la producción y algún decrecimiento en el consumo. Las reservas adicionales no vendrán solamente de la perforación *Infill*, también de las mejoras en las técnicas de inyección y de producción.

1.5 Perforación *Infill* Vs Recobro Terciario

En ciertos trabajos realizados por investigadores, se ha propuesto que la perforación *Infill* es una técnica más efectiva en el recobro de crudo que el recobro terciario, EOR, usando químicos tales como dióxido de carbono, surfactantes, polímeros o gases inertes. Algunas opiniones dicen que el recobro terciario es una técnica muy costosa, su desarrollo es muy lento y de utilidad cuestionable. Una declaración hecha por A.F. van Everdingen indica que los métodos de recobro terciario deben descartarse y abrirse campo para una perforación *Infill* con inyección de agua con un espaciamiento entre pozos de 20 acres o menos.²⁶

¿Perforación Infill o recobro terciario?

La pregunta en la mayoría de los yacimientos no debe ser si hacer proyectos de perforación *Infill* o EOR, sino cuando se debería aplicar cada uno de ellos. Una propuesta, la más usada, es perforar *Infill* por varios años y luego aplicar métodos EOR²⁷. Esto tiene ciertas ventajas con respecto a utilizar ambos al tiempo. Las ventajas son (1) menos gastos (no hay gastos por químicos ni por la compresión del gas), (2) Los programas de perforación no se verán retrasados por la compra de los químicos o la construcción de las plantas de inyección, y (3) eventualmente los proyectos de recobro terciario tendrían un espaciamiento mucho menor y mejores patrones de inyección.

Sin embargo, existen algunas desventajas en este tipo de propuesta:

1. la cantidad de crudo aun presente en el yacimiento sería mucho menor, principalmente en las zonas donde los pozos *Infill* se encuentran. Cuando el proceso de recobro terciario es llevado a cabo la saturación de aceite será mínima, haciendo el recobro de crudo insignificante; Por lo tanto el proceso será ineficiente cuando la saturación de aceite se aproxime a la crítica. Programas de EOR muestran mejores resultados cuando comienzan en una

²⁶ VAN EVERDINGEN, A.F. y KRIS, H.S. "Recovery Efficiency", SPE, 1978. SPE 7427.

²⁷ HOLM. Op. cit., p. 19.

etapa temprana de la inyección de agua no cuando dicha inyección lleva mucho tiempo de aplicación en el yacimiento.

2. Los programas de perforación no son diseñados para un óptimo desempeño de los procesos de recobro terciario.
3. La perforación *Infill* podría producir menos cantidad de petróleo que la requerida para mantener el programa viable, y poder aplicar luego los métodos EOR.

Otra propuesta es no hacer perforación *Infill* y llevar a cabo un programa de recobro terciario en el espaciamiento existente, 40 a 160 acres. La principal ventaja de este método es el ahorro en los costos adicionales debido a la perforación de los pozos *Infill*. En el caso de un yacimiento uniforme con una alta permeabilidad y con inyección de CO₂, un espaciamiento mayor también sería una ventaja debido a que el efecto de corto circuito en la inyección se vería reducido. La principal desventaja es el tiempo de espera entre la inversión, la inyección de los químicos y el comienzo de la producción de crudo. Otra desventaja es la pérdida de reservas que aún pueden estar localizadas en zonas no drenadas por la inyección de los químicos.

Una alternativa diferente es realizar la perforación *Infill* y los métodos EOR al mismo tiempo. Esta alternativa tiene muchas ventajas,²⁸

1. Las reservas totales de crudo serán mayores.
2. Las reservas combinadas de la perforación *Infill* y del recobro terciario se pueden recuperar en un tiempo mucho menor.
3. Los costos de los pozos es compartido.
4. Mayor saturación de crudo en el momento del recobro terciario.
5. Habrá producción en un menor tiempo.

²⁸ Lbid.,p. 26.

6. Los patrones de los pozos pueden ser adaptados para ambos, perforación *Infill* y métodos EOR.

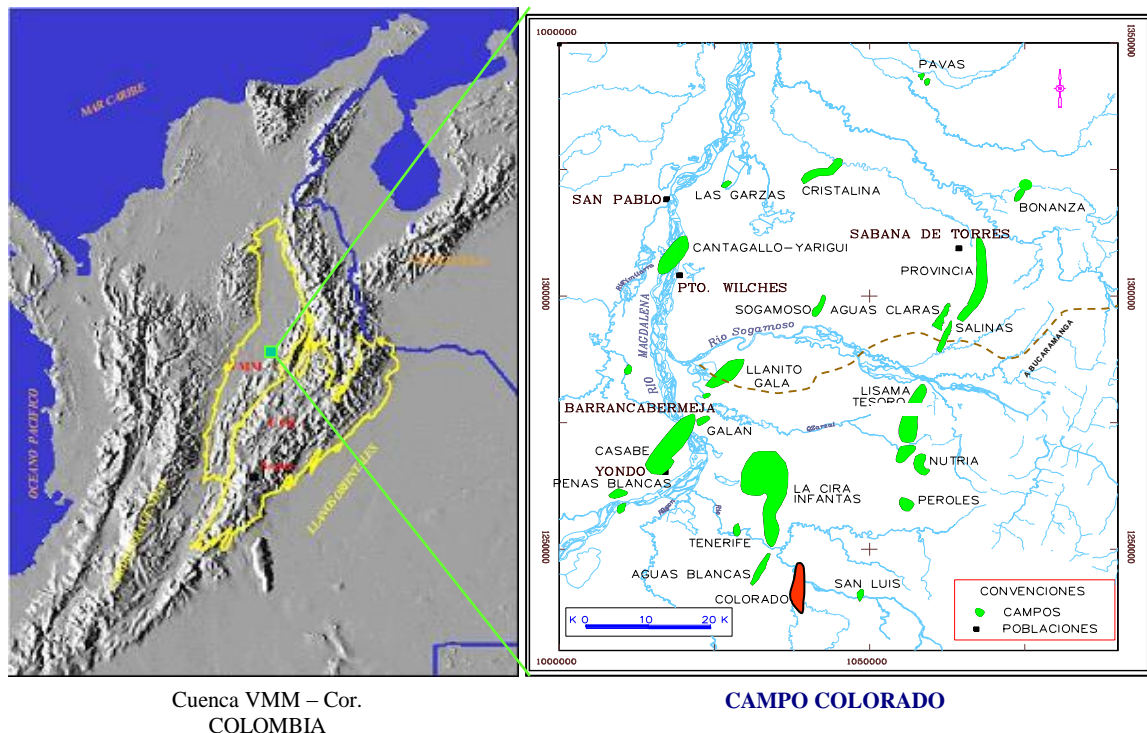
Esta alternativa es realmente ventajosa para la inyección de químicos tales como micelas, polímeros y silicatos debido a los nuevos pozos que pueden ser diseñados para permitir una mejor distribución de los químicos inyectados.

2 DESCRIPCIÓN DEL CAMPO ESCUELA COLORADO

2.1 Ubicación geográfica Campo Escuela Colorado

Actualmente el Campo Colorado es una unidad académico administrativa de carácter científico, tecnológico y de operación de hidrocarburos, creada para poner en funcionamiento el convenio de cooperación empresarial con fines científicos y tecnológicos suscrito entre la Universidad Industrial de Santander y ECOPETROL S.A. El principal objetivo de este convenio es que la universidad incorpore un componente práctico a su oferta académica, y que la industria petrolera nacional disponga de un laboratorio para la experimentación y desarrollo de nuevas tecnologías orientadas a aumentar la producción del país.

Figura 12. Ubicación Campo Colorado.



Fuente: Modificado de “Diagnostico y Estrategias de Recobro Campo Colorado”. ECOPETROL S.A., Gerencia Magdalena Medio, Instituto Colombiano del Petróleo. 2003.

El campo colorado está situado en la parte central de la concesión de mares, en el departamento de Santander (Colombia) en jurisdicción del municipio de San Vicente de Chucurí, en la Cuenca del Valle Medio del Magdalena (VMM) en la Provincia Estructural del Piedemonte Occidental de la Cordillera Oriental, al sureste del municipio de Barrancabermeja (Santander) y al sur del Campo La Cira - Infantas, entre coordenadas X= 1'036.000 - 1'040.500 Este y Y =1'238.000 – 1'.247.500 Norte con origen Bogotá, en el área de la antigua concesión De Mares (ver figura 12).

2.2 Reseña histórica

La exploración se realizó entre los años de 1923 a 1932 cuando se perforaron 7 pozos, de los cuales todos, excepto el N°7, fueron abandonados por problemas mecánicos. En Febrero 11 de 1932 y con el abandono del pozo C-6 se finalizó la primera fase exploratoria. Posteriormente se realizaron estudios superficiales; se hicieron levantamientos gravimétricos. El 3 de Septiembre de 1945 se empezó a perforar el pozo C-9 al cual se le realizaron pruebas adecuadas que aportaron resultados satisfactorios, estos alentaron a la Troco a programar perforaciones para el lapso (1945-1946) perforando un total de 8 pozos.

Entre los años de 1953 a 1964 Ecopetrol desarrolló completamente el campo, mediante la perforación de 60 pozos para un total de 75 pozos perforados en la estructura. En el año 1961 alcanzó la máxima producción, con un caudal de 1771 BOPD, declinando rápidamente, hasta llegar a un valor de 467 BOPD en 1966/04, caracterizándose este periodo por la pérdida de pozos productores debido a diferentes problemas mecánicos como el taponamiento de las líneas por parafinas. El máximo número de pozos activos se alcanzó en 1963 con un total de 44 pozos. A partir de 1966 y hasta el año 1976 se mantuvo con una producción promedio de 670 BOPD. Desde 1976 se empezó a notar un aumento en la declinación, pasando de 692 BOPD en 1976/06 a 47 en 1989/06. Se han realizado campañas de "Workover" recuperando la producción del área, pero la declinación es

igualmente fuerte perdiéndose rápidamente los resultados de los trabajos realizados.

2.3 Marco Geológico regional

La evolución tectónica del VMM ha sido caracterizada por eventos tectónicos distensivos que tuvieron lugar en Triásico tardío y el Cretácico tardío con algunas interrupciones, comenzando con un graben supracontinental limitado por paleofallas normales, cuya MARCO subsidencia causada por tectónica de bloques (Fabre, 1983) está ligada a la depositación de los sedimentos pre-Cretáceos de las formaciones Bocas, Jordán, Girón y Los Santos. A comienzos del Cretáceo la distensión desencadena una regresión general que hasta principios del Terciario, la cual está marcada por la depositación de la Formación Lisama.

La fase tectónica en la misma época en que ocurre vulcanismo en la Cordillera Central, compresiva de la depresión del VMM habría comenzado a formarse a finales del Cretáceo e inicios del Paleoceno y se extiende hasta el Reciente, adquiriendo su forma actual en el Mioceno (Morales, 1985). Durante el Paleoceno medio ocurre el levantamiento del Macizo de Santander–Floresta y desde el Eoceno hasta el Mioceno se depositaron las Formaciones La Paz, Esmeraldas, Mugrosa y Colorado en ambientes continentales. Una fase de compresión mayor ocurrida durante el Mioceno medio a tardío debido al levantamiento orogénico de la Cordillera Oriental provoca la deformación de los sedimentos hasta entonces depositados, formando una cadena plegada y fallada cabalgante con vergencia al occidente. Las paleofallas normales de basamento formadas en la fase distensiva (Triásico-Cretáceo tardío), son reactivadas como fallas inversas durante el Mioceno y Plioceno.

Durante el Mioceno Tardío - Plio-Pleistoceno se depositó la última secuencia molásica representada por el Grupo Real, el Grupo Mesa y depósitos recientes, los cuales están poco o nada deformados (Fabre, 1983).

El VMM constituye una depresión tectónica con dos márgenes bien diferenciadas; un borde pasivo al occidente caracterizado por una geometría monoclinas con presencia de truncamientos de las formaciones Cretácicas que desaparecen hacia la Cordillera Central bajo sedimentos terciarios. Hacia la Cordillera Oriental la deformación se incrementa con un complicado margen compresional (Martínez et al., 1989), de tal manera que el subsuelo del Cretáceo es cada vez más antiguo hacia el Oeste y el Cretáceo superior se restringe al Este del VMM. Sobre este subsuelo descansan discordantemente las rocas de la secuencia sedimentaria del Terciario extendida heterogéneamente por toda la cuenca del VMM, cuya base presenta una relación de “onlap” hacia el borde oeste de la cuenca. La distribución y el tipo de depósitos está fuertemente controlada por la paleo topografía que distribuye diferentes asociaciones de facies de acuerdo a su localización paleogeográfica. En los depocentros como en el área de Yariguí, Cayumba y Vijagual los ciclos estratigráficos son más espesos y contienen generalmente mayor fracción de facies arenosas de canal. Hacia los paleo altos, como La Cristalina, Cáchira (Sogamoso) y Casabe las capas terminan en “onlap” y predominan facies finas de llanura de inundación y complejos de “crevasse splay” (ICP, 1999).

2.3.1 Estratigrafía de la cuenca Valle Medio del Magdalena

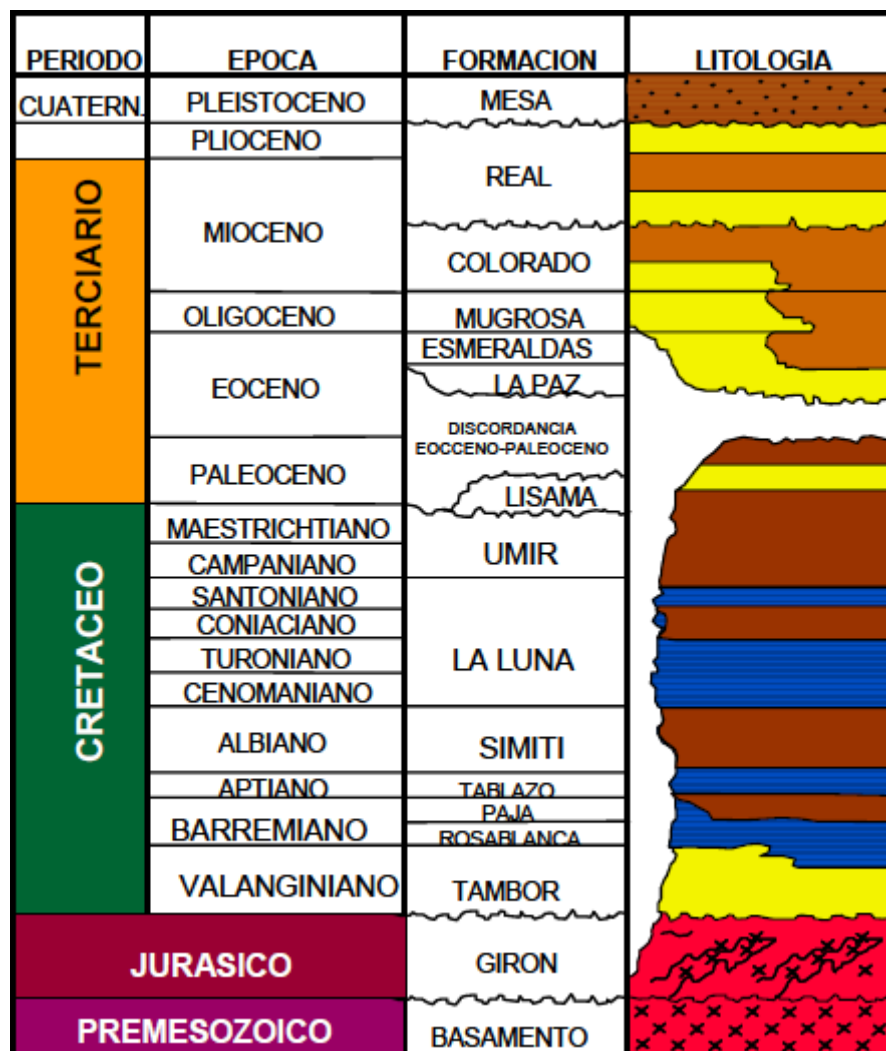
La secuencia estratigráfica del VMM fue inicialmente descrita por Morales et al. (1958) y modificada por Etayo et al. (1958). Abarca edades desde el Jurásico tardío hasta el Reciente (figura 13). Los alcances de este estudio son específicamente las unidades productoras correspondientes a la sección del Terciario.

2.3.1.1 PRE-CRETÁCEO Formación Girón (Jurásico)

La Formación Girón está constituida por una serie de cuarzoarenitas limpias de grano medio que gradan a cuarzoarenitas conglomeráticas y conglomerados finos

con guijos de cuarzo lechoso y ocasionalmente con presencia de chert negro. Las areniscas presentan estratificación cruzada y capas lenticulares medias a gruesas, la selección es pobre, con granos subredondeados, matriz es arcillosa y cemento síliceo. El espesor de ésta formación oscila entre unos 0 a 4.500 metros, con un reporte de 2.600 metros en la sección del Río Lebrija. Se ha definido como una de las facies características de la "Molasa del Jurásico", con algunas intercalaciones más finas de capas rojas.

Figura 13. Columna estratigráfica generalizada Cuenca VMM



Fuente: Modificado de "Diagnostico y Estrategias de Recobro Campo Colorado". ECOPETROL S.A., Gerencia Magdalena Medio, Instituto Colombiano del Petróleo. 2003.

2.3.1.2 Cretáceo

2.3.1.2.1 Formaciones Los Santos–Tambor (Valanginiano – Hauteriviano).

La secuencia comprendida por las Formaciones Los Santos – Tambor en algunas zonas reposa de manera discordante sobre rocas del Jurásico. En esta área se conocen afloramientos donde el tope de la Formación Girón corresponde a un conglomerado de 80 metros de espesor y está supra yacido discordantemente por la Formación Los Santos.

En otros lugares como el Río Chucurí, el tope de la Formación Girón está conformado por unas arcillas rojas que presentan principalmente intercalaciones delgadas de areniscas hacia su base y donde el contacto con la Formación Tambor es concordante. Hacia la base de la Formación Tambor se encuentra un conjunto rudítico, suprayacido por un intervalo lutítico arenoso seguido por un conjunto arenoso. Los ambientes de depositación corresponden a abanicos aluviales, ambientes estuarinos a mareales y ríos de baja sinuosidad en llanuras aluviales. Los análisis petrográficos y petrofísicos en muestras de superficie reportan porosidad del orden de 2,0% y permeabilidad de 0,08 mD. El espesor medido en el área de estudio alcanza los 620 metros, sin determinar su contacto a la base.

2.3.1.2.2 Formación Rosablanca (Hauteriviano)

Está constituida por micritas y esparitas, algunos niveles lumaquéllicos, lodolitas calcáreas, algunas arenitas lodosas calcáreas con gradación a niveles micríticos y niveles concreciónales. Fue depositada en una cuenca subsidente que originó transgresión hacia el Este. El contacto inferior con la Formación Santos–Tambor es concordante. El ambiente de depósito es inframareal a supramareal con alguna influencia de tormentas y algunas facies evaporíticas. El espesor promedio en el área de estudio es de 690 metros.

2.3.1.2.3 Formación Paja (Barremiano - Aptiano temprano)

La base de la Formación Paja presenta intercalaciones de micritas, calizas lumaquéticas y lodolitas carbonosas. Hacia la parte media presenta intercalaciones de capas medias a gruesas de calizas arenosas a arenitas calcáreas de grano fino, ocasionales niveles muy gruesos y macizos de calizas lumaquéticas. Hacia el tope presenta lodolitas carbonosas levemente limosas, algo calcáreas, silíceas, intercalaciones de micritas compactas macizas en capas gruesas a muy gruesas. Esta litología corresponde a ambientes marinos someros, intermareales a supramareales. Se encuentra reposando en contacto concordante sobre la Formación Rosablanca. Su espesor en el área varía entre 230 a 560 metros.

2.3.1.2.4 Formación Tablazo (Aptiano tardío – Albiano)

La Formación Tablazo está en contacto gradacional con la Formación Paja hacia la base, donde está constituida por micritas lodosas, en la parte media por calizas arenosas intercaladas con niveles muy gruesos de calizas lumaquéticas. Hacia el tope se presentan intercalaciones de niveles macizos de micritas y shales negros calcáreos. En la parte media del área de estudio la sección es más calcárea y hacia el Sur se torna más arenosa. Esta secuencia fue depositada en un ambiente marino somero submareal a supramareal con oscilaciones intermareales bastante amplias. Presenta un espesor que varía entre 225 y 540 metros en el área de estudio.

2.3.1.2.5 Formación Simití (Albiano temprano - Albiano medio)

La Formación Simití está caracterizada por una serie de shales negros carbonosos, lodolitas calcáreas ricas en materia orgánica, generalmente con concreciones las cuales son más abundantes hacia el tope; dentro de estas, algunas veces se presentan manifestaciones de hidrocarburo líquido. Se depositó

en un ambiente marino somero. Se encuentra en contacto gradacional con la Formación Tablazo. El espesor puede variar entre 550 y 650 metros.

2.3.1.2.6 Formación La Luna (Cenomaniano – Santoniano)

La Formación La Luna está conformada por micritas, niveles concreciónales y de chert negro a marrón, en capas macizas, tabulares con laminación fina y contactos netos. La alternancia de facies laminadas y bioturbadas demuestra la existencia de condiciones anóxicas intermitentes. El contacto infrayacente con la Formación Simití es gradacional. El espesor en el área de estudio varía entre 450 y 595 metros, presentando mayor espesor hacia la parte media.

2.3.1.2.7 Formación Umir (Campaniano a Maestrichtiano – Daniano)

La Formación Umir presenta de base a techo cuarzoarenitas de grano fino de color grises, lodolitas limoarenosas de colores grises, mantos de carbón bituminoso a sub-bituminoso. Adicionalmente, se presentan intercalaciones de cuarzoarenitas de grano medio a grueso y lodolitas carbonosas. Esta formación descansa discordantemente sobre la Formación La Luna, aunque en otros sitios del Valle Medio del Magdalena se ha descrito el contacto como gradacional. Se considera que esta unidad fue depositada en un ambiente litoral–deltaico. Esta unidad puede alcanzar unos 1.300 metros de espesor en el área de estudio

2.3.1.3 Terciario

La secuencia sedimentaria del Terciario en el Campo Colorado corresponde al intervalo Paleoceno–Reciente. Las rocas sedimentarias son predominantemente de origen continental y fueron depositadas en una cuenca de antepaís. Posteriormente y hasta el Reciente la depositación se dio en una cuenca intermontana como parte de un cinturón deformado, producto del levantamiento de las Cordilleras Central y Oriental, como respuesta a las colisiones de la Cordillera Occidental y el Arco de Panamá con el Occidente y Noroccidente de Colombia

(Barrero, 1979, Colleta et al., 1990; Dengo & Covey, 1993; Cooper et al., 1995). La secuencia terciaria del VMM ha sido subdividida desde el punto de vista regional y de producción en la unidades operacionales A, B, C, D y E. Suárez (1996) utiliza un esquema crono–estratigráfico en el cual las unidades deposicionales se encuentran limitadas por discordancias y son denominadas informalmente por dicho autor como *Tectonosecuencias*, debido a su relación con eventos tectónicos ocurridos durante esta época en la Cuenca del VMM. La estratigrafía de base a techo corresponde a las formaciones Lisama, La Paz (Zona E), Esmeraldas (Zona D), Mugrosa (Zonas B y C), Colorado (Zona A), además del Grupo Real y el Grupo Mesa. Las Zonas D y E corresponden a la *Tectonosecuencia 1* del Eoceno Superior, la cual representa la primera depositación netamente continental en la cuenca posterior al predominio marino en el Cretáceo. Las Zonas B y C corresponden a la *Tectonosecuencia 2* y la Zona A a la *Tectonosecuencia 3*. Las formaciones Colorado, Mugrosa y Esmeraldas constituyen las principales unidades almacenadoras de hidrocarburos en el VMM, las cuales han sido probadas en diferentes campos a través de la cuenca.

2.3.1.3.1 Formación Lisama (Paleoceno)

Las rocas del Paleoceno en el VMM están representadas por la denominada Formación Lisama, la cual se depositó en respuesta al cambio desde condiciones marinas (Formación Umir) a deltaicas, generando una secuencia regresiva de lodolitas y areniscas de grano fino a medio. Para Barrero (1979) los sedimentos clásticos finogranulares del Cretáceo tardío al Paleoceno representados en el VMM por las Formaciones La Luna, Lisama y Umir, fueron acumulados durante un ciclo transgresivo–regresivo en una cuenca sometida a subsidencia térmica y levantada posteriormente por la acreción de la Cordillera Occidental. El límite superior de la Formación Lisama está marcado por la discordancia angular del Eoceno medio. Las unidades que descansan sobre esta discordancia son variables a través de todo el VMM.

2.3.1.3.2 Formación La Paz (Eoceno medio)

La Formación La Paz está constituida por areniscas de grano grueso a conglomeráticas depositadas en sistemas fluviales trenzados⁴ a meándricos de baja sinuosidad⁵. La edad de esta formación se estima Eoceno tardío y su espesor puede alcanzar hasta los 2.000 pies⁶. Las áreas fuente de sedimentos para la Formación La Paz fueron la Cordillera Central, el Paleo-macizo de Santander y el Paleo-alto de Sogamoso.

2.3.1.3.3 Formación Esmeraldas (Eoceno tardío)

La Formación Esmeraldas se encuentra suprayaciendo la Formación La Paz y abarca la mayor parte del Eoceno tardío, con un espesor que puede alcanzar unos 1.500 pies. Litológicamente está compuesta de espesos intervalos de lodolitas y limolitas oscuras con delgados mantos de carbón depositados en ríos meándricos (Rubiano, 1995); el límite de la Formación Esmeraldas esta dado por un nivel rico en moluscos de agua dulce y palinomorfos denominado “Horizonte Fosilífero Los Corros”.

2.3.1.3.4 Formación Mugrosa (Oligoceno – Mioceno inferior)

La Formación Mugrosa tiene un espesor que varía desde 1.900 a 2.400 pies y está compuesta por intercalaciones de areniscas de grano fino y lodolitas varicoloreadas, acumuladas dentro de un ambiente de sistemas de ríos meándricos (Rubiano, 1995). Para Suárez (1996), ésta formación corresponde a la denominada tectonosecuencia 2 cuyo tope está marcado por un nivel arcilloso rico en fósiles de agua dulce, restos de reptiles, peces y mamíferos que se conoce como el “Horizonte fosilífero de Mugrosa”.

2.3.1.3.5 Formación Colorado (Mioceno inferior a Mioceno medio)

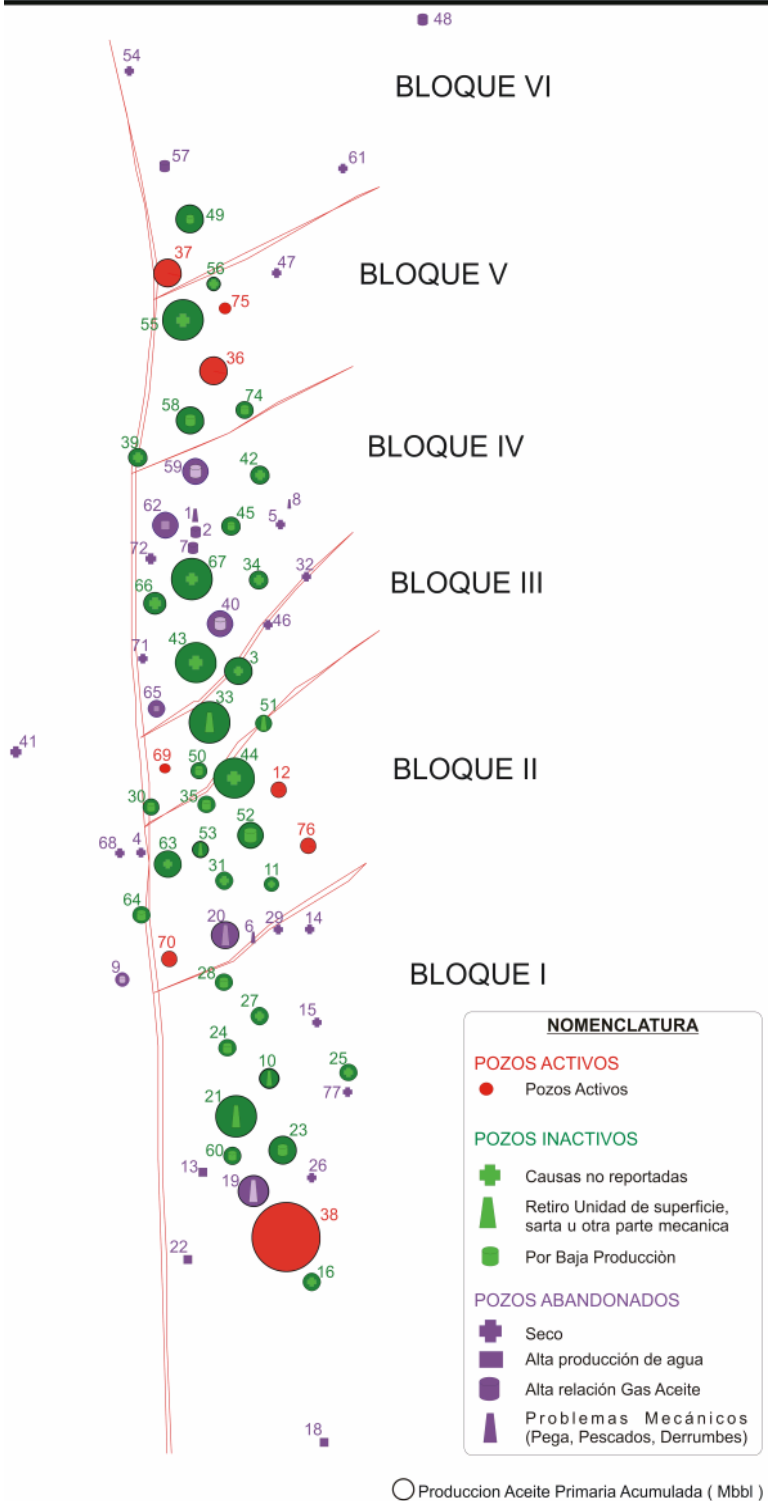
La Formación Colorado presenta un espesor de hasta 3.200 pies en el sector de los pozos Sogamoso–1 y El Dorado–1 (Campo Sogamoso hacia el norte del Campo Colorado). Está conformada por una serie de lodolitas masivas con intercalaciones de areniscas de grano fino a grueso de origen aparentemente fluvial, con presencia de barras puntuales y longitudinales (De La Cruz, 1988). Esta secuencia corresponde a la tectonosecuencia 3 de Suárez (1996), cuyo tope está marcado por la aparición de un nivel de lutitas carbonáceas y fosilíferas de edad Mioceno medio, conocido como “La Cira Shale”.

2.3.1.3.6 Formación Real (Mioceno medio – Mioceno superior)

La Formación Real está constituida principalmente por conglomerados y areniscas de grano grueso con intercalaciones de arcillolitas varicoloreadas depositadas en ambientes continentales. La secuencia estratigráfica del VMM fue inicialmente descrita por Morales et al. (1958) y modificada por Etayo et al. (1958). Abarca edades desde el Jurásico tardío hasta el Reciente (ver figura 13). Los alcances del estudio estratigráfico son específicamente las unidades productoras correspondientes a la sección del Terciario. Las formaciones Colorado, Mugrosa y Esmeraldas constituyen las principales unidades almacenadoras de hidrocarburos en el VMM, las cuales han sido probadas en diferentes campos a través de la cuenca. La secuencia sedimentaria del Terciario en el Campo Colorado corresponde al intervalo Paleoceno–Reciente. Las rocas sedimentarias son predominantemente de origen continental.

La estructura del Campo Colorado está conformada por un anticlinal asimétrico en el cual se presenta un gran número de fallas que dividen al Campo en 6 bloques (ver figura 14), con lo cual se ha manejado la hipótesis de que el Campo es compartimentalizado.

Figura 14. Distribución de los pozos para el Campo Colorado



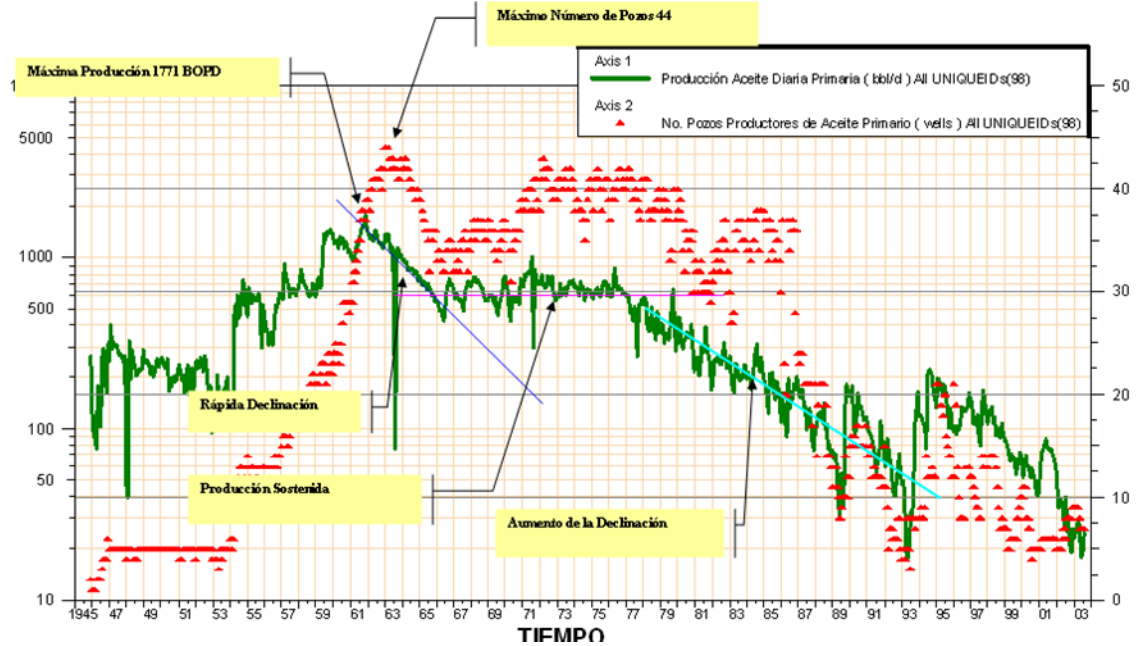
Fuente: Modificado de CALVETE, F. Información Técnica Campo Escuela Colorado [diapositivas]. Bucaramanga, 2007. 39 diapositivas.

2.4 Historia de Perforación del Campo Escuela Colorado

La exploración se realizó entre los años de 1923 a 1932 cuando se perforaron 7 pozos, de los cuales todos, excepto el N°7, fueron abandonados por problemas mecánicos. En Febrero 11 de 1932 y con el abandono del pozo C-6 se finalizó la primera fase exploratoria. Posteriormente se realizaron estudios superficiales; se hicieron levantamientos gravimétricos. El 3 de Septiembre de 1945 se empezó a perforar el pozo C-9 al cual se le realizaron pruebas adecuadas que trajeron resultados satisfactorios, estos alentaron a la Troco a programar perforaciones para el lapso (1945-1946) perforando un total de 8 pozos. Entre los años de 1953 a 1964 Ecopetrol desarrolló completamente el campo, mediante la perforación de 60 pozos para un total de 75 pozos perforados en la estructura. En el año 1961 alcanzó la máxima producción, con un caudal de 1771 BOPD, declinando rápidamente, hasta llegar a un valor de 467 BOPD en 1966/04, caracterizándose este periodo por la pérdida de pozos productores debido a diferentes problemas mecánico como el taponamiento de las líneas por parafinas.

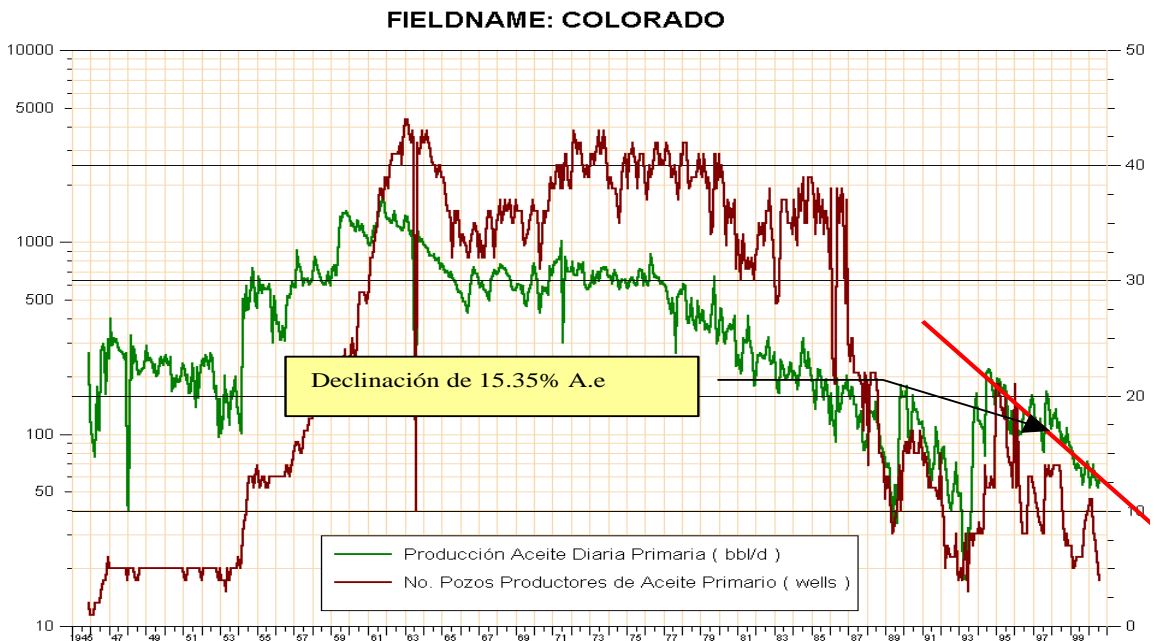
En máximo número de pozos activos se alcanzó en 1963 con un total de 44 pozos. A partir de 1966 y hasta el año 1976 se mantuvo con una producción promedio de 670 BOPD. Desde 1976 se empezó a notar un aumento en la declinación, pasando de 692 BOPD en 1976/06 a 47 en 1989/06. Se han realizado campañas de "Workover" recuperando la producción del área, pero la declinación es igualmente fuerte perdiéndose rápidamente los resultados de los trabajos realizados.

Figura 15. Historia De Producción del Campo Colorado



Fuente: “Diagnostico y Estrategias de Recobro Campo Colorado”. Ecopetrol S.A., Gerencia Magdalena Medio, Instituto Colombiano del Petróleo. 2003.

Figura 16. Declinación Actual del Campo



Fuente: “Diagnostico y Estrategias de Recobro Campo Colorado”. Ecopetrol S.A., Gerencia Magdalena Medio, Instituto Colombiano del Petróleo. 2003

2.5 Parámetros básicos del Campo Escuela Colorado

El petróleo del Campo Colorado se extrae principalmente de la Formación Mugrosa (Zonas B y C) y Esmeraldas (Zona D) de edad Oligoceno – Mioceno inferior, depositada en un sistema fluvial meándrico. La trampa está conformada por un anticlinal elongado en dirección norte-sur limitado por una falla inversa al oeste en sentido N-S y que buza hacia el este y dividido en siete bloques por fallas satélites SW-NE.

Las areniscas de la Formación Mugrosa se dividen en cuatro unidades operacionales en el Campo Colorado con una porosidad promedio de 12.9 % para la Zona B1, 13.5% para B2, 15.7% para C1 y 19.6% para C2, con un espesor promedio de arena neta petrolífera de 21.8, 23.2, 24.9 y 42.3 pies, respectivamente. Las acumulaciones son de aceite liviano y gas con gravedad de 36 a 42 °API. Se tiene reportada una presión inicial de 506 psi en la Zona B @1900 pies MD y 2208 psi en la Zona C. La máxima producción fue de 1765 BOPD @ noviembre de 1961 hasta llegar a un valor de 430 BOPD @ junio de 1966. El yacimiento presenta poca continuidad lateral en los cuerpos arenosos, que unido a la baja energía del yacimiento y sus arenas delgadas (por debajo de los 20 pies de espesor) hace que la producción acumulada de los pozos este muy por debajo de los 300.000 Bbl. A diciembre de 2003 se han extraído 8.57 MBO con un corte de agua mínimo. El mecanismo de producción predominante es empuje por gas en solución.

El aceite original estimado de acuerdo al último reporte conocido por parte de ECOPETROL es de 59 MMBbl y las reservas primarias producidas son de 8.582 MMBbl con un factor de recobro actual del 15%.

El campo cuenta con 75 pozos perforados, actualmente tiene 5 pozos activos en con una producción entre 20 BOPD y 30 BOPD y una declinación actual de 15% efectivo anual. Históricamente el campo ha presentado problemas de taponamiento por parafinas tanto en las líneas como en la tubería de producción en el pozo.

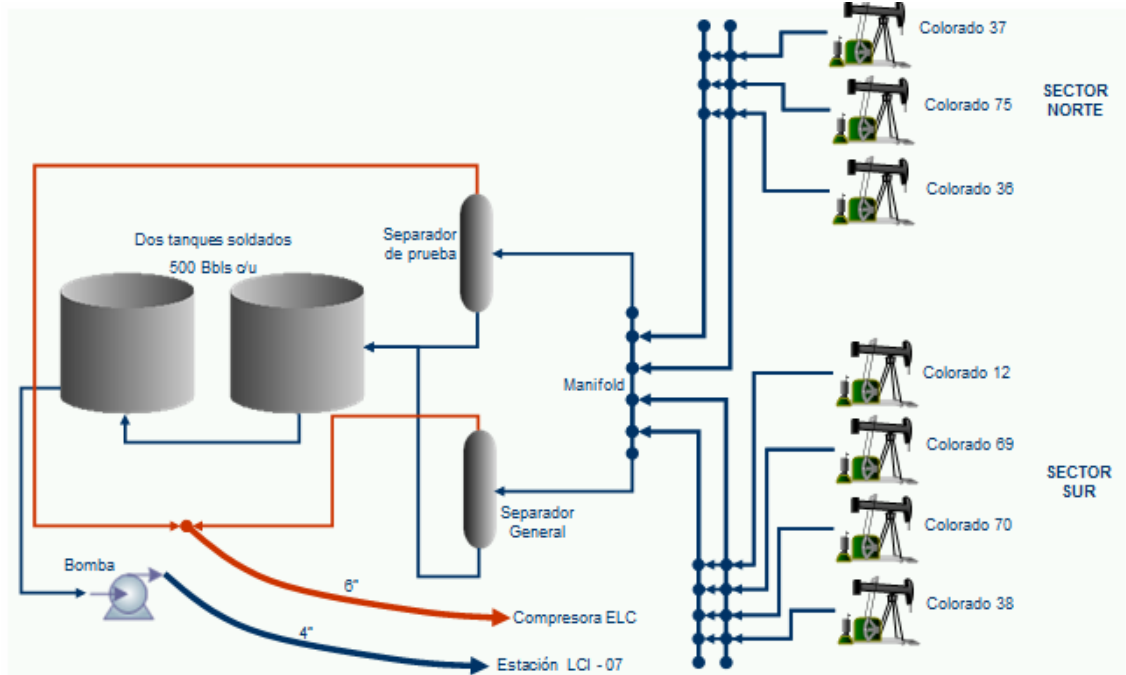
Actualmente existen cuatro pozos en producción, Col – 38 que produce 14-18 bopd, y recientemente tras labores del equipo de trabajo del Campo Escuela Colorado se ha logrado poner en funcionamiento el pozo Col – 37, Col -70 y Col-75 con una producción total promedio diaria de 25 bopd. El sistema de producción actual es de levantamiento artificial por Bombeo Mecánico, por lo cual se cuenta con una infraestructura de tuberías, varillas de producción, bombas de subsuelo y unidades de bombeo para la extracción del crudo. (Ver Figuras 17 y 18).

Figura 17. Estación recolectora CEC.



Fuente: CALVETE, F. Información Técnica Campo Escuela Colorado [diapositivas]. Bucaramanga, 2007. 39 diapositivas.

Figura 18. Capacidad de Transporte de Crudo Campo Colorado.



Fuente: CALVETE, F. Información Técnica Campo Escuela Colorado [diapositivas]. Bucaramanga, 2007. 39 diapositivas.

De los 75 pozos perforados, 33 están abandonados, 34 están inactivos y 7 son activos. Actualmente cuatro pozos registran producción (Col 37, Col 38, Col 70 y Col 75). Los restantes se encuentran en cierre temporal y en espera de nuevas decisiones de operación.

En el Campo Colorado se han realizado una serie estudios básicos para su desarrollo (ver tabla 3), la cual sirve de base para la elaboración de la metodología de perforación Infill y para su implementación. Uno de los propósitos de este proyecto es complementar la base de datos con la información disponible del Campo y la desarrollada por los autores, como lo son los topes de las arenas, sus contactos agua aceite, Fallas, radios de drenaje, Conectividad Hidráulica entre Pozos y la especificación del estado de los pozos por arena. Estas contribuciones a la base de datos se hacen con el fin de facilitar la consecución y tratamiento de la información en futuras investigaciones.

Tabla 3. Datos Básicos de Yacimiento (formación Mugrosa).

CARACTERISTICAS	UNIDAD	ARENA B		ARENA C	
		B1	B2	C1	C2
Presión estática*	(psi)	800	800	2208	2208
Temperatura de yacimiento	°F	104	104	174	174
API promedio	°API	41,2	39,7		
Sg Gas de Separador	Fracción (Vol)	0,958	0,958	0,937	0,937
Presión de Burbuja	Psia	630	630	2078	2078
Viscosidad condiciones de Yto.	Cp	2,23	2,23	0,467	0,467
Bo a condiciones de Yto.	Rb/ Srb	1,0181	1,0181	1,325	1,325
Rs a Pb	Scf/Stb	140	140	648	648
So	Fracción	0,695617	0,678317	0,708342	0,676007
Aceite Original	MM Bls	24,39	31,84	27,43	37,37
Porosidad Promedio	%	12,9	13,5	15,7	19,6
Espesor Promedio arena	ft	21,8	23,2	24,9	42,3
Área	m ²	6,92x10 ⁶	5,34x10 ⁶	7,39x10 ⁶	5,35x10 ⁶
Producción Prom./ Pozo Perforado	MBbls	112			
Espaciamiento / Pozo	Acres	20-30			
Reservas Remanentes	MMBbls	100 - 200			
Factor de Recobro	%	14,83			
Pozos Perforados		75			
Pozos Activos		9			
Pozos Produciendo		5			
Pozos Cerrados		61			

Fuente: Modificado por los autores de Estudio de ECOPETROL S.A., "Diagnostico y Estrategias de Recobro para Ocho Áreas de la Gerencia Centro Oriente". 2003.

2.6 Problemas más frecuentes del Campo Escuela Colorado

Por las características parafínicas del crudo del campo Colorado, uno de los mayores problemas operativos desde los inicios de su vida productiva ha sido la precipitación de parafina en los sistemas de producción, lo cual se presenta básicamente por la reducción de temperatura y presión, de los fluidos en los procesos de extracción y recolección. Este problema se ha manejado inyectando aceite caliente en las líneas de Superficie y baches de químicos por el anular del pozo recirculados a través del equipo de subsuelo.

Las oportunidades de desarrollo adicional rentables son pocas, debido al bajo potencial de aceite incremental esperado y a los continuos trabajos de control de parafinas a realizar.

No obstante es factible realizar los análisis económicos con métodos alternativos de levantamiento artificial que impidan la precipitación de las parafinas y se puedan disminuir los costos de recuperar los pozos abandonados.

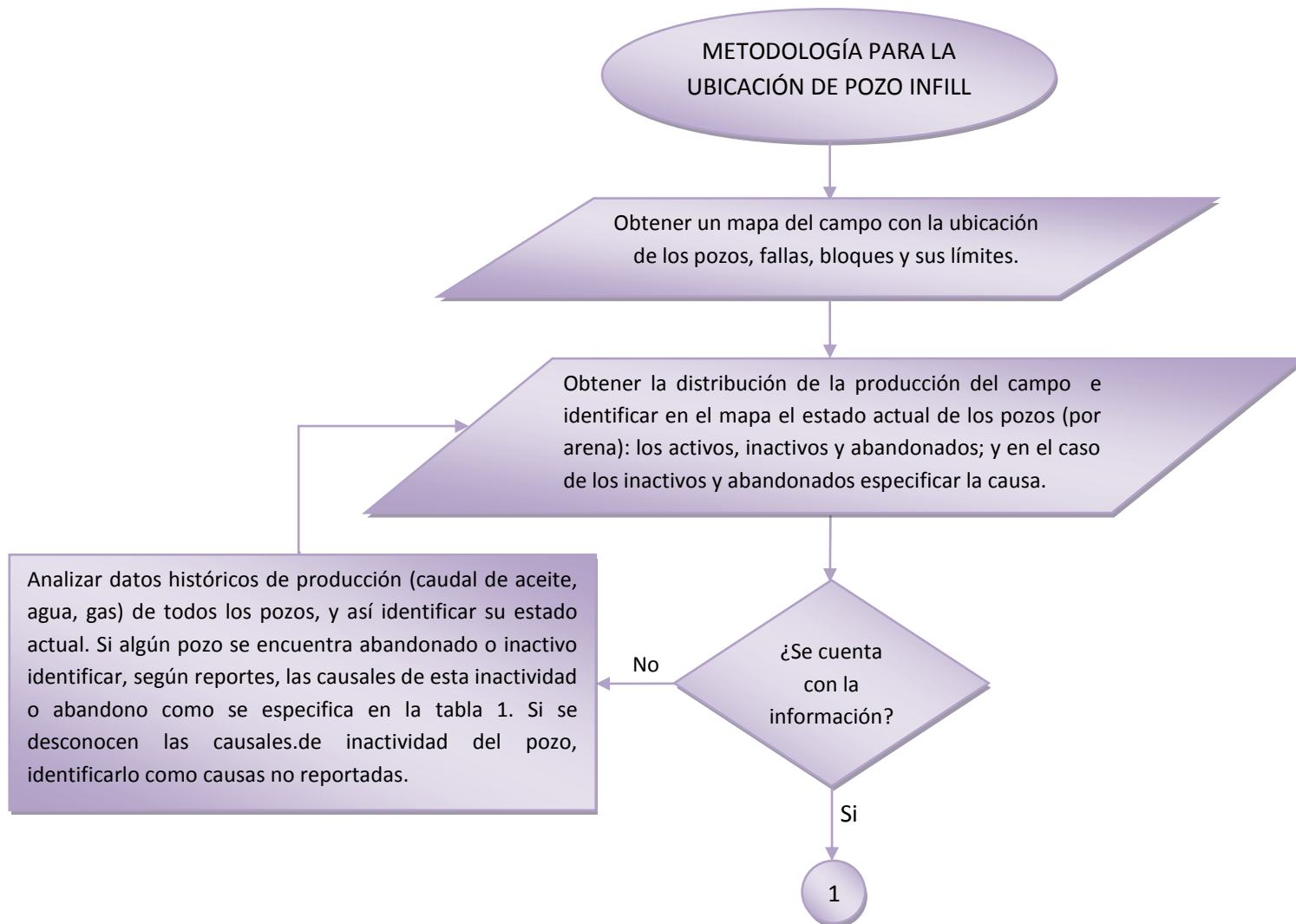
3. DISEÑO DE LA METODOLOGÍA

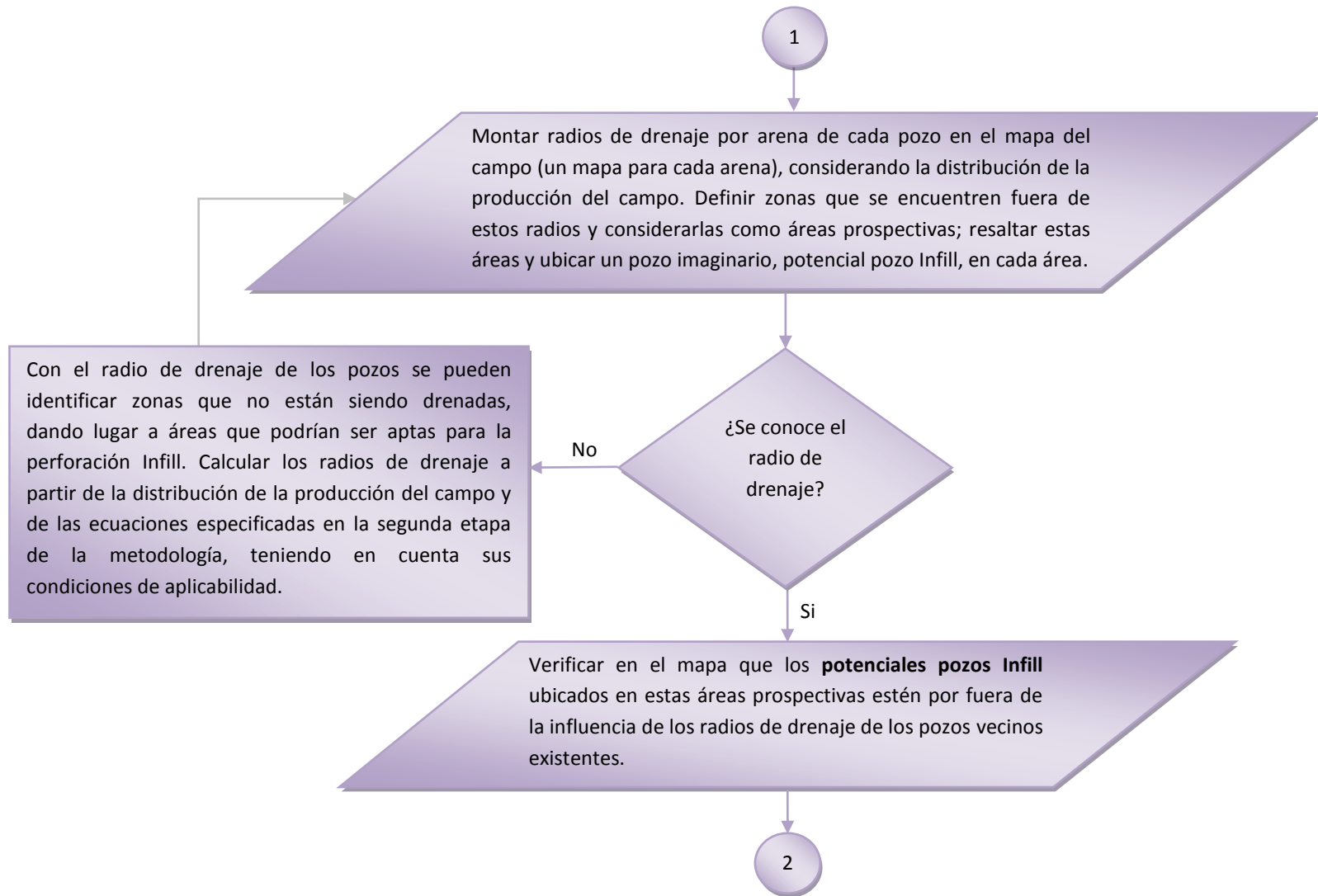
Para tener éxito en la realización de un proyecto de perforación *Infill* es de vital importancia incluir una etapa de planeación donde se seleccionen las mejores alternativas para lograr dar cumplimiento a los objetivos del proyecto. Por tal motivo se consideró necesario diseñar una metodología para la perforación *Infill* aplicable al Campo Escuela Colorado (CEC), la cual abarque y considere las características específicas de este campo maduro.

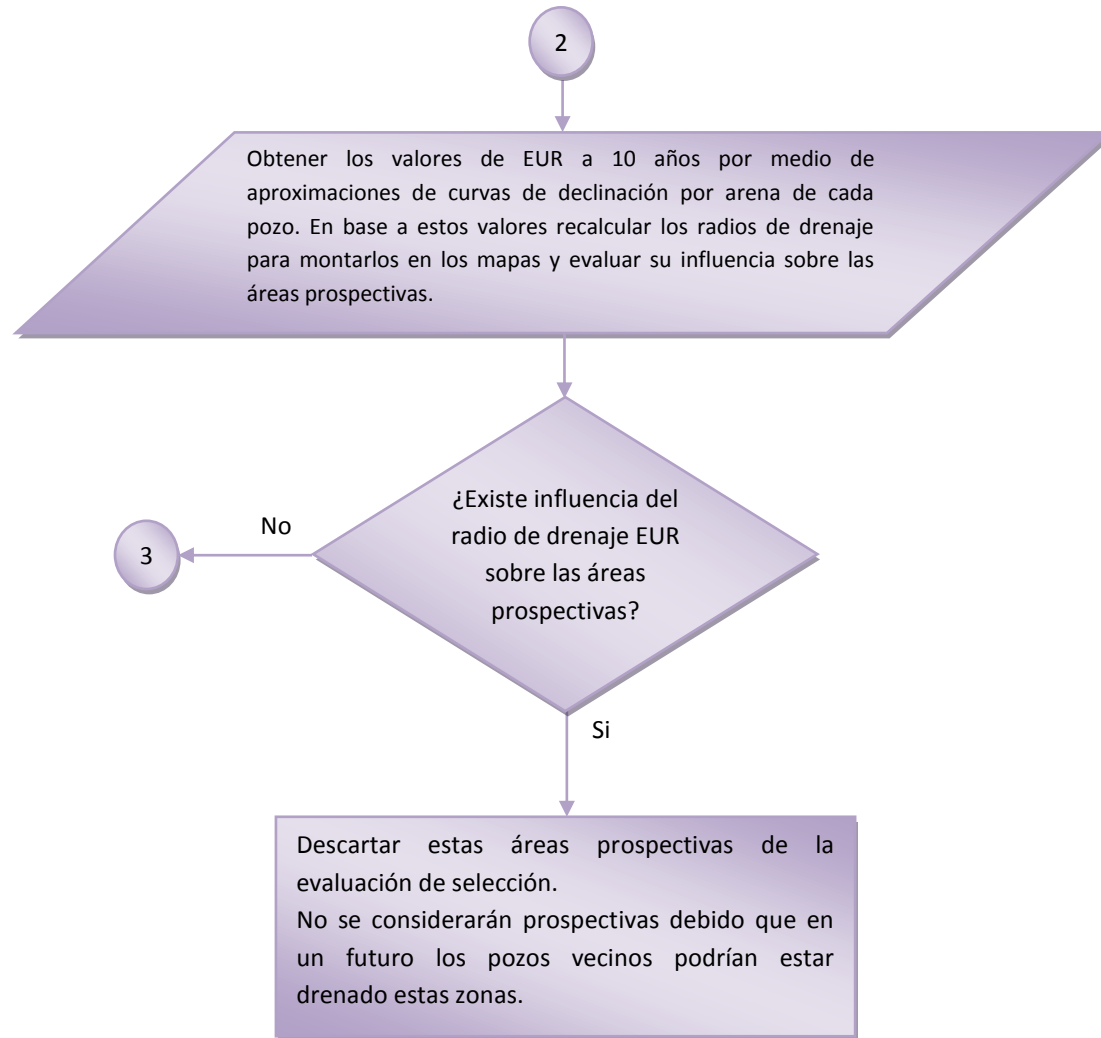
En base a los parámetros tenidos en cuenta en la evaluación y localización de pozos *Infill*, o de desarrollo, en distintos proyectos e investigaciones realizadas, y procurando contar con la totalidad de la información básica requerida para poder ser aplicada, se diseñó una metodología enfocada al CEC teniendo en cuenta que es un campo maduro con ambiente de depositación fluvial, con poca información y limitada disponibilidad económica. Durante su realización se optó por no tener en cuenta la selección de patrones de perforación ya que no se consideraron trascendentales al momento de localizar zonas potencialmente productivas.

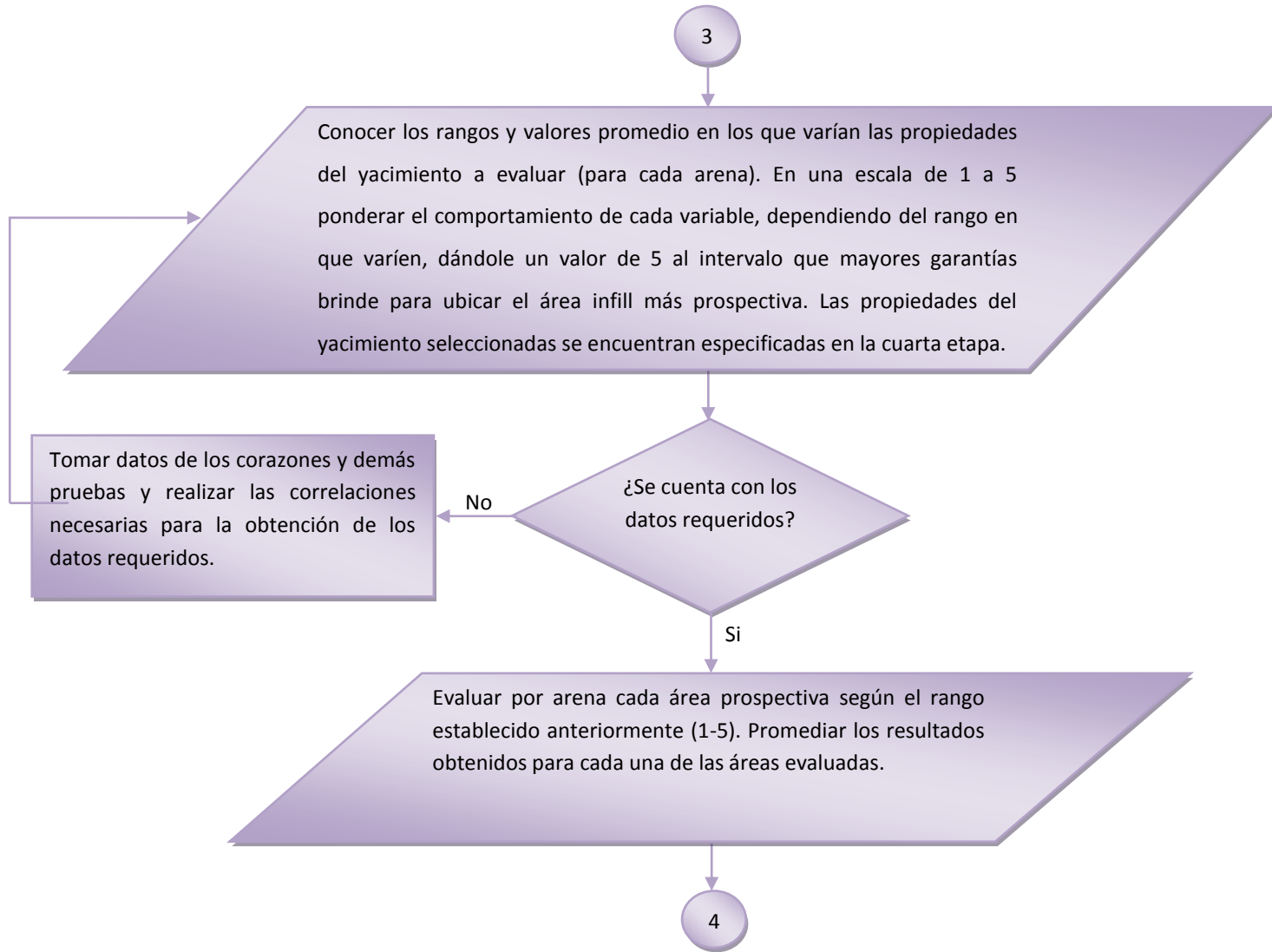
Cabe recordar que la metodología está diseñada únicamente con el fin de sugerir la perforación de un pozo *Infill* en un área que cuente con las características y propiedades más apropiadas para la producción del hidrocarburo no drenado; la evaluación se realiza arena por arena y llegado el caso que una misma área evaluada en las diferentes arenas obtenga buenos resultados se puede llegar a sugerir la perforación del pozo *Infill* para la producción conjunta de estas arenas.

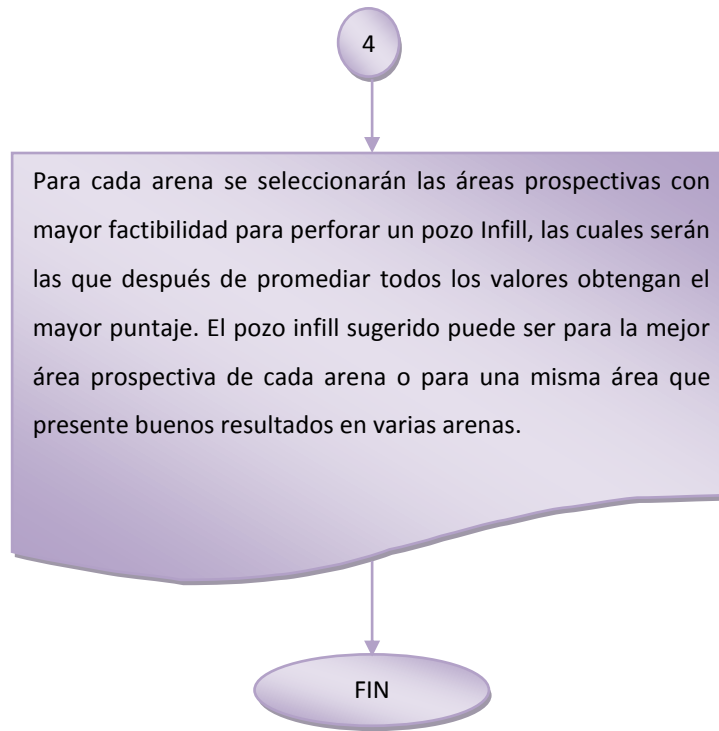
Para favorecer la comprensión del proceso se bosquejó la metodología en un diagrama de flujo, ya que permite desarrollar paso a paso de manera ordenada el proceso para llegar a la obtención de las áreas más idóneas para la perforación de un pozo *Infill*, a continuación se muestra el diagrama.











Con el fin de tener una mayor claridad en la aplicación de la metodología, a continuación se explicarán más detalladamente las etapas que se siguen en el proceso de selección.

3.1 Primera etapa: Caracterización fundamental del Campo Escuela Colorado (CEC).

En el proceso de ubicación de áreas prospectivas para la perforación *Infill* es primordial, como primera medida, conocer el campo en el cual se va a realizar el proyecto. Para lo cual se debe contar con un mapa detallado del mismo, donde se encuentren las fallas, los límites del yacimiento, los contactos agua aceite, la ubicación precisa de los pozos y su estado actual especificado por arena. De igual manera se considera como requisito fundamental, para esta metodología, el conocimiento y plena identificación de la distribución de la producción del campo, debido que la evaluación se realizará por arenas o unidades productoras (teniendo en cuenta solo las unidades que, mediante el análisis de la distribución de la producción, se consideren sean las que hayan dado el mayor aporte a la producción del campo) por esta razón es necesario saber cuánto produce cada una por separado. Esta información obtenida del campo debe ser corroborada (verificar que la información sea la correcta) con el fin de evitar resultados erróneos.

Ya que el CEC es un campo maduro y heterogéneo (debido a su ambiente de depositación fluvial) es razonable que cuente con pozos inactivos o abandonados, por lo cual es necesario conocer el estado actual de cada uno de estos, especificando la causal que corresponde a su estado (por ejemplo: si el pozo se encuentra inactivo por baja producción, su estado será inactivo y su causal será baja producción), el cual será tenido en cuenta para la posterior selección de las áreas prospectivas. Las posibles causales se han clasificado de la siguiente forma:

Tabla 4. Clasificación del estado de los pozos

ESTADO	CAUSA
Activo	
Inactivo	Causas no reportadas
	Retiro unidad de superficie, sarta u otra parte mecánica
	Por Baja Producción
Abandonado	Seco
	Alta Producción de Agua
	Alta Relación Gas Aceite
	Problemas Mecánicos (Pegas, Pescados, Derrumbes)

Fuente. Modificado de “Diagnostico y Estrategias de Recobro Campo Colorado”. Ecopetrol S.A., Gerencia Magdalena Medio, Instituto Colombiano del Petróleo. 2003

3.2 Segunda etapa: Selección de áreas prospectivas a partir del radio de drenaje.

El radio de drenaje de un pozo representa una imagen areal, para el caso circular, de la zona del yacimiento drenada por el pozo. Los radios de drenaje ayudan a identificar visualmente, mediante mapas de burbuja, las zonas que no han sido drenadas hasta el momento; en consecuencia su implementación puede ayudar a identificar áreas prospectivas para la perforación *Infill*.

El concepto de radio de drenaje en este caso se implementará por medio de mapas de burbuja y se utilizará como primer criterio para la identificación y selección de áreas prospectivas para la perforación *Infill*. Para la identificación de estas áreas se debe, como primera medida, calcular los radios de drenaje de cada

pozo (el procedimiento para el cálculo del radio de drenaje se encuentra especificado más adelante), definiéndolos por arena o unidad productora que se esté teniendo en cuenta en el proceso de selección (el cálculo de los radios de drenaje se hacen basados en la distribución de la producción del campo). Ya calculados estos radios y teniendo el mapa del campo con la ubicación exacta de los pozos se debe proceder a montar los radios en el mapa cerciorándose que se encuentren a la misma escala, para así poder identificar visualmente las áreas prospectivas. Ya que el proceso de evaluación y selección se hará por unidad productora, se recomienda crear un mapa para cada una de estas donde se calculen los radios de drenaje pertenecientes a cada una.

El paso a seguir es la identificación y selección de las áreas prospectivas, para lo cual debe tenerse en cuenta que esta se realiza en parte bajo el criterio del evaluador y evidentemente siguiendo ciertas pautas o criterios los cuales se mencionan a continuación: (1) las áreas prospectivas deben estar por fuera de la influencia de los radios de drenaje de los pozos vecinos, (2) deben ser áreas de un acreaje significativo, cercano al espaciamiento actual del campo, (3) que se encuentren dentro del contacto agua aceite, (4) se debe procurar que no se encuentren cercanas a pozos con las siguientes causales de inactividad o abandono: Por baja producción, Seco, Alta producción de agua y Alta relación gas aceite. Cabe recordar que los criterios de selección de áreas citados, son propuestos por los autores como una posible guía para llegar a identificar las áreas prospectivas de la manera que se cree es la más conveniente para este caso, por lo cual no son de cumplimiento obligatorio y como se mencionó anteriormente están sujetas a criterio del evaluador.

Una vez seleccionadas las áreas prospectivas se procede con la identificación y la ubicación de los posibles pozos *Infill*, para esto se recomienda nombrar cada área con un código dependiendo de la arena y del bloque en que esta se encuentre, también ubicar el pozo en el centro de cada área registrando las coordenadas de este punto. Si dado el caso después de la evaluación se considera que existe un

sitio con mejores características que pueda asegurar una mayor probabilidad de encontrar el hidrocarburo se puede sugerir, a manera de nota, su reubicación especificando el nuevo sitio.

Dado el caso que la base de datos del campo no cuente con los radios de drenaje de cada pozo, estos deberán ser calculados, para lo cual se hace referencia al siguiente procedimiento.

Para el cálculo del radio de drenaje debe tenerse en cuenta que dependiendo de la condición del yacimiento existen dos formas para obtener la ecuación que es necesaria para el cálculo del Radio de drenaje:

- Si el yacimiento se encuentra bajo empuje hidráulico, es decir, no hay aparente declinación en la presión del yacimiento debido al influjo de agua y/o empuje de agua, se recomienda usar la siguiente ecuación:

$$N_p = \frac{7758 \cdot A \cdot h \cdot \phi \cdot (1 - S_w - S_{or})}{B_{oi}} \quad [STB]$$

Resolviendo para el radio de drenaje (r_{ev}) se tiene,

$$r_{ev} = \sqrt{\frac{43560 \cdot N_p \cdot B_{oi}}{7758 \cdot \pi \cdot h \cdot \phi \cdot (1 - S_w - S_{or})}} \quad [ft]$$

- Si el yacimiento es volumétrico, es decir, no hay influjo de agua para reemplazar al petróleo desplazado, se recomienda utilizar la siguiente ecuación:

$$N_p = 7758 \cdot A \cdot h \cdot \phi \cdot \left[\frac{1 - S_w}{B_{oi}} - \frac{1 - S_w - S_g}{B_o} \right] \quad [STB]$$

Resolviendo para r_{ev} se tiene:

$$r_{ev} = \sqrt{\frac{43560 \cdot N_p}{7758 \cdot h \cdot \pi \cdot \phi \cdot \left[\frac{1 - S_w}{B_{oi}} - \frac{1 - S_w - S_g}{B_o} \right]}} \quad [ft]$$

Donde

N_p	Petróleo producido (STB)
A	área drenada (acres o ft^2) o πr_{ev}^2
h	espesor neto (ft)
ϕ	porosidad (%)
S_w	saturación de agua (%) a condiciones actuales
S_g	saturación de gas (%) a condiciones actuales
S_{or}	saturación residual de aceite (%)
B_o	Factor volumétrico de formación (RB/ STB) a condiciones actuales
B_{oi}	Factor volumétrico de formación (RB/ STB) a condiciones iniciales

Los cálculos de radio de drenaje mostrados anteriormente están basados en cálculos volumétricos y no considera la compresibilidad de los fluidos en el yacimiento^{29, 30}.

3.3 Tercera etapa: Influencia del EUR

Después tener plenamente identificadas y ubicadas las áreas prospectivas para la perforación *Infill*, el proceso entra en una tercera etapa donde se establece un filtro de selección, el cual dependerá de la influencia que tenga el EUR (Enhance Ultimate Recovery) sobre estas áreas prospectivas.

El EUR es un estimativo de las reservas recuperables de hidrocarburo que tendrá un pozo ya existente en un cierto periodo de tiempo o hasta alcanzar una tasa límite de producción, comúnmente denominado limite económico. Este estimativo,

²⁹ Mc CAIN, William D. The Property of Petroleum Fluids. 2ª ed. Tulsa: Penn Well Books, 1990.

³⁰ CRAFT, B.C. y HAWKINS, M. F. Applied Petroleum Reservoir Engineering. 2ª ed. USA: Prentice Hall PTR. 1991.

para el caso, será usado para evaluar si es o no es conveniente la perforación de un pozo *Infill* en las áreas prospectivas, ya que conociendo el EUR de los pozos vecinos a estas áreas se puede llegar a saber si estos podrían estar drenando estas áreas en un tiempo no muy lejano, lo cual haría inviable la perforación del pozo.

El EUR se calcula utilizando métodos de interpolación aplicados a curvas de declinación (gráficas de producción versus tiempo) que para el caso deben tenerse para cada completamiento (cada intervalo productor o arena de cada pozo) debido que se cuenta con la producción distribuida y el proceso de selección se realiza por arena. Con estos métodos se ajusta el comportamiento de la curva para poder extrapolarla y predecir un comportamiento futuro. Los modelos más utilizados para la predicción del comportamiento o análisis de las curvas de declinación son el exponencial, parabólico y armónico. Para un mayor entendimiento del tema se explicará más en detalle el análisis de curvas de declinación al final de la etapa.

Para tener una predicción del comportamiento de la producción y por consiguiente un valor de EUR lo más real posible debe analizarse el comportamiento de cada curva basándose en los eventos que han tenido los pozos en su vida productiva (por ejemplo: aislamiento de zonas, acidificaciones, fracturamientos, limpiezas, cañoneos y recañoneos) para poder seleccionar el intervalo que mejor represente el comportamiento de la arena en la curva y así tener valores de EUR más reales. Se recomienda que los intervalos seleccionados para ser ajustados mediante los diferentes métodos de interpolación se le eliminen los datos que estén muy desviados del comportamiento aparente de la curva ya que pueden llegar a causar errores al momento de realizar el ajuste, ocasionando lecturas poco representativas del EUR.

Para poder ver la influencia que tendría el EUR sobre las áreas prospectivas es conveniente graficar esta producción futura de la misma forma que se graficó los

radios de drenaje en la segunda etapa, esto se hace remplazando el EUR en lugar del N_p en la fórmula de radio de drenaje y calculando nuevos valores de saturaciones si es necesario. Quedando de la siguiente manera:

$$r_{ev} = \sqrt{\frac{43560 \cdot EUR \cdot B_{oi}}{7758 \cdot \pi \cdot h \cdot \phi \cdot (1 - S_w - S_{or})}} [ft]$$

Luego de obtener los nuevos radios de drenaje, pero ahora en función del EUR, se debe proceder a montar en sus respectivas graficas junto con las áreas prospectivas a evaluar. Si se observa que los radios de drenaje EUR se interceptan con las áreas prospectivas, se deben especificar estas áreas y eliminarlas del proceso de selección debido que no se consideran necesarias ya que el hidrocarburo que se encuentra en estas áreas puede ser drenado o producido, en un futuro cercano, por los pozos que se encuentran perforados en el campo.

- Análisis de Curvas de Declinación

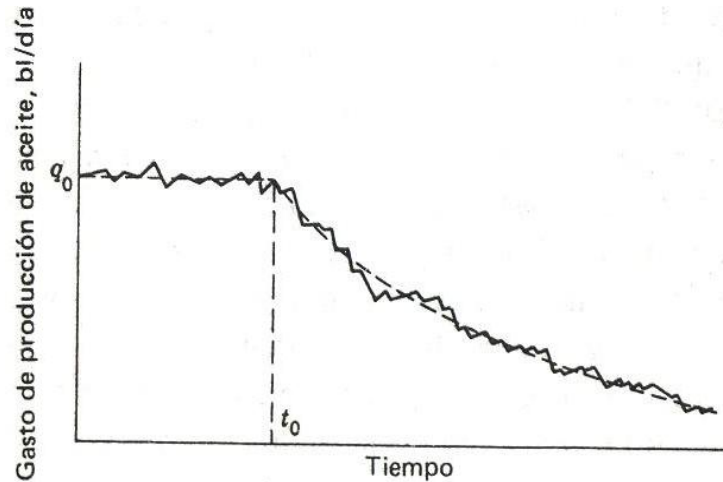
Es el método más utilizado para calcular y estimar las reservas, debido a su fácil aplicabilidad. La estimación de reservas mediante curvas de declinación está basada en el análisis de la gráfica de producción de petróleo (aceite producido vs tiempo). Cuando se han graficado estas variables utilizando datos de producción que se tienen, se extrapola el comportamiento de la curva de producción y se obtiene así el pronóstico de la producción y las reservas remanentes.

Al momento de realizar la extrapolación de las curvas de declinación es necesario verificar que la información que se esté utilizando del pozo no esté siendo afectada por la depositación de parafinas o asfáltenos, arenamiento, aislamiento de zonas, daños mecánicos en el pozo y conificación de gas y/o agua. Esta verificación se debe hacer ya que cualquier cambio en el yacimiento provocará imprecisiones (baja representatividad) en los resultados obtenidos con la extrapolación, debido que cuando se toman esos datos alterados la producción

varia y por lo tanto la tendencia de la curva, enmascarando la producción real del yacimiento. Cuando existen variaciones en la curva de producción debido a este tipo de eventos se debe ser muy cuidadoso al momento de seleccionar los datos de la curva, con el fin de que sean lo más representativo posible y poder obtener un pronóstico de reservas real mediante la extrapolación. Para la selección de los datos a extrapolar se debe contar con la totalidad de los eventos sucedidos en el pozo, especificando la fecha y el tipo de evento.

Si se obtiene una gráfica de la producción contra el tiempo se puede observar que el comportamiento de la curva durante un primer intervalo de tiempo es aproximadamente constante manteniéndose casi que en línea horizontal, es decir el pozo se encuentra en su producción permisible, cerca de ella o produciendo según la demanda del mercado. Pero si se sigue avanzando en la curva encontramos un momento en que el pozo ya no puede alcanzar su producción y empieza a decaer su capacidad regularmente, lo que quiere decir es que la producción comenzó a declinar mes tras mes. En la figura 19 se puede observar una curva típica de producción contra tiempo, pero en la cual se encuentra trazada una línea punteada con la tendencia de la curva, esto se hace para poder extrapolar la curva. Las curvas de declinación de la producción pueden ser de tres tipos, debido al tipo de técnica de extrapolación que se implementa, los cuales son considerados a continuación.

Figura 19. Curva típica del logaritmo natural de la producción contra tiempo.



Fuente: NIND, T.E.W. "Fundamentos de Producción y Mantenimiento de Pozos Petroleros". México: Limusa, 1987.

➤ Exponencial

La declinación a porcentaje constante es llamada declinación exponencial y viene dada por la siguiente expresión matemática:

$$q(t) = q_0 \exp[-b(t - t_0)]$$

Donde:

q : producción en un tiempo t

q_0 : producción estabilizada antes de declinar

b : relación de la declinación de la producción continua o nominal. $\frac{1}{q} \frac{dq}{dt} = -b$

t : tiempo en el que se desea conocer la producción

t_0 : tiempo que transcurre desde el inicio de producción hasta el momento de declinación

Esta expresión permite calcular la producción en cualquier momento, conociendo la producción q_0 que es la producción estabilizada es decir aquella que permanece relativamente constante a lo largo de una línea horizontal. Para hacer más sencillo los cálculos se supone que la declinación de la producción empieza en el

momento en que el pozo entra en producción es decir la gráfica empezaría en t_0 , al suponer esto la expresión queda así:

$$q = q_0 \exp(-bt)$$

➤ Hiperbólica

Los pozos productores exhiben diferentes comportamientos durante su declinación. Para este caso el ritmo de declinación (b) es proporcional a la producción en vez de ser constante, por lo tanto, a menor tasa de producción, será menor el ritmo de declinación³¹.

El comportamiento Hiperbólico es descrito por la siguiente ecuación.

$$q = \frac{q_0}{\left(1 + \frac{b_0 t}{a}\right)^a}$$

Donde

a es la constante de declinación.

El valor del ritmo de declinación (b) en el tiempo se obtiene de la siguiente ecuación.

$$b = \frac{b_0}{1 + \frac{b_0 t}{a}}$$

Por otra parte, tanto la ecuación para la declinación exponencial como para la hiperbólica permiten realizar una extrapolación matemática de los datos, diferenciándose una respecto de la otra en el valor de b , ya que para la declinación exponencial $b=0$, mientras que para la declinación hiperbólica, el valor de b oscila entre 0.25 y 0.6, sin llegar a exceder este último valor.

³¹ NIND, T.E.W. "Fundamentos de Producción y Mantenimiento de Pozos Petroleros". México: Limusa, 1987.

➤ Armónica

Este tipo de declinación es un caso particular de la declinación Hiperbólica, ocurre cuando el valor de a es igual a 1 ($a=1$) y en algunos casos se presenta cuando la producción es controlada predominantemente por el mecanismo de segregación gravitacional, la rapidez con que este declina es inversamente proporcional a la tasa de producción.

Reemplazando $a=1$ en las ecuaciones de la declinación Hiperbólica se obtiene el comportamiento de la declinación Armónica:

$$q = \frac{q_0}{1 + b_0 t} \quad b = \frac{b_0}{1 + b_0 t}$$

De lo que se obtiene:

$$\frac{q}{q_0} = \frac{b}{b_0}$$

3.4 Cuarta etapa: Evaluación de las áreas prospectivas³²

Después de filtrar las áreas que posiblemente tendrán interferencia con la producción de los pozos vecinos, el proceso entra a una cuarta y definitiva etapa en la cual se califican las áreas, en un intervalo de 1 a 5 (siendo 5 la mejor calificación), con respecto a diferentes parámetros o características del yacimiento que deben ser tenidas en cuenta para considerar cuál de estas áreas en cada una de las arenas son las que mayor probabilidad tienen de ser buenas productoras de petróleo.

A cada uno de los parámetros usados para evaluar las áreas prospectivas de cada arena, mostrados más adelante, se les debe establecer una escala de 1 a 5 asignándole rangos de valores de cada propiedad a cada número de la escala.

³² SUÁREZ, A.F.; GAVIRIA, W.; PAVAS, J.; y FRORUP, M. "Beathing the Marginal Well Performance in a Mature Field: San Francisco Field in Colombia". Rio de Janeiro: SPE, 2005. SPE 94987.

Esta asignación se realiza particularmente a cada arena y depende de cómo se comporten los valores de esta propiedad a lo largo de todo el yacimiento, estas variaciones a lo largo del yacimiento son mucho más fáciles de percibir si se grafica la variable en un mapa de Grilla el cual muestra su comportamiento areal a través de toda la arena, esto se hace conociendo los valores de estas propiedades en los diferentes pozos ya existentes y aplicando métodos geo-estadísticos para extrapolar estos datos a zonas donde no se posee la información.

Para ser un poco más claros y tratar de que se entienda a la perfección el procedimiento que se debe llevar a cabo se ejemplificará la ponderación de una variable en una arena determinada:

Se desea ponderar la variable “producción acumulada (Np)” para poder evaluar las áreas prospectivas de cierta arena. Lo primero que debe hacerse es conocer los datos de producción acumulada a la fecha de cada uno de los completamientos de esta arena, teniendo estos valores se grafican en un mapa de grilla mediante el método geo-estadístico de su preferencia. Analizando el mapa se establece el rango en que varia la variable, que para este ejemplo será entre 20000 y 300000 barriles de crudo, y también en que valores se encuentra la mayor concentración de datos, los cuales conforman un sub-rango donde se encuentra la producción acumulada promedio de la arena, a este sub-rango se le establecerá un valor de 3. Con base al sub-rango ya ponderado y considerando que entre mayor producción acumulada tenga mejor podrían llegar a ser las áreas prospectivas se procede a establecer y ponderar los demás sub-rangos de la variable, quedando la ponderación de la variable de la siguiente forma:

Tabla 5. Ponderación de una variable.

Variable	Subrango	Ponderación
Producción acumulada Np (bbls)	< 215000	1
	215000 – 235000	2
	235000 – 265000	3
	265000 – 285000	4
	>285000	5

Fuente. Los autores, basado en los historiales de producción del CEC.

Teniendo las escalas de ponderación de estas variables se debe proceder a evaluar cada una de las áreas con respecto a cada variable, obteniendo los valores de las propiedades de cada área de los mapas de grilla (Grid Maps). La ponderación final de cada área será el promedio de las calificaciones obtenidas de la evaluación de cada una de las variables en cada área.

Para facilitar el tratamiento de los datos dentro del proceso de evaluación de las áreas prospectivas es recomendable hacer una matriz de selección utilizando una hoja de cálculo, donde se especifique la arena a evaluar, el área prospectiva, las propiedades a evaluar, el valor promedio calculado para cada área con su respectiva calificación y el puntaje total de cada arena. A continuación se propone un modelo de matriz de selección que se recomienda para la evaluación de las áreas prospectivas:

Tabla 6. Modelo recomendado para la Matriz de Selección

Área Infill	GOR		Geología			PUNTAJE TOTAL
	Grid Map	Puntaje	Espaciamiento Geométrico	CHEP	Puntaje	

Fuente. Los autores.

Llegado el caso que no se cuente con la información requerida para la ponderación y calificación de las áreas prospectivas, se debe obtener esta información mediante pruebas, registros, análisis de corazones, correlaciones y demás pruebas que se consideren necesarias para la obtención de los datos requeridos.

A continuación se enumeran y especifican las variables consideradas dentro de la metodología para la evaluación y posterior selección de las áreas prospectivas.

3.4.1 Relación Gas Aceite (GOR)

Para evaluar la relación gas aceite (GOR) debe primero observarse el comportamiento de cada arena a lo largo de toda su vida de producción y al mismo tiempo junto con los eventos se debe ir analizando las causas de las variaciones del mismo. Con este análisis se establece hasta que punto o en que periodo de tiempo es representativo el GOR. Teniendo estos valores para todas las arenas a evaluar se crea el mapa de grilla para poder ver la distribución espacial de la variable y así poder realizar la ponderación de acuerdo a los rangos de variación de cada arena, siguiendo el procedimiento explicado anteriormente (este procedimiento se debe aplicar a cada arena debido que los rangos pueden variar de una arena a la otra). Con el mapa y los rangos de ponderación establecidos solo queda evaluar las áreas prospectivas, esto se hace sobreponiendo las áreas prospectivas en los mapas de GOR para así poder leer el valor promedio de cada área y darle su respectiva calificación.

3.4.2 Presión

Lo ideal para este caso es tener datos de presiones de yacimiento, pero como es bien sabido en la mayoría de los campos y sobre todo en los campos maduros no se cuenta con esta información. En tal caso que no se cuente con información de presiones de yacimiento sería también viable la evaluación de este ítem mediante datos de presiones estáticas.

Para la evaluación de las presiones debe seguirse la misma metodología implementada en la calificación del GOR.

3.4.3 Porosidad

Debido que la porosidad es una variable de gran importancia para el cálculo de reservas y se mantiene constante a lo largo del tiempo, por lo general se tiene bien caracterizada esta propiedad en todas las arenas, lo cual facilita su evaluación.

Una vez conocidos los valores de porosidad de cada completamiento se hace el mapa de grilla, se superpone con las áreas prospectivas, se ponderan los rangos y se evalúan las áreas de la misma manera como se especificó en los pasos anteriores.

3.4.4 Conductividad (KH)

La conductividad que se obtiene a partir de 2 propiedades petrofísicas de gran importancia, como lo son la Permeabilidad y la Porosidad, es un parámetro fundamental que es de obligación tener en cuenta a la hora de evaluar y seleccionar áreas para la perforación *Infill*.

Para el cálculo de la conductividad se debe tener obligatoriamente datos de permeabilidad y porosidad de las arenas. El procedimiento a seguir para la evaluación es el mismo que se ha implementado en los casos anteriores.

3.4.5 Producción acumulada (Np)

La producción acumulada por completamiento es una variable de gran ayuda debido a que al graficarla en un mapa de grilla da una perspectiva de la posible producción que tendrían las zonas que no han sido drenadas, es decir las áreas prospectivas para la perforación de pozos *Infill*.

El cálculo de esta propiedad se realiza sumando la producción mensual de crudo hasta la fecha, que se obtiene a partir de los datos de la producción distribuida. El procedimiento para la ponderación y calificación de la variable se realiza de del mismo modo como se ha venido especificando en los casos anteriores.

3.4.6 Reservas

El conocimiento de las reservas petrolíferas que se tienen disponibles para ser producidas es de gran ayuda puesto que con esta información se puede saber en qué partes del yacimiento se encuentran las mayores acumulaciones de hidrocarburo.

Las reservas que se deben evaluar son las actuales, puesto que son las que pueden ser producidas por los nuevos pozos, y se obtienen restándole la producción acumulada a las reservas iniciales, teniendo en cuenta que se esté trabajando a condiciones de superficie.

La metodología para la ponderación y evaluación de esta variable se realiza de igual manera como se explicó en los casos anteriores.

3.4.7 Geología

Es de gran importancia considerar características geológicas como criterio de evaluación para la selección de áreas *Infill*, ya que sin la consideración de estas el riesgo de que el proyecto de perforación *Infill* no sea exitoso podría incrementar en gran medida, especialmente si es un campo maduro heterogéneo.

Para tener en cuenta el criterio de evaluación geológico se tomaron en cuenta dos variables, el espaciamiento geométrico y la conectividad hidráulica entre pozos, las cuales se especificaran a continuación. El aspecto geológico se considera para este caso como una sola variable para la ponderación total o final de las áreas dentro de la matriz de selección, por lo cual se deben promediar estos dos

parámetros para poder ser evaluados como un solo parámetro denominado Geología.

3.4.7.1 Espaciamiento Geométrico

La consideración de esta variable se realiza para evaluar la ubicación de las áreas prospectivas. Para calificar las áreas no es necesario ponderar rangos, debido que es una evaluación apreciativa donde según el criterio del evaluador se deben calificar las áreas dependiendo de su ubicación, para esto debe considerarse la cercanía que tienen estas áreas a las fallas, contactos agua aceite, a los pozos vecinos y a las áreas drenadas y que posiblemente drenaran estos pozos. El rango que se recomienda utilizar para calificar estas áreas es entre 3 y 5 ya que este criterio se considera que no debe afectar en gran medida la puntuación final de la arena ya que el pozo *Infill* se encuentra ubicado en el centro de cada área prospectiva y cuenta con un espaciamiento fijo aproximado de 20 acres el cual puede drenar sin afectar la producción de los demás pozos.

3.4.7.2 Conectividad hidráulica entre pozos CHEP

Al momento de seleccionar un área prospectiva para la perforación de un pozo *Infill* en un yacimiento de ambiente de depositación fluvial, heterogéneo, es de gran importancia conocer las zonas del yacimiento que se encuentran hidráulicamente conectadas para así tener un mayor grado de probabilidad de encontrar crudo al momento de realizar la perforación *Infill*³³.

La Conectividad Hidráulica Entre Pozos (CHEP) es una descripción cuantitativa de la conectividad hidráulica del medio poroso y viene dada por la relación de la tasa de producción o inyección actual y una tasa de producción o inyección idealizada

³³ CHAPARRO, Sandra; GALVIS M. Miguel. "Canales de Depositación y Conectividad Hidráulica Entre Pozos". Trabajo de grado Ingeniero de Petróleos. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander. Facultad de Físico-Químicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos, 2001.

o hipotética³⁴. Con la implementación de este concepto se pueden encontrar en el yacimiento zonas conectadas hidráulicamente ideales para la perforación *Infill*, las cuales se caracterizan por ser porciones del yacimiento que tienen interconexiones de porosidad, permeabilidad y espesor, que permiten el flujo de fluidos. Se puede decir que hay CHEP, si existe un camino continuo de¹ movimiento de fluidos entre ellos, independiente de su litología y de los límites del estrato.

La conectividad hidráulica entre pozos (CHEP) se incluyó en la metodología con el fin de evaluar e identificar que áreas prospectivas para la perforación *Infill* cuentan con una mayor oportunidad de éxito cuando en esta se perfora un pozo *Infill*. El cálculo del CHEP se basa en 2 modelos matemáticos, radial y lineal, desarrollados por Bernardo Silva, los cuales se exponen a continuación.

- Modelo lineal

Se ha desarrollado un concepto matemático de la conectividad hidráulica lineal entre dos puntos de un medio poroso heterogéneo.

Suposiciones del modelo:

- ✓ La matriz sólida es rígida, isotrópica y no interactúa con el fluido que ocupa el espacio poroso.
- ✓ El flujo es horizontal, siguiendo la ley de Darcy y la tasa de flujo es constante.
- ✓ Solamente un fluido satura completamente el medio poroso.
- ✓ El fluido es homogéneo, incompresible y tiene densidad constante.
- ✓ El sistema es isotérmico.
- ✓ Las únicas fuerzas activas son la presión y el esfuerzo cortante debido a la viscosidad del fluido.
- ✓ Flujo lineal y solo en la dirección X.

³⁴ SILVA, B.A. "Conectividad Hidráulica Entre Pozos. Arenas Superiores Bloque 8 Campo Casabe" [Reporte interno]. ECOPEL S. A. 1992.

La ecuación modificada de conectividad hidráulica entre dos puntos es:

$$CHEP = \frac{2}{\left[\frac{1}{K_i(1)A_{ii}(1)} + \frac{2}{K_i(2)A_{ii}(2)} \right] K_{i \text{ Máx}} A_{ii \text{ Máx}}}$$

Donde:

CHEP: Factor de conectividad hidráulico en dirección i entre pozos 1 y 2 (adimensional)

$K_i(1)$: Permeabilidad alrededor del pozo 1 (md)

$K_i(2)$: Permeabilidad alrededor del pozo 2 (md)

$A_{ii}(1)$: Área seccional en el pozo 1 (ft²)

$A_{ii}(2)$: Área seccional en el pozo 2 (ft²)

$K_{i \text{ Máx}}$: Máximo valor de permeabilidad entre los pozos 1 y 2 (md)

$A_{ii \text{ Máx}}$: Máximo valor de área seccional entre los pozos 1 y 2 (ft²)

Este factor nos puede dar una idea del CHEP entre los pozos 1 y 2 del modelo escogido. Este varía entre 0 y 1; para medios porosos heterogéneos valores cercanos a cero y para medios porosos más homogéneos valores cercanos a uno.

- Modelo radial

El factor CHEP radial está relacionado con factores geométricos como el radio donde cambia la permeabilidad, áreas de flujo y permeabilidad como factores hidráulicos.

Asumiendo que los cambios de permeabilidad ocurren en la mitad de los dos pozos, entonces es posible que la siguiente ecuación tenga una aplicación práctica.

Suposiciones del método

- ✓ La matriz sólida es rígida, isotrópica y no interactúa con el fluido que ocupa el espacio poroso.

- ✓ El flujo es horizontal, siguiendo la ley de Darcy y la tasa de flujo es constante.
- ✓ Solamente un fluido satura completamente el medio poroso.
- ✓ El fluido es homogéneo, incompresible y tiene densidad constante.
- ✓ El sistema es isotérmico.
- ✓ Las únicas fuerzas activas son la presión y el esfuerzo cortante debido a la viscosidad del fluido.

Considerando las suposiciones se obtiene la siguiente ecuación:

$$CHEP_r = \frac{\ln(R_e/R_w)}{\left[\frac{\ln(0.5R_e/R_w)}{K_{r(0-1)}h_{(0-1)}} + \frac{\ln(2)}{K_{r(1-2)}h_{(1-2)}} \right] K_{r\text{ Máx}(0-2)} h_{\text{Máx}(0-2)}}$$

Donde:

$CHEP_r$: Factor de conectividad hidráulica radial (varía entre 0 y 1)

R_e : Distancia entre dos puntos (ft)

R_w : Radio del pozo de referencia (ft)

$K_{r(1)}$: Permeabilidad alrededor del pozo 1 (md)

$K_{r(2)}$: Permeabilidad alrededor del pozo 2 (md)

h_1 : Espesor neto productor del pozo 1 (ft)

h_2 : Espesor neto productor del pozo 2 (ft)

$K_{r\text{ Máx}}$: Máximo valor de permeabilidad entre los dos pozos (md)

$h_{\text{Máx}}$: Máximo valor de espesor entre los dos pozos (ft)

Para el cálculo del CHEP promedio de las áreas prospectivas, el cual es necesario para calificar esta variable, es preciso calcular el CHEP de todos los pozos del campo especificándolos por arena o unidad productora, para así poder generar un mapa de grilla de cada unidad, el cual deberá ser contrastado con el mapa del campo donde se encuentren definidas las áreas prospectivas correspondientes a cada unidad a evaluar. El procedimiento para ponderar los rangos y evaluar las

áreas es el mismo que se ha venido desarrollando en la mayoría de las variables consideradas en la matriz de selección.

3.5 Quinta etapa: selección de las áreas prospectivas

Después de evaluar todos los procesos y obtener el puntaje promediado para cada área prospectiva, obtenida mediante la ponderación de rangos debe procederse a analizar las áreas e identificar las de mejor puntaje de cada arena. Las áreas con mayor puntaje son las que tienen la mayor probabilidad de éxito al momento de perforar un pozo *Infill*, además debido también al proceso de selección son las áreas que mayor seguridad brindan de que no se presente ningún tipo de interferencia con la producción de los pozos vecinos.

Seleccionadas las áreas prospectivas con mayor factibilidad para perforar un pozo *Infill*, las cuales son las que después de promediar todos los valores obtengan el mayor puntaje, se procede finalmente a sugerir la ubicación del pozo *Infill* que puede ser para la mejor área prospectiva de cada arena o para una misma área que presente buenos resultados en varias arenas.

El análisis para la selección del punto a perforar debe realizarse con mucho cuidado, ya que de esto puede depender el éxito que pueda llegar a tener la perforación de un pozo *Infill* en el área seleccionada. Después de realizada la selección del punto a perforar, se debe tener claramente especificadas las coordenadas para poder llegar a ubicar este punto en el campo

4. APLICACIÓN DE LA METODOLOGÍA

En este capítulo se presenta el proceso de evaluación y selección de las mejores locaciones o áreas para la perforación de un pozo *Infill*, con el fin de desarrollar e incrementar el recobro en el Campo Escuela Colorado. El desarrollo del proceso contenido en la metodología y los análisis respectivos fueron realizados con ayuda de la herramienta software OFM³⁵ (Oil Field Manager) de Schlumberger que se encuentra en la sala de cómputo de la Escuela de Ingeniería de Petróleos UIS (Convenio UIS-CPIP).

Para la aplicación de la metodología implementada, especificada en el capítulo 3, se utilizaron los datos de la producción distribuida por arenas³⁶. Igualmente se utilizó la base de datos ya existente de OFM, con datos de producción actualizados hasta enero 1 de 2009, y se complementó con datos obtenidos del informe de Ecopetrol 2003³⁷ y con información suministrada por los ingenieros del Campo Escuela Colorado.

Durante el desarrollo de la metodología se analizó la información y se definieron 22 áreas prospectivas para la perforación de un pozo *Infill* en las 4 arenas seleccionadas para el estudio, de las cuales 6 corresponden a la zona B1, 6 a B2, 5 a C1 y 5 a C2, cada área fue referenciada y etiquetada de acuerdo a su ubicación. Posteriormente estas áreas fueron evaluadas mediante la matriz de selección llegando a la conclusión de sugerir la ubicación del pozo *Infill* a perforar en las coordenadas 1244900 N, 1038320 E, con origen en Bogotá, el cual es sugerido con el fin de producir las áreas ZB1_51, ZC1_51 y ZC2_51 correspondientes a las arenas B1, C1 y C2 respectivamente. Estas áreas fueron

³⁵ Schlumberger (2005). Oil Field Manager. [Software].

³⁶ TORRES, Jorge y RANGEL, William. "Análisis de Datos de Producción a Nivel de Completamientos Para la Asignación de la Producción del Campo Colorado". Trabajo de grado Ingeniero de Petróleos. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander. Facultad de Físico-Químicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos, 2008.

³⁷ ECOPETROL S.A., INSTITUTO COLOMBIANO DEL PETRÓLEO y GERENCIA MAGDALENA MEDIO. "Diagnostico y Estrategias de Recobro Campo Colorado". El Centro: ECOPETROL S.A., 2003.

seleccionadas debido que en los resultados de la evaluación de la matriz de selección obtuvieron los mejores promedios y además pueden ser producidas por un mismo pozo vertical ya que se encuentran ubicadas en las mismas coordenadas.

A continuación se muestra el análisis y desarrollo por etapas de la metodología implementada para la selección de áreas *Infill*.

4.1 Primera etapa: Caracterización fundamental del Campo Escuela Colorado (CEC).

Para realizar con éxito y de una manera más ágil cualquier proceso de análisis, es fundamental estructurar una buena base de datos que contenga toda la información vital necesaria para la implementación de la metodología y así obtener en menor tiempo resultados satisfactorios.

Para la aplicación de la metodología en el Campo Escuela Colorado se utilizó la base de datos de OFM, suministrada por el ingeniero de producción del CEC, con los datos de producción distribuida cargados hasta enero 1 de 2009. A la base de datos se le cargó información faltante necesaria para la implementación de la metodología, de la cual se destacan factores volumétricos de formación del crudo, Presiones estáticas y algunos datos de porosidades de los cuales no se tenía registro. Esta información cargada a la base de datos fue obtenida de diferentes análisis PVT, de pruebas de niveles y demás resultados reportados en el informe de Campo Colorado de 2003.

En una revisión general, de la información a utilizar de la base de datos de OFM, realizada con ayuda del codirector del proyecto por parte del Instituto Colombiano del Petróleo (ICP) Ingeniero Germán Castillo y del Ingeniero de petróleos Bernardo de Jesús Silva, quienes generosamente brindaron su extensa experiencia sobre los campos del Valle Medio del Magdalena con aras de brindar mayor seguridad y confiabilidad a la corroboración de los datos. Como resultado

de la revisión se llegó a la conclusión de que el Campo Escuela Colorado se encuentra pobremente caracterizado con respecto a la petrofísica y las presiones de las diferentes arenas productoras, por lo cual se hace de vital importancia antes, de tomar cualquier decisión, reevaluar y ratificar la información a partir de los registros, corazones y demás pruebas con que se cuenta o con nuevas si es necesario, para así tener un mayor grado de certidumbre al momento de tomar decisiones sobre el desarrollo del CEC.

Después de analizar la producción por arenas y reservas del campo, mostradas en las tablas 7 y 8, se decidió aplicar la metodología a las zonas B1, B2, C1 y C2 de Mugrosa puesto que son las que mayor aporte han hecho a la producción del CEC y poseen un gran potencial para seguir produciendo ya que solo se ha recuperado aproximadamente un 7% de las reservas probadas originalmente.

Tabla 7. OOIP por zonas productoras.

Bloque	OOIP (Bbl)			
	Zona B1	Zona B2	Zona C1	Zona C2
I	8864152,80	7629369,69	3956068,76	8613203,68
II	2725928,67	966731,03	7485665,27	19286724,23
III	2580850,30	606934,22	848116,77	3905269,84
IV	5002895,70	1636610,10	12418289,64	13131552,56
V	5459465,38	2145743,13	8778817,84	2299942,86
VI	1370316,03	8500163,83	1021783,00	326391,03
Acumulado	26003608,88	21485551,99	34508741,28	47563084,21
Total OOIP CEC (MMBbl) – Método volumétrico				129,7

Fuente. Modificado por los autores de PACHANO, Karen. "Primer Informe Campo Colorado". Bucaramanga: Campo Escuela Colorado, 2008.

Tabla 8. Producción acumulada por zonas productoras.

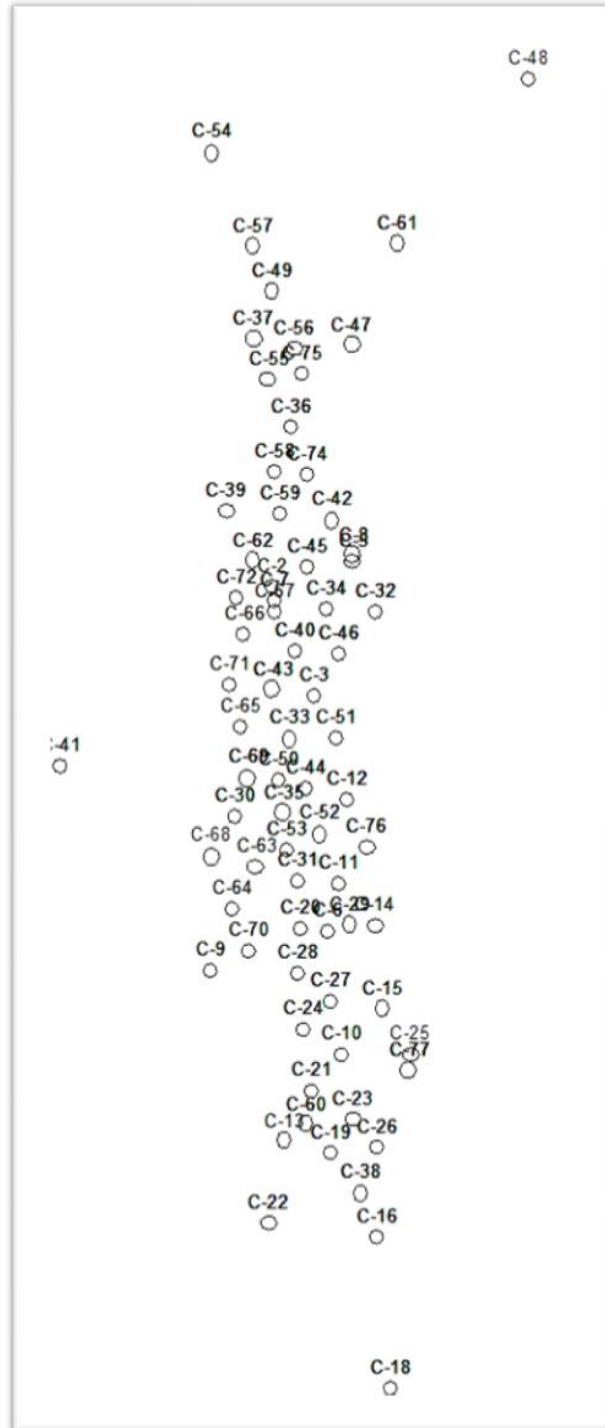
C1	C2
2808702,4	2234575,7
B1	B2
1598466,4	700324,7
A	D
425391,5	406447,9
E	U
430048,4	344,5
Producción de crudo acumulada total (Bbl)	
8604301,5	

Fuente. Modificado por los autores de ECOPETROL S.A. Base de Datos OFM [CD-ROM]. [Bucaramanga, Colombia]: ICP, Diciembre 2008 [citado 26 Abril 2009]. Formato .mdb. Disponible en Campo Escuela Colorado.

Una vez establecidas las zonas a evaluar se procedió a cargar en el mapa del campo en OFM la información básica requerida en la metodología (fallas, contactos agua aceite y topes de cada zona), la cual se obtuvo del Informe de Colorado 2003. En la figura 20 se ilustra el estado inicial en el cual se encontraba el mapa del CEC, únicamente se contaba con la ubicación espacial de los pozos.

Debido que no se contaba con la información actualizada del estado de los pozos especificada por zonas, se procedió a identificar el estado zona a zona de cada pozo mediante la revisión de los resúmenes de cada pozo suministrados por el CEC. Los resultados obtenidos se encuentran especificados en la tabla 9.

Figura 20. Localización de los pozos del CEC.



Fuente. Modificado por los autores de Schlumberger (2005). Oil Field Manager. [Software].

Tabla 9. Clasificación del estado de los pozos por completamiento.

ESTADO	CAUSA	NUMERO DE POZOS			
		B1	B2	C1	C2
Activo		3	4	3	3
Inactivo	Causas no reportadas	25	18	8	8
	Retiro unidad de superficie, sarta u otra parte mecánica	1	1	3	5
	Por Baja Producción	9	14	17	15
Abandonado	Seco	9	9	8	9
	Alta Producción de Agua	17	14	13	10
	Alta Relación Gas Aceite	2	5	6	6
	Problemas Mecánicos (Pegas, Pescados, Derrumbes)	3	3	3	3

Fuente: Los autores basados en ECOPRTROL S. A. *Files Campo Colorado* [en físico]. Bucaramanga, Colombia. Disponible en: Campo Escuela Colorado UIS.

En las figuras 21, 22, 23 Y 24 se muestran los mapas correspondientes a cada arena a evaluar, cargados con toda la información requerida por la primera etapa de la metodología y únicamente con los pozos que se encuentran completados en estas zonas, esto se realizó utilizando un filtro por arena.

Figura 21. Mapa Mugrosa B1

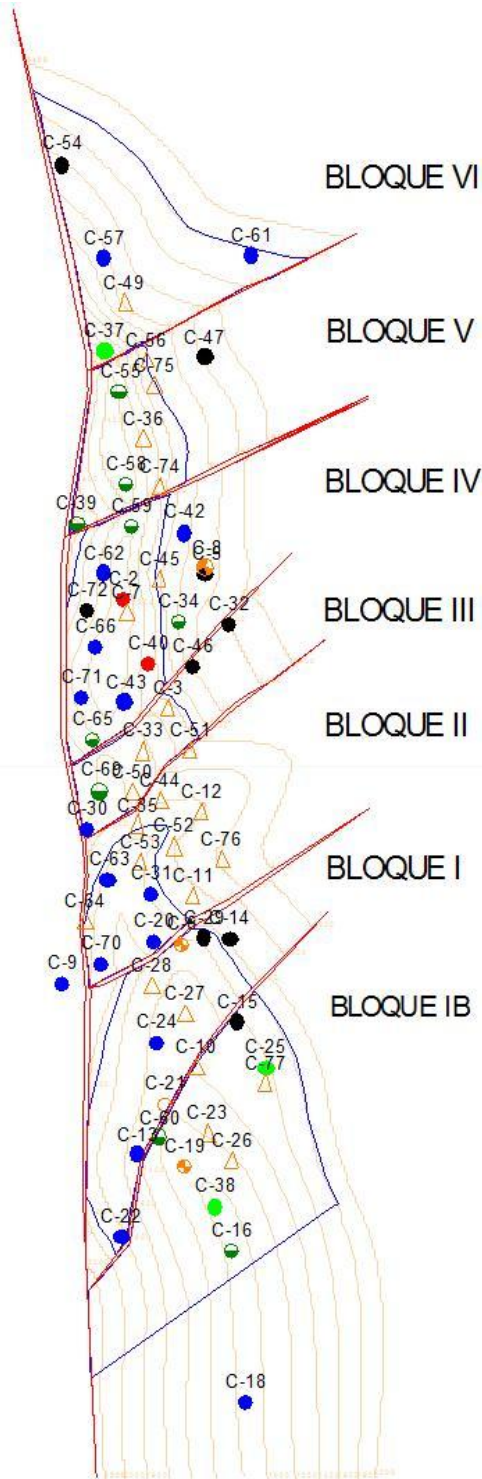
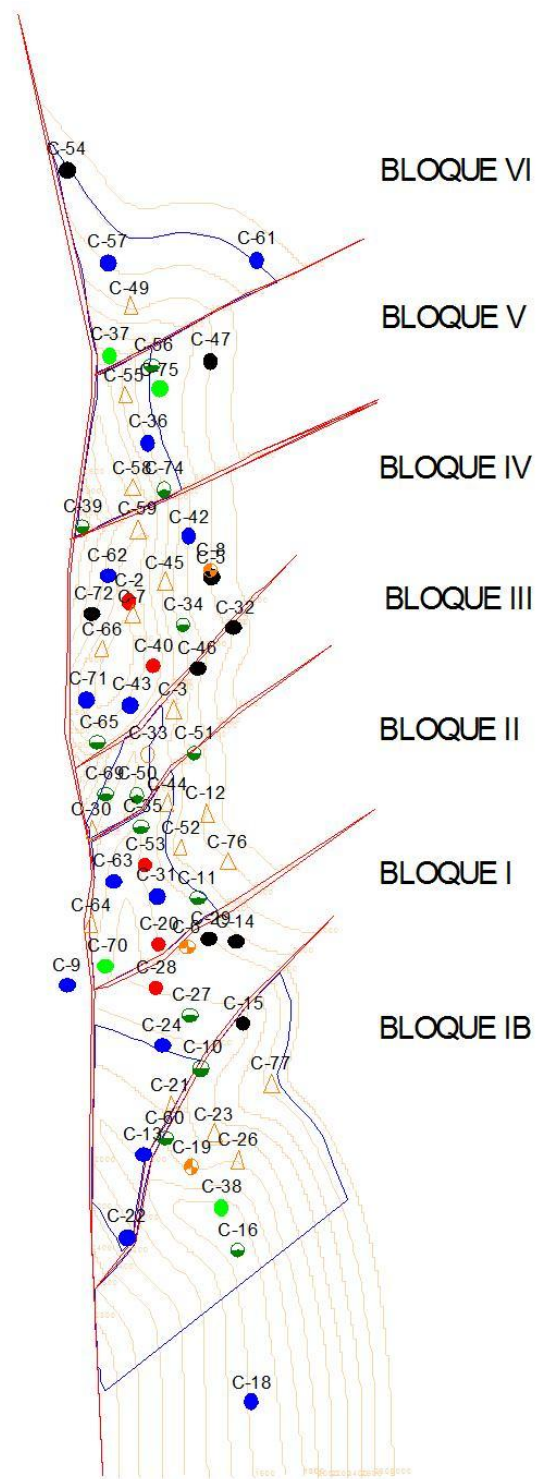
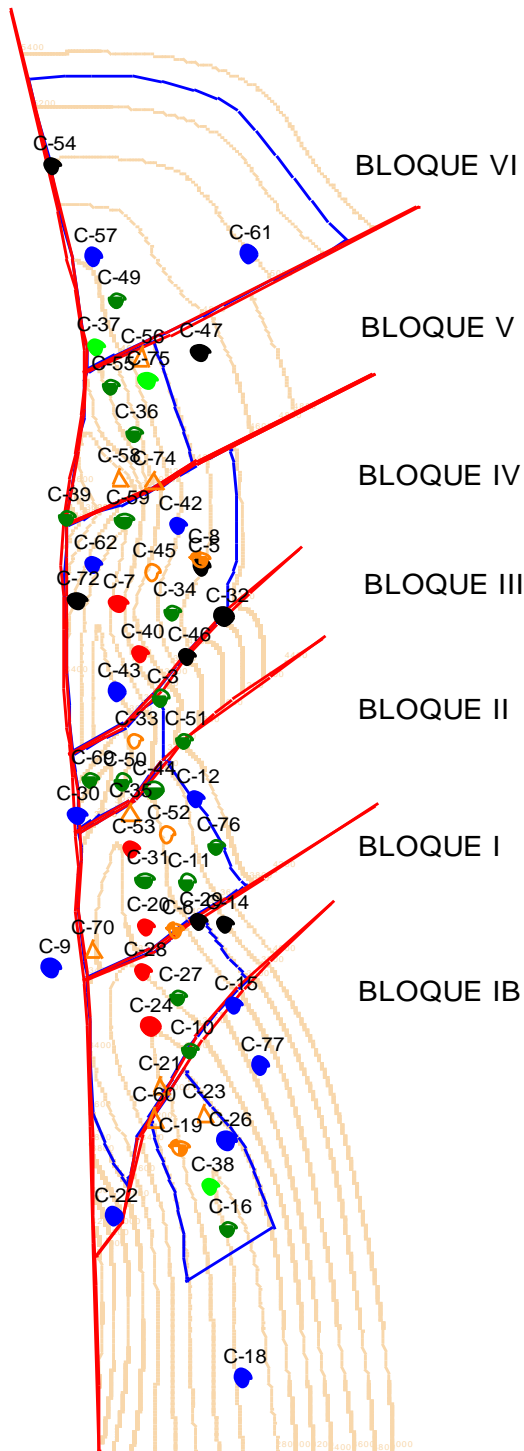


Figura 22. Mapa Mugrosa B2



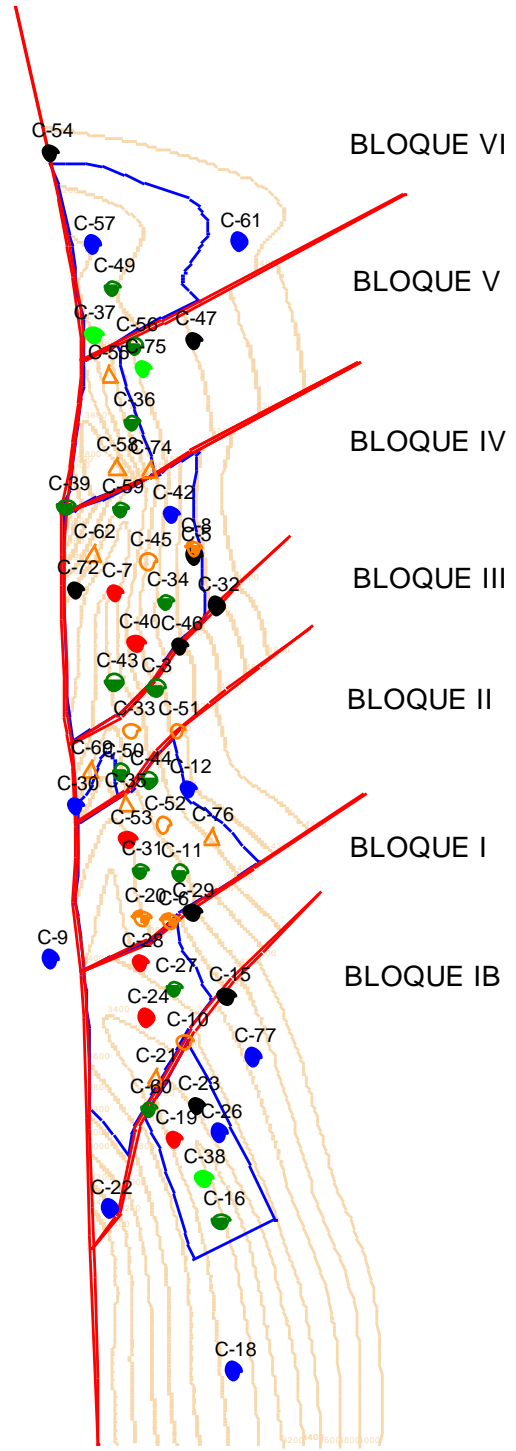
Fuente: ECOPETROL S.A. Base de Datos OFM [CD-ROM]. [Bucaramanga, Colombia]: ICP, Diciembre 2008 [citado 26 Abril 2009]. Formato .mdb. Disponible en Campo Escuela Colorado. .

Figura 23. Mapa Mugrosa C1



Fuente: Ibid., p. 81.

Figura 24. Mapa Mugrosa C2



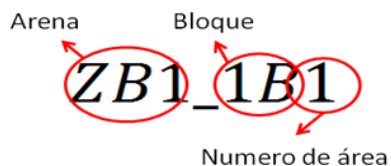
Fuente: Ibid., p. 81.

Donde

● ABAN ALTO GOR	Abandonado alta relación gas aceite
● ABAN ALTO WOR	Abandonado alta producción de agua
⊕ ABAN PM	Abandonado problema mecánico
● ACTIVO	Activo
● INACTIVO BP	Inactivo baja producción
○ INACTIVO FPM	Inactivo falta parte mecánica
△ NR	Inactivo causas no reportadas
● SECO	Abandonado seco

4.2 Segunda etapa: Selección de áreas prospectivas a partir del radio de drenaje.

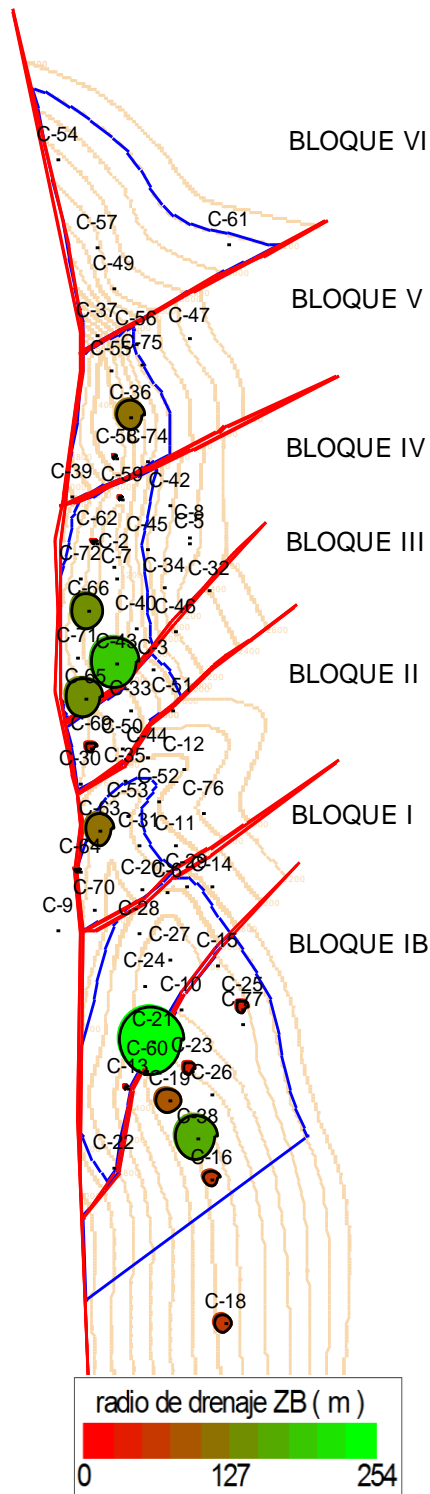
La selección de las áreas prospectivas se hizo basada en los radios de drenaje calculados a partir de las ecuaciones mostradas en el capítulo 3, en los criterios de selección igualmente mencionados en el capítulo anterior y usando como patrón de área una circunferencia de 20 acres (con un radio aproximado de 160m para efectos de ser graficado en el mapa de OFM), que es aproximadamente el espaciamiento actual del campo y está acorde también al área drenada por los pozos que han tenido buena producción. Para conservar un patrón y poder ubicar más fácilmente en el mapa del campo las áreas prospectivas seleccionadas se enumeraron y etiquetaron de la siguiente manera.



En el patrón de etiquetado los primeros 3 caracteres que se encuentran antes del guión hacen referencia a la arena o zona en la cual se encuentra ubicada el área prospectiva, después del guión se especifica a mayor detalle en que bloque de la arena se encuentre y el número de área debido que pueden existir más de una por bloque.

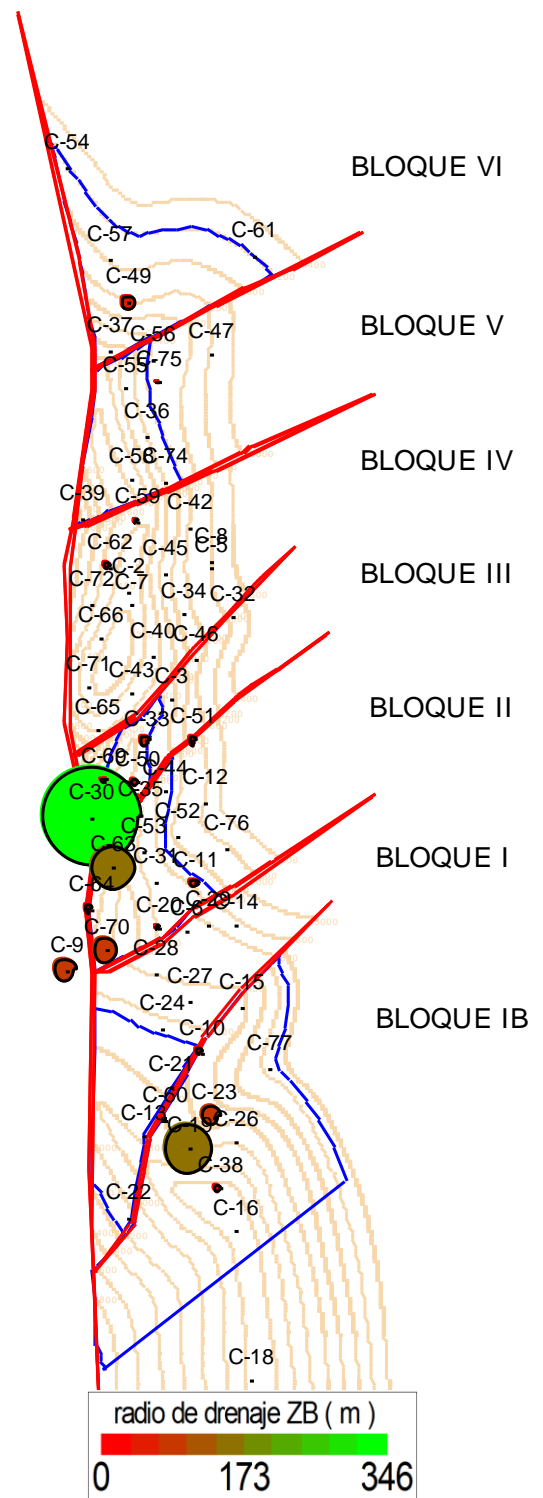
A continuación se muestra el proceso de selección realizado para la ubicación de las áreas prospectivas realizado a nivel de arenas y por bloque.

Figura 25. Radios de drenaje ZB1



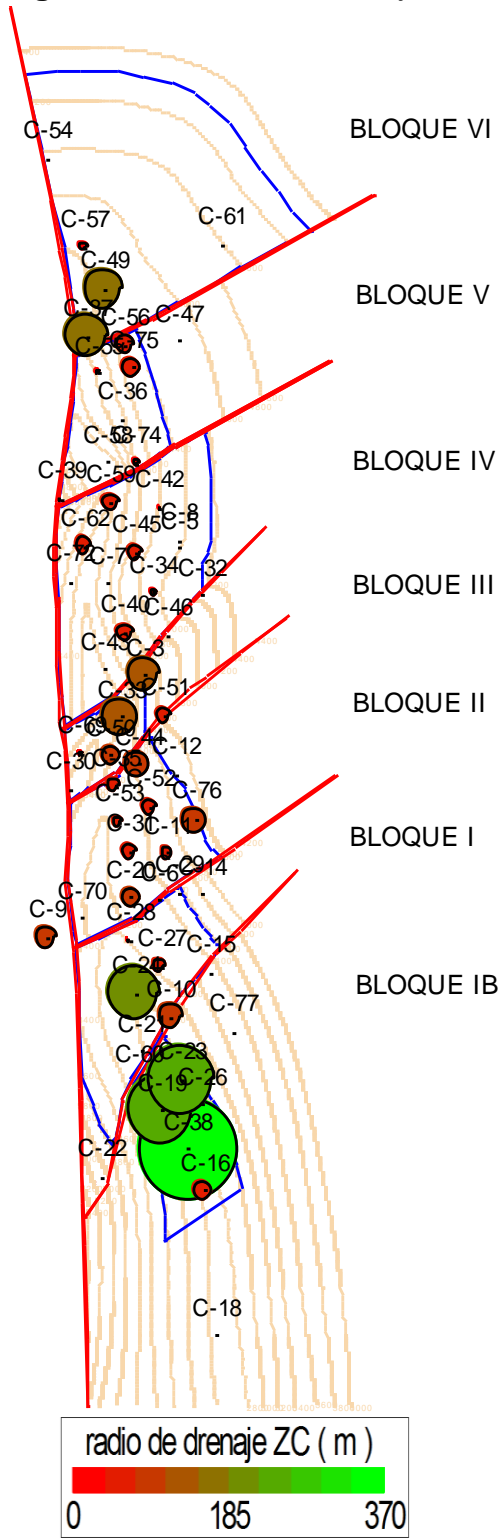
Fuente: Ibid., p. 82.

Figura 26. Radios de drenaje ZB2



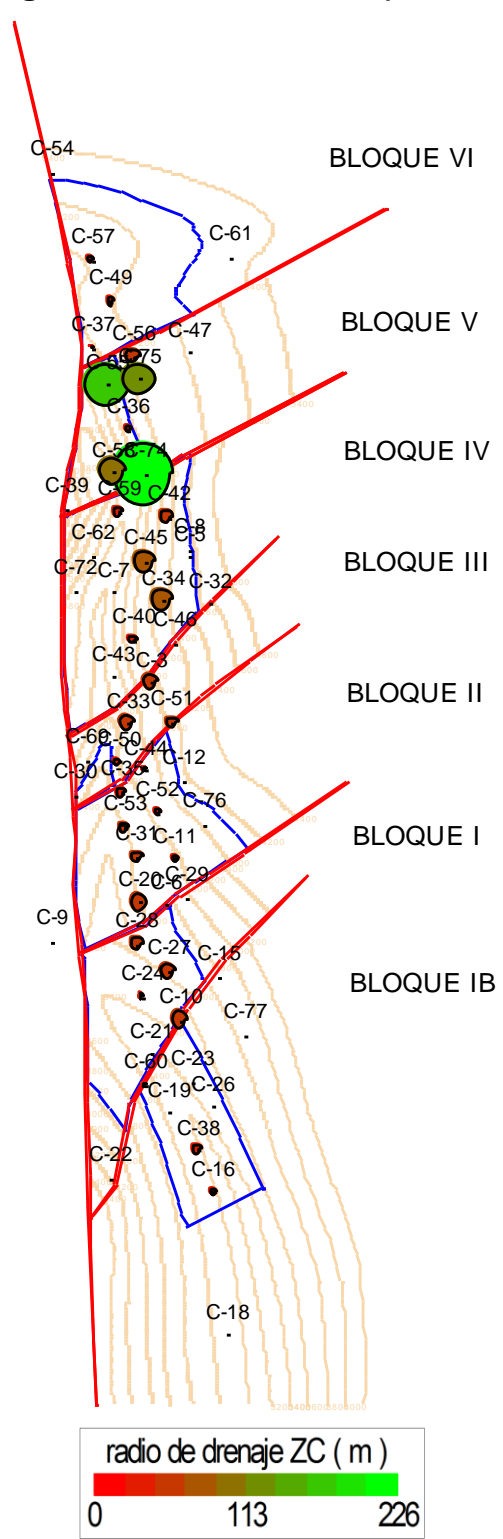
Fuente: Ibid., p. 82 .

Figura 27. Radios de drenaje ZC1



Fuente: Ibid., p. 84.

Figura 28. Radios de drenaje ZC2



Fuente: Ibid., p. 84.

En las figuras 25, 26, 27 Y 28 se muestran los radios de drenaje montados en el respectivo mapa de la arena a la cual corresponden. El cálculo de los radios se realizó con ayuda de OFM, teniendo en cuenta que se encontraran en las mismas unidades y a la misma escala del mapa al momento de graficar. Para ayudar a diferenciar los radios visualmente se utilizó una escala de colores, rojo-verde, en la cual el rojo es para los radios menores y al ir tornando a verde va incrementando el tamaño.

Tabla 10. Áreas prospectivas para la perforación Infill CEC.

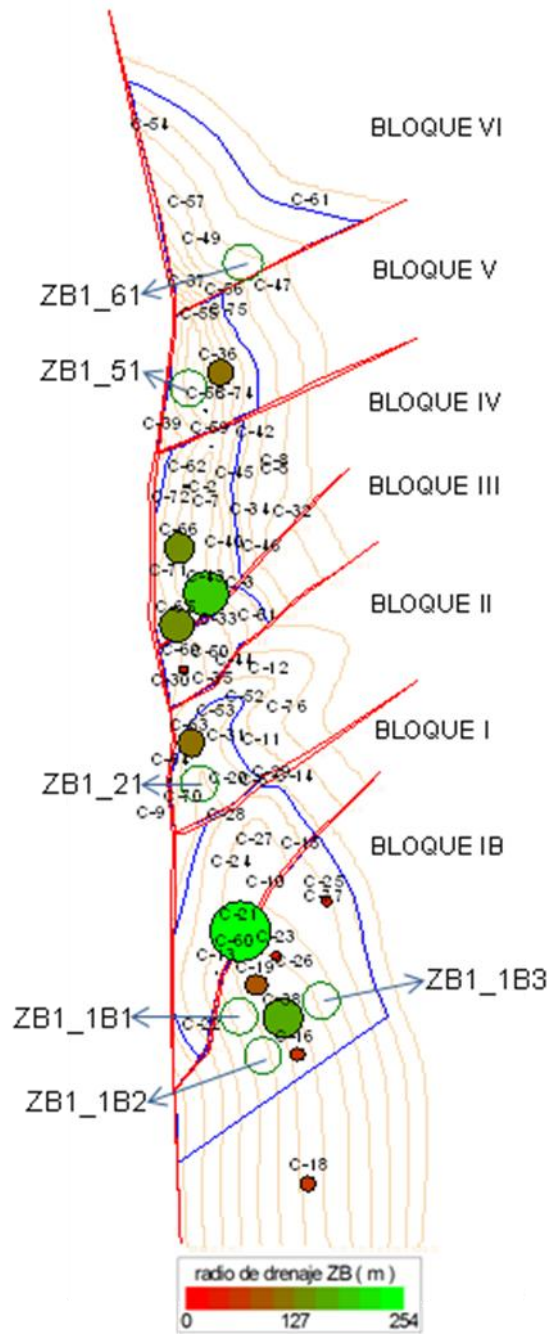
Zona	Bloque	Área Prospectiva	Ubicación (origen Bogotá)	
			N	E
B1	IB	ZB1_1B1	1239840	1038720
	IB	ZB1_1B2	1239520	1038900
	IB	ZB1_1B3	1239960	1039380
	II	ZB1_21	1241710	1038400
	IV	ZB1_51	1244900	1038320
	VI	ZB1_61	1245900	1038750
B2	IB	ZB2_1B1	1239840	1038720
	IB	ZB2_1B2	1239520	1038900
	IB	ZB2_1B3	1239960	1039380
	II	ZB2_21	1241710	1038400
	IV	ZB2_51	1244900	1038320
	VI	ZB2_61	1245900	1038750
C1	I	ZC1_11	1240590	1038540
	II	ZC1_21	1241710	1038400
	IV	ZC1_41	1244280	1038670
	V	ZC1_51	1244900	1038320
	VI	ZC1_61	1245900	1038750
C2	I	ZC1_11	1240590	1038540
	II	ZC1_21	1241710	1038400
	IV	ZC1_41	1244280	1038670
	V	ZC1_51	1244900	1038320
	VI	ZC1_61	1245900	1038750

Fuente. Los autores.

En la tabla 10 se encuentran las áreas prospectivas especificadas por arena, las cuales fueron seleccionadas siguiendo las recomendaciones sugeridas en la metodología y analizando la influencia de las áreas drenadas durante la historia de producción del campo. Estas áreas drenadas o radios de drenaje y la ubicación e

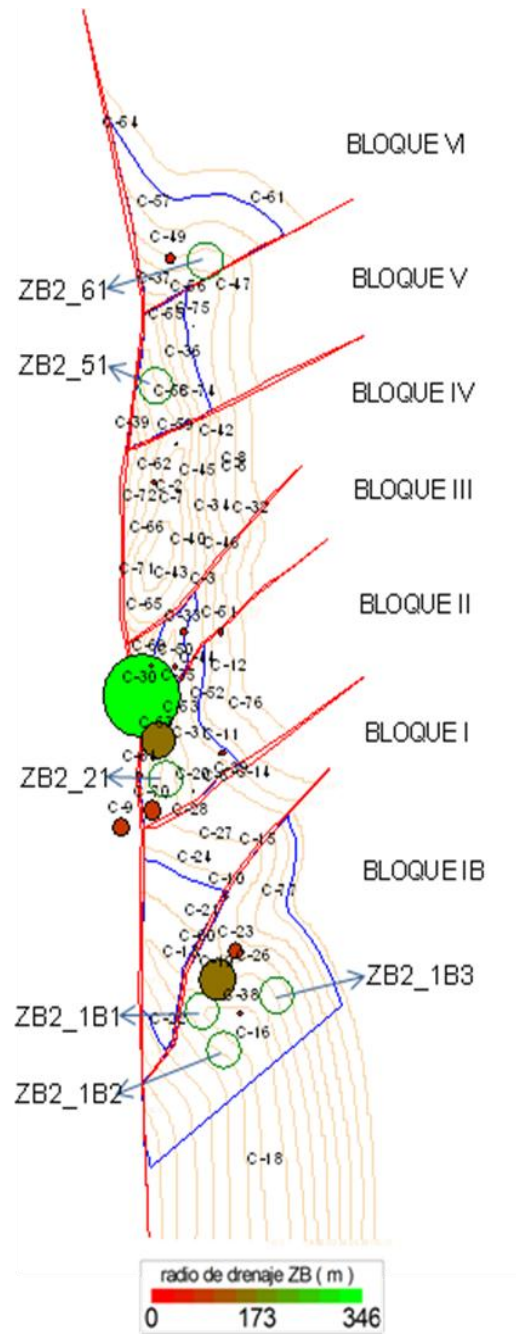
identificación de las áreas prospectivas en las respectivas arenas fueron montadas en los mapas para facilitar el proceso de selección, los mapas son mostrados en las graficas 29, 29 B, 30 Y 30 B.

Figura 29. Áreas prospectivas ZB1



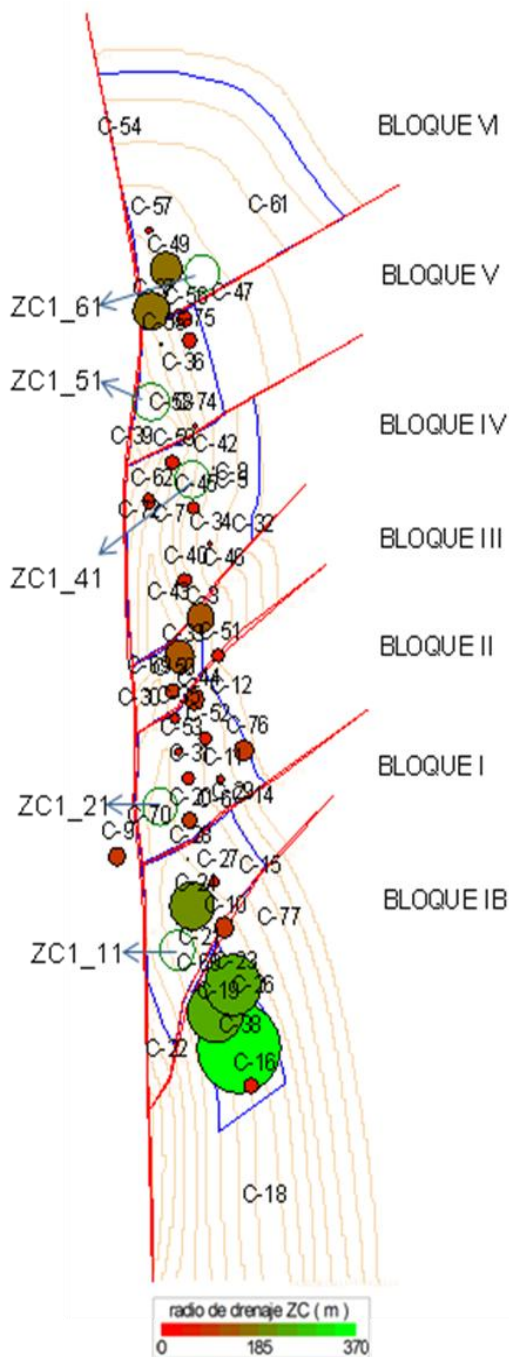
Fuente: Los Autores

Figura 29B. Áreas prospectivas ZB2



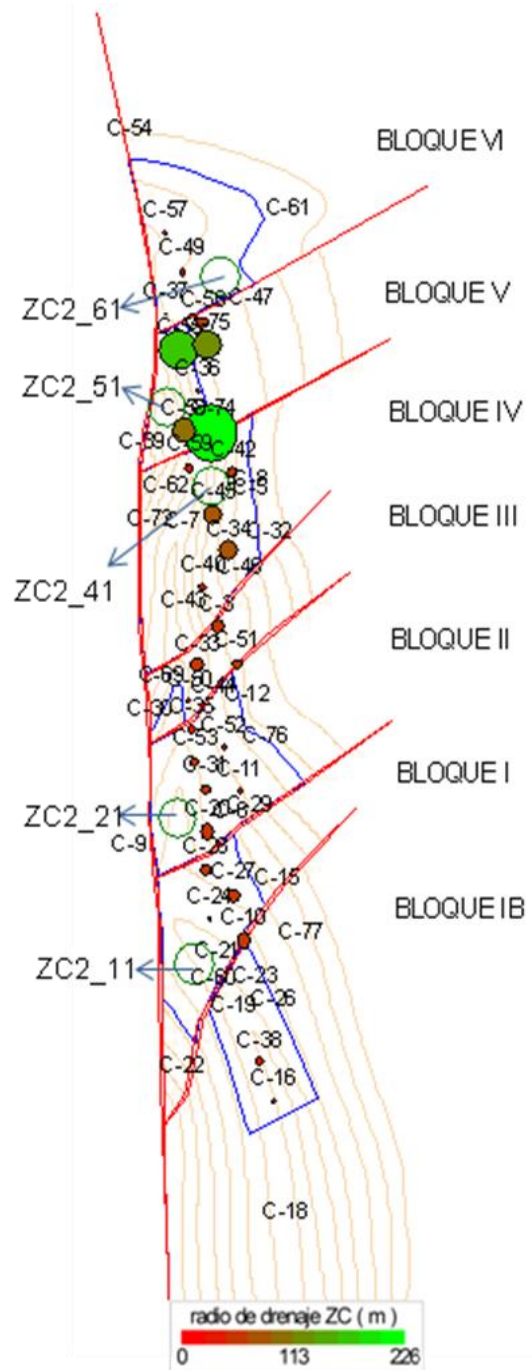
Fuente: Los Autores.

Figura 30. Áreas prospectivas ZC1



Fuente: Los Autores

Figura 30B. Áreas prospectivas ZC2



Fuente: Los Autores

4.3 Tercera etapa: Influencia del EUR

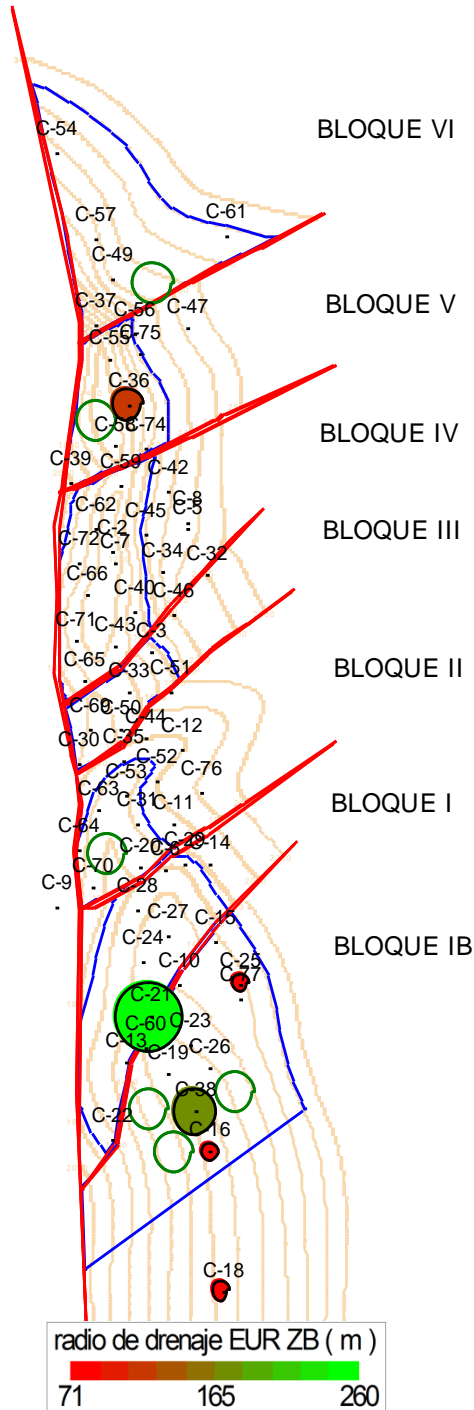
En esta etapa se realizó un filtro de selección para evaluar la influencia que tiene el EUR sobre las áreas prospectivas. El EUR se calculó declinando la producción a 10 años, utilizando el método de mejor ajuste de los expuestos en el capítulo anterior, para los completamientos que en la actualidad se encuentran activos o inactivos y que han tenido a lo largo del tiempo períodos de producción continua donde se puede observar su comportamiento. En algunos casos la producción se extrapoló a un período de tiempo menor a 10 años debido que se estableció como segunda condición que la tasa de producción debe ser mayor a un barril de crudo diario (1 bopd), ya que a muy bajas tasas no es viable económicamente reactivar un pozo o un intervalo por lo cual el EUR para estos casos no se debe tener en cuenta. Para obtener una aproximación lo más representativa posible se hizo la declinación analizando los cambios en el comportamiento de la producción con los eventos, para así saber si estas variaciones son debidas al yacimiento o a agentes externos como aislamiento de zonas, limpieza de parafinas, inyección de aceite caliente y recañoneos.

Una vez calculado el EUR mediante el análisis de curvas de declinación, se procedió a evaluar la influencia que puede llegar a tener la producción acumulada a futuro sobre las áreas prospectivas. La evaluación se llevó a cabo bajo el mismo procedimiento implementado para el cálculo del radio de drenaje en la selección de las áreas en la tercera etapa. Se recalcularon radios de drenaje pero ahora con el EUR reemplazando la producción acumulada (N_p), los valores de saturación de agua para el cálculo de los radios se mantuvieron constantes en el tiempo debido que se observó un comportamiento del WOR, a través de la historia de producción del campo, constante y muy bajo (mucho menor a 1) y además no se cuenta con la información necesaria para calcular valores de saturaciones a futuro. La evaluación se realizó gráficamente, montando mapas de burbuja de los radios de drenaje EUR sobre los mapas de cada arena, los resultados obtenidos para cada arena pueden ser vistos en las graficas 31, 32, 33 Y 34.

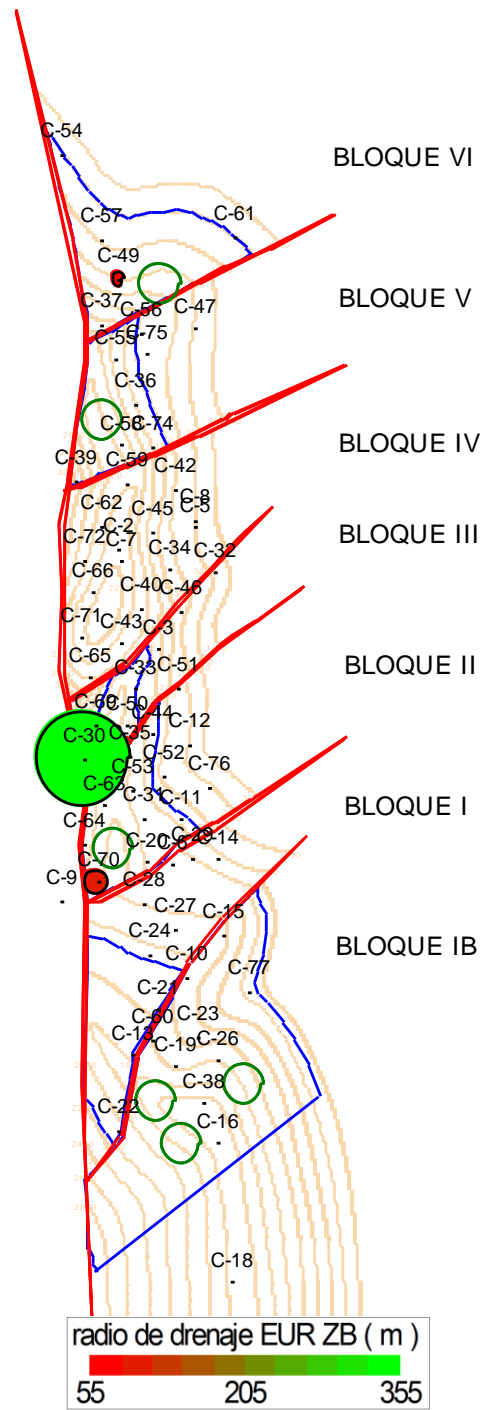
Durante proceso de evaluación no se identificó ningún tipo de influencia del EUR sobre las áreas prospectivas, por lo cual todas pasaron a la etapa de evaluación.

Figura 31. Radios de drenaje EUR ZB1

Figura 32. Radios de drenaje EUR ZB2



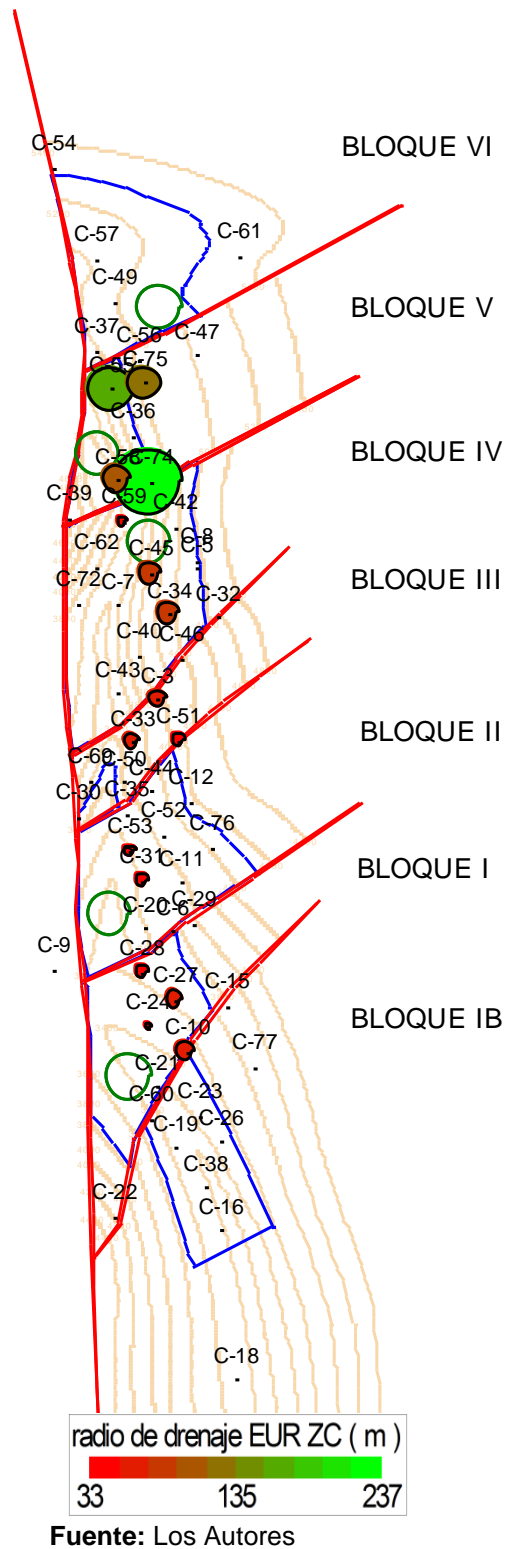
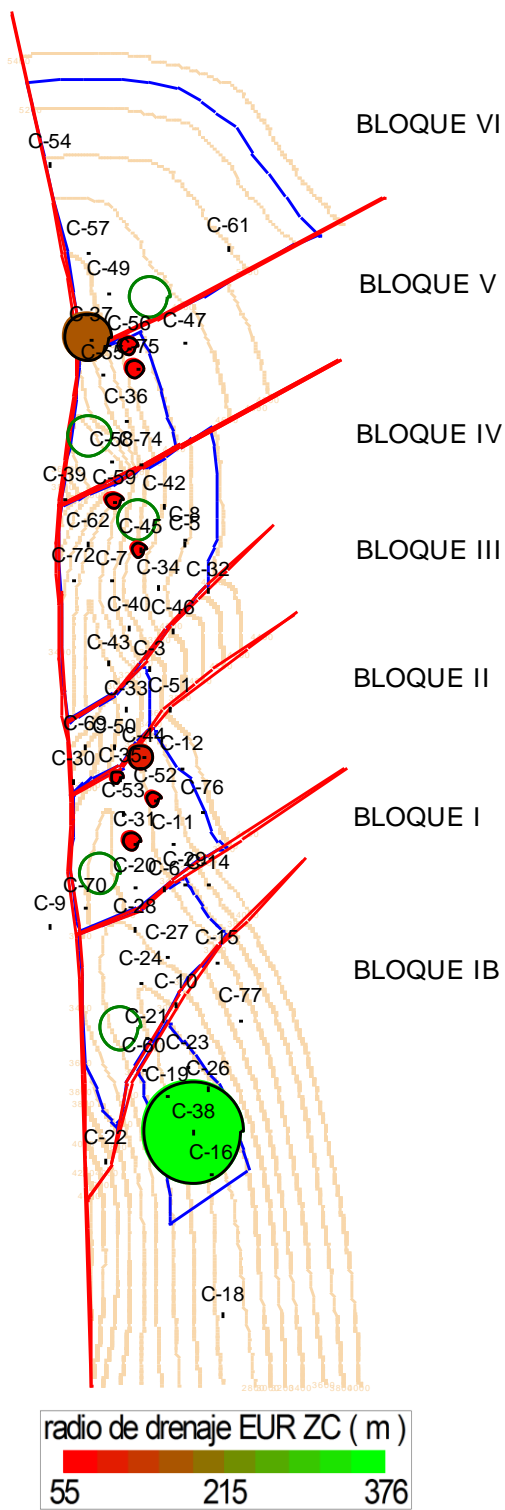
Fuente: Los Autores



Fuente: Los Autores

Figura 33. Radios de drenaje EUR ZC1

Figura 34. Radios de drenaje EUR ZC2



4.4 Cuarta etapa: Evaluación de las áreas prospectivas

Una vez seleccionadas las áreas prospectivas para la perforación *Infill* se evaluaron con un puntaje de uno a cinco de acuerdo a rangos de valoración establecidos para cada arena, construyendo una matriz de integración de procesos, en la cual se utilizaron los siguientes parámetros: GOR, Presiones estáticas, Porosidad, Conductividad KH, Producción acumulada Np, Reservas y un parámetro geológico conformado por el Espaciamiento Geométrico y la Conectividad Hidráulica Entre Pozos CHEP.

La evaluación de las áreas se realizó graficando los parámetros a evaluar usando la herramienta Grid Map de OFM.

A continuación se muestra el procedimiento y los resultados obtenidos para cada uno de los parámetros tenidos en cuenta en la calificación de las áreas. La matriz de selección en la cual se integraron los resultados de la ponderación de los parámetros puede ser vista en el ANEXO 1.

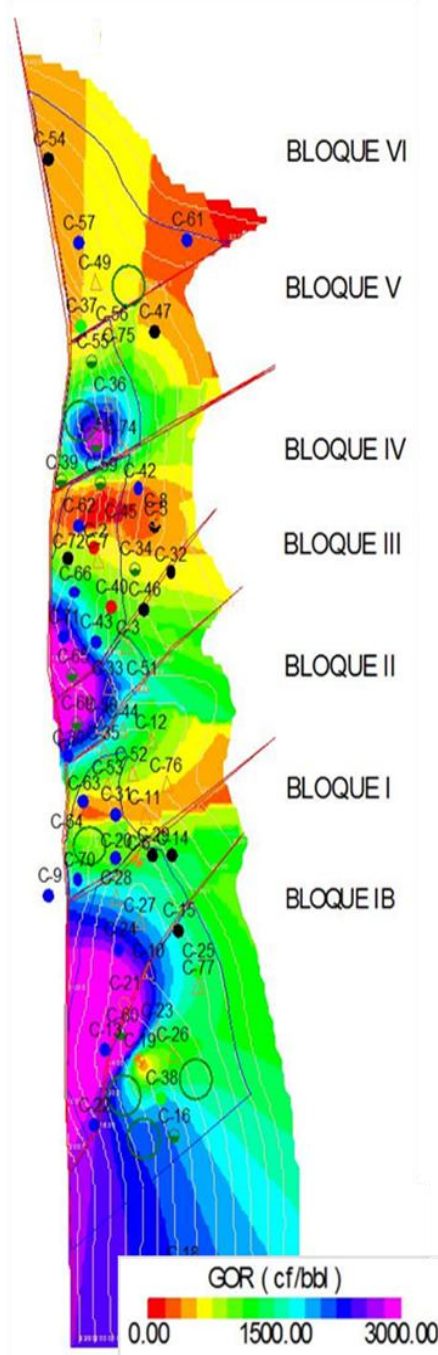
4.4.1 Relación Gas Aceite (GOR)

Debido al mecanismo de empuje (gas en solución) y a la madures del CEC, se incluyó este parámetro en la evaluación de las áreas para así evitar o disminuir la probabilidad de producir zonas gasíferas.

Analizando el comportamiento del GOR en el tiempo junto con los eventos, se observó que el GOR mantuvo una tendencia representativa hasta 1986, debido a diferentes factores como abandono de pozos, aislamiento de zonas o posibles errores en la toma de mediciones. Por lo cual se tomó la decisión de evaluar el GOR con el promedio de los últimos 6 meses del año de 1986, ya que los valores siguientes a este período no son confiables ni representativos para realizar la evaluación.

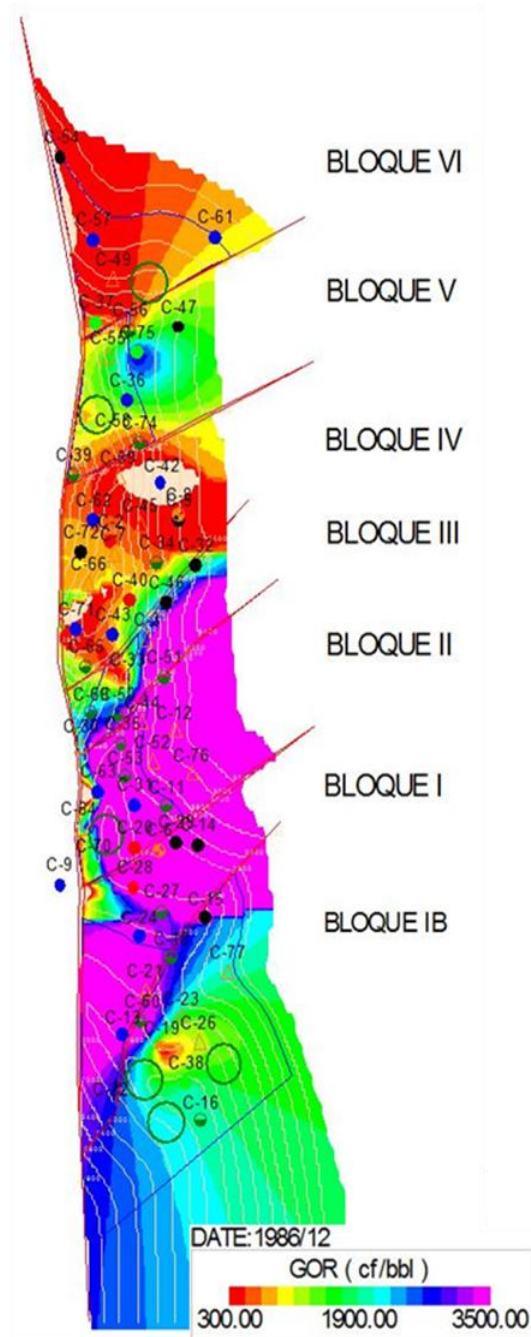
Los resultados obtenidos del GOR se graficaron con la herramienta de Grid Map de OFM y se monto en el mapa del de cada arena junto con las áreas a evaluar, como se muestra en las figuras 35, 36, 37 Y 38.

Figura 35. GOR ZB1



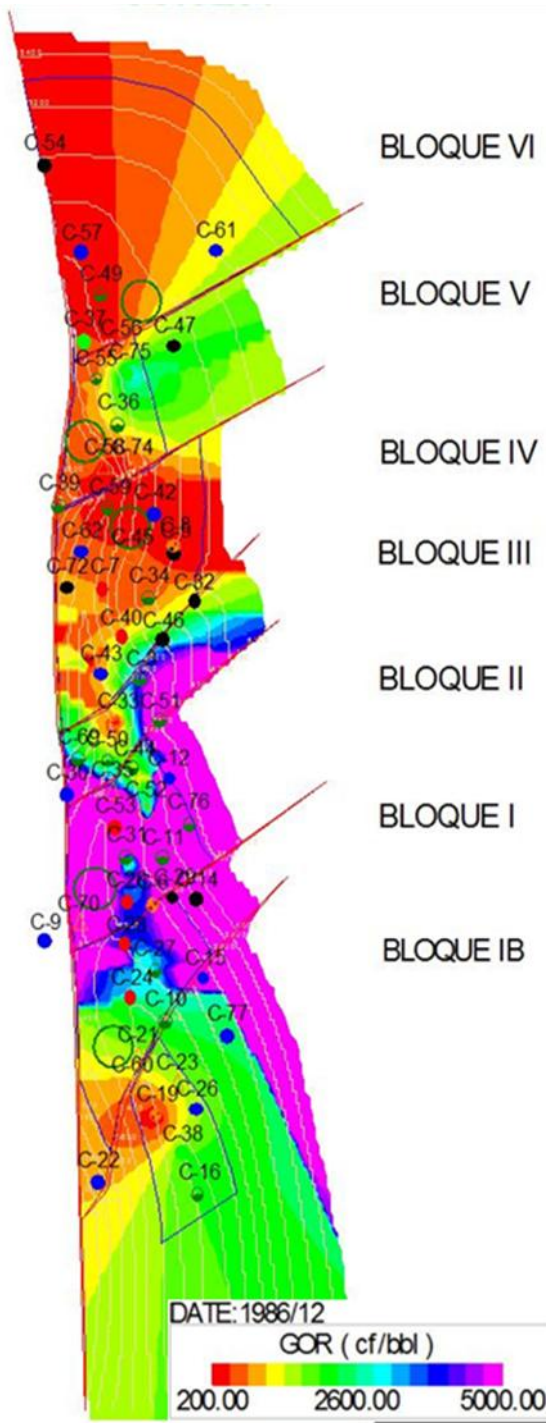
Fuente: Los autores.

Figura 36. GOR ZB2



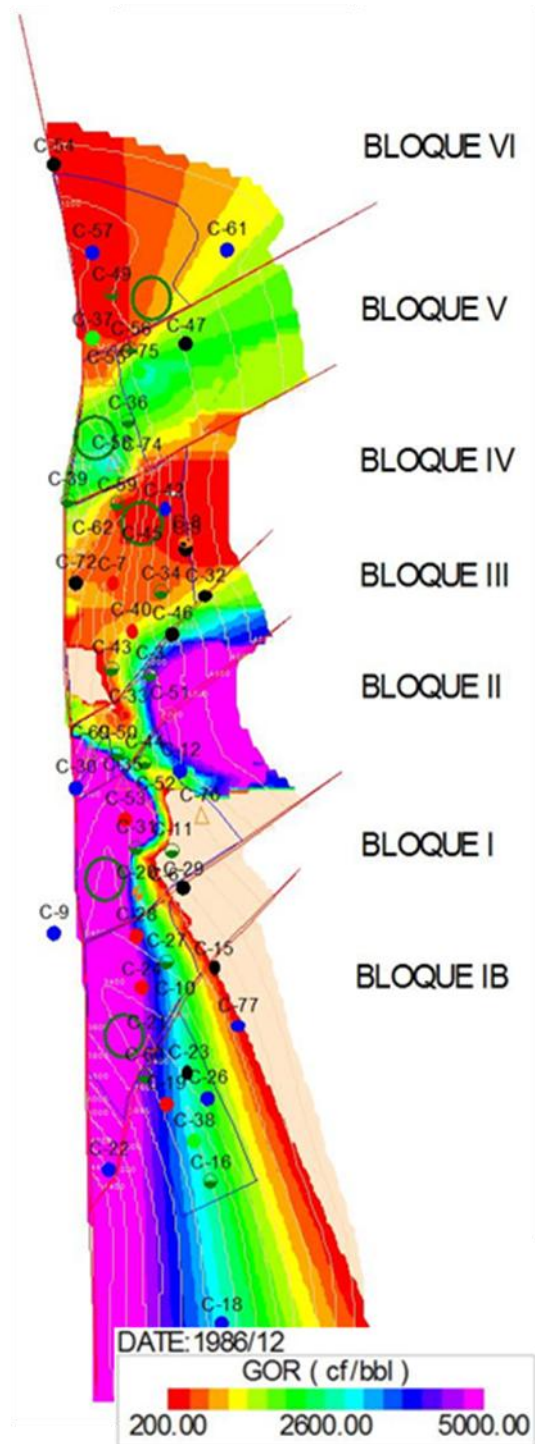
Fuente: Los autores.

Figura 37. GOR ZC1



Fuente: Los autores

Figura 38. GOR ZC2



Fuente: Los autores

De acuerdo a la ubicación de las áreas en el Grid Map y a los rangos de evaluación, establecidos para cada arena, mostrados en la tabla 11, fueron calificadas una a una la totalidad de las áreas. Los resultados obtenidos se ilustran en la tabla 11B.

Tabla 11. Rangos de evaluación del GOR.

GOR		
Zona	Subrango (cf/Bbl)	Ponderación
B1	< 562	5
	562 - 1312	4
	1312 - 2250	3
	2250 - 3000	2
	> 3000	1
B2	< 500	5
	500 - 1300	4
	1300 - 2500	3
	2500 - 3500	2
	> 3500	1
C1	< 800	5
	800 - 1400	4
	1400 - 2600	3
	< 800	2
	> 5000	1
C2	< 800	5
	800 - 1400	4
	1400 - 2600	3
	2600 - 5000	2
	> 5000	1

Fuente. Los autores basados en ECOPETROL S.A. Base de Datos OFM [CD-ROM]. [Bucaramanga, Colombia]: ICP, Diciembre 2008 [citado 26 Abril 2009]. Formato .mdb. Disponible en Campo Escuela Colorado.

Tabla 11 B. Calificación de las áreas de acuerdo al GOR.

Zona	Área	GOR (cf/Bbl)	Puntaje
B1	ZB1_1B1	2060	3
	ZB1_1B2	2160	3
	ZB1_1B3	1450	3
	ZB1_21	1030	4
	ZB1_51	2230	3
	ZB1_61	600	4
B2	ZB2_1B1	2000	3
	ZB2_1B2	2200	3
	ZB2_1B3	1550	3
	ZB2_21	4000	1
	ZB2_51	1100	4
	ZB2_61	650	4
C1	ZC1_11	1550	3
	ZC1_21	8900	1
	ZC1_41	360	5
	ZC1_51	600	5
	ZC1_61	960	4
C2	ZC2_11	5700	1
	ZC2_21	8500	1
	ZC2_41	350	5
	ZC2_51	2300	3
	ZC2_61	890	4

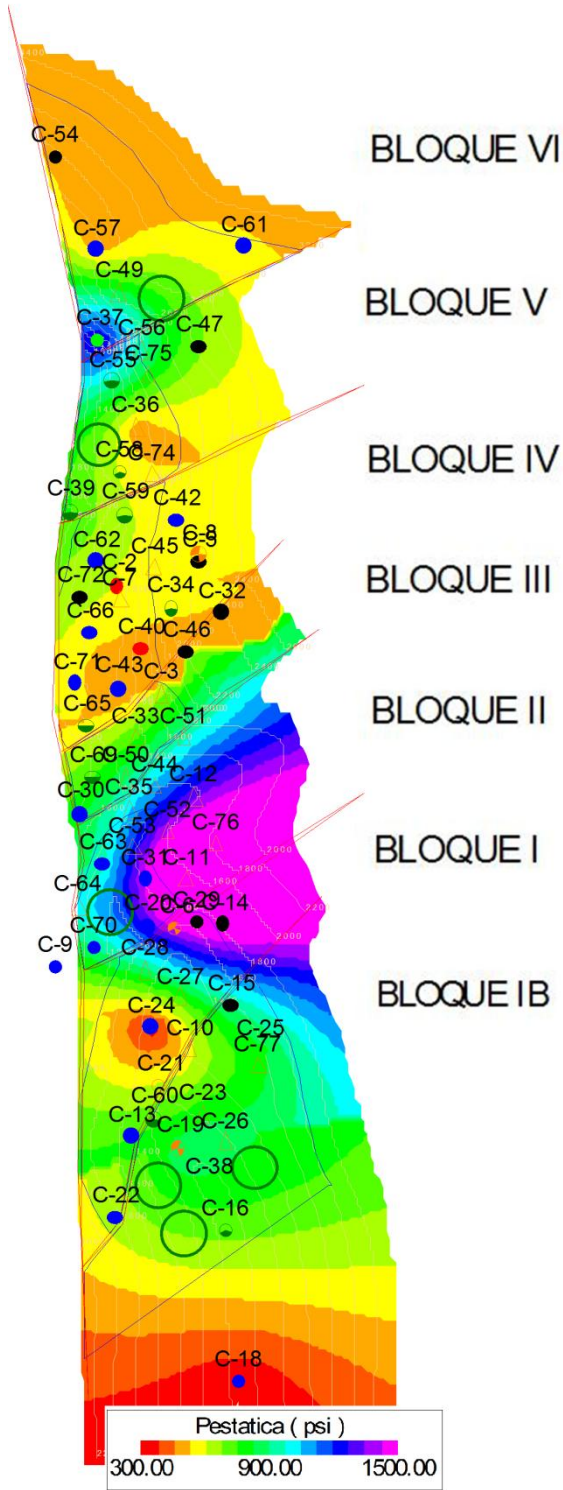
Fuente. Los autores basados en ECOPETROL S.A. Base de Datos OFM [CD-ROM]. [Bucaramanga, Colombia]: ICP, Diciembre 2008 [citado 26 Abril 2009]. Formato .mdb. Disponible en Campo Escuela Colorado.

4.4.2 Presión

Siguiendo la metodología, la evaluación y ponderación de las áreas con respecto a la presión se desarrollo manteniendo el mismo procedimiento usado para el GOR.

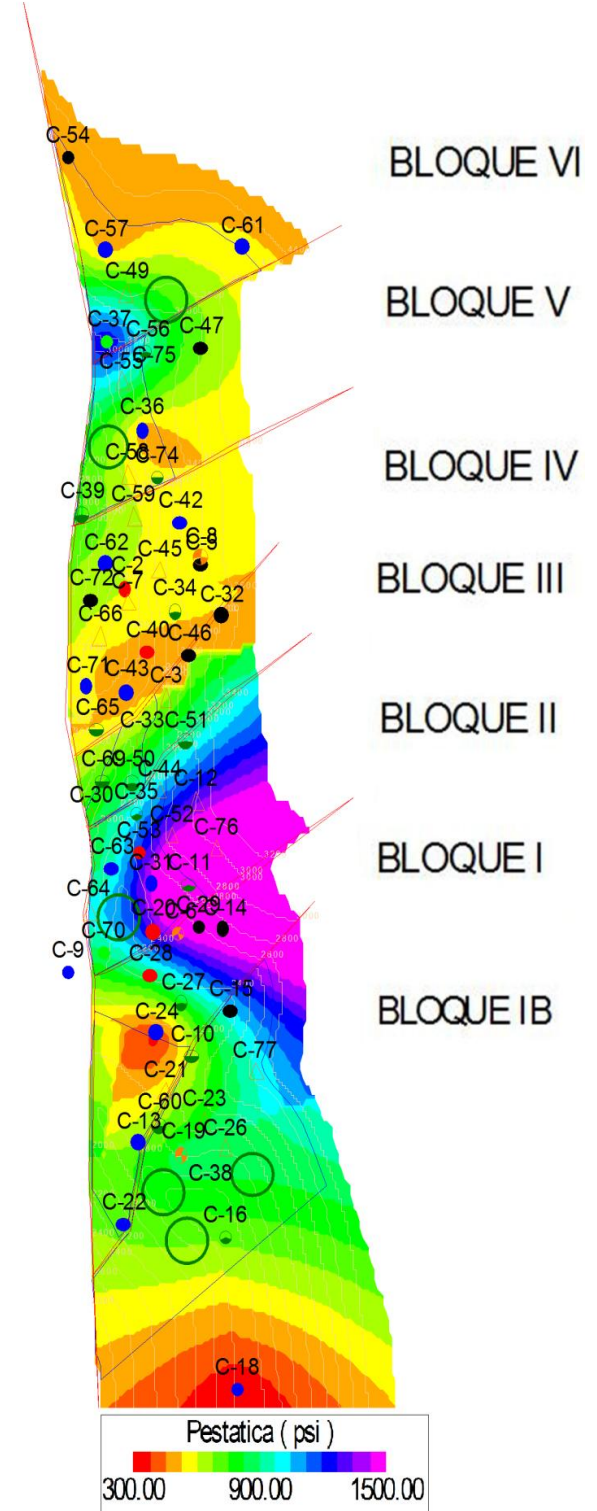
Debido que el Campo no cuenta con datos de presiones de yacimiento recientes, se decidió utilizar datos de presiones estáticas de pruebas de niveles reportados en el informe “Diagnostico y Estrategias de Recobro Campo Colorado”. Ecopetrol S.A., Gerencia Magdalena Medio, Instituto Colombiano del Petróleo. 2003, los resultados de la evaluación son presentados a continuación.

Figura 39. Presiones estáticas ZB1



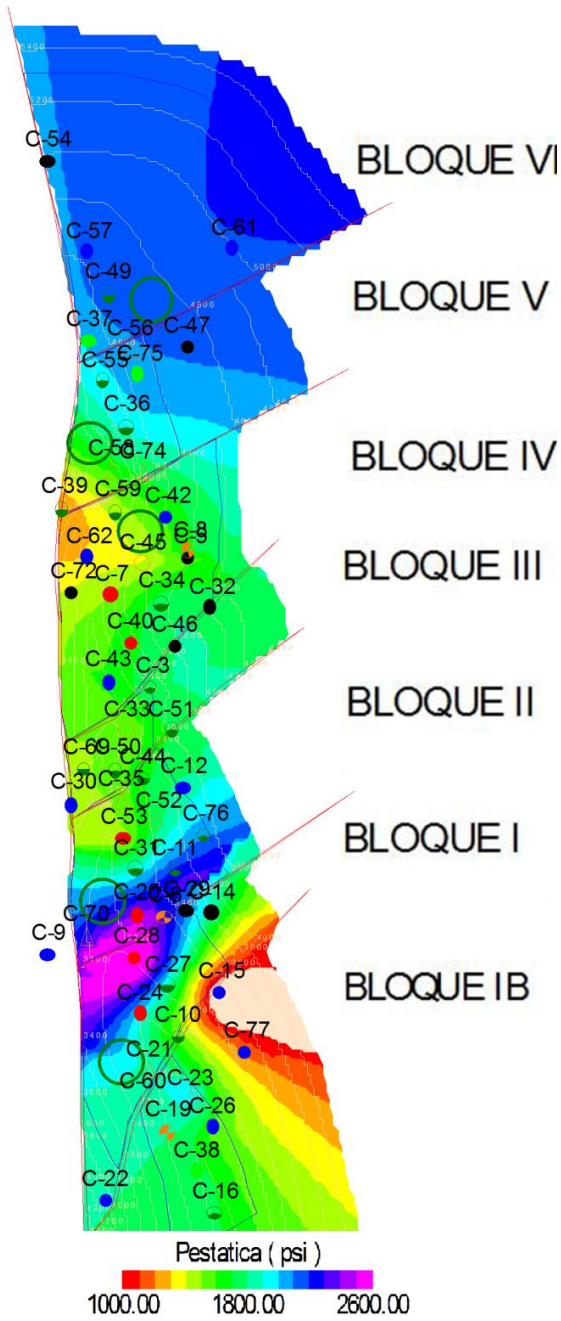
Fuente: Los autores

Figura 40. Presiones estáticas ZB2



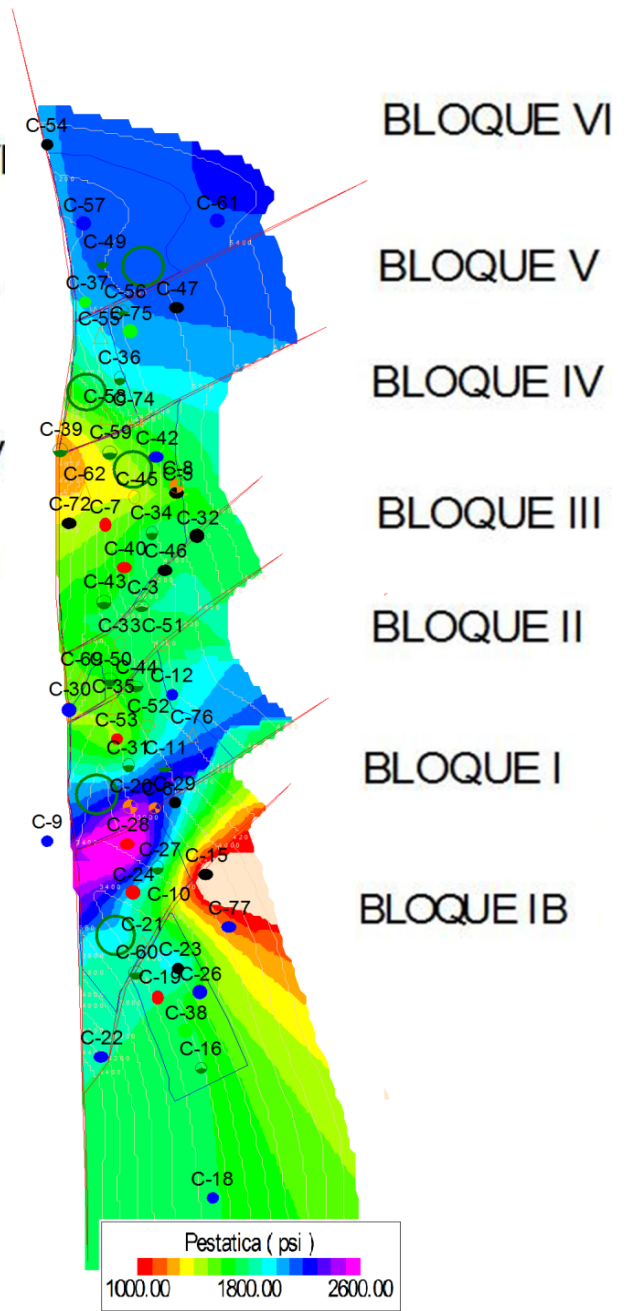
Fuente: Los autores

Figura 41. Presiones estáticas ZC1



Fuente: Los autores

Figura 42. Presiones estáticas ZC2



Fuente: Los autores

Tabla 12. Rangos de evaluación de las presiones estáticas.

PRESIÓN ESTÁTICA		
Zona	Subrango (psi)	Ponderación
B1	> 1050	5
	825 – 1050	4
	600 – 825	3
	375 – 600	2
	< 375	1
B2	> 1050	5
	825 - 1050	4
	600 - 825	3
	375 - 600	2
	< 375	1
C1	> 2300	5
	1900 - 2300	4
	1500 - 1900	3
	1100 - 1500	2
	< 1100	1
C2	> 2300	5
	1900 - 2300	4
	1500 - 1900	3
	1100 - 1500	2
	< 1100	1

Fuente. Los autores basados en ECOPEPETROL S.A. Base de Datos OFM [CD-ROM]. [Bucaramanga, Colombia]: ICP, Diciembre 2008 [citado 26 Abril 2009]. Formato .mdb. Disponible en Campo Escuela Colorado.

Tabla 13. Calificación de las áreas de acuerdo a las presiones estática.

Zona	Área	Pestática (psi)	Puntaje
B1	ZB1_1B1	750	3
	ZB1_1B2	675	3
	ZB1_1B3	800	3
	ZB1_21	1100	5
	ZB1_51	670	3
	ZB1_61	750	3
B2	ZB2_1B1	780	3
	ZB2_1B2	680	3
	ZB2_1B3	840	4
	ZB2_21	1100	5
	ZB2_51	670	3
	ZB2_61	750	3
C1	ZC1_11	1950	4
	ZC1_21	2150	4
	ZC1_41	1480	2
	ZC1_51	1700	3
	ZC1_61	2130	4
C2	ZC2_11	1950	4
	ZC2_21	2150	4
	ZC2_41	1480	2
	ZC2_51	1700	3
	ZC2_61	2130	4

Fuente. Los autores basados en ECOPETROL S.A. Base de Datos OFM [CD-ROM]. [Bucaramanga, Colombia]: ICP, Diciembre 2008 [citado 26 Abril 2009]. Formato .mdb. Disponible en Campo Escuela Colorado.

4.4.3 Porosidad

El cálculo promedio de la porosidad para las áreas prospectivas consistió en la misma metodología de superposición de los mapas de grilla (Map Grid) de porosidad con los mapas de las áreas prospectivas, con el fin de ponderar los rangos de fluctuación y así calificar las áreas.

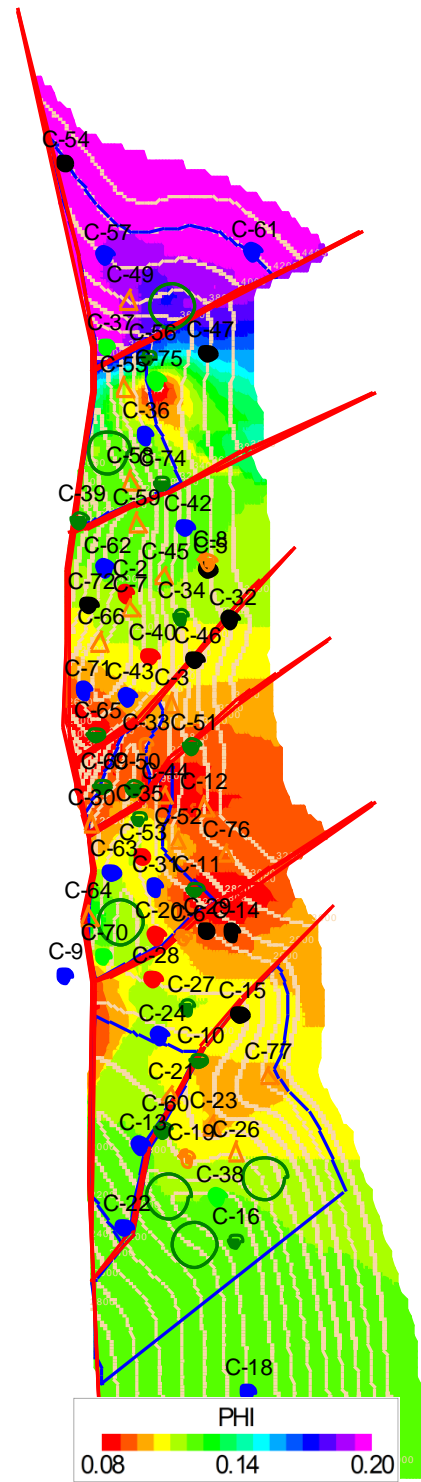
A continuación se presentan los mapas superpuestos (ver figuras 43, 44, 45 Y 46), los rangos de evaluación (ver tabla 14) y los valores de porosidad promedio con su respectiva calificación (ver tabla 15) calculados en el proceso de evaluación para cada arena.

Figura 43. Porosidad ZB1



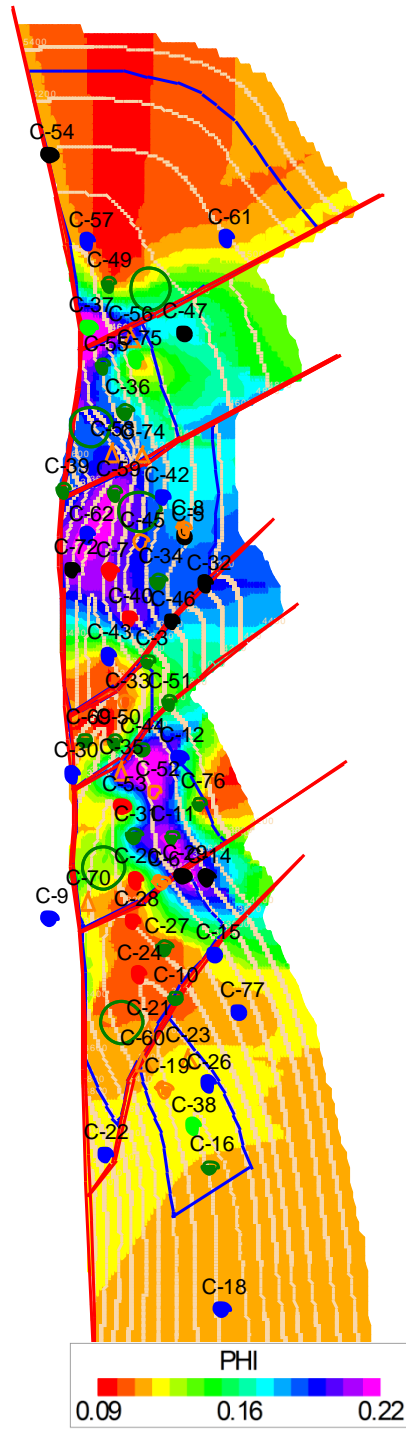
Fuente: Los autores

Figura 44. Porosidad ZB2



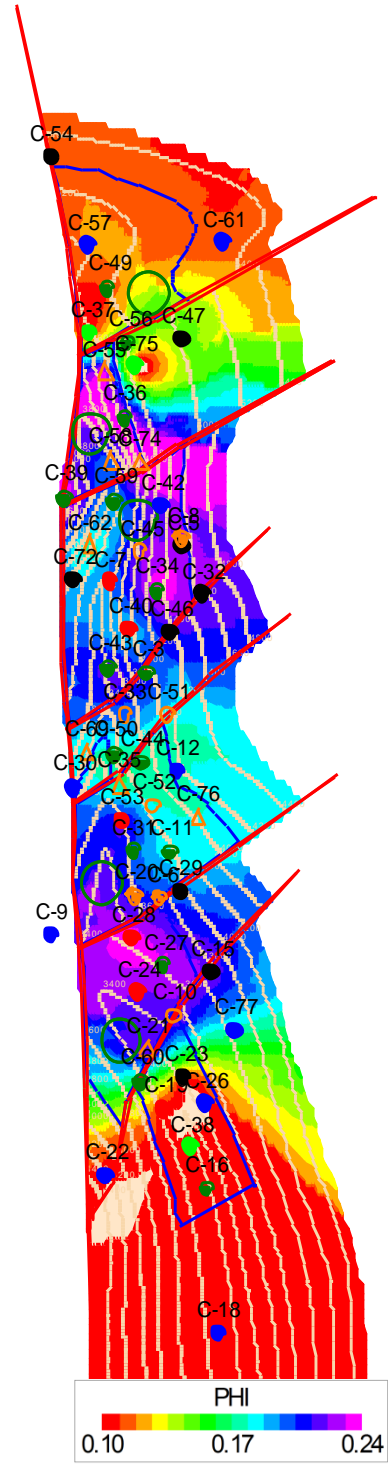
Fuente: Los autores

Figura 45. Porosidad ZC1



Fuente: Los autores

Figura 46. Porosidad ZC2



Fuente: Los autores

Tabla 14. Rangos de evaluación de la porosidad.

POROSIDAD		
Zona	Subrango	Ponderación
B1	> 0,12875	5
	0,1225 - 0,12875	4
	0,1175 - 0,1225	3
	0,1125 - 0,1175	2
	< 0,1125	1
B2	> 0,185	5
	0,1475 - 0,185	4
	0,1175 - 0,1475	3
	0,095 - 0,1175	2
	< 0,095	1
C1	> 0,2	5
	0,1713 - 0,2	4
	0,1225 - 0,1713	3
	0,10 - 0,1225	2
	< 0,1	1
C2	> 0,2137	5
	0,1875 - 0,2137	4
	0,1525 - 0,1875	3
	0,1175 - 0,1525	2
	< 0,1175	1

Fuente. Los autores basados en ECOPETROL S.A. Base de Datos OFM [CD-ROM]. [Bucaramanga, Colombia]: ICP, Diciembre 2008 [citado 26 Abril 2009]. Formato .mdb. Disponible en Campo Escuela Colorado.

Tabla 15. Calificación de las áreas de acuerdo a la porosidad.

Zona	Área	Porosidad	Puntaje
B1	ZB1_1B1	0,114	2
	ZB1_1B2	0,113	2
	ZB1_1B3	0,1145	2
	ZB1_21	0,121	3
	ZB1_51	0,128	4
	ZB1_61	0,118	3
B2	ZB2_1B1	0,119	3
	ZB2_1B2	0,122	3
	ZB2_1B3	0,113	2
	ZB2_21	0,116	2
	ZB2_51	0,121	3
	ZB2_61	0,18	4
C1	ZC1_11	0,0981	1
	ZC1_21	0,1266	3
	ZC1_41	0,194	4
	ZC1_51	0,1818	4
	ZC1_61	0,1363	3
C2	ZC2_11	0,2181	5
	ZC2_21	0,2190	5
	ZC2_41	0,2094	4
	ZC2_51	0,2181	5
	ZC2_61	0,1394	2

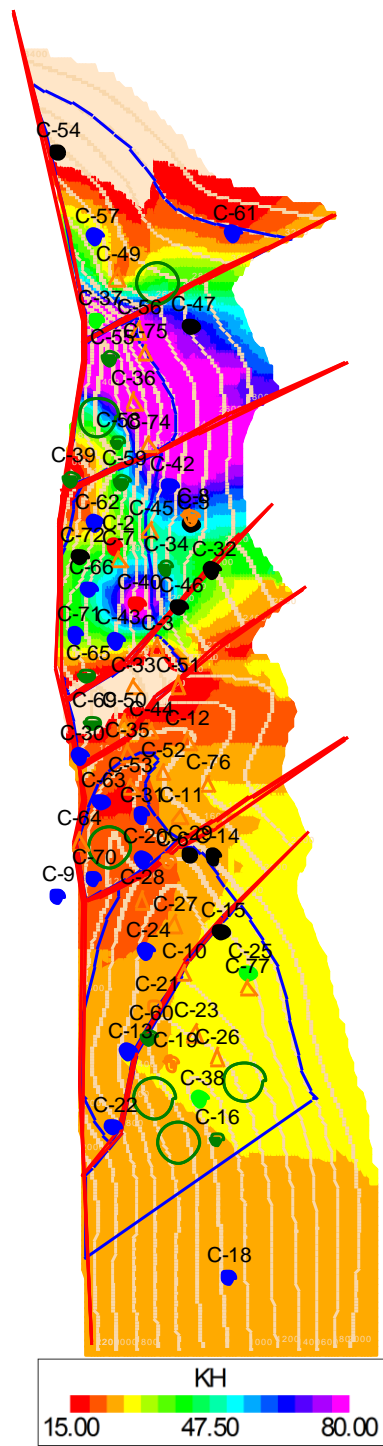
Fuente. Los autores basados en ECOPETROL S.A. Base de Datos OFM [CD-ROM]. [Bucaramanga, Colombia]: ICP, Diciembre 2008 [citado 26 Abril 2009]. Formato .mdb. Disponible en Campo Escuela Colorado.

4.4.4 Conductividad (KH)

Para la evaluación por conductividad (KH) se creó una variable en OFM (variable calculada) la cual se diseñó para que calculara la conductividad de cada completamiento utilizando los valores de permeabilidad y espesor neto de las arenas que se encuentran cargados en la base de datos.

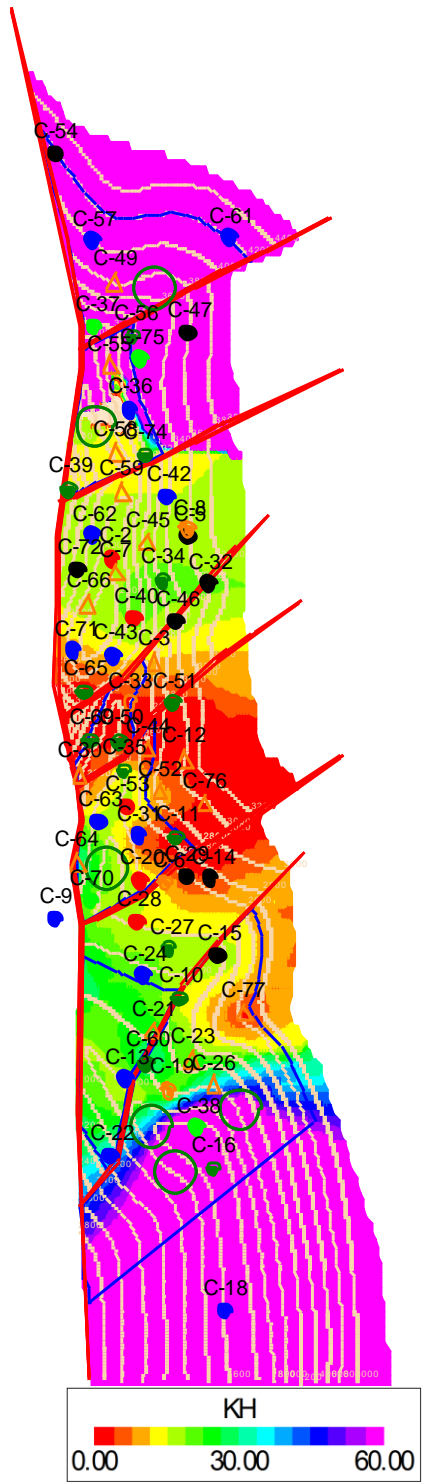
Obtenidos los valores de conductividad se evaluaron las áreas siguiendo el mismo procedimiento usado en los parámetros evaluados anteriormente. Los resultados del procedimiento son mostrados a continuación.

Figura 47. Conductividad KH ZB1



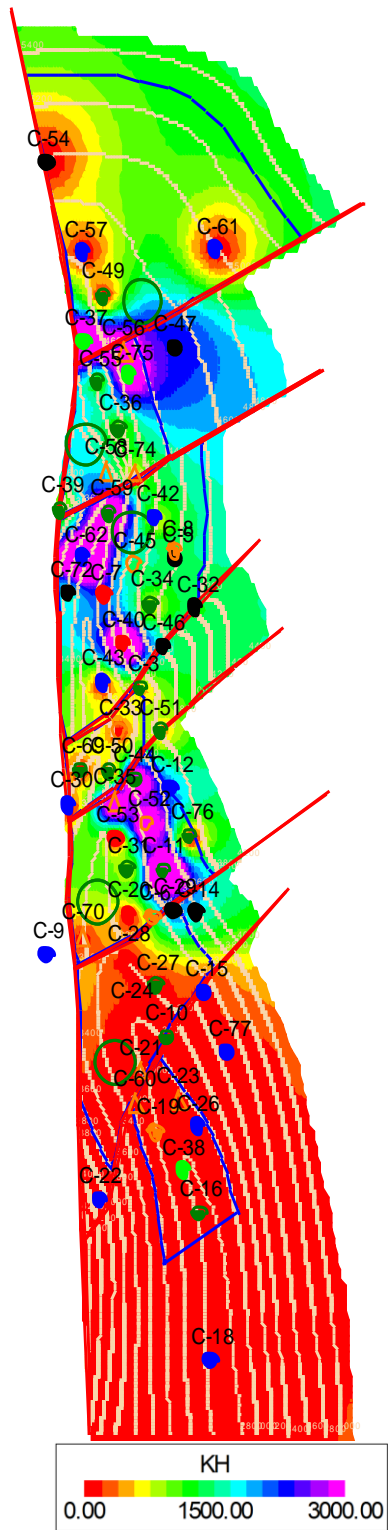
Fuente: Los autores

Figura 47 B. Conductividad KH ZB2



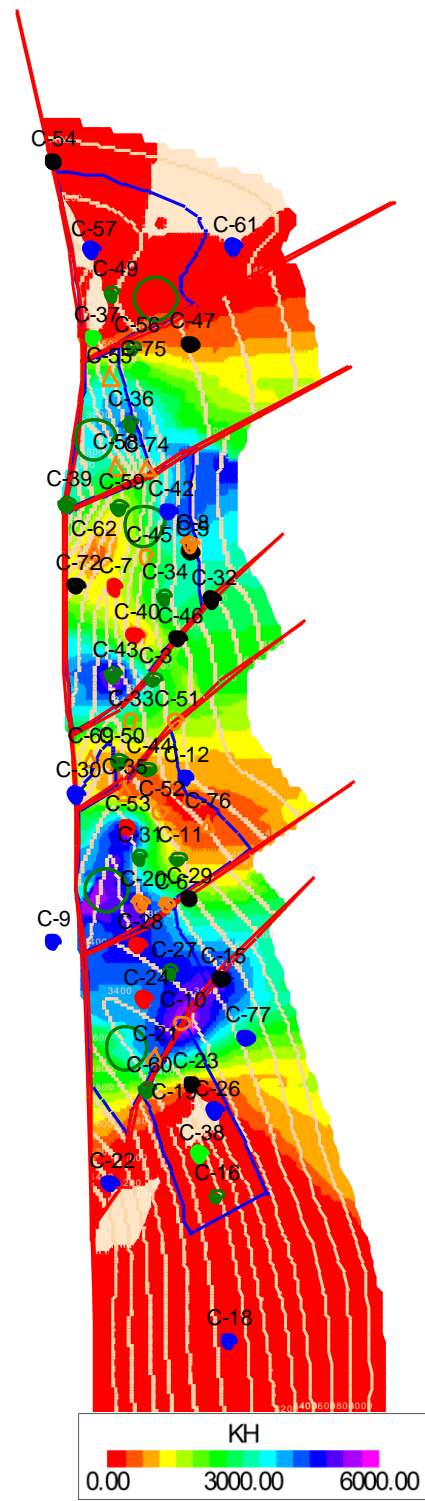
Fuente: Los autores

Figura 48. Conductividad KH ZC1



Fuente: Los autores.

Figura 48 B. Conductividad KH ZC2



Fuente: Los autores.

Tabla 16. Rangos de evaluación de la conductividad (KH).

CONDUCTIVIDAD KH		
Zona	Subrango (md*ft)	Ponderación
B1	> 68	5
	47,5 - 68	4
	31,25 - 47,5	3
	20 - 31,25	2
	< 20	1
B2	> 60	5
	41 - 60	4
	15 - 41	3
	7,5 - 15	2
	< 7,5	1
C1	> 3000	5
	1125 - 3000	4
	350 - 1125	3
	20 - 350	2
	< 20	1
C2	> 4850	5
	3000 - 4850	4
	1500 - 3000	3
	375 - 1500	2
	< 375	1

Fuente. Los autores basados en ECOPEPETROL S.A. Base de Datos OFM [CD-ROM]. [Bucaramanga, Colombia]: ICP, Diciembre 2008 [citado 26 Abril 2009]. Formato .mdb. Disponible en Campo Escuela Colorado.

Tabla 17. Calificación de las áreas de acuerdo a la conductividad (KH).

Zona	Área	Conductividad (md*ft)	Puntaje
B1	ZB1_1B1	25	2
	ZB1_1B2	24	2
	ZB1_1B3	30	2
	ZB1_21	20	2
	ZB1_51	46	3
	ZB1_61	43	3
B2	ZB2_1B1	45	4
	ZB2_1B2	67	5
	ZB2_1B3	80	5
	ZB2_21	19	3
	ZB2_51	16	3
	ZB2_61	1120	5
C1	ZC1_11	112	2
	ZC1_21	750	3
	ZC1_41	2100	4
	ZC1_51	1700	4
	ZC1_61	1750	4
C2	ZC2_11	3375	4
	ZC2_21	5050	5
	ZC2_41	2450	3
	ZC2_51	3550	4
	ZC2_61	33	1

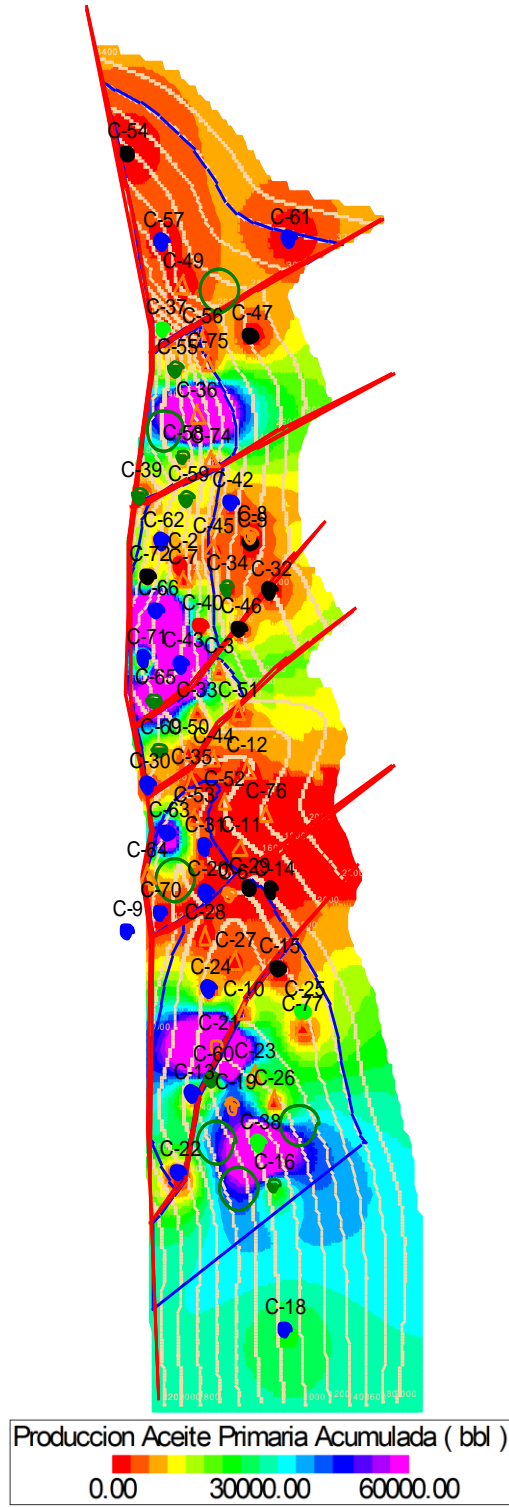
Fuente. Los autores basados en ECOPEPETROL S.A. Base de Datos OFM [CD-ROM]. [Bucaramanga, Colombia]: ICP, Diciembre 2008 [citado 26 Abril 2009]. Formato .mdb. Disponible en Campo Escuela Colorado.

4.4.5 Producción acumulada (Np)

Por medio de OFM y teniendo toda la información de la historia de producción mensual del campo distribuida por completamiento o unidad productora (variable monthlyprod.oil), se calculó la producción acumulada para cada completamiento (variable oilpcum) y se evaluaron las áreas prospectivas de igual manera como se hizo con las anteriores propiedades.

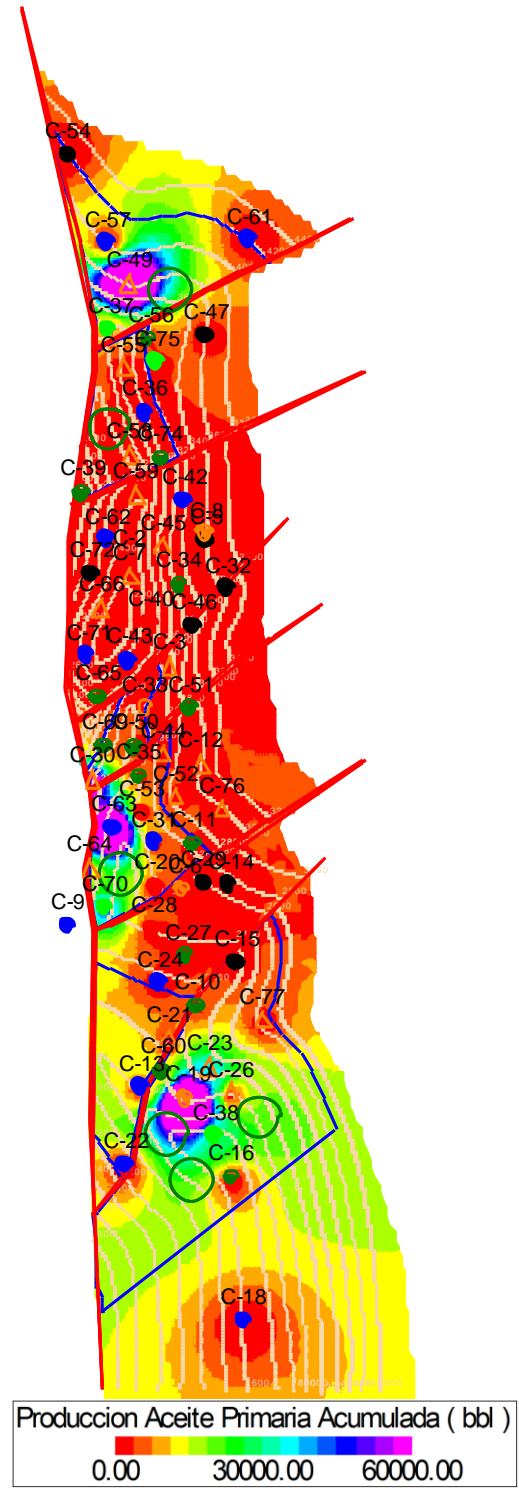
Los resultados pueden ser vistos a continuación.

Figura 49. Producción acumulada Np ZB1



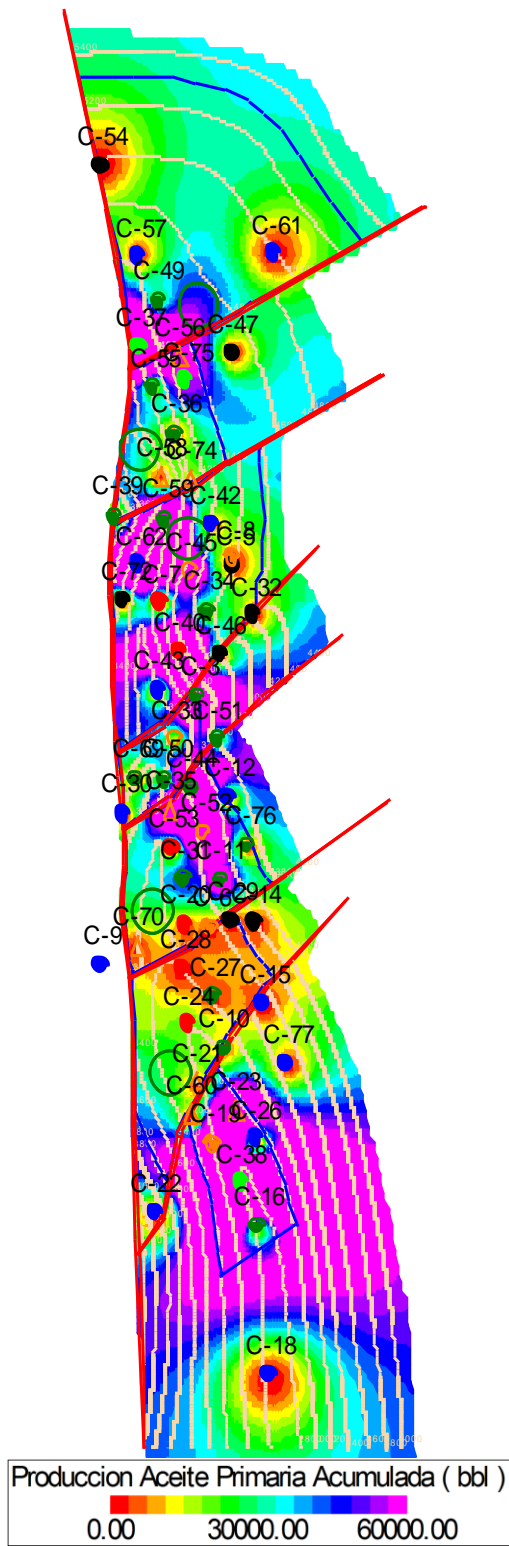
Fuente: Los autores.

Figura 50. Producción acumulada Np ZB2



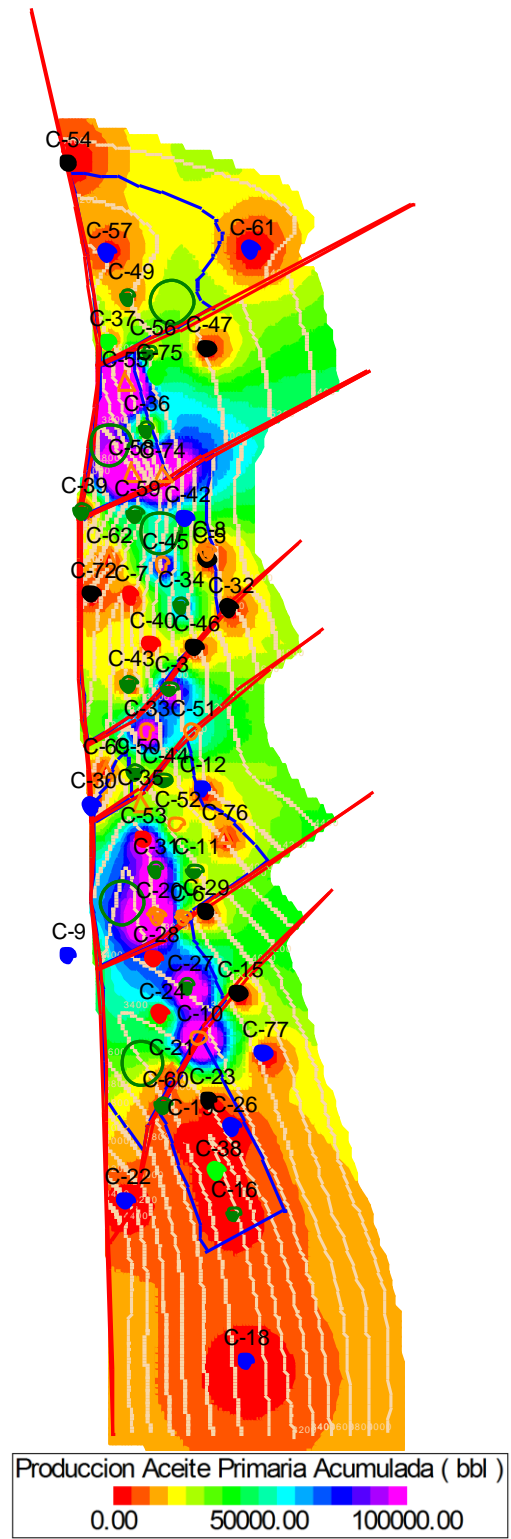
Fuente: Los autores.

Figura 51. Producción acumulada Np ZC1



Fuente: Los autores

Figura 52. Producción acumulada Np ZC2



Fuente: Los autores

Tabla 18. Rangos de evaluación de la producción acumulada Np.

PRODUCCIÓN ACUMULADA Np		
Zona	Subrango (Bbl)	Ponderación
B1	> 60000	5
	41200 - 60000	4
	22500 - 41200	3
	11250 - 22500	2
	< 11250	1
B2	> 60000	5
	45000 - 60000	4
	26250 - 45000	3
	15000 - 26250	2
	< 15000	1
C1	> 60000	5
	45000 - 60000	4
	26250 - 45000	3
	11250 - 26250	2
	< 11250	1
C2	> 90000	5
	66000 - 90000	4
	30000 - 66000	3
	15000 - 30000	2
	< 15000	1

Fuente. Los autores basados en ECOPETROL S.A. Base de Datos OFM [CD-ROM]. [Bucaramanga, Colombia]: ICP, Diciembre 2008 [citado 26 Abril 2009]. Formato .mdb. Disponible en Campo Escuela Colorado.

Tabla 19. Calificación de las áreas de acuerdo a la producción acumulada Np.

Zona	Área	Producción acumulada Np (Bbl)	Puntaje
B1	ZB1_1B1	45000	4
	ZB1_1B2	48000	4
	ZB1_1B3	39300	3
	ZB1_21	9400	1
	ZB1_51	52000	4
	ZB1_61	8500	1
B2	ZB2_1B1	46000	4
	ZB2_1B2	21500	2
	ZB2_1B3	19000	2
	ZB2_21	27000	3
	ZB2_51	2000	1
	ZB2_61	37000	3
C1	ZC1_11	24300	2
	ZC1_21	22500	2
	ZC1_41	65000	5
	ZC1_51	30500	3
	ZC1_61	50600	4
C2	ZC2_11	28100	2
	ZC2_21	84500	4
	ZC2_41	34500	3
	ZC2_51	94000	5
	ZC2_61	34500	3

Fuente. Los autores basados en ECOPETROL S.A. Base de Datos OFM [CD-ROM]. [Bucaramanga, Colombia]: ICP, Diciembre 2008 [citado 26 Abril 2009]. Formato .mdb. Disponible en Campo Escuela Colorado.

4.4.6 Reservas

Para el caso de la evaluación por reservas se decidió medir las áreas por las reservas con que cuenta actualmente cada bloque en el cual se encuentra ubicada, puesto que se cuenta con un estudio realizado reciente por la Ingeniera Karen Pachano³⁸ donde se calcula el OOIP de CEC especificado por arena y por bloque (ver tabla 7).

³⁸ PACHANO, Karen. "Primer Informe Campo Colorado". Bucaramanga: Campo Escuela Colorado, 2008

En la evaluación de las reservas no se utilizó la herramienta Grid Map de OFM, debido que la evaluación se hizo por bloques y no se requirió predecir el comportamiento de ningún dato.

Las reservas actuales de cada bloque se calcularon restándole la producción acumulada del bloque a su OOIP. Teniendo este valor calculado para cada bloque se procedió a ponderar los rangos en que varían las reservas en las distintas arenas, estos rangos son mostrados en la tabla 20. Posteriormente a esto se procedió a calificar las áreas prospectivas de acuerdo al bloque en el cual se encuentran ubicadas cada una de estas.

Los resultados del proceso de evaluación de las áreas por reservas son mostrados a continuación.

Tabla 20. Rangos de evaluación de las reservas.

RESERVAS		
Zona	Subrango (MMBbl)	Ponderación
B1	> 8	5
	5 - 8	4
	2 - 5	3
	1 - 2	2
	< 1	1
B2	> 8	5
	5 - 8	4
	2 - 5	3
	1 - 2	2
	< 1	1
C1	> 8	5
	5 - 8	4
	2 - 5	3
	1 - 2	2
	< 1	1
C2	> 14	5
	10 - 14	4
	5 - 10	3
	1 - 5	2
	< 1	1

Fuente. Los autores basados en ECOPEPETROL S.A. Base de Datos OFM [CD-ROM]. [Bucaramanga, Colombia]: ICP, Diciembre 2008 [citado 26 Abril 2009]. Formato .mdb. Disponible en Campo Escuela Colorado.

Tabla 21. Calificación de las áreas de acuerdo a las reservas.

Zona	Bloque	Área	Reservas (Bbls)	Puntaje
B1	IB	ZB1_1B1	8266332,80	5
	IB	ZB1_1B2	8266332,80	5
	IB	ZB1_1B3	8266332,80	5
	II	ZB1_21	2630786,67	3
	V	ZB1_51	5181999,38	4
	VI	ZB1_61	1367822,03	2
B2	IB	ZB2_1B1	7378898,69	4
	IB	ZB2_1B2	7378898,69	4
	IB	ZB2_1B3	7378898,69	4
	II	ZB2_21	756446,03	1
	V	ZB2_51	2140539,13	3
	VI	ZB2_61	8366809,83	5
C1	I	ZC1_11	3230632,76	3
	II	ZC1_21	6808596,27	4
	IV	ZC1_41	11702716,6	5
	V	ZC1_51	8602970,84	5
	VI	ZC1_61	727873,00	1
C2	I	ZC2_11	8206594,68	3
	II	ZC2_21	18682423,23	5
	IV	ZC2_41	12877243,56	4
	V	ZC2_51	1586433,86	2
	VI	ZC2_61	314043,03	1

Fuente. Los autores basados en ECOPETROL S.A. Base de Datos OFM [CD-ROM]. [Bucaramanga, Colombia]: ICP, Diciembre 2008 [citado 26 Abril 2009]. Formato .mdb. Disponible en Campo Escuela Colorado.

4.4.7 Geología

Conocer y considerar en la evaluación características geológicas es de vital importancia, puesto que el CEC posee una gran heterogeneidad en sus arenas que es característico de un yacimiento con ambiente de depositación fluvial.

En la evaluación de las áreas con respecto a la geología se consideraron 2 parámetros, el Espaciamiento Geométrico y la Conectividad Hidráulica entre Pozos, con los cuales se evaluaron y calificaron las áreas. Como solo se consideró un parámetro geológico se decidió promediar estos resultados. Todo el proceso se realizó siguiendo en todo momento la metodología propuesta.

A continuación se describirá el procedimiento seguido y los resultados obtenidos para cada uno de los parámetros.

4.4.7.1 Espaciamiento Geométrico

En la evaluación con respecto al Espaciamiento Geométrico no se requirió usar el procedimiento implementado en los casos anteriores, puesto que se realizó de forma apreciativa, como se sugirió en la metodología, observando la ubicación de las áreas en los mapas de radio de drenaje (ver segunda etapa) y radio de drenaje EUR (ver tercera etapa), en los cuales se consideró la cercanía que tienen estas áreas a las fallas, contactos agua aceite, a los pozos vecinos y a las áreas drenadas y que posiblemente drenarán estos pozos; para así poder evaluarlas y calificarlas. Acorde con la metodología se le otorgó una calificación de 3 a las áreas que más cerca se encontraban a las zonas mencionadas anteriormente y una calificación de 5 a las que se encontraban más lejos.

4.4.7.2 Conectividad Hidráulica Entre Pozos (CHEP)

El cálculo de la conectividad hidráulica se realizó por sugerencia del ingeniero Bernardo Silva, quien fue el que introdujo este concepto en Colombia³⁹, promediando los CHEP calculados para un mismo pozo pero con respecto a diferentes pozos (vecinos o pozos de alrededor), utilizando la ecuación de CHEP del modelo radial expuesto en la cuarta etapa del capítulo 3. Los cálculos realizados para la obtención del CHEP se encuentran especificados con mayor detalle en el ANEXO 2.

Una vez calculado el CHEP promedio para todos los pozos se procedió a cargar esta información en la base de datos de OFM para evaluar las áreas, mediante la herramienta Grid Map, de la misma forma como se ha hecho con las demás propiedades evaluadas.

³⁹ SILVA, Bernardo. "Conectividad Hidráulica Entre Pozos", Paper presentado en el quinto Congreso Colombiano del Petróleo, Bogotá D. C., 1992.

A continuación se presentan los resultados obtenidos de la evaluación del CHEP.

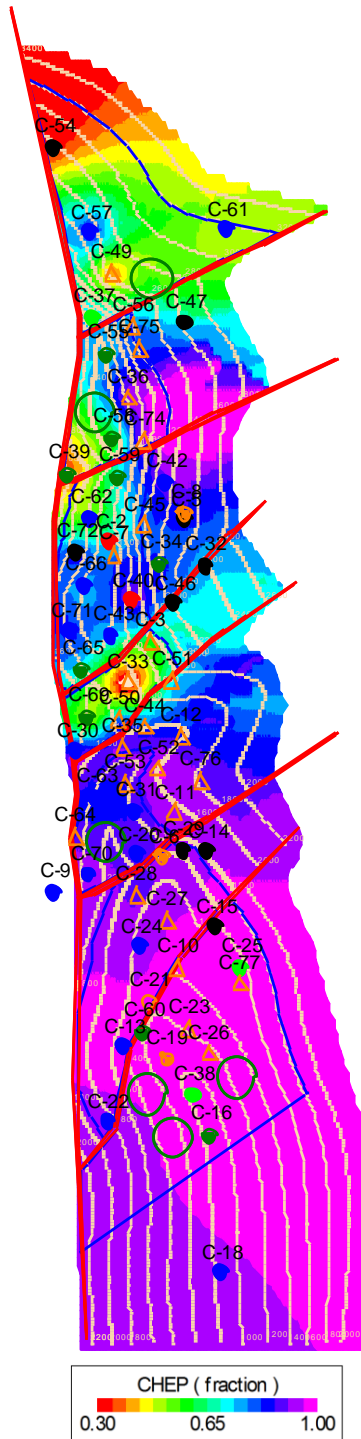
Tabla 22. Calificación de las áreas de acuerdo a las reservas.

Pozo Evaluado	CHEP RADIAL			
	ZONA B1	ZONA B2	ZONA C1	ZONA C2
COLO0003	0,5622336	0,7276566	0,1874800	0,6994725
COLO0009		0,9642172	0,2458974	
COLO0010	0,9781486	0,6596580	0,5905681	0,9398899
COLO0011	0,9451740	0,0435446	0,5222769	0,4371350
COLO0013	0,9960279	0,4046101		
COLO0015	0,9752962	0,9766843	0,2118380	0,8767508
COLO0016	0,9885287	0,9215310	0,8161098	1,0000000
COLO0018	0,9476980	0,9401740	1,0000000	1,0000000
COLO0019	0,9785932	0,5133435	0,9905398	0,7505640
COLO0020	0,9010978	0,7047095	0,2647583	0,6789203
COLO0021	0,9644146	0,8472341	0,5963528	0,4830359
COLO0022	0,9245524	0,8634463	0,9473903	1,0000000
COLO0023	0,9929380	0,7127265	0,9593801	0,5006823
COLO0024	0,9448792	0,9636172	1,0000000	0,6893023
COLO0025	0,9879014			
COLO0026	0,9970694	0,7363176	1,0000000	1,0000000
COLO0027	0,9552363	0,9256433	1,0000000	0,7815261
COLO0028	0,9055915	0,8374595	0,7639610	0,5601451
COLO0030	0,9439144	0,4659939	0,5186759	0,8742457
COLO0031	0,8798222	0,3375502	0,1100282	0,6968168
COLO0032	0,7505777	0,9135871	0,8970664	0,7973497
COLO0033	0,1756704	0,9118178	0,5021212	0,8836115
COLO0034	0,8413735	0,8917463	0,3832123	0,7476041
COLO0035	0,9217038	0,5004008	0,3367194	0,4275224
COLO0036	0,9400330	0,8777298	0,8999128	0,7319939
COLO0037	0,7664608	0,5894117	0,2458980	0,0485072
COLO0038	0,9850336	0,8543927	0,9185193	1,0000000
COLO0039	0,3449344	0,9235392	0,1426118	0,3682364
COLO0040	0,9090159	0,9380502	0,3387088	0,0931155
COLO0042	0,8971784	0,9083447	0,4825006	0,5942198
COLO0043	0,7133343	0,6661244	0,3348553	0,7619646

COLO0044	0,8370434	0,0770646	0,6683272	0,9369967
COLO0045	0,7861115	0,8350365	0,7169310	0,5100433
COLO0049	0,3507589	0,7116769	0,2400310	0,4506735
COLO0050	0,8309636	0,3971134	0,3157011	0,6299048
COLO0051	0,7284112	0,7549325	0,0836371	0,8371497
COLO0052	0,9710458	0,7185507	0,5722771	0,4263841
COLO0053	0,8658300	0,9081345	0,0012855	0,6194168
COLO0054	0,3055381	0,2872606	0,9416584	0,7256423
COLO0055	0,7333585	0,0101079	0,1128816	0,4056934
COLO0056	0,8019318	0,3914654	0,2932528	0,1520737
COLO0057	0,8551677	0,4445358	0,7659417	0,6227997
COLO0058	0,5628844			0,4274782
COLO0059	0,7212593	1,0000000	0,6912523	0,1760606
COLO0060	0,9752727	0,8342808	0,8166148	0,1260707
COLO0061	0,4821984	0,9071367	0,7841161	0,3244235
COLO0062	0,5272024	0,8826572	0,8007395	0,2047546
COLO0063	0,8176071	0,6152598		
COLO0064	0,9069438	0,9535843		
COLO0065	0,6930719	0,2273583		
COLO0066	0,7416788	0,8633636		
COLO0069	0,4500342	0,8310816	0,8340370	0,8198988
COLO0070	0,9300502	0,7465689	0,2801794	
COLO0071	0,8513283	0,5975083		
COLO0072	0,8560543	0,8845746	0,3333556	0,6497529
COLO0074	0,9460378	1,0000000	0,4576592	0,2577976
COLO0075		0,2856174	0,6367825	0,6895955
COLO0076	0,9048915	0,3675788	0,0000619	0,4559869

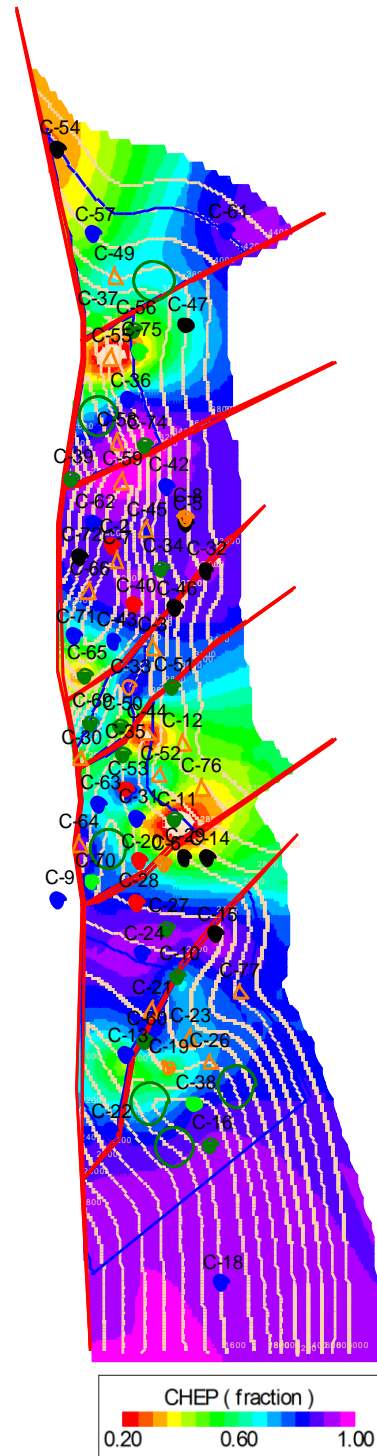
Fuente. Los autores.

Figura 53. CHEP ZB1



Fuente: Los autores

Figura 54. CHEP ZB2



Fuente: Los autores

Figura 55. CHEP ZC1

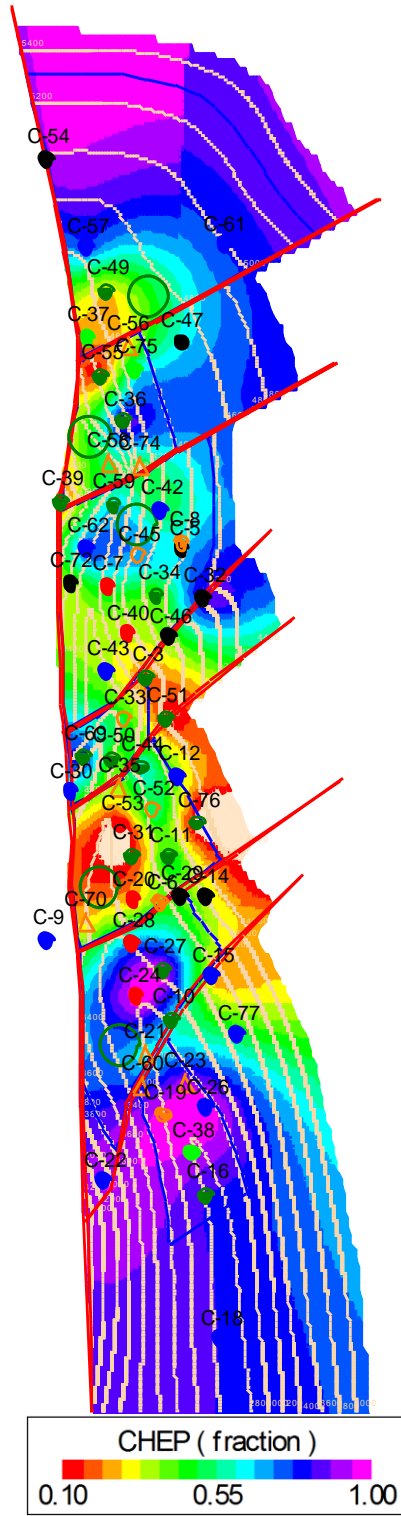


Figura 56. CHEP ZC2

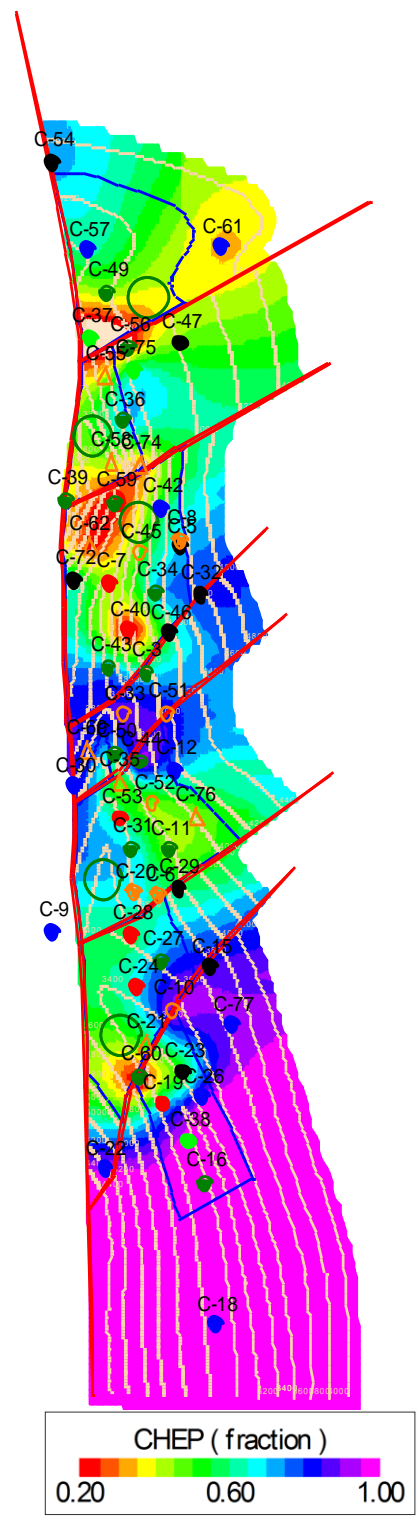


Tabla 22. Rangos de evaluación del CHEP.

CHEP		
Zona	Subrango	Ponderación
B1	> 0,9	5
	0,8 - 0,9	4
	0,6 - 0,8	3
	0,4 - 0,6	2
	< 0,4	1
B2	> 0,9	5
	0,75 - 0,9	4
	0,5 - 0,75	3
	0,3 - 0,5	2
	< 0,3	1
C1	> 0,85	5
	0,7 - 0,85	4
	0,4 - 0,7	3
	0,2 - 0,4	2
	< 0,2	1
C2	> 0,85	5
	0,65 - 0,85	4
	0,4 - 0,65	3
	0,2 - 0,4	2
	< 0,2	1

Fuente. Los autores basados en ECOPELROL S.A. Base de Datos OFM [CD-ROM]. [Bucaramanga, Colombia]: ICP, Diciembre 2008 [citado 26 Abril 2009]. Formato .mdb. Disponible en Campo Escuela Colorado.

La asignación de los rangos de evaluación de las propiedades utilizadas en el análisis realizado por arena, se basó en el comportamiento de cada variable a lo largo del yacimiento. Los rangos se obtuvieron a partir de los valores máximos, mínimos y promedios leídos de los mapas (Grid Maps) de cada propiedad evaluada. Asignando una calificación de 3 al rango donde se encuentran los valores promedio; una calificación de 1 y 2 a los rangos de valores que afecten potencialmente el desempeño de las arenas (alto GOR, bajas presiones, valores bajos de porosidad, entre otros); finalmente los rangos de valores que contribuyen a un buen desempeño de las arenas, se les asigna una calificación de 4 y 5.

Tabla 23. Calificación de las áreas de acuerdo al CHEP.

Zona	Área	CHEP	Puntaje
B1	ZB1_1B1	0,967	5
	ZB1_1B2	0,965	5
	ZB1_1B3	0,993	5
	ZB1_21	0,899	4
	ZB1_51	0,628	3
	ZB1_61	0,549	2
B2	ZB2_1B1	0,656	3
	ZB2_1B2	0,875	4
	ZB2_1B3	0,825	4
	ZB2_21	0,712	3
	ZB2_51	0,75	4
C1	ZC1_61	0,659	3
	ZC1_11	0,72	4
	ZC1_21	0,184	1
	ZC1_41	0,659	3
	ZC1_51	0,472	3
C2	ZC2_61	0,375	2
	ZC2_11	0,475	3
	ZC2_21	0,69	4
	ZC2_41	0,4	3
	ZC2_51	0,48	3

Fuente. Los autores basados en ECOPETROL S.A. Base de Datos OFM [CD-ROM]. [Bucaramanga, Colombia]: ICP, Diciembre 2008 [citado 26 Abril 2009]. Formato .mdb. Disponible en Campo Escuela Colorado.

4.5 Quinta etapa: selección de las áreas prospectivas

En la cuarta etapa se evaluaron y calificaron, con respecto a 7 propiedades, las 22 áreas prospectivas para la perforación *Infill* definidas y filtradas en la segunda y tercera etapa respectivamente. Todos los resultados fueron cargados en una matriz de selección, la cual fue diseñada en una hoja de cálculo según las especificaciones dadas en la metodología. La matriz de selección se muestra en el ANEXO 1.

De la matriz se obtuvieron las calificaciones finales, de cada área prospectiva, promediando la calificación de las 7 propiedades de cada área. Los resultados finales obtenidos de la matriz son mostrados a continuación.

Tabla 24. Calificación final de las áreas prospectivas.

CALIFICACIÓN FINAL POR ZONAS							
B1		B2		C1		C2	
Área	Puntaje	Área	Puntaje	Área	Puntaje	Área	Puntaje
ZB1_1B1	3,357	ZB2_1B1	3,500	ZC1_11	2,714	ZC2_11	3,214
ZB1_1B2	3,429	ZB2_1B2	3,500	ZC1_21	2,786	ZC2_21	4,000
ZB1_1B3	3,286	ZB2_1B3	3,500	ZC1_41	4,000	ZC2_41	3,429
ZB1_21	3,071	ZB2_21	2,571	ZC1_51	3,857	ZC2_51	3,571
ZB1_51	3,500	ZB2_51	3,000	ZC1_61	3,357	ZC2_61	2,500
ZB1_61	2,643	ZB2_61	3,857				

Fuente. Los autores.

Analizando los resultados obtenidos en cada arena y de forma global se llegó a la conclusión de proponer o sugerir la perforación del pozo Infill ubicado en las coordenadas N 1244900 E 1038320 con origen en Bogotá, para producir las áreas ZB1_51, ZC1_51 y ZC2_51 correspondientes a las arenas B1, C1 y C2 respectivamente.

La selección de estas 3 áreas se hizo debido a que en los resultados de la evaluación de la matriz de selección obtuvieron los mejores promedios y además pueden ser producidas por un mismo pozo vertical ya que se encuentran ubicadas en las mismas coordenadas.

Las áreas seleccionadas se les realizó una evaluación para generar un pronóstico de producción y así poder evaluar la viabilidad económica que implica la perforación de un pozo de este tipo en el Campo Escuela Colorado, este análisis puede ser visto en el sexto capítulo.

5. PROGRAMA DE PERFORACIÓN INFILL

El completamiento de los pozos del Campo Escuela Colorado está condicionado por el comportamiento de las zonas someras, en las que se presentan continuas pérdidas de circulación e inestabilidad de las paredes del hueco a medida que se avanza en la perforación. Por esta razón, los pozos de colorado tienen una profundidad promedio de asentamiento para el revestimiento de superficie entre los 500 y 650 ft⁴⁰. En el historial de perforación de los pozos no se encuentra ninguna otra condición anormal como reventones o zonas de derrumbes por lo que el revestimiento de producción se asentará a la profundidad total.

Dadas los problemas potenciales esperados en las zonas someras se proponen ciertas prácticas seguras para tener en cuenta⁴¹:

5.1 Estabilidad del hueco

Una vez las formaciones expuestas se tornen inestables es muy difícil y costoso estabilizarlas de nuevo.

Es importante estar observando y monitoreando todo el tiempo factores indicativos de hueco inestable tales como: forma, tamaño y cantidad de recortes en las zarandas, incremento de valores de torque y arrastre, incrementos en la presión mientras se perfora o se hacen conexiones, hueco estrecho.

Para minimizar los problemas de inestabilidad del pozo deben tenerse en cuenta factores tales como:

Mantener filtrado bajo, adición de agentes de puenteo. Ajustar la densidad del fluido como sea necesario. Encontrar un buen balance de los valores reológicos

⁴⁰ ECOPRTROL S. A. Files Campo Colorado [en físico]. Bucaramanga, Colombia. Disponible en: Campo Escuela Colorado UIS.

⁴¹ HALLIBURTON BAROID. Campaña de Perforación 2006, Bloque Las Monas. Reporte interno PetroSantander (Colombia) Inc. 2006.

que permitan poder desalojar presencia de gas y a su vez minimizar la erosión de las paredes del hueco.

5.2 Pérdidas de Circulación

Para evitar pérdidas de circulación, se debe, tratar en lo posible de ejercer control sobre operaciones como:

- Conexiones realizadas muy rápido.
- Viajes de tubería o Casing muy rápido lo cual aumenta las presiones de surgencia.
- Controlar los valores de densidad y reología para tratar de minimizar al máximo los valores de ECD.
- Limpieza del hueco ineficiente.

5.3 Causas de las Pérdidas de circulación

Las pérdidas de circulación pueden ser causadas por peso del lodo mucho más alto que el necesario y/o pobres prácticas de perforación, pueden ocurrir más fácilmente en algunos tipos de formaciones.

Algunas pérdidas de lodo, particularmente en pozos profundos, son debidas a fracturas mecánicamente inducidas, estas pueden ocurrir de la siguiente manera:

- Técnicas de conexión, tales como, altas velocidades de tubería.
- Al correr sarta de perforación o Casing rápido, generando altas presiones de surgencia.
- Corriendo sarta de perforación con una sarta taponada.
- Ineficiente limpieza del hueco.
- Excesiva rata de penetración

5.4 Cuidados a tener en cuenta para control del pozo

La clave para suministrar un buen control del pozo está en la posibilidad de su rápida detección y la disposición de un buen equipo de control en superficie como preventoras, manifolds, separadores de gas, etc.

Adicionalmente, en el caso de los influjos o aporte de gas desde el pozo, es importante trabajar con valores reológicos adecuados, es decir, valores bajos permisibles de viscosidad y geles planos y bajos con el objeto de mantener el fluido en condiciones óptimas para poder desalojar el gas en superficie.

Igualmente es muy importante contar con un buen equipo desgasificador y si es posible recircular parte del lodo desde la succión de los tanques, nuevamente hasta la succión del desgasificador.

Estricto control, supervisión y procedimientos para llenado del hueco durante los viajes sacando tubería, y monitoreo del desplazamiento de la tubería en los viajes a fondo de pozo.

Observación de tamaño, forma y volumen de cavings durante la perforación y operaciones de rimado.

Una vez se esté sobre la perforación es importante observar aspectos como:

- Presencia de contaminantes dentro del fluido de perforación.
- Incrementos en el gas de background o gas de conexión.
- Incrementos en la rata de penetración.
- Cambios en el tamaño y forma de los cortes.
- Comportamientos anormales de llenado durante los viajes.
- Incrementos de torque y arrastre.
- Incrementos en la temperatura de la línea de flujo.
- Incrementos en la rata de retorno del pozo.
- Incremento en el volumen de los tanques.

- Disminución de la presión de circulación.
- Reducción en el peso del lodo que sale del pozo.

Igualmente es muy importante la coordinación con el geólogo del pozo para ir determinando la presencia o acercamiento a los topes de las diferentes formaciones en las cuales se esperan presiones anormales, para estar alertas y poder dar una respuesta a tiempo en caso de presentarse un arremetida.

5.5 Programa de perforación y completamiento para el pozo Colorado Infill 1

5.5.1 Localización COLORADO INFILL 1

Ubicado en el bloque 5 con coordenadas en N 1'244.900 y E 1'038.320. Referenciado según la cuadrícula métrica con que se ubicaron los pozos en la base de datos en OFM del Campo Escuela Colorado.

5.5.2 Clasificación del pozo

Pozo Infill.

5.5.3 Marcadores geológicos Estimados

Tope y base zona B1	1300´ - 2200´
Tope y base zona C1	3600´ - 3800´
Tope y base zona C2	3800´ - 4100´

5.5.4 Objetivo geológico

100 pies por debajo de la base de la arena Mugrosa C2 que se encuentra ubicada aproximadamente a 4100 pies de profundidad.

5.5.5 Profundidad total

4500´ (pies).

5.5.6 Corazonamiento

La obtención de corazones de las arenas productoras es de gran importancia para la reevaluación de las propiedades petrofísicas, con el fin de tener una mejor caracterización del Campo que permita ajustar el modelo petrofísico y reducir las incertidumbres en el actual programa de desarrollo. Se sugiere que en las zonas B y C de la arena Mugrosa, se tomen muestras de 100 pies para la zona B y 100 pies para la zona C.

5.5.7 Registros

El objetivo de los registros eléctricos es determinar la litología y propiedades petrofísicas de las formaciones perforadas para validar y ajustar los modelos existentes al respecto y planear futuras acciones relacionadas con los yacimientos de interés (Zonas A de la Formación Colorado, zonas B y C de la Formación Mugrosa). Adicionalmente son importantes a la hora de definir los intervalos a cañonear.

5.5.7.1 Registros en hueco abierto

Desde el Zapato de 9 5/8" hasta profundidad final.

- Inducción: GR, SP, Resistivos
- Microlog
- sónico
- Registro Probador de Formación (MDT)

Desde la TD hasta el tope de la zona de interés.

- Densidad-Neutrón

- Gamma-Ray espectral
- FMI

Con base en el resultado de los registros Inducción GR, SP y Densidad-Neutrón en la sección que abarca el objetivo principal y teniendo en cuenta la disponibilidad presupuestal se decidirá la toma del registro Gamma-Ray espectral.

5.5.7.2 Registros en hueco cementado

USIT: Juego de registros para evaluar la calidad de la cementación y asegurar el sello hidráulico de los revestimientos del pozo.

5.5.8 Programa de Brocas.

Las brocas de perforación son clasificadas de acuerdo a su diseño como: brocas de arrastre y brocas móviles. Las brocas de arrastre consisten de unas hojas o cuchillas unidas al cuerpo de la broca y rotan al tiempo que la sarta de perforación. El uso de brocas de arrastre data de los inicios de la perforación rotaria en el siglo 19. Las brocas móviles se conforman de dos o más conos y estos contienen los elementos cortantes, que rotan a partir del eje del cono a medida que toda la broca rota en el fondo del hueco⁴².

Desde mediados de los años 70, se diseñó una nueva familia de brocas de arrastre a partir del uso de diamantes policristalinos sintéticos como elementos cortantes denominadas brocas PDC por sus siglas en inglés; estas consisten de una lámina de diamante sintético de un espesor aproximado de 1/64 de pulgada que se cementa a una base de carburo de tungsteno en un proceso a altas temperaturas y presiones.

⁴² BOURGOYNE Jr., A.T.; MILLHEIM, K.K. ; CHENEVERT, M.E.; YOUNG Jr., F.S. "Applied Drilling Engineering". Society of Petroleum Engineers. Richardson, Texas. 1986.

Este tipo de brocas son muy duraderas debido a su componente principal que es el diamante y son menos costosas que las de diamantes naturales ya que el utilizado en las PDC es sintético. Uno de los principales objetivos del operador es perforar el pozo en el menor tiempo posible. Esto significa orientar la selección del tipo de broca a la que más duración tenga; se busca principalmente la máxima cantidad de pies en un tiempo de rotación aceptable, eliminando así el costo del viaje y las brocas tipo PDC cumplen con este requisito sobre las brocas de tipo cónicas.

Una de las ventajas más importantes de las brocas PDC con respecto a la tricónica es que estas son compactas y no corren el riesgo que unas de sus partes se desprenda por desgaste y caigan al hueco, lo que genera menos costos de operación debido a que con una broca se puede perforar perfectamente cada tramo y como se dijo anteriormente se elimina el costo por viajes.

5.5.8.1 Efecto de los tipos de lodos en las brocas de perforación⁴³.

Los lodos base aceite usualmente reducen la rata de penetración para las brocas cónicas. Las brocas PDC, y las brocas de diamante no son afectadas por los lodos base aceite; es más, muchos creen que los base aceite mejoran el rendimiento de las brocas PDC ya que inhiben la hidratación de la arcilla.

La perforación con aire necesariamente requiere de brocas con conos, ya que el aire no tiene el efecto refrigerante en la broca y sus dientes como lo tienen los lodos (agua o aceite). Esto puede causar falla en la broca por sobrecalentamiento.

Las brocas con conos poseen canales que dirigen la corriente de aire directamente a las dientes, estos permanecen refrigerados y la broca continua operando. Por otra parte, las brocas PDC y las de diamantes no tienen partes móviles lo que debilita su estructura y puede que los diamantes se desprendan por

⁴³ ADAMS, N.J. "Drilling Engineering. A Complete Well Planning Approach". PennWell Books. Tulsa, Oklahoma. 1985.

sobrecalentamiento. Los diamantes pueden caerse a temperaturas mayores de 750°C (para policristalinos) y 1200°C (naturales).

Por las razones nombradas anteriormente se propone utilizar este tipo de brocas en la perforación de ambos tramos del pozo infill propuesto de la siguiente manera:

5.5.8.2 Tramo del revestimiento de superficie.

Perforar hueco de 12-1/4'' desde la superficie hasta aproximadamente 600' con una broca PDC.

Para determinar el diámetro externo de la broca necesaria para perforar el hueco del siguiente tramo, debe tenerse en cuenta el diámetro interno del Casing de superficie ya que el tamaño de la broca a seleccionar debe ser menor a este valor para tener un fácil acceso.

De la siguiente tabla se puede obtener el diámetro máximo de la broca para seguir perforando:

Tabla 25. Diámetro externo de la broca a partir del diámetro del Casing.

Diámetro externo de la broca			
Casing OD in	Peso nominal lb/ft	ID del Casing in	OD de la broca in
9 ^{5/8}	36	8.921	8 ^{3/4}

Fuente. Modificado de ADAMS, N.J. "Drilling Engineering. A Complete Well Planning Approach". PennWell Books. Tulsa, Oklahoma. 1985.

5.5.8.2 Tramo del revestimiento de producción.

En la tabla 25 muestra que el máximo diámetro de la broca a bajar es de 8.75" por lo que se propone mantener un margen de seguridad y perforar con broca de 8.5'' desde 600' hasta la profundidad total, en esta sección de la perforación se

utilizará una broca PDC; por la durabilidad de este tipo de brocas se espera que con una sola broca sea suficiente para perforar cada tramo como se dijo anteriormente.

En el historial de perforación de los pozos vecinos al área seleccionada y los demás pozos del Campo Escuela Colorado se encontró el tiempo que tomó perforar cada tramo, cabe resaltar que los pozos que se tuvieron en cuenta fueron aquellos con un diseño de Casing y profundidades de asentamiento muy similares a las del pozo propuesto; los valores de la rata de penetración se muestra en la tabla 26 y a partir de estos valores se calculó el tiempo tomado que llevaría llegar hasta el fondo de cada tramo dividiendo la profundidad total entre la rata de penetración que también se presenta en la siguiente tabla:

Tabla 26. Descripción de las brocas de perforación.

Descripción de las brocas de perforación		
Profundidad	0 – 600´	600 – 4500´
Broca	12 ¼”	8 ½”
Tipo de broca	PDC	PDC
Cantidad de Brocas a utilizar	Una (1) Broca	Una (1) Broca
Rata de penetración (ft/ día)	300´	189´
Tiempo de perforación (días)	2	19

Fuente. Los autores del proyecto.

5.5.9 Lodo de perforación

Los fluidos de perforación sirven para muchos propósitos. Las principales funciones incluyen,

- Enfriar y lubricar la broca y la sarta de perforación.
- Limpiar el fondo del pozo.
- Transportar los cortes de la roca a superficie.

- Minimizar el daño en la formación.
- Control a las presiones de las formaciones.
- Mantener la integridad del pozo.
- Minimizar la corrosión en la sarta de perforación.
- Minimizar los problemas de contaminación.
- Minimizar el torque, arrastre y las pegadas de tuberías.
- Mejorar la rata de penetración.

Para todos los intervalos se utilizará un lodo base agua y se propone los siguientes aditivos:

- Barita, cuya cantidad necesaria para obtener un peso de 11.36 lb/gal para el primer tramo y un peso de 13.63 lb/gal para el segundo tramo; se calcula de la siguiente relación⁴⁴:

$$\text{lb/bbl} = \frac{1490 (W_2 - W_1)}{35.4 - W_2}$$

Donde.

lb/bbl = libras de barita necesarias para incrementar la densidad de 1 barril de lodo.

1490 = peso de 1 barril de barita, lb.

W_2 = densidad final del lodo, lb/gal.

35.4 = peso de un galón de barita, lb/gal.

Reemplazando los datos tenemos que,

(1) De 0 – 600'

$$\text{lb/bbl} = \frac{1490 (W_2 - W_1)}{35.4 - W_2}$$

$$\text{lb/bbl} = \frac{1490 (11.36 - 8.33)}{35.4 - 11.36}$$

⁴⁴ Ibid., p. 129.

$$= 188 \frac{\text{lb}}{\text{bbl}}$$

(2) 600' – 4200'

$$\text{lb/bbl} = \frac{1490 (W2 - W1)}{35.4 - W2}$$

$$\text{lb/bbl} = \frac{1490 (13.63 - 11.36)}{35.4 - 13.63}$$

$$= 155 \frac{\text{lb}}{\text{bbl}}$$

- Soda caustica (NaOH) o Potasa caustica (KOH) para mantener el pH, ambos químicos proveen una base alcalina para compensar los químicos ácidos y aguas contaminadas.

La dosificación de este aditivo se hace mediante prueba y error agregando entre 0.1 y 0.2 gr del material por barril de lodo hasta obtener un pH entre 11 y 13 que es el valor requerido.

- Material de pérdida de circulación, este aditivo será fundamental en la preparación del lodo para el primer tramo de 0 a 600;' debido a que las pérdidas de circulación en zonas someras son muy comunes en el Campo Escuela Colorado. Generalmente se utilizan materiales tales como la mica cuando las pérdidas no son muy severas; cascara de nuez para perdidas en fracturas inducidas.

Al agregar este material al lodo se debe tener en cuenta que el peso del lodo no debe aumentar porque esto ayudaría al problema y no a solucionarlo, es decir, el peso de 11.36 lb/gal debe mantenerse a medida que se agrega el aditivo.

- Un detergente que evite la formación de bolas, diluyendo los cortes de formación y así ayude a aumentar la rata de penetración.

Las propiedades del lodo que se deben mantener para cada intervalo del pozo infill fueron definidas a partir de los lodos utilizados durante la perforación de los pozos vecinos; estos valores fueron tomados de las historias de perforación y se muestran en la tabla a continuación:

Tabla 27. Propiedades del lodo de perforación.

Propiedades del lodo de perforación	
Propiedad	Valor
Peso, lb/gal	11.36 – 13.63
Viscosidad, seg Marsh	32 – 80
Filtrado, c.c API	1.0 – 4.2
Sedimento, 1/32"	0.5 – 2.0
pH	11.0 – 13.0

Fuente. ECOPEPETROL S. A. Files Campo Colorado [en físico]. Bucaramanga, Colombia. Disponible en: Campo Escuela Colorado UIS.

5.5.9.1 Calculo del volumen de lodo para cada intervalo⁴⁵

El volumen de lodo necesario para cada intervalo se halla sumando los volúmenes de tres piscinas de 180 barriles cada una más el volumen del pozo hasta la profundidad del intervalo.

$$V = 540 + V_h$$

Dónde.

V = Volumen de lodo

V_h = Volumen del hueco

⁴⁵ CAPACHO, C.A. y VARGAS E. "Diseño de un Programa de Perforación en El Opón". Trabajo de grado Ingeniero de Petróleos. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander. Facultad de Físico-Químicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos, 1975.

- Para el intervalo de 0' - 600'.

$$V_h = \frac{\pi \times d_h^2}{4} \times h$$

Dónde.

h. profundidad del hueco
 dh. diámetro del hueco = 12.25''

Reemplazando se tiene que.

$$V_h = \frac{3.1416 \times \left(\frac{12.25}{12}\right)^2}{4} \text{ ft}^2 \times 600 \text{ ft} \times \frac{1 \text{ bbl}}{5.615 \text{ ft}^3}$$

$$V_h = 88 \text{ bbls}$$

Por lo tanto,

$$V = 540 + V_h = 540 + 88$$

$$V = 628 \text{ bbls}$$

- Intervalo entre 600' - 4500'

Siguiendo el procedimiento anterior se hace el cálculo para el siguiente intervalo.

$$V = 814 \text{ bbls}$$

5.5.10 Programa de Revestimiento (diseño del Casing)

El diseño y la selección de Casing es uno de los aspectos más importantes para realizar una buena planeación. El Casing es utilizado para brindarle protección durante todas las fases de perforación y producción del pozo, además, es diseñado para resistir las duras condiciones de operación a los que son sometidos.

5.5.10.1 Casing de Superficie (9-5/8")

El Casing de superficie propuesto está asentado a una profundidad de 600 ft y cementado hasta superficie. Las fuerzas principales consideradas en el diseño del Casing de superficie son tres: Colapso, Estallido (presión interna) y Tensión.

5.5.10.1.1 Colapso

La presión de Colapso es el diferencial de presión hidrostática entre el Casing y el Anular; es máxima en el zapato del Casing y cero en superficie. La presión de Colapso máxima ocurre si el Casing se corre vacío o si se encuentra con una zona de pérdidas de circulación durante la perforación del siguiente tramo, como es común en las formaciones someras de los pozos del Campo Colorado.

A profundidades someras las pérdidas de circulación son muy comunes. Si se encuentra una zona de pérdidas severas cerca del fondo del próximo intervalo de perforación y no haya otra formación permeable por encima de la zona de pérdida, es probable que el nivel de fluido caiga más allá del zapato del Casing, en ese caso la presión interna en el zapato del Casing cae a cero (evacuación completa). Similarmente, si la tubería se corre vacía la presión interna en el zapato del Casing también será cero.

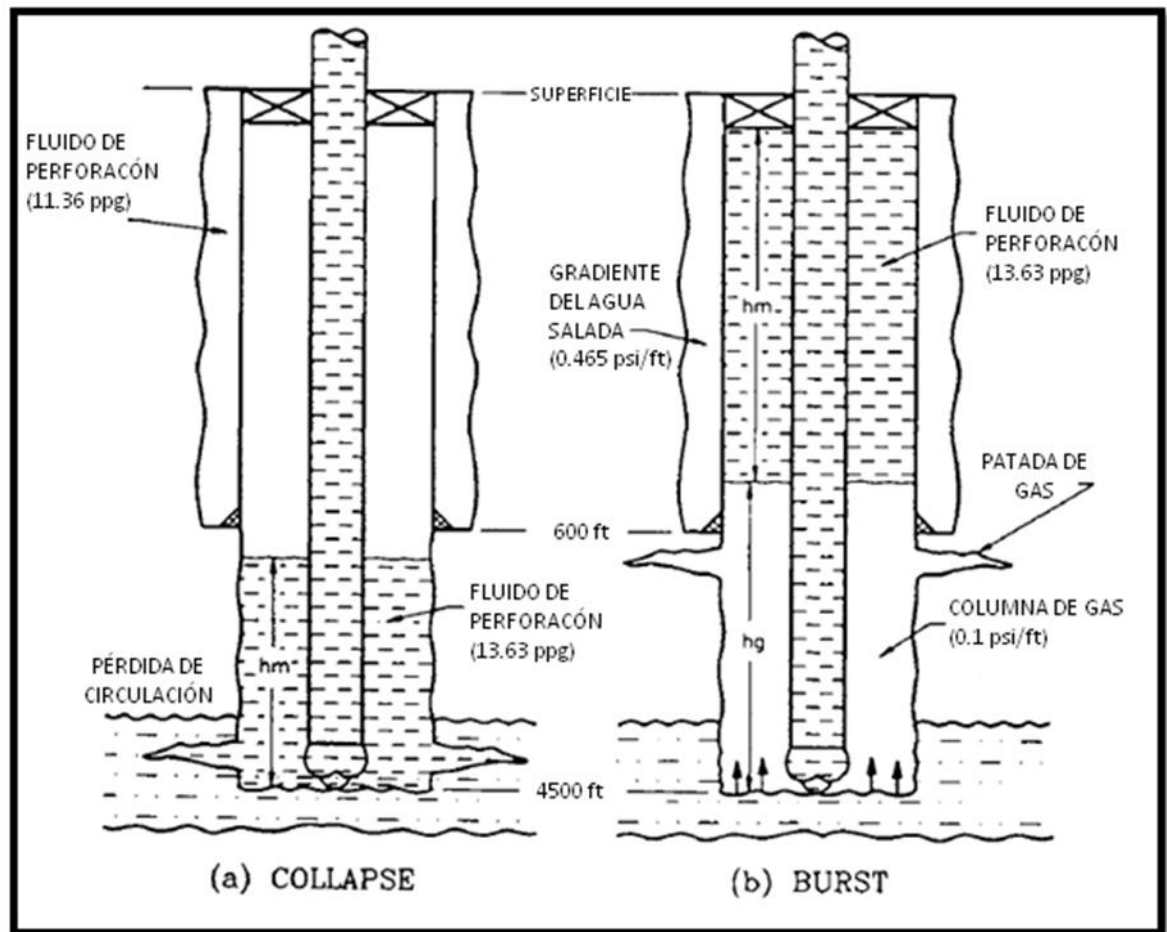
El Casing de superficie en la mayoría de casos se cementa hasta superficie por varias razones, la más importante es soportar las formaciones débiles ubicadas a profundidades someras. La presencia de un recubrimiento de cemento detrás del Casing mejora la resistencia al colapso por encima de un 23% ⁴⁶, pero no se obtiene si el cemento contiene vacíos o grietas. En la práctica es casi imposible obtener un cemento sin huecos y, por lo tanto, se asume que existe un gradiente de agua salada detrás del Casing cementado para compensar el efecto de los huecos o vacíos en las cargas por colapso. Las siguientes suposiciones son

⁴⁶ RAHMAN S.S. y CHILINGARIAN G.V. "Casing Design Theory and Practice". Amsterdam: Elsevier Science B.V., 1995.

tomadas en el diseño en las fuerza de colapso para el Casing de superficie (vea figura 57(a)):

1. El gradiente de presión equivale al peso específico del fluido que se encuentra fuera de la tubería que es el mismo usado como fluido de perforación cuando se bajo la sarta.
2. El Casing se encuentra totalmente vacío.
3. Factor de seguridad para el colapso es de 0,85⁴⁷.

Figura 57. Cargas de colapso y estallido en el Casing de superficie.



Fuente. RAHMAN, S.S & CHILINGARIAN, G.V. "Casing Design Theory and Practice". ELSEVIER SCIENCE, 1995.

⁴⁷ Ibid., p. 136.

Presión de Colapso en superficie = 0

Presión de Colapso en el zapato del Casing = Presión externa – Presión interna

$$= Gpm \times 600 - 0$$

$$= 11.36 \times 0.052 \times 600 - 0$$

$$= 354 \text{ psi}$$

En la figura 58, la línea de colapso es dibujada entre 0 psi en la superficie y 354 psi a 600 ft. La resistencia al colapso para los distintos grados de Casing propuestos se muestra en la siguiente tabla:

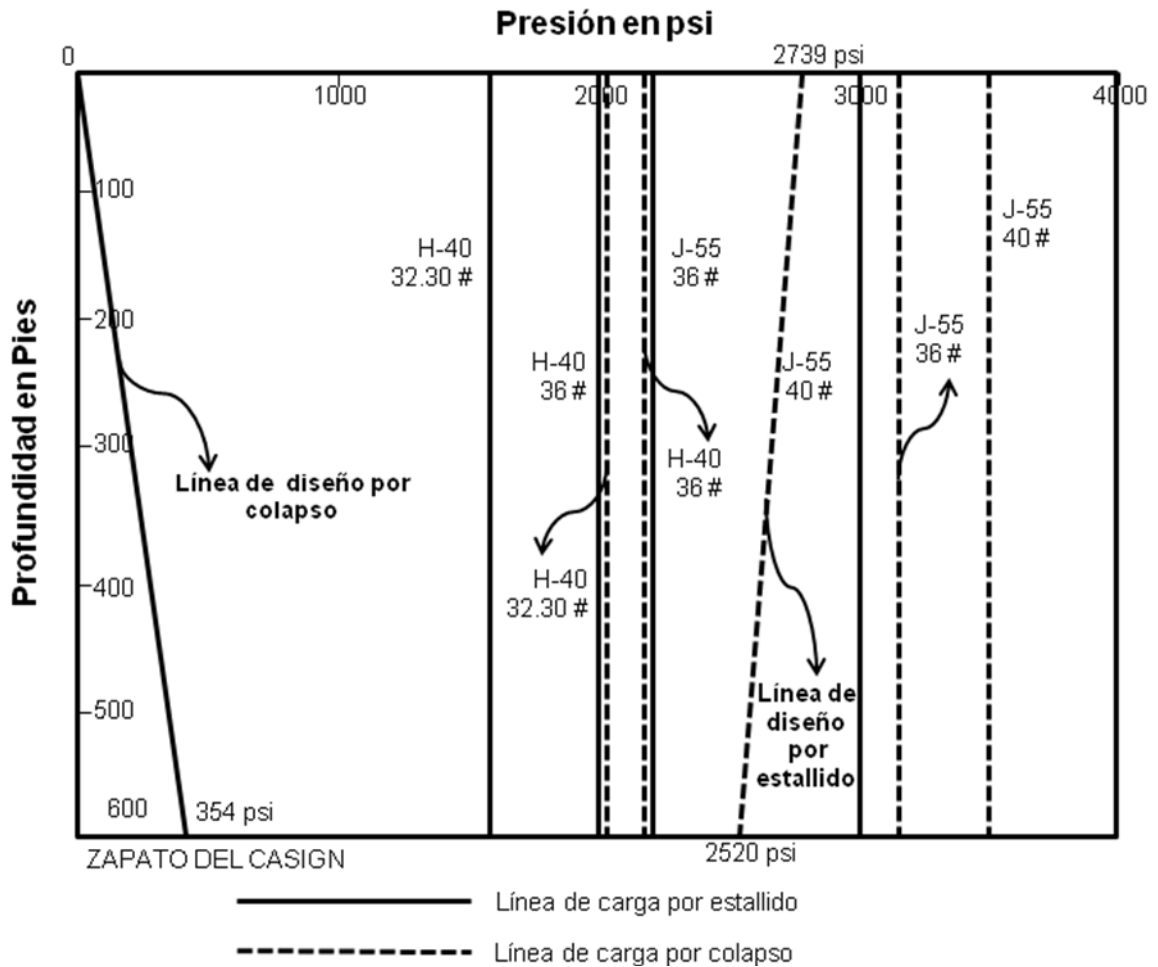
Tabla 27. Resistencia al colapso para los grados de Casing de superficie.

Resistencia al colapso a los Casing de 9-5/8"			
Grado	Peso (lb / ftg)	Resistencia al Colapso (psi)	
		FS = 1	FS = 0.85
J-55	40	2570	3023
J-55	36	2020	2376
H-40	36	1740	2047
H-40	32.30	1400	1647

Fuente. Modificado de ADAMS, N.J. "Drilling Engineering. A Complete Well Planning Approach". PennWell Books. Tulsa, Oklahoma. 1985.

La resistencia al colapso de los Casing de 9-5/8" también se grafica en la Fig. 58. En el caso que las líneas se interceptaran esa sería la profundidad a la que se ubicaría ese grado de Casing; a partir de dicha profundidad tendría que cambiarse el grado del Casing y/o su peso nominal tales que tengan una resistencia mayor y así cumplir con el diseño de las cargas por colapso; pero como se puede apreciar en la grafica todos los Casing propuestos cumplen con un rango bastante amplio esa presión que posiblemente presente el diseño una vez sea bajado.

Figura 58. Selección del tipo de Casing de superficie basado en las cargas de colapso y estallido.



Fuente. Los autores.

5.5.10.1.2 Estallido (Burst)

El diseño para la carga por estallido o ruptura del Casing por presión interna asume una presión de formación máxima a partir de una patada o reventón durante la perforación del siguiente tramo (broca de 8-1/2" a 4200'). Una patada o reventón de gas simula la peor carga de Estallido posible. A profundidades someras se asume que el influjo de gas desplaza toda la columna de fluido de

perforación del anular y por lo tanto somete al Casing a la presión de la patada (presión de formación)⁴⁸.

En el diseño de un Casing convencional se asume una patada de gas como se dijo anteriormente, para anticipar el peor tipo de patada. El gradiente del gas se encuentra en el orden de 0.1 psi/ft, por lo que causa un decrecimiento muy pequeño en la presión de formación a medida que el gas sube por el pozo. Cuando se asume una patada de gas se debe tener las siguientes consideraciones⁴⁹:

1. La presión de estallido en el asiento del Casing es igual a la presión de inyección.
2. Datos de la presión de gas debe estar disponible. En pozos exploratorios o donde no se tiene esta información, la presión de la formación a la profundidad total (TD) de la próxima sección se calcula a partir del peso máximo de lodo a esa profundidad. Una presión de gas igual a este valor es utilizada para el cálculo de la presión interna.
3. Agua salada se encuentra fuera del Casing.
4. Factor de seguridad de 1,1.

$$\text{Presión de formación} = (\text{peso del lodo a } 4500') \times 4500 \times 0.052$$

$$\text{Presión de formación} = 3189 \text{ psi}$$

$$\text{Presión de Estallido en el zapato del Casing} = \text{Presión de interna} - \text{Presión externa a } 600 \text{ ft}$$

$$\text{Presión de interna} = (Pf) - (TD - CSD) \times G$$

Donde,

G: gradiente del fluido de invasión, se asume gas tenemos 0.1 psi/ft.

⁴⁸ Adams, N.J.Op.cit., p. 132.

⁴⁹ RABIA, H. "Oilwell Drilling Engineering. Principles and Practice". Londres, Graham & Trotman Limited,1985.

P_f : Es la presión en la formación a la profundidad total de la próxima sección (4500 ft).

CSD: Profundidad de asentamiento del Casing.

$$\begin{aligned} \text{Presión de interna} &= 3189 - (4500 - 600) \times 0.1 \\ &= 2799 \text{ psi} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{Presión Externa a 600 ft} &= \text{Gradiente de agua salada} \times 600 \\ &= 0.465 \times 600 \\ &= 279 \text{ psi} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{Presión de Estallido a 600 ft} &= 2799 - 279 \\ &= 2520 \text{ psi} \end{aligned}$$

$$\text{Presión de Estallido en superficie} = \text{Presión interna} - \text{Presión externa}$$

$$\text{Presión externa} = 0$$

$$\begin{aligned} \text{Presión Interna} &= P_f - (TD) \times G \\ &= 3189 - 0.1 \times 4500 \\ &= 2739 \text{ psi} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{Presión de Estallido en superficie} &= 2739 - 0 \\ &= 2739 \text{ psi} \end{aligned}$$

En la figura 58, la línea de carga por presión interna o estallido es dibujada entre 2739 psi en la superficie a 2520 psi a una profundidad de 600 ft. La resistencia a esta presión para los distintos grados de Casing propuestos se muestra en la siguiente tabla 33.

Se observa en la grafica 58 como la resistencia a la presión interna del grado H-40 de 36 y 32.30 #/ft no cumple para este diseño debido a que la presión interna

mínima que se presentaría en el Casing sería de 2520 psi y la resistencia de este Casing son de 2327 y 2064 psi respectivamente por lo que no cumplen porque se encuentran por debajo de las presiones que posiblemente presente el Casing en los ambientes planteados. Si se observan los otros grados de Casing J-55 de 40 y 36 lb/ft y estos si presentan diferencia bastante amplia lo que nos genera una gran confianza si se llegase a presentar los escenarios propuestos.

Tabla 28. Resistencia a la presión interna o estallido para los Casing de superficie.

Resistencia a la presión interna o Estallido para Casing de 9-5/8"			
Grado	Peso (lb / ftg)	Resistencia al Estallido (psi)	
		FS = 1	FS = 1.1
J-55	40	3950	3591
J-55	36	3520	3200
H-40	36	2560	2327
H-40	32.30	2270	2064

Fuente. Modificado de ADAMS, N.J. "Drilling Engineering. A Complete Well Planning Approach". PennWell Books. Tulsa, Oklahoma, 1985.

Por razones económicas, se recomienda seleccionar inicialmente el grado de acero más liviano ya que el peso constituye una parte importante en el precio del Casing. Por lo cual, la selección del Casing se basó en los tres requerimientos de colapso, estallido y costos y se resume en la tabla 29.

Tabla 29. Casing de superficie basado en las cargas de colapso y estallido.

Casing de superficie más económico basado en las cargas de colapso y estallido			
Grado	Peso (lb / ftg)	Coupling	Longitud (ft)
J-55	36	TS	600

Fuente: Modificado por los autores de ADAMS, N.J. "Drilling Engineering. A Complete Well Planning Approach". PennWell Books. Tulsa, Oklahoma. 1985.

5.5.10.1.3 Tensión

La fuerza de tensión se determina de la siguiente manera:

1. Calcular el peso del Casing en el aire.
2. Calcular la fuerza boyanza, de la siguiente fórmula

$$FB = 1 - \frac{\gamma_m}{\gamma_s}$$

Donde,

γ_m : Peso específico del lodo en lb/gal.

γ_s : Peso específico del acero, 65.4 lb/gal.

3. Calcular la fuerza de flexión en pozos desviados (no aplica en este caso).
4. Calcular la fuerza de arrastre debido a los viajes bajando y subiendo el Casing.

Las fuerzas 1 y 2 existen siempre, sin importar si el Casing está estático o en movimiento, mientras que la fuerza 4 solo existe cuando la tubería es arrastrada. La fuerza 3 depende del tipo de pozo si es direccional o vertical y en nuestro caso no es aplicable ya que el pozo es vertical.

Las cargas por tensión se determinan para que el yield strength del Casing seleccionado nunca sea excedido. En la selección inicial del Casing es importante que este pueda cargar su propio peso en el lodo, y cuando este es seleccionado, calcular la tensión total y compararla con la resistencia de la tubería o la de las uniones. Un factor de seguridad (=yield strength de las uniones o de la tubería dividido por la tensión total) entre 1.6 – 1.8 o mayor a este debe obtenerse⁵⁰.

Para el Casing de superficie las cargas por tensión se muestran en la siguiente tabla:

⁵⁰ Ibid., p. 140.

Tabla 30. Cargas totales por tensión en el Casing de superficie.

Cargas totales por tensión en el Casing de superficie				
(1) Profundidad del intervalo (ft)	(2) Grado y peso (lb/ft)	(3) Peso en boyanza (1000 lbf) (L) x W _n x FB (0.826)	(4) Carga por arrastre (1000 lbf) 3200 W _n	(5) Tensión total (1000 lbf) (3) + (4)
0 - 600	J- 55, 36	17.8416	115.2	133.0416

Fuente. Modificado de RABIA, H. "Oilwell Drilling Engineering. Principles and Practice". Londres, Graham & Trotman Limited, 1985.

Una vez calculado el valor de la tensión total se debe obtener el factor de seguridad que es igual a,

$$FS = \frac{Y_p}{Tensión\ total}$$

Donde,

Y_p : yield strength del Casing de 9-5/8", buscando en las tablas de Halliburton por el diámetro externo, peso nominal y grado de acero tenemos que,

$$FS = \frac{564}{133.0416} = 4.24$$

Se puede apreciar que el valor del factor de seguridad es de $4.24 > 1.8$; por lo cual, el diseño propuesto cumple también con las cargas por tensión.

5.5.10.2 Casing de producción (6-5/8")

El Casing de producción está asentado a una profundidad de 4500 ft y cementado en el zapato. El diseño de las cargas de colapso y estallido para el Casing de producción se muestra en la figura 59.

5.5.10.2.1 Colapso

El diseño de las cargas por colapso está basado en la premisa que el pozo se encuentra en su última etapa de producción y el yacimiento se completamente depletado.

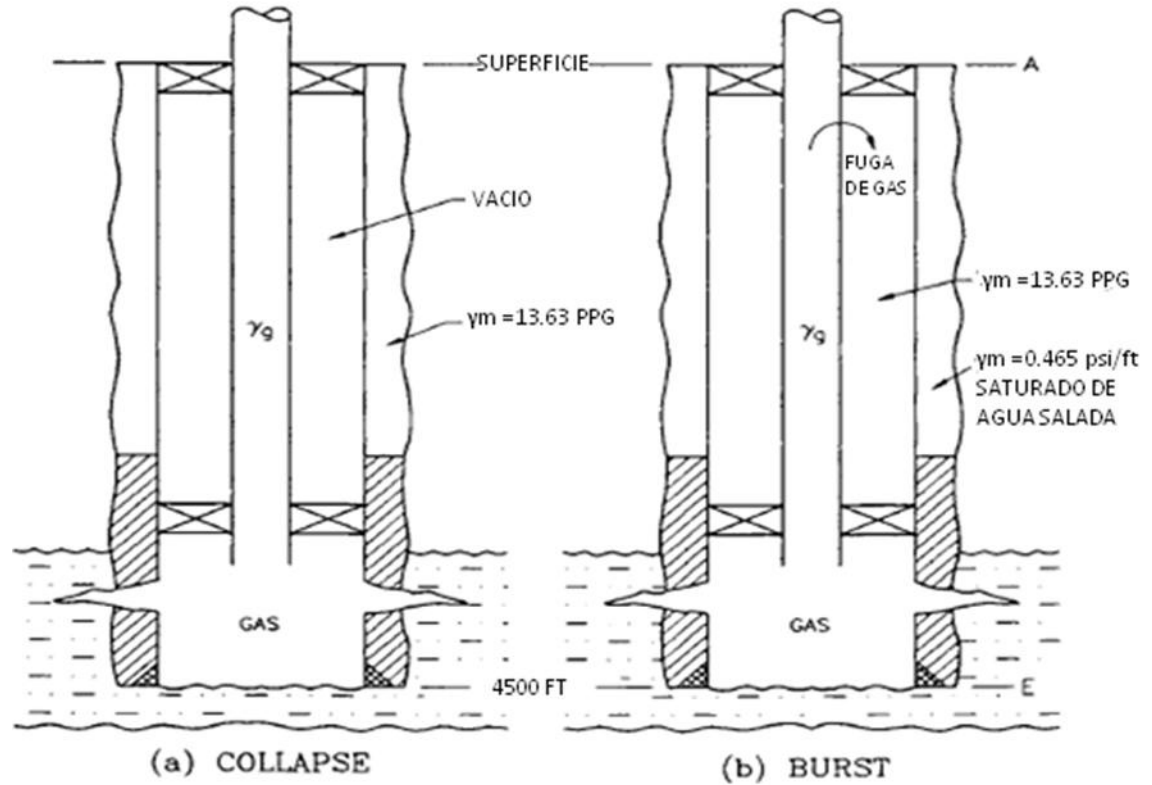
Durante esta etapa de producción cualquier fuga en el tubing podría conllevar a una pérdida parcial o total del fluido en el anular entre el tubing y el Casing. Es por esto, que para el diseño del Casing de producción se tienen las siguientes suposiciones:

1. Casing se considera que esta vacío.
2. El peso específico del fluido fuera de la tubería es el mismo que el fluido de perforación utilizado cuando la sarta fue corrida.

Basados en las suposiciones hechas anteriormente el cálculo de la presión de colapso sería de la siguiente manera:

Presión de Colapso en superficie	= 0 psi
Presión de Colapso en zapato del casign	= Presión Externa – Presión Interna
Presión de Colapso en zapato del casign	= $13.63 \times 0.052 \times 4500 - 0$
Presión de Colapso en zapato del casign	= 3189 psi

Figura 59. Cargas de colapso y estallido en el Casing de producción.



Fuente. RAHMAN, S.S & CHILINGARIAN, G.V. "Casing Design Theory and Practice". ELSEVIER SCIENCE, 1995.

En la figura 60, se construye la línea de presión de Colapso de 0 psi en superficie a 3189 psi a una profundidad de 4500 ft. La resistencia al colapso para los distintos grados de Casing propuestos se muestra en la siguiente tabla:

Tabla 31. Resistencia al Colapso para el Casing de producción.

Resistencia al colapso a los Casing de 6-5/8"			
Grado	Peso (lb / ftg)	Resistencia al Colapso (psi)	
		FS = 1	FS = 0.85
J-55	20	2970	3494
J-55	24	4560	5365
H-40	20	2520	2965

Fuente: Modificado por los autores de ADAMS, N.J. "Drilling Engineering. A Complete Well Planning Approach". PennWell Books. Tulsa, Oklahoma. 1985.

La resistencia al colapso de los Casing de 6-5/8" también se grafica en la Fig. 60. En el caso que las líneas se interceptaran esa sería la profundidad a la que se ubicaría ese grado de Casing; a partir de dicha profundidad tendría que cambiarse el grado del Casing y/o su peso nominal tales que tengan una resistencia mayor y así cumplir con el diseño de las cargas por colapso.

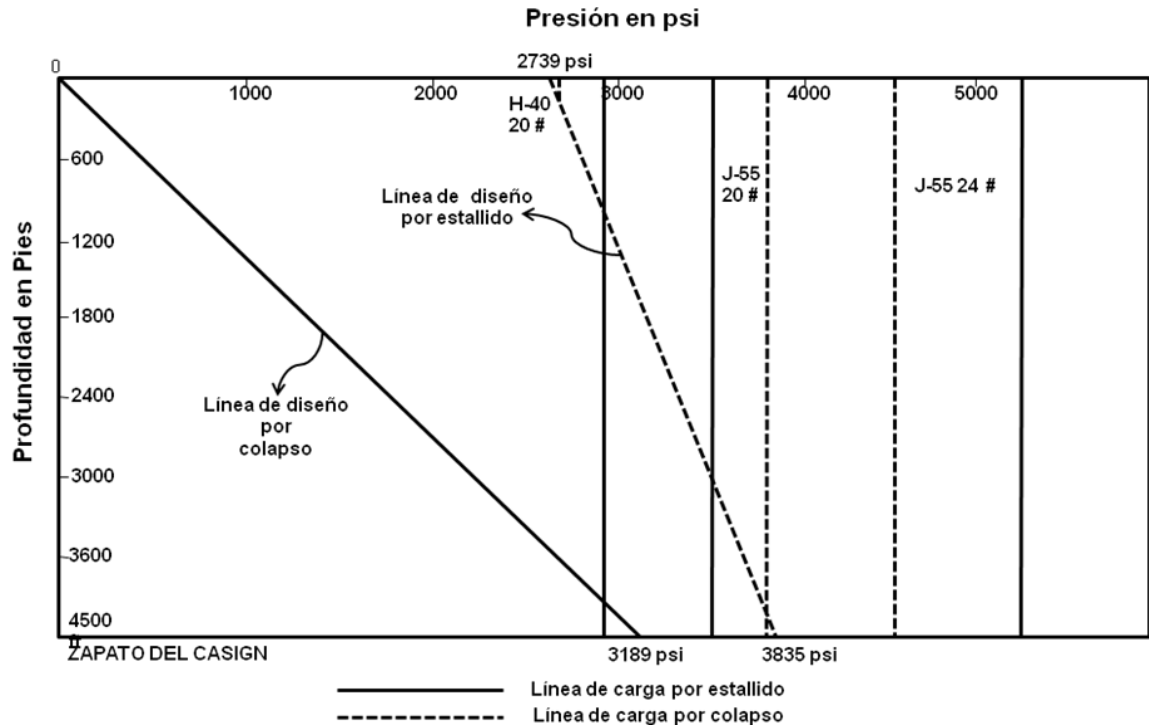
5.5.10.2.2 Estallido (Burst)

En la mayoría de los casos, la producción de hidrocarburos vía tubing es sellada por un empaque como se puede apreciar en la figura 59. En condiciones ideales, solo el Casing por encima del zapato estará bajo la presión de estallido o ruptura. El Casing de producción debe soportar la presión de estallido o ruptura en caso que el tubing falle, es por esto, que debe ser diseñado bajo el peor escenario posible. Para esto se tendrán las siguientes suposiciones⁵¹:

- 1.El pozo productor tiene una presión de fondo igual a la presión de poro de la formación y el fluido de producción es gas.
- 2.Tubing de producción presenta fuga de gas.
- 3.El peso específico del fluido en el anular entre el tubing y el Casing es el mismo que el fluido de perforación en el pozo cuando la sarta se corrió.

⁵¹ Ibid., p. 143.

Figura 60. Selección del tipo de Casing de producción basado en las cargas de colapso y estallido.



Fuente. Los autores.

4. El peso específico del fluido fuera del Casing es el del fluido de perforación pero deteriorado, como el peso específico del agua salada.

$$\text{Presión de Estallido en el zapato del Casing} = \text{Presión de interna} - \text{Presión externa a 4200 ft}$$

$$\text{Presión de Estallido en el zapato del Casing} = 3189 - 4500 \times 0.465$$

$$\text{Presión de Estallido en el zapato del Casing} = 1097 \text{ psi}$$

$$\text{Presión de Estallido en superficie} = \text{Presión de interna} - \text{Presión externa}$$

$$\text{Presión de Estallido en superficie} = 3189 - 4500 \times \text{gradiente del fluido de invasión}$$

$$\text{Presión de Estallido en superficie} = 3189 - 4500 \times 0.1 = 2739 \text{ psi}$$

En el caso propuesto de fuga por el tubing de producción la presión de estallido en superficie ahora actúa en el fluido empaquetado entre el Casing y tubing; vea figura 59. Es por esto, que el cálculo de la presión de estallido debe modificarse a continuación.

(a)

Presión de Estallido en el zapato

$$= \text{Presión dd superficie} + \text{Presión hidrostática del fluido empaquetado} - \text{Presión externa}$$

$$\text{Presión de Estallido en el zapato} = 2739 + (13.63 \times 0.052 \times 4500) - 2093$$

$$\text{Presión de Estallido en el zapato} = 3835 \text{ psi}$$

(b)

$$\text{Presión de Estallido en superficie} = 2739 \text{ psi}$$

La línea de estallido es dibujada entre 2739 psi en la superficie y 3835 psi a 4500 ft, como se muestra en la figura 60. En la tabla 32 se muestra la resistencia a los distintos grados de Casing 6-5/8” ajustados con un factor de seguridad de 1.1.

Tabla 32. Resistencia a la presión interna para el Casing de producción.

Resistencia a la presión interna a los Casing de 6-5/8”			
Grado	Peso (lb / ftg)	Resistencia al Estallido (psi)	
		FS = 1	FS = 1.1
J-55	20	4180	3800
J-55	24	5110	4645
H-40	20	3040	2764

Fuente: Modificado por los autores de Adams, N.J. “Drilling Engineering. A Complete Well Planning Approach”. PennWell Books. Tulsa, Oklahoma. 1985.

Se observa en la grafica 60 como la resistencia a la presión interna del grado H-40 de 20 #/ft no cumple para profundidad mayor a 847 ft debido a que la presiones internas que se presentarían en el Casing serían mayores a la resistencia de este tipo de Casing (2764 psi) a medida que la profundidad aumenta; por seguridad tomaremos una profundidad menor a la que fallaría el Casing y sería de 750 ft. Por lo cual, a partir de dicha profundidad se utilizaría el Casing de producción de grado J-55 y de un peso nominal de 20 lb/ft que cumple hasta la profundidad.

Como se dijo anteriormente se seleccionará basado en los costos y el Casing de menor peso es más barato por lo cual el Casing de producción que se utilizarán establecidos mediante el diseño por presiones de colapso y estallido se muestra en la siguiente tabla:

Tabla 33. Casing de superficie basado en las cargas de colapso y estallido.

Casing de superficie más económico basado en las cargas de colapso y estallido			
Grado	Peso (lb / ftg)	Coupling	Longitud (ft)
H-40	20	STC	0 – 100
J-55	20	TS	100 - 4350
J-55	24	TS	4350 - 4500

Fuente: Modificado por los autores de Adams, N.J. "Drilling Engineering. A Complete Well Planning Approach". PennWell Books. Tulsa, Oklahoma. 1985.

5.5.10.2.3 Tensión

El procedimiento para el cálculo de las cargas por tensión es el mismo que en el Casing de superficie (5.5.10.1.3).

Tabla 34. Cargas totales por tensión en el Casing de producción.

Cargas totales por tensión en el Casing de producción						
(1) Profundidad (ft)	(2) Grado y peso (lb/ft)	(3) Peso en boyanza (1000 lbf) (L) x W _n x FB (0.791)	(4) Peso acum. (1000 lbf)	(5) Carga por arrastre (1000 lbf) 3200 W _n	(6) Tensión total (1000 lbf) (4) + (5)	(7) $FS = \frac{Yp}{(6)}$
4350-4500	J-55, 24	2.8476	2.8476	76.8	79.6476	$\frac{382}{79.6476} = 4.79$
100-4350	J-55, 20	67.235	70.0826	64	134.0826	$\frac{315}{134.0826} = 2.35$
0-100	H-40, 20	1.582	71.6646	64	135.6646	$\frac{229}{135.6646} = 1.69$

Fuente. Modificado de RABIA, H. "Oilwell Drilling Engineering. Principles and Practice". Londres, Graham & Trotman Limited, 1985.

Los valores obtenidos del factor de seguridad para el Casing de grado H-40 de peso nominal de 20 lb/ft no cumple con el factor de seguridad de 1.8 propuesto en la literatura por lo que no cumple con el diseño para cargas por tensión, es por esto que los 100 ft de este tipo de Casing debe reemplazarse con el tipo de Casing próximo que sería el J-55 de 20 lb/ft. Los demás tipos de Casing se observa que el valor es mayor al factor de seguridad 1.8 por lo cual se puede concluir que el diseño cumple con los requerimientos de presión interna, colapso y tensión. La selección definitiva del Casing de producción se muestra en la siguiente tabla:

Tabla 35. Selección del Casing de producción.

Casing de superficie			
Grado	Peso (lb / ftg)	Coupling	Longitud (ft)
J-55	20	TS	0 - 4350
J-55	24	TS	4350 - 4500

Fuente: Modificado por los autores de ADAMS, N.J. "Drilling Engineering. A Complete Well Planning Approach". PennWell Books. Tulsa, Oklahoma. 1985.

5.5.11 Programa de cementación

La cementación es un procedimiento integral para la perforación de un pozo de aceite. El cemento es utilizado para asegurar la sarta de Casing y aislar zonas para propósitos de producción, así como para resolver varios problemas presentes en el hueco. Un programa apropiadamente propuesto es esencial para perforar un pozo con éxito.

Entre las funciones del cemento se encuentran⁵²:

- Restricción en el movimiento de los fluidos entre las zonas permeables y el pozo.
- Proveer un soporte mecánico a la sarta de Casing.
- Dar soporte a las paredes de la cara de pozo (en conjunto con el Casing) para evitar colapso de las formaciones.
- Proteger al Casing de la corrosión por formaciones con alto contenido de sulfuros.

⁵² Ibid., p. 147.

5.5.11.1 Clases y tipos de cemento⁵³

- **Clase A.** Utilizado en un rango de profundidades entre 0-6000 ft y de menos de 170 °F de temperatura; utilizado cuando no se requiere de propiedades especiales en el pozo. Económico comparado con los demás tipos de cemento.
- **Clase B.** Hecho para profundidades entre 0-6000 ft y temperaturas menores a 170°F. Utilizado cuando se requiere una alta resistencia a los sulfatos. Más costoso que el clase A pero mucho más económico que los cementos tipo Premium.
- **Clase C.** utilizado a profundidades entre la superficie y 6000 ft y un rango de temperatura menores a 170°F. Propuesto para zonas someras donde se presentan fuerzas bastante grandes.
- **Clase D.** Profundidades entre 6000 – 10000 ft, bajo condiciones de altas temperaturas y presiones. Disponible con ambas resistencia a los sulfatos, alta y moderada; más costoso que el cemento portland.
- **Clase E.** Diseñado para usos en profundidades entre 10000-14000 ft, bajo condiciones de altas temperaturas y presiones. Disponible con resistencia alta a los sulfatos así como moderada.
- **Clase F.** Para profundidades entre 10000 – 16000 ft, utilizado bajo condiciones extremas de temperaturas (230-320°F) y presiones. Disponible con ambas resistencia a los sulfatos.

⁵³ Adams, N.J. Op. cit., p. 140.

- **Clase G y H.** Utilizado en un rango de profundidades entre 0-8000 ft y temperaturas en el rango de los 200°F. son cementos compatibles con aceleradores o retardadores.
- **Clase J.** Profundidades entre 12000 y los 16000 ft y rango de temperatura de 170 a 320°F. Compatible con aceleradores y retardadores. No fragua a temperaturas menores de 150°F.

Cada tipo de cemento tiene un porcentaje de componente dependiendo su aplicabilidad, estos porcentajes de los compuestos se muestran en la siguiente tabla:

Tabla 36. Composición del cemento API.

Composición del cemento API						
Tipo	Componentes %				Finura cm ² /g	Relación agua/cemento
	C ₃ S	C ₂ S	C ₃ A	C ₄ AF		
A	53	24	8	8	1500-1900	0.46
B	47	32	3	12	1500-1900	0.46
C	70	10	3	13	2000-2400	0.56
D	26	54	2	12	1100-1500	0.38
G	52	32	8	12	1400-1600	0.44
H	52	32	8	12	1200-1400	0.38
J	53.8		38.8		1240-2480	0.44
	SiO ₂		CaO			0.435

Fuente. ADAMS, N.J. "Drilling Engineering. A Complete Well Planning Approach". PennWell Books. Tulsa, Oklahoma. 1985.

El rendimiento del cemento, en pies cúbicos por saco, es el volumen que ocupará por el cemento seco, agua y aditivos cuando la lechada es mezclada acorde a las especificaciones del diseño. Este rendimiento variará, dependiendo del tipo de cemento (tabla 37). Un factor que afecta en gran medida el rendimiento del cemento es la densidad, ya que grandes cantidades de agua deben añadirse para alcanzar cementos de bajo peso que no fracturen las zonas someras y zonas frágiles. La densidad del cemento es un criterio importante de diseño. Debe ser significativa para prevenir patadas y reventones en el pozo, pero no causar pérdidas de circulación.

Tabla 37. Propiedades del cemento API.

Propiedades del cemento API				
Tipo	Agua de mezcla Gal/saco	Densidad lb/gal	Volumen de la lechada ft ³ /saco	Tiempo de fraguado, 113°F,hr
A	5.2	15.6	1.18	2 ^{1/2}
C	6.3	14.8	1.32	1 ^{3/4}
G	5.0	15.8	1.15	1 ^{3/4}
H	4.3	16.5	1.05	2

Fuente. ADAMS, N.J. "Drilling Engineering. A Complete Well Planning Approach".

PennWell Books. Tulsa, Oklahoma. 1985.

Basándose en los rangos de aplicabilidad de cada tipo de cemento y el propósito para el cual cada uno fue diseñado, escogemos el cemento tipo A debido a que la profundidad del pozo propuesto (4500 ft) entra en el rango de 0 a 6000 ft y la temperatura no sobrepasa los 170°F que soporta este tipo de cemento.

El pozo no requiere propiedades específicas tales como alta resistencia a los sulfatos o que sea compatible con aceleradores o retardadores ya que la profundidad del pozo no es lo suficientemente grande para tener en cuenta los cementos con estas propiedades de soportar altas presiones o temperaturas elevadas; es por esto que el cemento tipo A es mucho más económico que los cementos premium esta es la razón de mayor peso en la selección del cemento a utilizar. Las propiedades del cemento tipo A se pueden apreciar en la tabla 41.

5.5.11.2 Diseño de la lechada para cada revestimiento⁵⁴.

A continuación se presentan los datos y cálculos inherentes a la preparación de la lechada de cemento según el revestimiento a cementar,

5.5.11.2.1 Revestimiento de superficie

Datos:

- Longitud sementada = 600 ft.
- Profundidad de asentamiento del Casing = 600 ft.
- Diámetro externo del Casing = 9-5/8”.
- Diámetro del hueco = 12-1/4”.
- Densidad del lodo = 11.36 lb/gal.
- Posición del cuello flotador = 60 ft por encima del zapato.
- Factor de exceso de cemento = 30%

Las capacidades del Casing y el espacio anular se obtienen de las tablas de Halliburton “Casing – Cementing Tables 1972” y son:

- Capacidad del Casing = 3.2470 gal/ft
- Capacidad del anular = 2.3428 gal/ft

⁵⁴ CAPACHO, C.A. y VARGAS E. Op. Cit., p. 134.

El tipo de cemento seleccionado es el tipo A (API) como se explicó con anterioridad y las propiedades de la lechada son:

Tabla 38. Propiedades de la lechada seleccionada.

Propiedades de la lechada			
Porcentaje de Bentonita (%)	Cantidad máxima de agua (gal/saco)	Densidad de la lechada (lb/gal)	Volumen de la lechada (ft ³ /saco)
0	5.2	15.6	1.18

Fuente. Modificado de ADAMS, N.J. "Drilling Engineering. A Complete Well Planning Approach". PennWell Books. Tulsa, Oklahoma. 1985.

Cálculos,

- Volumen de lechada en el revestimiento = 60 ft x 3.2470 gal/ft
= 194 gal.
- Volumen de lechada en el espacio anular = 600 ft x 2.3428 gal/ft x 1.30
= 1827 gal.
- Volumen requerido de lechada = 1827 + 194 = 2021 gal.
- Volumen absoluto de cemento = 3.58 + 5.2 = 8.78 gal/saco.
- Número requerido de sacos de cemento de 94 lbs = $\frac{2021 \text{ gal}}{8.78 \text{ gal/saco}}$
= 231 sacos de cemento tipo A de 94 lbs.
- Cantidad máxima de agua en la lechada = 5.2 gal/saco x 231 sacos
= 1201 gal x $\frac{1 \text{ bbl}}{42 \text{ gal}} = 29 \text{ Bbl}$ de agua utilizados en la lechada.

5.5.11.2.2 Revestimiento de producción

Datos:

- Longitud a cementar = 0 ft - 4500 ft.
- Longitud cementada = 4500 ft.

- Profundidad de asentamiento del Casing = 4500 ft.
- Diámetro del Casing = 6-5/8”.
- Diámetro del hueco = 8-1/2”.
- Peso del lodo = 13.63 lb/ gal.
- Posición del collar flotador = 60 ft por encima del zapato.
- Factor de exceso de cemento = 45%.

De las tablas de Halliburton “Casing – Cementing Tables 1972” se obtienen las capacidades del Casing y el espacio anular:

- Capacidad del espacio anular = 1.1571 gal/ft.
- Capacidad del revestimiento = 1.4304 gal/ft.
- Capacidad entre revestimientos = 1.4563 gal/ft.

El tipo de cemento es el mismo que el seleccionado para el revestimiento de superficie, cemento tipo A y sus propiedades se encuentran en la tabla 42.

Cálculos:

- Volumen de lechada en el revestimiento = 60ft x 1.4304 gal/ft
= 86 gal.
- Volumen de lechada en el espacio anular = [(3900 ft x 1.1571 gal/ft)
+(600 ft x 1.4563 gal/ft)] x 1.45
= 7811 gal.
- Volumen total de la lechada = 7811 + 86 = 7897 gal.
- Volumen absoluto de cemento = 5.2 + 3.58 = 8.78 gal/saco.
- Número de sacos requeridos de cemento de 94 lbs = $\frac{7811 \text{ gal}}{8.78 \text{ gal/saco}}$
= 899 sacos de cemento de 94 lbs.

- Cantidad máxima de agua en la lechada = 5.2 gal/saco x 899 sacos
 = 4675 gal x $\frac{1 \text{ bbl}}{42 \text{ gal}}$ = 111 Bbl de agua utilizados en la lechada.

5.5.12 Cañoneo

En los últimos estudios realizados al Campo Escuela Colorado, se encuentra uno sobre el cañoneo óptimo para los pozos de este campo⁵⁵. Los resultados en dicho estudio concluyeron en un tipo de cañón y una densidad de tiro por pie que son los siguientes:

5.5.12.1 Tipo de Cañón

Cañonear con cañón de tipo PowerSpiral de diámetro 1 – 11/16. El cañón PowerSpiral es un sistema diseñado para operaciones de cañoneo con wireline a través del tubing. Este sistema ofrece un sistema que absorbe el material localizado entre las cargas después del choque.

Este material disminuye las ondas del choque durante la detonación, la cual reduce la interferencia carga a carga y minimiza las ondas del choque en el wellbore. Esto incrementa el comportamiento de los disparos a través del wellbore, absorbe el material del choque dejando una cantidad insignificante de detritos en el pozo.

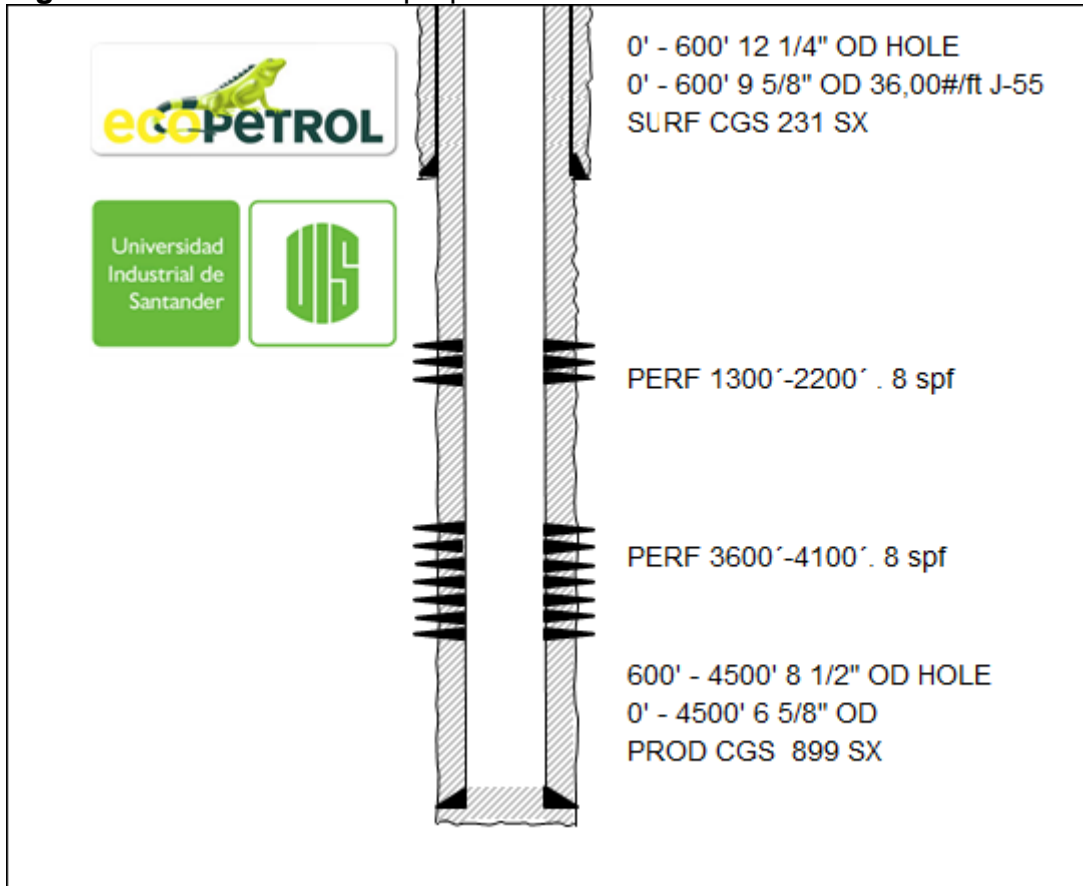
5.5.12.2 Densidad de Tiro por Pie

El cañón PowerSpiral funciona con una densidad de tiros por pie alta de 8 TPP (Tiros por Pie) lo cual garantiza gran penetración en la formación por parte de las cargas.

⁵⁵ ORTIZ, D.P. y DE LA HOZ, M.M." Metodología Para la Selección, Diseño y Ejecución del Cañoneo y/o Recañoneo de Pozos de Bajo Potencial. Aplicación Campo Colorado". Trabajo de grado Ingeniera de Petróleos. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander. Facultad de Físico-Químicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos, 2009.

A continuación en la figura 61, se muestra el estado mecánico para el pozo Infill que se propuso anteriormente:

Figura61. Estado mecánico propuesto.



Fuente. Los autores del proyecto.

5.5.13 Equipo de perforación

Muchas compañías se están esforzando más en la selección del equipo de perforación ya que es muy importante para la seguridad, y los costos totales del proyecto.

El proceso apropiado para la selección de un taladro se basa en diseñar las diferentes cargas que tendrá el equipo y seleccionar el más efectivo en el aspecto

económico que satisfaga los requisitos del pozo. Los contratistas proveen información detallada del equipo, cuando se compara esta información con la prognosis del pozo el taladro apropiado puede ser seleccionado⁵⁶.

El sistema de elevación es diseñado basado en la máxima carga que presentará el taladro y esa sería asentar el Casing de 6-5/8" a una profundidad de 4500 ft en un lodo de 13.63 lb/gal, para esto se sigue el siguiente procedimiento:

1. Determinar el peso de la sarta en el aire:

$$\left(20 \frac{\text{lb}}{\text{gal}} \times 4350 \text{ ft}\right) + \left(24 \frac{\text{lb}}{\text{gal}} \times 150 \text{ ft}\right) = 90600 \text{ lb}$$

2. Calcular el factor de boyanza del lodo:

$$\text{FB} = 1 - \frac{W}{65.5}$$

$$\text{FB} = 1 - \frac{13.63}{65.5}$$

$$\text{FB} = 0.791$$

$$\text{Peso boyando} = 90600 \text{ lb} \times 0.791$$

$$= 71664.6 \text{ lb}$$

$$= 35.83 \text{ tons}$$

El equipo debe ser evaluado para asegurarse que cumpla con un factor de diseño, que es especificado a continuación:

⁵⁶ Adams, N.J. Op. cit., p. 153.

Tabla 39. Factor de diseño para cargas por tensión.

Factor de diseño para cargas por tensión	
Rango de cargas calculada, tons.	Factor de seguridad de diseño.
0 – 150	4.00
151 – 500	$4.00 - \left(\frac{R - 150}{350}\right)$
> 501	3.00

Fuente. Modificado de ADAMS, N.J. "Drilling Engineering. A Complete Well Planning Approach". PennWell Books. Tulsa, Oklahoma. 1985.

- Como $R = 35.83$ tons. de la tabla anterior se observa que el factor de seguridad es 4.00.
- Determinar la carga que debe soportar el taladro (gancho):

$$35.83 \text{ tons} \times 4.00 = 143.32 \text{ toneladas}$$

La capacidad de levantamiento del taladro a seleccionar debe soportar este valor de 143.32 toneladas y sobrepasarlo en caso de cualquier evento.

La estructura del equipo de perforación también se diseña para soportar la carga en el gancho, L ; la tensión en la línea rápida, T_f ; y la tensión en la línea muerta, T_D :

$$F_d = L + T_f + T_d$$

La tensión en la línea rápida viene dada por la siguiente relación,

$$T_f = \frac{L}{NE}$$

La línea muerta no se mueve, la tensión se calcula a partir de:

$$T_d = \frac{L}{N}$$

Reescribiendo para la carga de la estructura se tiene que,

$$F_d = L + \frac{L}{NE} + \frac{L}{N}$$

Donde,

N: El número de líneas que componen el sistema de bloques el viajero y el fijo.

E: El factor de eficiencia que viene dado por la siguiente fórmula:

$$E = (0.98)^N$$

Es muy importante recalcar que la fuerza total en la estructura no recae proporcionalmente en sus cuatro apoyos, la carga de cada una de las patas del taladro se resumen a continuación:

Tabla 40. Carga en cada apoyo del taladro.

Carga en cada apoyo del taladro					
Fuente de la carga	Carga Total	Carga en cada apoyo			
		A	B	C	D
Gancho	L	$\frac{L}{4}$	$\frac{L}{4}$	$\frac{L}{4}$	$\frac{L}{4}$
Línea rápida	$\frac{L}{NE}$			$\frac{L}{2NE}$	$\frac{L}{2NE}$
Línea muerta	$\frac{L}{N}$	$\frac{L}{N}$	-	-	-
Total		$L\left(\frac{N+4}{4N}\right)$	$\frac{L}{4}$	$\frac{L(E \times N + 2)}{4 \times E \times N}$	$\frac{L(E \times N + 2)}{4 \times E \times N}$

Fuente. Modificado de ADAMS, N.J. "Drilling Engineering. A Complete Well Planning Approach". PennWell Books. Tulsa, Oklahoma. 1985.

La carga en A es el mayor cuando $E > 0.5$. Por lo cual, la carga máxima de la estructura del taladro se define como cuatro veces la fuerza en la pata más débil.

$$Fd = 4L \left(\frac{N + 4}{4N} \right)$$

$$Fd = L \left(\frac{N + 4}{N} \right)$$

Asumiendo un valor de N de 6 se obtiene,

$$Fd = 71664.6 \left(\frac{6 + 4}{6} \right)$$

$$Fd = 119441 \text{ lb}$$

El taladro suministrado por la compañía contratista debe seleccionarse teniendo en cuenta las cargas presentes en el gancho y la carga presente en la estructura. La selección como tal del equipo se deja en manos de los ingenieros contratistas pero debe cerciorarse que cumpla con los requisitos de cargas que presentará durante la operación.

6. ANÁLISIS ECONÓMICO DEL PROYECTO

En el momento del desarrollo de un campo maduro, la decisión de invertir y donde invertir es siempre una de las más difíciles, y esta se fundamenta en la aplicación de un análisis de tipo económico-financiero y de diversas técnicas de gestión y evaluación de proyectos.

El análisis económico es el estudio de todos los factores que afectan la economía de un proyecto, medidos en unidades monetarias. Este tipo de análisis, implica el estudio detallado de los costos para iniciar un proyecto y de mantenerlo funcionando en condiciones óptimas de operación, y además las ganancias que se pueden obtener del desarrollo del mismo, y si es o no conveniente llevarlo a cabo.

El principal objetivo del estudio económico de un proyecto, es determinar la alternativa de inversión más adecuada, más confiable, y con mayores ingresos para obtener la mejor rentabilidad; para que esto sea un éxito es necesario desarrollar la evaluación económica teniendo en cuenta las siguientes tres etapas:

1. Estimar la inversión neta o inicial constituida por los costos de desarrollo del proyecto.
2. Estimar los flujos de efectivo generados durante la vida del mismo.
3. Evaluar la conveniencia de este de acuerdo con la comparación de la inversión neta, los flujos de efectivo y el uso de los métodos establecidos para ello.

6.1 Inversión neta o inicial

La inversión neta o inicial, se define como la suma total de los costos de desarrollo, promoción y construcción del proyecto. Existen dos escenarios distintos en los que la inversión inicial puede ser calculada: el primero es aquel en que el desarrollo físico del proyecto no existe y el segundo aquel que existiendo, va a ser modificado⁵⁷.

Para el cálculo de la inversión inicial se suman los costos que van a incurrir en el desarrollo del proyecto. Se pueden considerar los siguientes puntos asociados con el proyecto como: el valor de la infraestructura, los costos de instalación, los gastos de entrenamiento entre otros y el beneficio o pérdida fiscal ocasionado por la venta de bienes que ya han estado en uso.

La ecuación que representa la inversión inicial es la siguiente:

$$\begin{aligned} \text{Inversión neta o inicial} &= \text{Costos de desarrollo} \\ &+ \text{Costos de promoción} \\ &+ \text{Costos de construcción} \\ &+ \text{Costos de instalación} \\ &+ \text{Gastos de entrenamiento} \\ &- \text{Ganancia neta por la venta del bien usado.} \end{aligned}$$

6.2 Flujo de efectivo

El flujo de efectivo, es la secuencia de entradas y salidas de capital durante el tiempo de ejecución del proyecto. A fin de representar esta operación, suelen presentarse tales valores sobre un segmento de recta que tenga como longitud el

⁵⁷ AFANADOR, Carlos. y DELGADO, Luis. "Viabilidad Técnica y Económica de la Perforación Under Balance Aplicada al Campo Escuela Colorado". Trabajo de grado Ingeniero de Petróleos. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander. Facultad de Físico-Químicas. Escuela Ingeniería de Petroleos, 2008.

tiempo que dura la operación medido en periodos, como se observa en la figura 62. En la estimación del flujo de efectivo, se deben considerar factores como los ingresos, los gastos generados por la inversión, los costos de operación, el beneficio fiscal asociado a la depreciación y los impuestos asociados al desarrollo del proyecto.

Figura 62. Representación del flujo de efectivo.



Fuente. AFANADOR, Carlos. y DELGADO, Luis. “Viabilidad Técnica y Económica de la Perforación Under Balance Aplicada al Campo Escuela Colorado”. Trabajo de grado Ingeniero de Petróleos. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander. Facultad de Físico-Químicas. Escuela Ingeniería de Petróleos, 2008.

Los ingresos es el dinero que le está entrando al proyecto, como ganancia o producción, dinero recibido por venta de equipos, exportaciones, entre otros; mientras que los egresos es el dinero gastado por el proyecto o que se debe pagar como son compra de equipos, mantenimiento y operación, impuestos, regalías, etc.

La ecuación que representa el flujo de efectivo es la siguiente:

$$\text{Flujo de caja} = \text{Ingresos} - \text{Egresos} - \text{Impuestos} - \text{Depreciación}$$

6.3 Costos

En el análisis económico de un proyecto, se debe hacer un estudio minucioso de cada una de las variables que influyen en el mismo. Una variable muy importante a la hora de invertir en un proyecto son los costos, los cuales varían en función del nivel de uso o de producción. Costo es el sacrificio, o esfuerzo económico que se debe realizar para lograr un objetivo. Es necesario clasificar los costos de acuerdo a categorías o grupos, de manera tal que posean ciertas características comunes para poder realizar los cálculos, el análisis y presentar la información que puede ser utilizada para la toma de decisiones de inversión del capital⁵⁸.

Según el área donde se consumen:

- Costos de Producción
- Costos de Distribución
- Costos de Administración
- Costos de financiamiento

Según su identificación:

- Directos
- Indirectos

Según control que se tiene sobre su consumo:

- Costos Controlables
- Costos no Controlables

Según su importancia en la toma de decisiones:

- Costos Relevantes
- Costos no Relevantes

⁵⁸ ORTIZ, D.P. y DE LA HOZ, M.M. Op. cit., p. 159.

Según su comportamiento:

- Costos fijos
- Costos variables

6.4 Impuesto

Los impuestos son prestaciones, por lo general en dinero, al estado y demás entidades de derecho público, que las mismas reclaman, en virtud de su poder coactivo, en forma y cuantía determinadas unilateralmente y sin contraprestación especial con el fin de satisfacer las necesidades colectivas. Se usan generalmente, dos tipos de impuestos: los directos y los indirectos⁵⁹.

Los impuestos directos se aplican sobre el patrimonio, afectando principalmente los ingresos o pertenencias como la propiedad de maquinaria o terrenos de explotación; mientras que los impuestos indirectos afectan a personas distintas a quien produce el bien o presta el servicio. En otros términos, la carga de este impuesto se traslada a quienes los adquieren o recibe. Dentro de éstos se encuentran los impuestos al valor agregado (IVA, impuesto al consumo de las personas y de las empresas), y los impuestos especiales a gasolinas y combustibles.

La industria petrolera, se ve afectada principalmente por dos impuestos directos que son: las regalías y el impuesto sobre la renta. Las regalías petroleras son el derecho que tiene el Estado, sobre el producto resultante de la explotación de los recursos petrolíferos de su propiedad. Se determinan como un porcentaje del volumen bruto explotado (ya sea entregado en especie o el equivalente en dinero). Por razones históricas, dicho porcentaje varía según el sistema de explotación del recurso.

⁵⁹ Colombia. CONGRESO DE LA REPÚBLICA. Art. 2 de la Ley 58 (17, diciembre, 2003). General Tributaria Bogotá, D. C., 2003.

Actualmente, el sistema de regalías se rige en base a la Ley 756 de 2002, por la cual se modifica la Ley 141 de 1994, se establecen criterios de distribución y se dictan otras disposiciones. El impuesto sobre la renta, es de tipo nacional y se paga al fisco en función del resultado de la actividad financiera de las empresas petroleras en un año. Es la principal fuente de recaudo de impuestos en la actividad de producción de petróleo.

6.5 Evaluación de la conveniencia del proyecto

Una vez conocida la inversión neta o inicial y los flujos de efectivo periódicos que se espera que el proyecto genere, se utilizan diferentes criterios para determinar si un proyecto es conveniente o se debe rechazar desde el punto de vista económico.

Existen diferentes métodos para el análisis económico de inversiones entre los cuales, los que comúnmente se utilizan por ser efectivos y fáciles de aplicar para los análisis de proyectos son: el valor presente neto (VPN), las tasas de rendimiento económico (Tasa interna de retorno (TIR) y tasa promedio de retorno (TPR)) y el tiempo de recuperación de la inversión o payback time.

Generalmente, se emplean estas medidas económicas, pero la evaluación económica no se debe basar en una sola, ya que cada una proporciona un factor distinto de análisis; se requiere la evaluación separada de cada uno de estos métodos para poder analizar y comparar los diferentes resultados obtenidos.

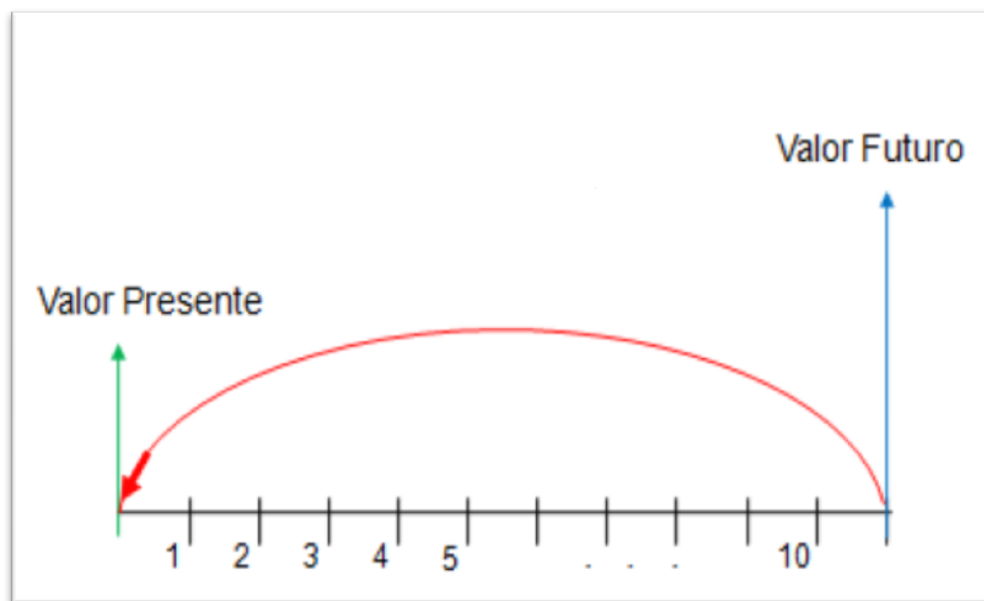
6.5.1 Valor presente neto (VPN)

El valor presente neto (VPN), es un procedimiento que permite calcular el valor presente de un determinado número de flujos de caja futuros (ver figura 63). El método consiste en calcular el valor presente (VP) del flujo de ingresos que se espera genere el proyecto, menos el costo asociado con llevarlo a cabo y que se

asume se paga al inicio del proyecto. Este método, además, descuenta una determinada tasa o tipo de interés igual para todo el período considerado.

Dado el flujo de caja de un proyecto o alternativa de inversión, se define el valor presente (VP), como la forma de valorar todos los recursos económicos gastados y generados a lo largo de la vida útil de un proyecto y de comparar los costos y beneficios actuales con los futuros.

Figura 63. Representación del valor presente.



Fuente: AFANADOR, Carlos. y DELGADO, Luis. "Viabilidad Técnica y Económica de la Perforación Under Balance Aplicada al Campo Escuela Colorado". Trabajo de grado Ingeniero de Petróleos. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander. Facultad de Físico-Químicas. Escuela Ingeniería de Petróleos, 2008.

Los factores que deben tenerse en cuenta al calcular el valor presente de un proyecto son: la vida útil del proyecto, el flujo de caja, es decir el valor presente de los ingresos y egresos en el tiempo, valor comercial o ingreso que se obtiene al final de la vida útil del proyecto y una tasa de descuento o tasa de oportunidad, la cual puede ser constante o variable, ya que en esta tasa está presente de alguna manera, el factor de riesgo y el de liquidez.

La ecuación general para hallar el valor presente neto de un proyecto es igual a:

$$VPN = \sum_{n=0}^N \frac{\text{Flujo de caja}}{(1+i)^n}$$

Donde el flujo de caja es igual a la ganancia neta menos los impuestos:

$$\text{Flujo de caja} = \text{Ganancia Neta} - \text{Impuestos}$$

$$\text{Ganancia Neta} = I_n - E_n$$

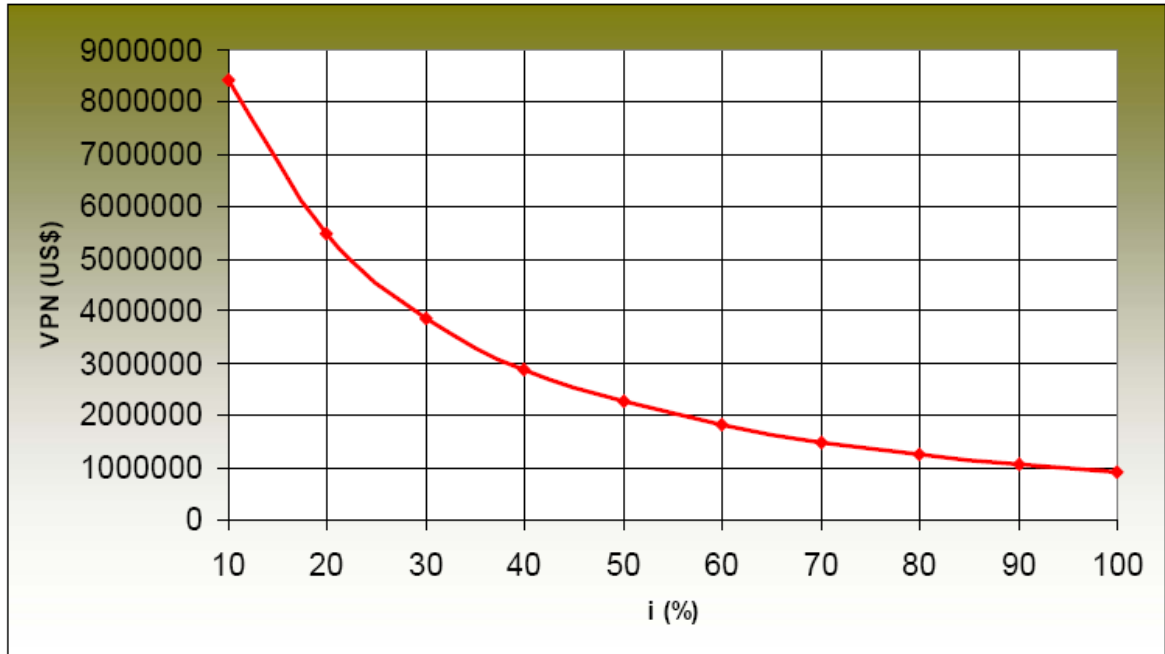
I_n representa los ingresos y E_n representa los egresos. E_n se toma como valor negativo ya que representa los desembolsos de dinero. N es el número de periodos considerados (el primer periodo lleva el número 0, no el 1). El valor $I_n - E_n$, indica los flujos de caja estimados de cada periodo. El tipo de interés es i , que es igual al porcentaje al que está invertido un capital en una unidad de tiempo. Entre menor es la tasa de interés, mayor es el valor presente neto y así, entre mayor es este, más conveniente será el proyecto para inversión. La aceptación o rechazo de un proyecto depende directamente de la tasa de interés que se utilice.

Cuando el valor presente neto es positivo, el proyecto es viable ya que cubre la inversión y genera beneficios adicionales. Cuando el valor presente neto es negativo, el proyecto debe rechazarse ya que los beneficios esperados no cubren la inversión inicial. Cuando el valor presente neto es igual a cero, es indiferente aceptar o no el proyecto.

El valor presente neto (VPN) es inversamente proporcional a la tasa de interés, por lo cual disminuye a medida que esta aumenta, de acuerdo con la figura 64.

También se observa, que a ciertas tasas, se pueden obtener valores negativos de VPN, según sea el caso.

Figura 64. Comportamiento del VPN con relación a la tasa de interés.



Fuente: AFANADOR, Carlos. y DELGADO, Luis. “Viabilidad Técnica y Económica de la Perforación Under Balance Aplicada al Campo Escuela Colorado”. Trabajo de grado Ingeniero de Petróleos. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander. Facultad de Físico-Químicas. Escuela Ingeniería de Petróleos, 2008.

6.5.2 Tasa de rendimiento económico

El método de las tasas de rendimiento económico, permite determinar el porcentaje de utilidad o ganancia que se recibe por la inversión de capital, ya sea antes o después de impuestos. La determinación o cálculo de la tasa de rendimiento económico, no se puede efectuar matemáticamente y, por lo tanto, solo se puede hacer por prueba y error planteando ecuaciones de valor presente. Las tasas de rendimiento económico que se utilizan para determinar la viabilidad económica de los proyectos son la tasa interna de retorno (TIR) y la tasa promedio de retorno (TPR).

6.5.2.1 Tasa interna de retorno (TIR)

La TIR es un método que considera el valor del dinero en el tiempo y determina la tasa de rendimiento, en la cual el valor presente neto de un proyecto es igual a

cero, es decir, la tasa que equilibra el valor presente de los ingresos con el valor presente de los egresos.

El cálculo se lleva a cabo hallando la tasa de interés, en la cual la suma del valor presente de los flujos de caja, es igual a la inversión inicial. La ecuación que representa esto es:

$$0 = -C + \sum_{n=0}^N \frac{\textit{Flujo de caja}}{(1+i)^n}$$

Donde:

C = inversión inicial.

La tasa interna de retorno es utilizada con frecuencia en la evaluación de alternativas de inversión. El criterio para la aplicación del TIR en la selección de alternativas es: Si el TIR es mayor que i_o el proyecto se acepta, si el TIR es menor que i_o el proyecto se rechaza y si el TIR es igual a i_o el proyecto es indiferente aceptarlo o rechazarlo; siendo i_o la tasa de oportunidad del inversionista, que es una tasa netamente personal o individual, que depende exclusivamente de la persona o entidad inversionista y no del flujo de caja de la inversión.

6.5.2.2 Tasa promedio de retorno (TPR)

La tasa promedio de retorno, es aquella tasa que representa la forma como se va a recuperar la inversión, en relación con los flujos de caja anuales. Este método relaciona el flujo promedio anual de efectivo y la inversión inicial, mostrando una tasa de rendimiento promedio del proyecto. Este criterio se aplica generalmente cuando se tienen varios proyectos, y se elige aquel con mayor tasa de rendimiento. Para el caso de un solo proyecto, la tasa promedio de retorno es equivalente a la tasa con que se recuperara la inversión a lo largo de la vida de este. Es decisión del inversionista, determinar si la tasa promedio de retorno es la adecuada a la hora de aceptar el proyecto o si es preferible rechazarlo. La fórmula para calcular la tasa promedio de retorno o TPR es la siguiente:

$$TPR = \frac{\sum_{t=1}^N \text{Flujos de caja}}{\text{Número de años (n)} \cdot \text{Inversión inicial}}$$

Donde:

t = periodos de tiempo que van desde 1 hasta n, dados en años.

La principal ventaja de este método es que es un método simple de usar y no requiere de procedimientos complicados, pero, así mismo presenta desventajas como el hecho de no considerar el valor del dinero en el tiempo y dar por supuesto utilidades constantes al establecer un promedio.

6.5.3 Tiempo de recuperación de la inversión o *payback* Time

El tiempo de recuperación de la inversión, también conocido como *payback time*, es el tiempo en el cual se recupera el dinero que se invirtió inicialmente en un negocio o proyecto, es decir, para que los flujos de caja netos positivos sean iguales a la inversión inicial.

También se puede considerar, como el tiempo que le toma a la operación del negocio o proyecto generar el suficiente flujo de efectivo para compensar o cubrir la inversión realizada. En los países donde la situación política y económica es inestable, debido a que lo importante para una empresa en un principio es la recuperación de la inversión.

Existen dos formas de calcular el tiempo o periodo de recuperación. La primera forma se conoce como tiempo de recuperación simple y la segunda forma se conoce como tiempo de recuperación ajustado.

6.5.3.1 Tiempo de recuperación simple o *payback simple*

Este método, considera los flujos de efectivo sin tomar en cuenta el valor del dinero en el tiempo; por lo tanto, considera erróneamente, el hecho de que un dólar hoy vale igual que un dólar mañana.

La metodología de cálculo del tiempo de recuperación simple, consiste en comparar directamente los flujos de efectivo operativos netos generados por el negocio o proyecto, con la inversión neta, para determinar el periodo (número de años, meses, semanas o días), que se requiere para que los ingresos, sean igual al dinero que se invirtió para iniciar y mantener operando este.

La ecuación para el cálculo del tiempo de recuperación simple o *payback* simple es la siguiente:

$$\textit{Payback Simple} = \frac{\textit{Inversión inicial}}{\textit{Flujo de efectivo anual}}$$

El criterio de tiempo de recuperación simple, presenta ventajas como, el hecho de que es un método fácil de calcular, y da una medida (en tiempo) del riesgo del negocio o proyecto; pero presenta una gran desventaja, que es el hecho de no considerar el valor del dinero en el tiempo.

6.5.3.2 Tiempo de recuperación ajustado o *Payback* ajustado

A diferencia del *payback* simple, este método considera el valor del dinero en el tiempo, comparando el valor presente de cada uno de los flujos de efectivo operativos netos con el valor presente de la inversión neta requerida. Es decir, este método calcula el tiempo que se necesita para que el dinero que entra al negocio, ajustado por su valor en el tiempo, sea igual al monto originalmente invertido, también ajustado por su valor en el tiempo. Este método proporciona una medida más precisa que el anterior puesto que incorpora el valor del dinero en el tiempo. Por lo cual será el método que se considerará para la evaluación de la conveniencia del proyecto.

El criterio de decisión utilizando este método, es similar al del tiempo de recuperación simple. Se acepta el negocio o proyecto que tenga el menor tiempo ajustado de recuperación de la inversión. Este tiempo depende de la tasa de

interés usada para el cálculo del valor presente, ya que a mayor tasa de interés mayor será el tiempo de recuperación ajustado.

La ecuación que se utiliza para determinar el tiempo de recuperación ajustado o *payback* ajustado es la siguiente:

$$\textit{Payback Ajustado} = \frac{\textit{VP inversión inicial}}{\textit{VP flujo de efectivo anual}}$$

Las principales ventajas que ofrece este método son: es fácil su cálculo, da una medida de tiempo del riesgo del negocio o proyecto, considera el valor del dinero en el tiempo del riesgo del negocio o proyecto, considera el valor del dinero en el tiempo y proporciona una medida de liquidez.

6.6 Ingresos

En un proyecto petrolero los ingresos provienen directamente de la venta de crudo, la cual es determinada por la producción del campo y el precio del petróleo. La producción, se evalúa mediante simulación numérica o por los métodos analíticos existentes; y el precio del petróleo se puede predecir por métodos estadísticos o por simulación gaussiana.

6.7 Predicción del precio del petróleo⁶⁰

Para el cálculo del precio del petróleo, se utilizan métodos de predicción, debido a la volatilidad del mismo. Dentro de estos se puede encontrar los métodos convencionales de predicción, los cuales consideran tres casos para cuantificar la incertidumbre: el pesimista, el más probable y el optimista. Estas predicciones de precios se refieren comúnmente como *hockey stick*, en las cuales el precio declina por algún período y luego incrementa paulatinamente. También se utilizan métodos probabilísticos como el *bootstrap*, los cuales son tediosos de calcular; y

⁶⁰AFANADOR. Op. cit., 166.

métodos estadísticos, como la simulación secuencial gaussiana, que utiliza la distribución y variabilidad histórica del precio.

En la industria, se hace un manejo de la incertidumbre que tiene el precio futuro del crudo, comúnmente con el método de simulación de Montecarlo, el cual hace un análisis de sensibilidad, análisis de escenarios y probabilidad.

Además, hay que tener en cuenta que el crudo se valora inicialmente dependiendo de su sitio de origen y el mercado en que se va a negociar o entregar, seguidamente se cotiza según algunas propiedades físicas y químicas que a la larga determinan su precio, la primera es la gravedad API y la segunda es el contenido de azufre. De acuerdo a la primera, se determina si el crudo es liviano, medio, pesado o extra pesado; y de acuerdo a la segunda, se valora como dulce si el contenido de H_2S y CO_2 es menor al 0.5%, y ácido si sobrepasa el 0.5%.

Las transacciones de los volúmenes de crudo producidos a nivel mundial, se valoran en base a un número reducido de crudos que son referencia, para calcular precios y fijar contratos de compra y entrega de crudo. Como se mencionó anteriormente de acuerdo al lugar de origen del crudo y el mercado en que se mueve, su precio se establece de acuerdo a los principales crudos de referencia entre los cuales encontramos el West Texas Intermediate (WTI), Brent Blend, Dubai y el Cesta OPEP.

Cabe notar que, al calcular el precio de un crudo específico se toma un crudo de referencia de acuerdo a las negociaciones en la comercialización de este. Para Colombia, el crudo de referencia es el WTI y el precio de cada uno se toma como una prima o un descuento sobre el valor base dado diariamente en la Nymex, de acuerdo a las características del crudo a negociar comparado con las características básicas del crudo WTI.

6.8 Impuestos para la industria

En la industria petrolera en Colombia, se tienen en cuenta solamente dos impuestos, los cuales son: las regalías y el impuesto de renta.

6.8.1 Regalías

Son los recursos económicos que reciben las entidades territoriales donde se explotan los recursos naturales no renovables, como el petróleo. Se establece sobre el valor de la producción en boca de pozo, y es igual al porcentaje que resulte de aplicar la escala que se presenta en la tabla 41. Para la explotación de hidrocarburos pesados de una gravedad API igual o menor a quince grados (15°), las regalías serán del setenta y cinco por ciento (75%) de la regalía aplicada para hidrocarburos livianos y semi-livianos. Esta disposición se aplicará a la producción proveniente de nuevos descubrimientos, contratos de producción incremental o a los campos descubiertos no desarrollados.

Tabla 41. Escala para determinar las regalías en crudos livianos y semi-livianos.

Escala para determinar las regalías en crudos livianos y semi-livianos	
PRODUCCIÓN DIARIA PROMEDIO MES	PORCENTAJE
Para una producción igual o menor a 5 KBPD	8 %
Para una producción >5 KBPD y ≤125 KBPD.	X %*
Para una producción >125 KBPD ≤400 KBPD	20 %
Para una producción >400 KBPD y ≤600 KBPD	Y %**
Para una producción mayor a 600 KBPD	25 %

Fuente: Colombia. CONGRESO DE LA REPÚBLICA. Ley 756. Ley de Regalías. Bogotá D. C., 2002.

$$* \text{Donde } X = 8 + (\text{producción KBPD} - 5 \text{ KBPD}) * (0.10)$$

$$** \text{Donde } Y = 20 + (\text{producción KBPD} - 400 \text{ KBPD}) * (0.025)$$

6.8.2 Impuesto de Renta

Es un impuesto de orden nacional, directo y de periodo. Esto se debe a que tiene cobertura en todo el país y su recaudo está a cargo de la nación, a través de bancos y entidades financieras autorizadas, grava los rendimientos a las rentas del sujeto o empresa que responde por su pago ante el estado y tiene en cuenta los resultados económicos durante un período determinado; en consecuencia, para su cuantificación se requiere establecer la utilidad (renta) generada por el desarrollo de actividades durante un año.

Este impuesto es la principal fuente de recaudación impositiva en la actividad de producción de petróleo, en Colombia es alrededor del 35%. Este impuesto se aplica al total de los ingresos, menos los costos de operación y mantenimiento y la depreciación.

6.9 Análisis Económico aplicado al Campo Escuela Colorado

6.9.1 Viabilidad económica del proyecto Infill

En base a los conceptos anteriormente nombrados, se realizó una viabilidad económica para un proyecto que constituye la perforación de un pozo infill en el bloque V de la estructura del Campo Escuela Colorado, con el fin de incrementar su factor de recobro.

6.9.2 Descripción del proyecto a evaluar

Con el fin de incrementar la producción y el factor de recobro del Campo Escuela Colorado se propone la perforación de un pozo infill en el bloque V de la estructura de dicho campo; los costos de perforación fueron estimados en base al programa de perforación diseñado y propuesto en el capítulo anterior y en base a costos de

perforación de pozos en la Cuenca del Valle Medio del Magdalena, estimados por la gerencia de yacimientos de ECOPETROL S.A. en la tabla 42 se muestra la inversión necesaria estimada para la perforación de un Pozo *Infill* en el CEC:

Tabla 42. Costos de la perforación del pozo infill.

COSTOS DE LA PERFORACIÓN DEL POZO INFILL *	
INVERSIONES DIRECTAS DE PERFORACION Y TERMINACION	
EQUIPO DE PERFORACION	480.585
MÓVILIZACIÓN, ARME Y DESARME DE EQUIPO	215.800
ARRENDAMIENTO DE EQUIPO ESTACIONARIO	4.000
ALQUILER DE HERRAMIENTAS	51.000
CARRETERAS Y EXPLANACIÓN	52.000
SERVICIO REGISTROS ELÉCTRICOS	52.960
SERVICIO DE CAÑONEO Y PRUEBAS	110.000
INSPECCIÓN Y MANTENIMIENTO DE TUBULARES Y EQUIPOS	518
SERVICIO GEOLOGICO CONTINUO DE LODOS/WELL SITE	21.978
SERVICIO DE INGENIERIA DE LODOS	16.500
SERVICIO DE CEMENTACION	50.533
SERVICIO DE BAJADA DE TUBULARES Y ALQUILER DE ESTABILIZADORES	27.061
SERVICIOS DE SOLDADURA DE CABEZAL	9.287
SERVICIO DE EMPAQUE DE CIRCULACIÓN	23.828
SERVICIOS PROFESIONALES DE SUPERVISION E ING. DE PERFORACION	27.422
SERVICIOS PROFESIONALES DE WELL SITE	7.231
MONITOREO Y SEGUIMIENTO CALIDAD AMBIENTAL	2.000
SERVICIO DE CAMPAMENTO	910
SUMINISTRO DE BROCAS	5.800
Total Inversión Directa	1'159.413
INVERSIONES EN MATERIALES DE PERFORACIÓN Y TERMINACIÓN	
REVESTIMIENTOS	230.000
FLUIDO DE PERFORACIÓN Y COMPLETAMIENTO	59.000
CABEZAL DE POZO	11.200
EQUIPO FLOTACION ESPECIAL	12.130
Total Inversión en Materiales	312.330
Total US \$	1'471.743

Fuente. Los autores del proyecto basados en análisis de costos de perforación realizados por la gerencia de yacimientos de ECOPETROL S. A. para diferentes campos del Valle Medio del Magdalena.

- Es sabido que la estimación de los costos de la perforación de un pozo involucra una gran cantidad de variables y servicios. Para el caso no fueron consideradas estas variables, debido que este no es el objetivo principal de la investigación, por lo cual solo se trató de considerar los costos directos que acarrear la perforación de un pozo. Por otra parte, es obligación de los investigadores aclarar que estos resultados mostrados son aproximaciones, debido a que se calcularon basados en análisis financieros realizados a pozos del área con características similares.

Inicialmente se debe estimar la inversión inicial del proyecto, con el fin de determinar el tiempo de recuperación de la inversión. La perforación del pozo se puede dividir en dos tramos muy importantes, el primero que va desde el nivel del terreno hasta la profundidad de 600', que basados en el historial de perforación de los pozos vecinos, la rata de penetración para este tramo es de 300 pies/día por lo que en este tramo serian necesarios 2 días de perforación para luego bajar revestimiento de 9 5/8" de 40 lb/ft y cementar hasta superficie. Posterior a esto vendría la perforación del segundo segmento hasta la profundidad total que sería 4500 pies; bajando con broca de 8 1/2" con una rata final de penetración de aproximadamente 189 ft/día, lo que implicaría 21 días más de perforación, para un total de 23 días de perforación. Estos cálculos fueron desarrollados por los autores en base a los resultados obtenidos y registrados en los historiales de perforación del los pozos de desarrollo del CEC.

Por lo tanto, considerando un costo promedio del alquiler del taladro por día de US\$ 20.895, se obtiene que el costo final por el servicio del alquiler del equipo es de US\$ 480.585. Los demás costos por servicios, movilización y materiales requeridos para la perforación del pozo son mostrados en la tabla 42 y fueron adaptados en base a análisis económicos realizados a pozos perforados en la Cuenca del Valle Medio del Magdalena los cuales no son mostrados debido que es información confidencial.

6.9.3 Producción inicial del nuevo pozo Infill

La estimación de la producción inicial de aceite para las arenas B1, C1 y C2 del pozo *Infill* propuesto se estableció mediante un análisis de curvas IPR implementando la ecuación propuesta por Pérez y Kelkar⁶¹, la cual permite desarrollar curvas IPR para pozos que producen por gas en solución teniendo en

⁶¹PEREZ, G y KELKAR, B.G. "A new Method to Predict two Phase Pressure Drop Across Perforations". SPE-PE, Febrero 1991, 93-101.

cuenta las pérdidas de presión causadas por las perforaciones⁶². También se consideró, mediante el método de Gilbert⁶³, las pérdidas de presión del flujo en la tubería de producción.

Con lo anterior se obtuvo finalmente la producción inicial en cabeza de pozo, la cual se utilizó como base para la predicción de la producción del mismo. La predicción se realizó declinando la producción inicial al mismo ritmo que declinaron los pozos vecinos, específicamente se utilizó el índice de declinación (D_i) de los pozos 36, 55 y 58 para declinar las arenas B1, C1 y C2 respectivamente y fueron seleccionados debido a que son los pozos más cercanos al pozo *Infill* que reportan producción en las arenas que se propusieron para ser producidas. Los análisis y el procedimiento desarrollado para la predicción de la producción del pozo *Infill* se muestran a continuación.

La predicción de la producción del pozo *Infill*, como se explicó anteriormente, se realizó por medio de la determinación de las curvas IPR; para esto se implementó la metodología propuesta por Pérez y Kelkar, la cual utiliza la siguiente expresión:

$$Q_0 = Q_{max} \left[A_0 + \left(A_1 \left(\frac{P_{wf}}{P_r} \right) \right) + \left(A_2 \left(\frac{P_{wf}}{P_r} \right) \left(\frac{P_{wf}}{P_r} \right) \right) \right]$$

Los valores de las constantes A_0 , A_1 y A_2 se obtienen por medio de las Tablas mostradas a continuación:

En la tabla 44 se encuentra ilustrada la información, especificada por arena, requerida por el método propuesto para el cálculo de los IPR. Las presiones de fondo fluyendo (P_{wf}) y las tasas de producción de aceite (Q_0) se obtuvieron de los historiales de los pozos vecinos, procurando fuesen valores tomados lo más

⁶²SUKAMO, Pudjo y TOBING, Edward. "Inflow Performance Relationship for Perforated Wells Producing from Solution Gas Drive Reservoir". SPE 29312, 1995.

⁶³ NINDH, T.E.W. "Fundamentos de Producción y Mantenimiento de Pozos Petroleros". México: Limusa S.A., 1987.

cercano posible a la puesta en producción del pozo, para tener la mayor representatividad posible. Los datos restantes que son el radio del pozo (Rp) y la densidad de tiros por pie (SPF), con los cuales se obtienen las constantes A₀, A₁ y A₂, fueron tomados de un estudio en el cual se sugiere para el CEC un SPF=8 y un Rp=0,21⁶⁴.

Tabla 43. Valores de las Constantes a partir del Radio de Penetración.

Overbalanced Perforation				
Rp (inches)	SPF	A0	A1	A2
>0.3	2	0,61710	0,26632	-0,86983
>0.3	4	0,77503	0,12529	-0,87781
>0.3	8	0,87333	0,10715	-0,98364
>0.3	12	0,90482	0,08881	-0,96534
>0.3	16	0,91995	0,08072	-0,97117
<=0.3	2	0,33247	0,20784	-0,52487
<=0.3	4	0,57857	0,09956	-0,65332
<=0.3	8	0,73507	0,11547	-0,82687
<=0.3	12	0,79505	0,14935	-0,91988
<=0.3	16	0,83925	0,12038	-0,93283
Underbalanced Perforation				
Rp (inches)	SPF	A0	A1	A2
<=0.3	2	0,64374	0,22082	-0,83782
<=0.3	4	0,79507	0,15189	-0,91899
>=0.19	8	0,92006	0,05473	-0,94102
>=0.19	12	0,93806	0,05464	-0,95875
>=0.19	16	0,95146	0,06546	-0,98175
>0.3	2	0,85540	0,06302	-0,88678
>0.3	4	0,91196	0,07855	-0,95974

Fuente. SUKAMO, Pudjo y TOBING, Edward. "Inflow Performance Relationship for Perforated Wells Producing from Solution Gas Drive Reservoir". SPE 29312, 1995.

⁶⁴ORTIZ, D.P. y DE LA HOZ, M.M. Op. cit., p. 168.

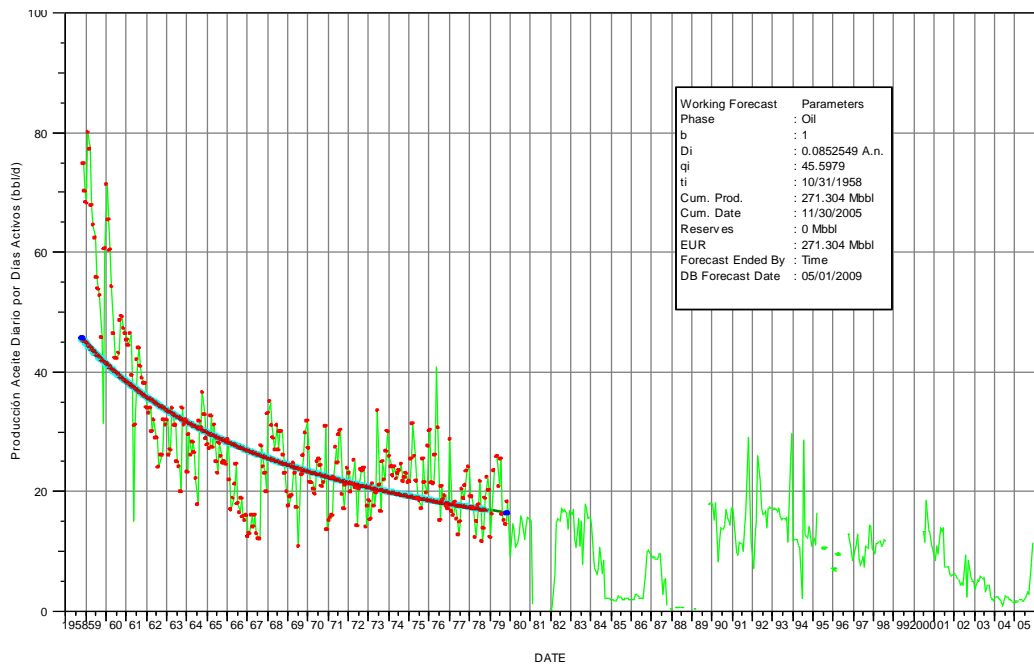
Tabla 44. Parámetros requeridos para el desarrollo de las curvas IPR.

MUGROSA B1	
Presión de Yacimiento (Pr), Psi	800
Presión de Fondo Fluyendo (Pwf), Psi	150
Tasa de Producción de Aceite (Qo), STB/Día	45
Densidad de Tiro (SPF)	8
Radio de Penetración (Rp), Pulgadas	0,21
A₀	0,73507
A₁	0,11547
A₂	-0,82687
MUGROSA C1	
Presión de Yacimiento (Pr), Psi	2208
Presión de Fondo Fluyendo (Pwf), Psi	600
Tasa de Producción de Aceite (Qo), STB/Día	3
Densidad de Tiro, (SPF)	8
Radio de Penetración (Rp), Pulgadas	0,21
A₀	0,73507
A₁	0,11547
A₂	-0,82687
MUGROSA C2	
Presión de Yacimiento (Pr), Psi	2208
Presión de Fondo Fluyendo (Pwf), Psi	600
Tasa de Producción de Aceite (Qo), STB/Día	60
Densidad de Tiro, (SPF)	8
Radio de Penetración (Rp), Pulgadas	0,21
A₀	0,73507
A₁	0,11547
A₂	-0,82687

Fuentes. ECOPETROL S. A. *Files Campo Colorado* [en físico]. Bucaramanga, Colombia. Disponible en: Campo Escuela Colorado UIS.

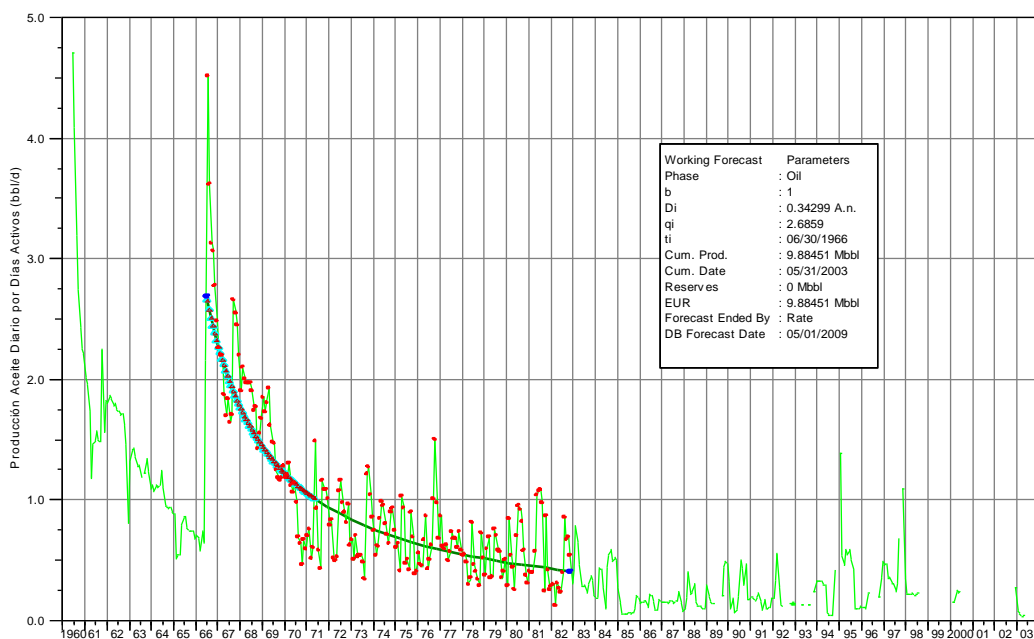
A continuación se ilustran los historiales de producción de los cuales fueron obtenidos los datos.

Figura 65. Historial de producción Colorado 36 B1.



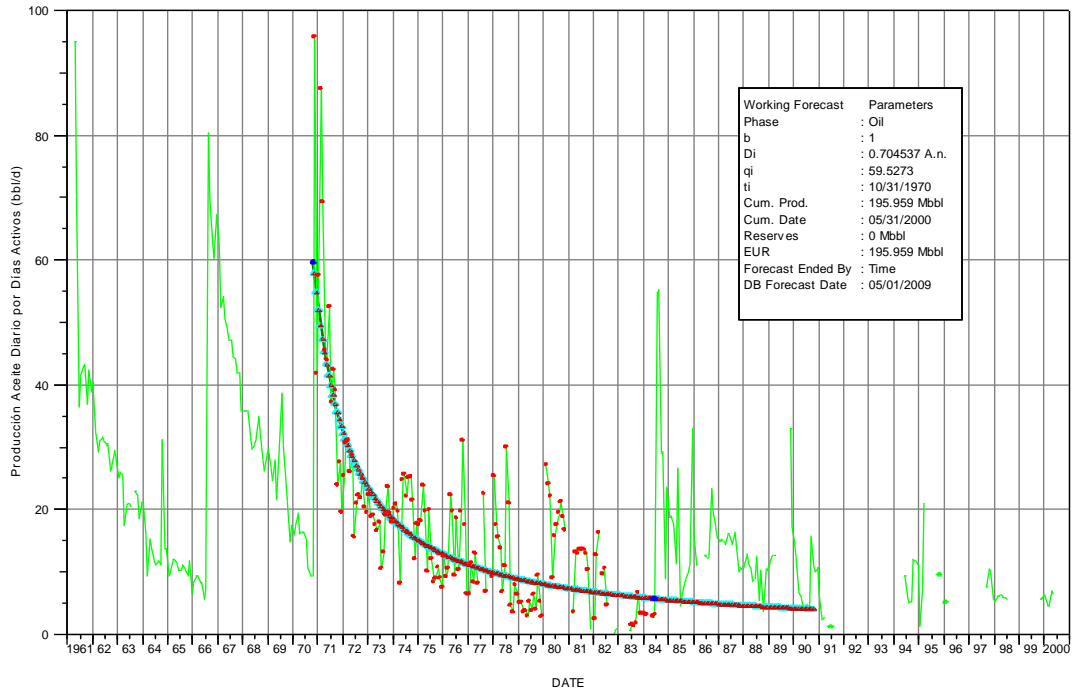
Fuente. Schlumberger (2005). Oil Field Manager. [Software].

Figura 66. Historial de producción Colorado 55 C2.



Fuente. Schlumberger (2005). Oil Field Manager. [Software].

Figura 67. Historial de producción Colorado 58 C2.



Fuente. Schlumberger (2005). Oil Field Manager. [Software].

En la siguiente tabla se muestran los resultados obtenidos para el cálculo del Q_{max} .

Tabla 45. Caudales máximos pozo Infill CEC.

Q_{max} Pozo Infill CEC	
Arena	Q_{max} (Bbl/d)
Mugrosa B1	61,85
Mugrosa C1	4,25
Mugrosa C2	85,06

Fuente. Los autores.

Con los Q_{max} calculados y variando la P_{wf} en la ecuación de Q_o , se calculan las graficas de IPR. Finalmente con las graficas del IPR y la aplicación del método de Gilbert, el cual considera las pérdidas en la tubería de producción, se calcula la producción inicial en cabeza leyendo el punto de intersección de las 2 graficas, como se muestra en las Figuras 68 69 y 70. La siguiente tabla contiene la información necesaria para la implementación del método de Gilbert, que consiste

en calcular valores de P_{wf} a diferentes Q_o a partir del IPR y de un valor supuesto de presión en cabeza.

Tabla 46. Parámetros requeridos para la implementación del método de Gilbert.

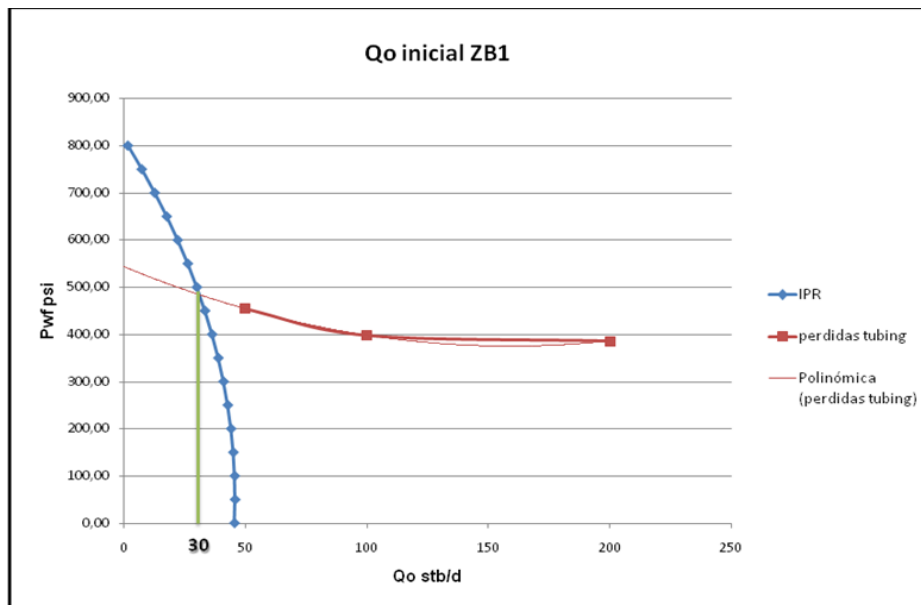
	ZB1	ZC1	ZC2
P en cabeza (psi)	100		
RGL (mpc/bl)	0,22861	0,65	0,65
tope-base (pies)	1300-2200	3600-3800	3800-4100
Long tubería (punto medio) (pies)	1750	3700	3950
tubería de producción (inch)	2 7/8		

Fuentes. ECOPRTROL S. A. *Files Campo Colorado* [en físico]. Bucaramanga, Colombia. Disponible en: Campo Escuela Colorado UIS.

Especificando la fuente de los datos se tiene que: los RGL se obtuvieron de pruebas PVT tomadas en la década del 50, las bases y los topes se leyeron de los mapas estructurales de las arenas y finalmente el diámetro de la tubería de producción fue especificado en base a la que se ha venido usando en el campo.

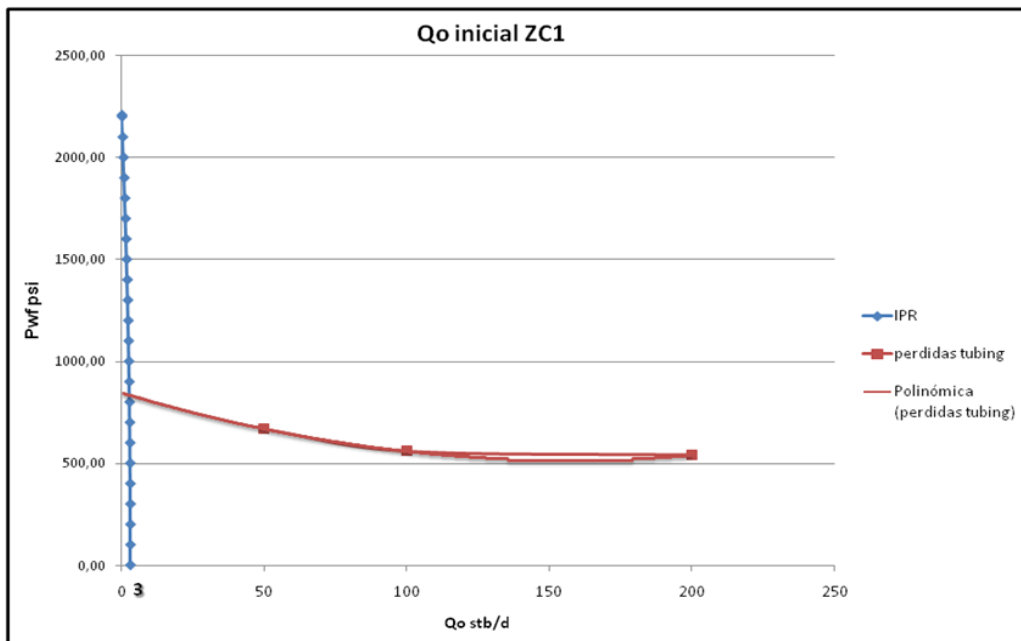
A partir de las ecuaciones y las tablas citadas anteriormente se calcularon y graficaron las curvas IPR y las de pérdidas para la obtención de la producción del Pozo *Infill*. A continuación se presentan los resultados.

Figura 68. Curva IPR para la arena Mugrosa B1.



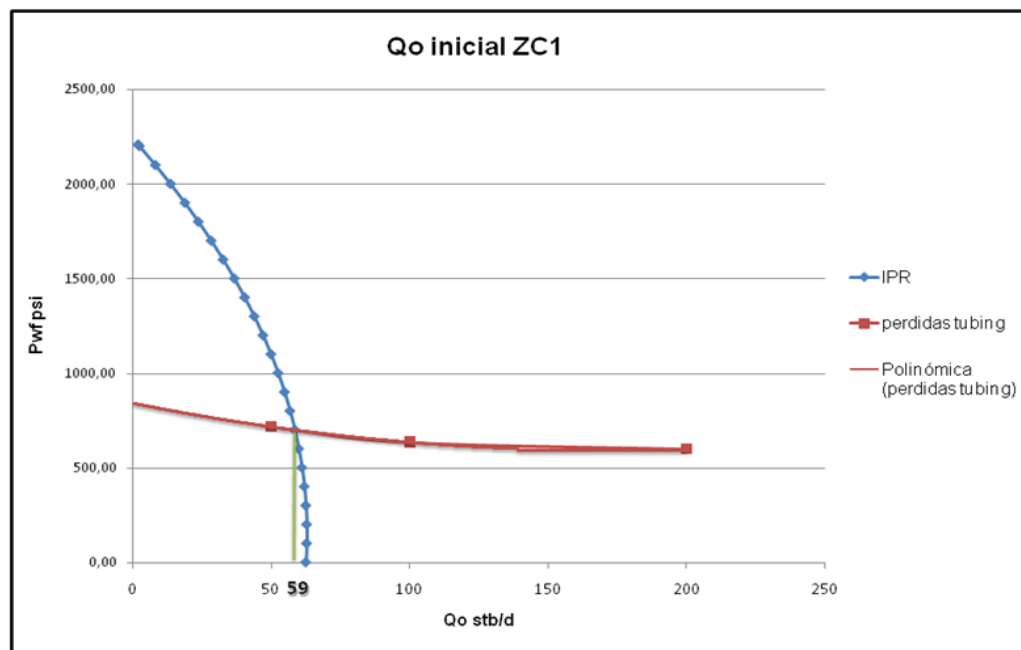
Fuente. Los autores del proyecto.

Figura 69. Curva IPR para la arena Mugrosa C1.



Fuente. Los autores del proyecto

Figura 70. Curva IPR para la arena Mugrosa C2.

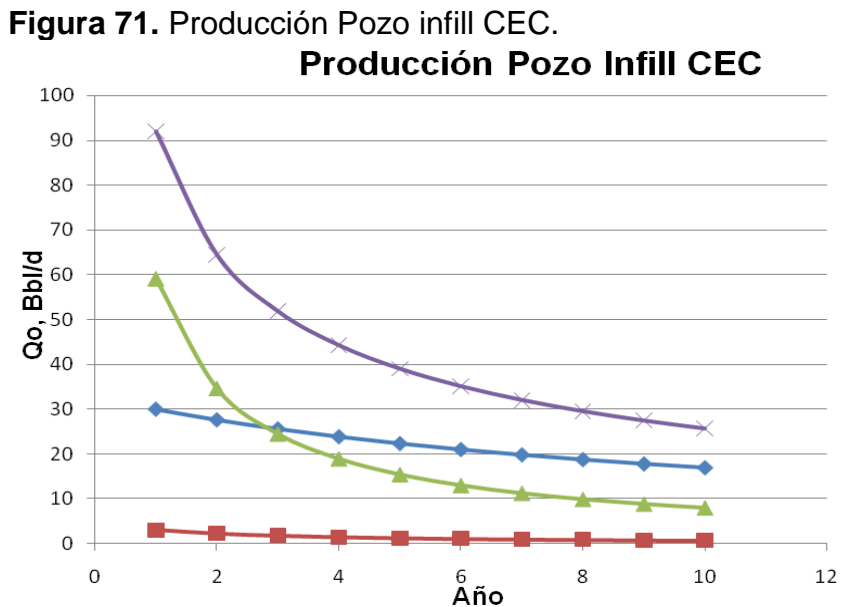


Fuente. Los autores del proyecto

Teniendo en cuenta las graficas anteriores, se obtiene la producción inicial en cabeza para cada arena productora, dando como resultado 30 Bbl/d para la arena B1, 3 Bbl/d para la arena C1 y 59 Bbl/d para la arena C2.

Para el cálculo del índice de declinación del pozo Infill se analizaron los historiales de producción de los pozos vecinos y se calculó el índice de declinación de sus arenas productoras, cabe aclarar que los pozos se encuentran en las vecindades del área seleccionada para la perforación, es decir, en el bloque V de la estructura del Campo Escuela Colorado. La selección de estos pozos se realizó considerando los de mayor producción de cada arena; en el caso de la arena Mugrosa B1 el pozo base para el análisis fue el pozo Colorado 36, ya que los demás pozos pertenecientes a este bloque no tienen participación en la producción de esta arena. El mismo procedimiento se realizo para las arenas Mugrosa C1 y Mugrosa C2 arrojando como resultados los pozos Colorado 55 y Colorado 58 respectivamente. Los valores de la declinación anual, D_i , se muestran en las figuras figuras 65, 66 y 67.

La producción que tendría el pozo Infill, que para el caso se considera la suma aritmética de la producción de las tres arenas, se presenta en la siguiente gráfica.



Fuente. Los autores del proyecto.

Tabla 47. Producción Pozo Infill CEC.

PRODUCCION POZO INFILL			
Año	Producción diaria ZB1 Bbls	Producción diaria ZC1 Bbls	Producción diaria ZC2 Bbls
1	30	3	59
2	28	2	35
3	26	2	24
4	24	1	19
5	22	1	15
6	21	1	13
7	20	1	11
8	19	1	10
9	18	1	9
10	17	1	8

Fuente. Los autores del Proyecto.

Debido a que las arenas de las áreas prospectivas seleccionadas para ser producidas por el pozo Infill poseen diferentes propiedades, no es posible considerar la producción del pozo como la suma de las 3 arenas, debido que la producción de una arena se podría estar perdiendo en otra de menor presión. Existe un mecanismo que permitiría producir conjuntamente estas 3 arenas, como lo es la implantación de un completamiento inteligente, pero considerando la producción de las arenas y el costo aproximado de un completamiento de este tipo (aproximadamente 1'800.000 US\$) sería antieconómica su utilización en el CEC.

Teniendo en cuenta las consideraciones expuestas y analizando la producción de cada una de las 3 áreas propuestas. Se decidió realizar el análisis económico considerando únicamente la producción del área prospectiva ZC2-51 ubicada en la arena C2 de la formación Mugrosa, principalmente debido a que en los primeros años presenta un gran aporte de crudo, notoriamente superior al de las otras 2 arenas, lo cual disminuye en gran medida el tiempo de pago de la inversión.

Por otra parte, aunque se considere la producción del pozo Infill, para efectos del análisis económico, únicamente por una arena, esto no quiere decir que se estén descartando las otras 2 arenas propuestas inicialmente. Estas podrán ser puestas

en producción, según valoraciones futuras realizadas por los ingenieros de producción del CEC, tiempo después en la vida productiva del pozo.

6.10 Evaluación económica del proyecto

Para realizar la evaluación económica, se llevan a cabo los siguientes pasos:

1. Determinar la infraestructura requerida para la realización del proyecto. La inversión total es la suma de todos los elementos mencionados en la tabla 42 que dan un total de 1'471.743 US\$.
2. Establecer el precio del barril de petróleo del CEC y la producción anual para el cálculo de los ingresos. Este precio es ajustado, usando como referencia el WTI, con respecto a ciertos parámetros como lo son la calidad, costos de transporte, impuesto de exportación y costos por tratamiento. Los ingresos se estiman en la producción que tendría el campo anualmente durante el proyecto, que para el caso se hará a 10 años.
3. Calcular los flujos de efectivo anuales, incluyendo costos por impuestos de regalías, con los cuales se determina el flujo de caja del proyecto.
4. Realizar la evaluación económica. Para el caso se evaluó el proyecto por el método de VPN y Payback, los cuales fueron descritos anteriormente. Finalmente se presentan los resultados con los cuales determinan la viabilidad económica del proyecto.

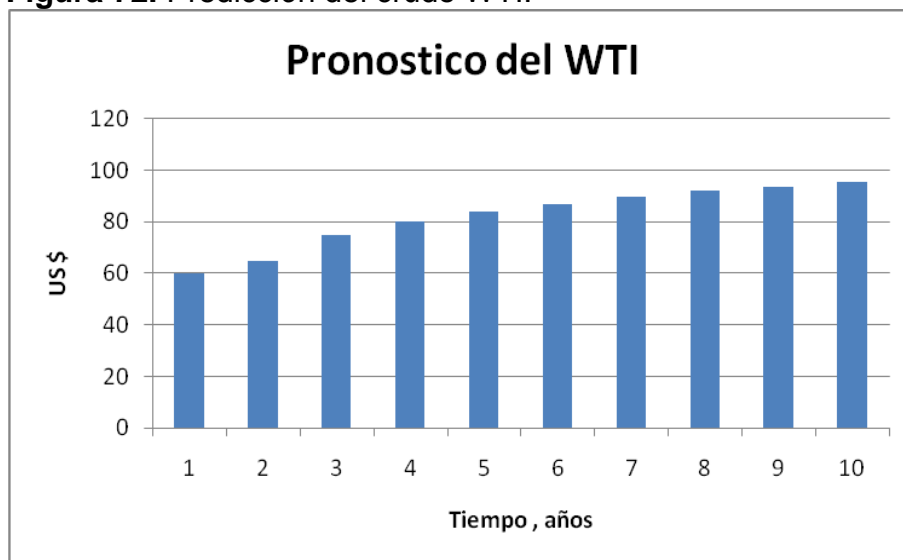
6.10.1 Viabilidad económica de la perforación del pozo Infill

Una vez establecido el valor inicial de la inversión (tabla 42) y estimada la producción del nuevo pozo infill (ver tabla 47, producción diaria ZC2), se procedió

a calcular el precio del crudo del CEC para así poder determinar los ingresos del proyecto.

Para determinar el precio del crudo del CEC se toma como base el crudo de referencia para Colombia, el WTI. La predicción del WTI para los 10 años en que se evaluó el proyecto fue tomada de la página web de la compañía Chapman Petroleum Eengineering Ltda⁶⁵. Quienes realizaron una predicción un poco conservadora, que para el caso se considera ideal debido que reduce en gran medida el riesgo del proyecto. A continuación se muestra la predicción del WTI.

Figura 72. Predicción del crudo WTI.



Fuente. CHAPMAN Petroleum Engineering Ltd. *Crude Oil & Gas Price Forecasts* [en línea]. Calgary, Alberta Canadá [consulta: 27 de Julio de 2009]. Disponible en: <<http://www.chapeng.ab.ca/>>.

A partir de este valor base del WTI se ajustó el precio del crudo de Caño limón que es base de referencia para los ajustes del crudo de Colorado. Los ajustes aplicados se hicieron por calidad, transporte, tratamiento y por exportación. En la siguiente tabla se observan los ajustes realizados para obtener el precio del crudo de Campo Escuela Colorado.

⁶⁵ CHAPMAN Petroleum Engineering Ltd. *Crude Oil & Gas Price Forecasts* [en línea]. Calgary, Alberta Canada [consulta: 27 de Julio de 2009]. Disponible en: <<http://www.chapeng.ab.ca/>>.

Tabla 48. Ajustes al Precio del Crudo WTI.

Años		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Precio Prom WTI (US\$/Bbl)		60,00	65,00	75,00	80,00	84,00	87,00	90,00	92,00	93,84	95,72
Precio Prom Crudo Cañolímón (US\$/Bbl)	0,96	57,61	62,41	72,01	76,81	80,65	83,53	86,41	88,33	90,09	91,90
Ajuste por Calidad	1,16	58,77	63,57	73,17	77,97	81,81	84,69	87,57	89,49	91,25	93,06
Tarifa de Transporte											
Galán - Ayacucho	-0,64	58,13	62,93	72,53	77,33	81,17	84,05	86,93	88,85	90,61	92,42
Ayacucho - Coveñas	-1,73	56,40	61,20	70,80	75,60	79,44	82,32	85,20	87,12	88,88	90,69
Impuesto de Transporte											
Galan - Ayacucho	-0,03	56,37	61,17	70,77	75,57	79,41	82,29	85,17	87,09	88,85	90,66
Ayacucho - Coveñas	-0,09	56,28	61,08	70,68	75,48	79,32	82,20	85,08	87,00	88,76	90,57
Tarifa por Tratamiento	-0,60	55,68	60,48	70,08	74,88	78,72	81,60	84,48	86,40	88,16	89,97
Tarifa por Exportación	-1,50	54,18	58,98	68,58	73,38	77,22	80,10	82,98	84,90	86,66	88,47
Precio Crudo Colorado (US\$/Bbl)		54,18	58,98	68,58	73,38	77,22	80,10	82,98	84,90	86,66	88,47

Fuente. Campo Escuela Colorado.

Posterior a esto se establece el flujo de efectivo anual, con lo que se determina el flujo de caja para el proyecto y su viabilidad económica; utilizando como parámetros de evaluación el VPN y el Payback que se calcularon con respecto a una tasa de interés de oportunidad (TIO), que es la tasa de interés mínima a la que una empresa está dispuesta a invertir o a poner a producir su dinero. La tasa de interés de oportunidad corporativa dispuesta por la Empresa Colombiana de Petróleos ECOPETROL S.A. y tomada para el proyecto, es de 12%.⁶⁶. A continuación se presenta el flujo de caja del proyecto.

⁶⁶ Gerencia de Yacimientos ECOPETROL S. A. Inyección de Agua para el Campo Lisama por la Formación Mugrosa, Arenas B y C, Análisis Financiero. Reporte interno ECOPETROL S.A. 2008.

Tabla 49. Flujo de Caja del Proyecto.

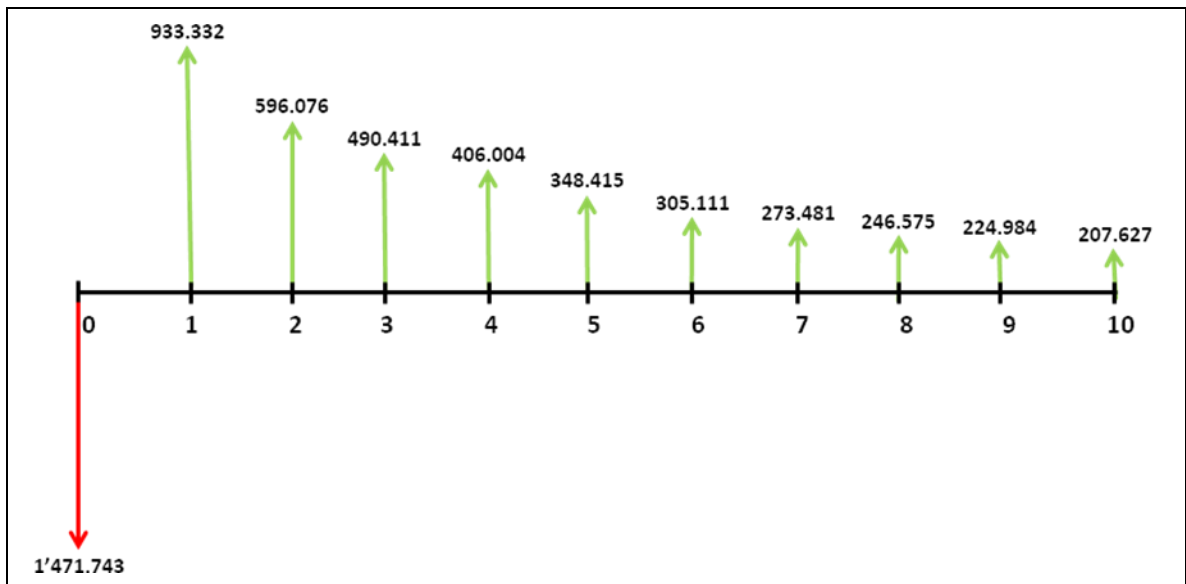
Año	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Producción Estimada (Bbl/año)		21.535	12.634	8.939	6.916	5.640	4.762	4.120	3.630	3.245	2.934
Regalías (Bbl/año)		4.307	2.527	1.788	1.383	1.128	952	824	726	649	587
Producción Neta (Bbl/año)		17.228	10.107	7.151	5.533	4.512	3.809	3.296	2.904	2.596	2.347
Ingresos (US\$)		933.332	596.076	490.411	406.004	348.415	305.111	273.481	246.575	224.984	207.627
UTILIDAD BRUTA (US\$)		933.332	596.076	490.411	406.004	348.415	305.111	273.481	246.575	224.984	207.627
CAPEX (US\$)	1.471.743										
UTILIDAD NETA FINAL (USD\$)	1.471.743	933.332	596.076	490.411	406.004	348.415	305.111	273.481	246.575	224.984	207.627
VPN	1.167.422										
Pay back	2,470										

Fuente. Los autores del proyecto.

Según los resultados obtenidos en el análisis económico se puede apreciar que el proyecto, bajo la estimación realizada de la producción, el precio del crudo y la tasa de interés de oportunidad (TIO) que establece ECOPETROL S. A., es viable, puesto que el VPN es positivo. Si se analiza por la parte del tiempo de repago (PayBack), resulta muy favorable ya que siendo un proyecto a 10 años la inversión se recupera en poco más de 2 años.

A continuación se presenta el diagrama de flujo de caja para el proyecto, el cual indica los ingresos y los egresos obtenidos a lo largo de la vida del proyecto. Cabe resaltar que los ingresos que se observan en el flujo de caja son las utilidades netas de cada año, es decir, que ya pasaron por los ajustes y descuentos por impuestos.

Figura 73. Flujo de caja para el Proyecto (US\$).



Fuente. Los autores del proyecto.

CONCLUSIONES

- Se pudo concluir que la metodología desarrollada tiene un rango de aplicabilidad muy amplio para los campos maduros, ya que la información necesaria es muy básica y se puede conseguir en cualquier campo muy fácilmente.
- Teniendo en cuenta el estado actual del campo, propiedades del yacimiento, factor de recobro y reservas; la perforación infill se muestra como una gran opción para incrementar la producción del Campo Escuela Colorado.
- Se demostró que la metodología desarrollada se puede aplicar a campos maduros, como en el caso del Campo Escuela Colorado en el cual los resultados obtenidos fueron positivos ya que se localizó las áreas con mayor potencial para la perforación de un pozo infill.
- El programa de perforación propuesto para el pozo infill puede ser aplicado en las diferentes áreas prospectivas localizadas, debido a que su desarrollo fue basado en la historia perforación y completamiento de los pozos pertenecientes al campo.
- Económicamente el proyecto para la perforación de un pozo Infill en el Campo Escuela Colorado es viable; esto se aprecia en los resultados del estudio económico que demuestra que la inversión se recupera en un tiempo cercano a los 2 años (payback = 2,47) y un valor presente neto positivo (VPN = 1.167.422).

RECOMENDACIONES

- Con el fin de disminuir el grado de incertidumbre o el error, en la selección de áreas prospectivas en base a la metodología, es fundamental realizar la evaluación con datos de gran calidad y representatividad, por lo cual se recomienda reevaluar la información que se posee del CEC para obtener resultados más confiables.
- El CEC es un campo que no posee datos actuales de la presión de sus arenas, lo cual genera una alta incertidumbre al momento de aplicar la metodología y en la toma de decisiones (viabilidad económica del proyecto). Es por esto que se recomienda realizar pruebas de presiones para obtener presiones de yacimiento actuales y de esta manera garantizar una mayor confiabilidad en el estudio.
- La metodología desarrollada tiene un amplio rango de aplicabilidad; por lo cual, es recomendable realizar un estudio que evalúe dicha metodología aplicada a la selección de áreas prospectivas para la implementación de métodos de recobro secundario aplicables al CEC, tales como la inyección de agua, inyección de CO₂ y demás métodos que mediante estudios se crean convenientes para el desarrollo del campo.
- Con el fin de establecer las zonas en las cuales existe la mayor probabilidad de encontrar el crudo, es fundamental que los contactos agua – aceite y gas – aceite estén bien identificados. Debido que el CEC es un campo maduro, dichos contactos han variado a lo largo del tiempo, es por esto que se recomienda, realizar un estudio que permita redefinir estos contactos, primordialmente para las arenas Mugrosa B y C.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- ADAMS, N.J. "Drilling Engineering. A Complete Well Planning Approach". PennWell Books. Tulsa, Oklahoma. 1985.
- AFANADOR, Carlos. y DELGADO, Luis. "Viabilidad Técnica y Económica de la Perforación Under Balance Aplicada al Campo Escuela Colorado". Trabajo de grado Ingeniero de Petróleos. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander. Facultad de Físico-Químicas. Escuela Ingeniería de Petróleos, 2008
- ARPS, J.J. "Analysis of Decline Curves," *Trans. AIME*, 1945. 228-160.
- BABADAGLI, T. " Mature Field Development – A Review". SPE, (Junio 2005). SPE Paper 93884.
- BASUNI, M.N. "Successful Infill Drilling in Raja Field Causes Ten-Fold Increase in Production", *Proc.*, Indonesian Petroleum Assn. (Junio 1978) 277-93.
- BLASKOVICH, F.T. "Historical Problems with Oil Field Rejuvenation". SPE, (Junio 2000). SPE 62518.
- BOURGOYNE Jr., A.T.; MILLHEIM, K.K. ; CHENEVERT, M.E.; YOUNG Jr., F.S. "Applied Drilling Engineering". Society of Petroleum Engineers. Richardson, Texas. 1986.
- CALVETE, F. Información Técnica Campo Escuela Colorado [diapositivas]. Bucaramanga, 2007. 39 diapositivas.

- CAPACHO, C.A. y VARGAS E. “Diseño de un Programa de Perforación en El Opón”. Trabajo de grado Ingeniero de Petróleos. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander. Facultad de Físico-Químicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos, 1975.
- CHAPARRO, Sandra; GALVIS M. Miguel. “Canales de Depositación y Conectividad Hidráulica Entre Pozos”. Trabajo de grado Ingeniero de Petróleos. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander. Facultad de Físico-Químicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos, 2001.
- CHAPMAN Petroleum Engineering Ltd. *Crude Oil & Gas Price Forecasts* [en línea]. Calgary, Alberta Canada [consulta: 27 de Julio de 2009]. Disponible en: <http://www.chapeng.ab.ca/>.
- Colombia. CONGRESO DE LA REPÚBLICA. Art. 2 de la Ley 58 (17, diciembre, 2003). General Tributaria Bogotá, D. C., 2003.
- Colombia. CONGRESO DE LA REPÚBLICA. Ley 756. Ley de Regalías. Bogotá D. C., 2002.
- CRAFT, B.C. y HAWKINS, M. F. *Applied Petroleum Reservoir Engineering*. 2ª ed. USA: Prentice Hall PTR. 1991.
- DE GOLYER y MACNAUGHTON “*Twentieth Century Petroleum Statistics*”, 35th Edición. Dallas, 1978.
- DRISCOLL, V. J. “Recovery Optimization Through Infill Drilling - Concepts, Analysis, Field Results,” SPE, (Oct. 1974). SPE 4977.

- ECOPETROL S.A. Base de Datos OFM [CD-ROM]. [Bucaramanga, Colombia]: ICP, Diciembre 2008 [citado 26 Abril 2009]. Formato .mdb. Disponible en Campo Escuela Colorado.
- ECOPETROL S.A., INSTITUTO COLOMBIANO DEL PETRÓLEO y GERENCIA MAGDALENA MEDIO. “Diagnostico y Estrategias de Recobro Campo Colorado”. El Centro: ECOPETROL S.A., 2003.
- ECOPRTROL S. A. *Files Campo Colorado* [en físico]. Bucaramanga, Colombia. Disponible en: Campo Escuela Colorado UIS.
- EGBOGAH, E.O. “EOR Target Oil and Techniques of its Estimation”. *J.Petr-Sci. and Eng*, (1994). 337-349.
- FETKOVICH, M.J. “Decline-Curve Analysis Using Type Curves – Case Histories,” *SPE Form. Eval*, 1987. 637.
- Gerencia de Yacimientos ECOPETROL S. A. Inyección de Agua para el Campo Lisama por la Formación Mugrosa, Arenas B y C, Análisis Financiero. Reporte interno ECOPETROL S.A. 2008.
- GOULD, T. L. y MUÑOZ, M. A. “An Analysis of Infill Drilling”, SPE, (sept 1982). SPE 11021.
- GOULD, T. L. y SAREM A. M. S. “Infill Drilling for Incremental Recovery” ,JPT (Marzo 1989) p 229-237.
- HALLIBURTON BAROID. Campaña de Perforación 2006, Bloque Las Monas. Reporte interno PetroSantander (Colombia) Inc. 2006.

- HOLM, L.W. "Infill Drilling vs. Tertiary Oil Recovery vs. More Imports". *JPT*, 1980. 1169-74.
- Mc CAIN, William D. *The Property of Petroleum Fluids*. 2ª ed. Tulsa: Penn Well Books, 1990.
- NIND, T.E.W. "Fundamentos de Producción y Mantenimiento de Pozos Petroleros". México: Limusa, 1987.
- ORTIZ, D.P. y DE LA HOZ, M.M." Metodología Para la Selección, Diseño y Ejecución del Cañoneo y/o Recañoneo de Pozos de Bajo Potencial. Aplicación Campo Colorado". Trabajo de grado Ingeniera de Petróleos. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander. Facultad de Físico-Químicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos, 2009.
- PACHANO, Karen. "Primer Informe Campo Colorado". Bucaramanga: Campo Escuela Colorado, 2008.
- PEREZ, G y KELKAR, B.G. "A new Method to Predict two Phase Pressure Drop Across Perforations". *SPE-PE*, Febrero 1991, 93-101.
- RABIA, H. "Oilwell Drilling Engineering. Principles and Practice". Londres, Graham & Trotman Limited, 1985.
- RAHMAN S.S. y CHILINGARIAN G.V. "Casing Design Theory and Practice". Amsterdam: Elsevier Science B.V., 1995.
- RESTINE, J.L., GRAVES, W.G., y ELIAS, R. Jr. "Infill Drilling in a Steamflood Operation: Kern River Field", *SPE* (Mayo 1987).

- REVIERE, R. H. y WU, C.H. “An Economic Evaluation of Waterflood Infill Drilling in 9 Texas Waterflood Units”. SPE,(Marzo 1986). SPE Paper 15037.
- Schlumberger (2005). Oil Field Manager. [Software].
- SILVA, B.A. “Conectividad Hidráulica Entre Pozos. Arenas Superiores Bloque 8 Campo Casabe” [Reporte interno]. ECOPETROL S. A. 1992.
- SUÁREZ, A.F.; GAVIRIA, W.; PAVAS, J.; y FRORUP, M. “Beathing the Marginal Well Performance in a Mature Field: San Francisco Field in Colombia”. Rio de Janeiro: SPE, 2005. SPE 94987.
- SUKAMO, Pudjo y TOBING, Edward. “Inflow Performance Relationship for Perforated Wells Producing from Solution Gas Drive Reservoir”. SPE 29312, 1995.
- THAKUR, G.C. y SATTER, A. “Integrated Waterflood asset Management”. Tulsa: Pennwell Book, 1998.
- TOMICH, J.F. et al. “ Single-Well Tracer Method to Measure Residual Oil Saturation”. *Trans. AIME*, 1973. 1211.
- TORRES, Jorge y RANGEL, William. “Análisis de Datos de Producción a Nivel de Completamientos Para la Asignación de la Producción del Campo Colorado”. Trabajo de grado Ingeniero de Petróleos. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander. Facultad de Físico-Químicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos, 2008.

- VAN EVERDINGEN, A.F. y KRISS, H.S. "Recovery Efficiency", SPE, 1978. SPE 7427.
- WYMAN, R.E. "How Should We Measure Residual-Oil Saturation," Calgary, Alberta, Canada: Petroleum Society of CIM- Canadian Society of Petr. Geologists, (Junio 1976).

ANEXOS

- **ANEXO 1.** Matriz de selección.
- **ANEXO 2.** Conectividad Hidráulica Entre Pozos (CHEP).
- **ANEXO 3.** Análisis económico.