

**“EVALUACIÓN DE LAS RESERVAS DE GAS Y PRONÓSTICO DE SU
PRODUCCIÓN DEL CAMPO ESCUELA COLORADO”**



EDSON RICARDO RODRÍGUEZ CEBALLOS

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

2013

**“EVALUACIÓN DE LAS RESERVAS DE GAS Y PRONÓSTICO DE SU
PRODUCCIÓN DEL CAMPO ESCUELA COLORADO”**



AUTOR:

EDSON RICARDO RODRÍGUEZ CEBALLOS

DIRECTOR:

MSC. ING. EMILIANO ARIZA LEÓN

CO DIRECTOR

MSC. ING. JORGE RAMOS

PRESENTADO A:

COMITÉ ACADÉMICO

CAMPO ESCUELA COLORADO

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER

FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO QUÍMICAS

ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS

BUCARAMANGA

2013

DEDICATORIA

A Marta mi madre por sus interminables horas de cariño, apoyo incondicional y esfuerzo inagotable.

A mi padre Edgar por su enriquecedora compañía a través del camino de la vida.

A mi hermano Andrés por ser el compañero ideal e incondicional para recorrer cada pasó en el camino del crecimiento.

A mi hermosa compañera Angélica por su paciencia, entrega ,profundo cariño y por ayudarme a ver que el día de hoy es más grandioso que el anterior.

Especialmente a mi hijo que viene en camino y en poco tiempo se ha convertido en la motivación para seguir adelante.

A Sofía mi abuelita quien me hace mucha falta.

A mis familiares y amigos por su agradable compañía y apoyo.

A todas aquellas personas que creyeron en mí y dedicaron una parte de su vida a mi desarrollo personal y profesional.

AGRADECIMIENTOS

Quiero expresar mis más sinceros agradecimientos especialmente al director de este proyecto Ing. Emiliano Ariza, pues sin su colaboración y apoyo no hubiese sido posible la culminación de este.

Al Ingeniero Jorge Ramos por el direccionamiento de la línea investigativa y mostrar el camino para concebir este proyecto.

A Campo Escuela Colorado y todo su equipo de trabajo, por el apoyo académico y social que brindo para la investigación y consecución de los objetivos planteados con la realización de esta investigación.

A la Universidad Industrial de Santander por todo el conocimiento y formación profesional y personal brindada durante mi estadía, al aceptarme como humano estudiante y ciudadano UIS.

A la ingeniera Olga Ortiz por su valiosa gestión y apoyo durante el desarrollo del mismo.

A todos aquellos de una u otra manera colaboraron con la culminación de este proyecto de investigación.

CONTENIDO

	Pág.
INTRODUCCIÓN	16
1. CLASIFICACIONES Y DEFINICIONES PARA LAS RESERVAS DE HIDROCARBUROS	18
1.1. MARCO DE CLASIFICACIÓN DE LOS RECURSOS DE HIDROCARBUROS INICIALES	19
1.2. CLASIFICACIÓN Y CATEGORIZACIÓN DE LAS RESERVAS	21
1.2.1. Según la cantidad y el grado de exactitud de los datos	22
1.2.2. Según el estado de desarrollo.	22
1.2.3. Según el tipo de fluidos en yacimiento	23
1.3. ESTIMACIÓN DE CANTIDADES RECUPERABLES	29
1.3.1. Procedimientos analíticos	29
1.3.2. Método por analogía.	29
1.3.3. Método volumétrico	30
1.3.4. Balance de materia.	31
1.4. ANTECEDENTES DE LA EBM.	37
1.4.1. Coleman, Wilde y Moore.	37
1.4.2. Schilthuis	37
1.4.3. Old.	38
1.4.4. Woods y Muskat.	39
1.4.5. Tracy	39
1.4.6. Havlena y Odeh	39
1.5. HERRAMIENTAS SOFTWARE	44
1.5.1. Matlab.	44
1.5.2. Excel.	45
1.5.3. CMG.	45
1.5.4. OFM.	45
2. CAMPO ESCUELA COLORADO	46

2.1. GENERALIDADES	46
2.2. UBICACIÓN	47
2.3. MODELO GEOLÓGICO	48
2.4. MODELO ESTRUCTURAL	49
2.5. MODELO ESTRATIGRÁFICO	52
2.6. MODELO PETROFÍSICO	54
2.7. HISTORIA DE DESARROLLO Y PRODUCCIÓN	56
2.8. DECLINACIÓN DEL CAMPO	58
2.9. PRODUCCIÓN DE ACEITE AGUA Y GAS	59
2.10. PRODUCCIÓN ACUMULADA DE FLUIDOS	60
2.11. COMPORTAMIENTO DEL GOR Y BSW	61
2.12. INFORMACIÓN PVT	62
2.13. DATOS DE VOLÚMENES ORIGINALES DE HIDROCARBUROS	64
3. CALCULO DE RESERVAS DE GAS PARA CAMPO ESCUELA COLORADO	66
3.1. METODOLOGÍA DE SELECCIÓN DEL MODELO DE CÁLCULO	66
3.2. RECOPIACIÓN Y ANÁLISIS DE LA INFORMACIÓN DISPONIBLE	68
3.2.1. Información Petrofísica	68
3.2.2. Información PVT.	70
3.2.3. Información del agua de producción.	77
3.2.4. Información de pozos	77
3.2.5. Información de producción.	77
3.2.6. Perfil de presiones.	81
3.3. CALCULO DE RESERVAS DE HIDROCARBUROS CAMPO ESCUELA COLORADO.	85
4. PRONOSTICO DE PRODUCCIÓN	95
4.1. ANTECEDENTES HISTÓRICOS DE LA DECLINACIÓN DE LA PRODUCCIÓN	95

4.2. CLASIFICACIÓN Y MÉTODOS DE EXTRAPOLACIÓN DE LAS CURVAS DE DECLINACIÓN	97
4.2.1. Método de Arps.	99
4.2.2. Método de Fetkovich.	102
4.3. METODOLOGÍA DE SELECCIÓN DE MODELO PARA CÁLCULO DE DECLINACIÓN APLICACIÓN CAMPO ESCUELA COLORADO.	108
4.3.1. Recopilación de la información.	109
4.3.2 Determinación de coeficiente de declinación.	109
4.4. CALCULO DE DECLINACIÓN POR ARENAS PRODUCTORAS APLICACIÓN CAMPO ESCULEA COLORADO.	110
5. ANÁLISIS DE RESULTADOS	115
5.1. ANÁLISIS DEL COMPORTAMIENTO PVT	115
5.2. ANALISIS DE LA DATA DE PRODUCCIÓN	115
5.3. REVOLUCIÓN DE RESERVAS	116
5.4. ANÁLISIS DE MECANISMOS DE PRODUCCIÓN PRIMARIOS.	117
5.5. ANÁLISIS DE COMPORTAMIENTO DE LAS PRESIONES	118
5.6. ANÁLISIS DE VOLÚMENES DE HIDROCARBUROS INICIALES EN YACIMIENTO	118
5.8. ANÁLISIS DE FACTORES DE RECOBRO Y RESERVAS	119
6. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	120
BIBLIOGRAFÍA	123
ANEXOS	125

LISTA DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1. Clasificación de los recursos de hidrocarburos.	21
Figura 2. Diagrama de fases típica para aceite negro.	24
Figura 3. Diagrama de fases para crudos volátiles.	25
Figura 4. Diagrama de fases para gas condensado.	26
Figura 5. Diagrama de fases para gas húmedo.	27
Figura 6. Diagrama de fases para gas condensado.	28
Figura 7. Modelo de tanque usado en la ecuación de balance de materia para yacimientos de petróleo.	33
Figura 8. Caso 1 Havlena y Odeh	42
Figura 9. Caso 2 Havlena y Odeh	43
Figura 10. Caso 3 Havlena y Odeh	44
Figura 11. Localización Geográfica del campo	47
Figura 12. Columna estratigráfica de la cuenca del Valle del Magdalena medio.	49
Figura 13. Mapa estructural al tope de la formación Mugrosa (zona B1)	50
Figura 14. Mapa estructural al tope de la formación Mugrosa (zona C1)	51
Figura 15. Mapas Isópacos (Gross) y electrofacies Mugrosa (Zona B, C) y Esmeraldas (zona D)	53
Figura 16. Historia de producción del Campo Escuela Colorado	57
Figura 17. Declinación del Campo	58
Figura 18. Producción De Aceite, Agua Y Gas Del Campo Escuela Colorado	59
Figura 19. Producción acumulada de fluidos en Campo Escuela Colorado.	61
Figura 20. Comportamiento Del GOR Y BSW En El Campo Escuela Colorado.	62
Figura 21. Distribución de pozos por bloque.	70
Figura 22. Gas en solución arenas B y C.	73
Figura 23. Factor volumétrico de formación de petróleo, arenas B y C.	74
Figura 24. Factor volumétrico de formación de gas arena B	75
Figura 25. Factor volumétrico de formación de gas arena C	75
Figura 26. Compresibilidad del crudo arena B	76

Figura 27. Compresibilidad del crudo arena C	76
Figura 28. Declinación de la presión Bloque IC	84
Figura 29. Declinación de la presión Bloque IIB	84
Figura 30. EBM tendencia potencial Bloque II arena B.	89
Figura 31. Datos EBM tendencia potencial arena B bloque II	90
Figura 32. Distribución de las reservas de aceite iniciales por arenas	91
Figura 33. Distribución de las reservas iniciales de gas por arena.	92
Figura 34. Distribución de la producción de gas y aceite acumulado CEC	93
Figura 35. Distribución de aceite remanente	94
Figura 36. Distribucion de gas remanente	94
Figura 37 Comportamiento de las curvas de declinación, graficada en papel cartesiano, semi log, log log.	100
Figura 38. Curvas tipo de Fetkovich	103
Figura 39. Tasa de flujo vs tiempo.	104
Figura 40. Tasa Normalizada vs Tiempo	105
Figura 41. Ajuste del dato en la curva Tipo	106
Figura 42. Modelo de declinación Bloque II Arena C	110
Figura 43. Acumulado de producción por bloque de gas	112
Figura 44. Acumulado de producción por bloque de aceite	112
Figura 45. Pronostico de producción acumulada de gas 2016.	113
Figura 46. Pronostico de producción acumulada de gas 2026.	114

LISTA DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1. Parámetros de la ecuación de Balance de Materia.	34
Tabla 2. Información Disponible PVT Para El Campo Escuela Colorado	63
Tabla 3. OOIP Colorado método volumétrico.	64
Tabla 4. Datos requeridos	67
Tabla 5. Selección de modelo de acuerdo a datos disponibles.	67
Tabla 6. Propiedades petrofísicas y de saturación de las formaciones Mugrosa para las zonas productoras B1, B2, C1 Y C2	69
Tabla 7. Información PVT	71
Tabla 8. Reporte de producción por año arena C bloque I.	78
Tabla 9. Recopilación de Datos disponibles de presión existentes en CEC Bloque II.	82
Tabla 10. Recopilación de Datos disponibles de presión existentes en CEC Bloque	82
Tabla 11. PVT presión lineal Bloque II Arena B.	85
Tabla 12. Recopilación de la información PVT y históricos de producción, tendencia lineal.	86
Tabla 13. recopilación de la información PVT y históricos de producción, tendencia potencial.	87
Tabla 14. Calculo parámetro EBM arena B bloque II, tendencia lineal de declinación.	88
Tabla 15: Hidrocarburos originales CEC	91
Tabla 16. Reservas de gas.	92
Tabla 17. Tamaño de la capa de gas.	93
Tabla 18. Coeficientes de declinación y pronostico de producción CEC Arenas B y C	111
Tabla 19. Pronóstico de producción de gas CEC.	113
Tabla 20. Comparación con otros métodos de cálculo	117
Tabla 21. Comparación de reservas de gas por otros métodos.	117
Tabla 22. Factor de recobro de aceite.	119

RESUMEN

Título: “Evaluación de reservas de gas y pronóstico de su producción en el Campo Escuela Colorado”.

Autor: Edson Ricardo Rodríguez Ceballos**

Palabras Claves: Reservas, Ecuación de balance de materia, declinación, petróleo original, gas original, Declinación de la presión, análisis PVT, Reservas remanentes. Campo Escuela Colorado (CEC).

Descripción

El campo colorado posee una producción de gas asociado a aceite considerable, sin embargo la disposición de estos volúmenes de gas aún no ha sido definida, con la finalidad de tener mayor conocimiento sobre las reservas en sitio en este trabajo se desarrolló un cálculo de reservas de hidrocarburos a partir del método de balance de materia, con el fin de tener información que sustente la inversión y proyecciones futuras.

Para evaluar las reservas se calculó el petróleo original y volúmenes de gas originales para lo cual fue necesaria información de historial de producción, historial de presiones, análisis PVT de los fluidos y caracterización del yacimiento.

En la primera etapa de este estudio se realizó la recolección de la información del marco teórico necesario para evaluar reservas por diferentes métodos. En la segunda etapa se realizó la recolección y análisis de los datos disponibles del yacimiento, se encontró los datos de producción por completamiento, los cuales se seleccionaron por arenas productoras para cada bloque. Los análisis PVT fueron desarrollados para las arenas B y C de la formación Mugrosa. Se encontró que no existe un estudio sobre declinación de la presión definido, sin embargo éste se definió bajo un perfil aproximado a la declinación actual del campo basados datos de registros GR generalizados para las formaciones a condiciones iniciales las presiones características de cada bloque.

Una vez se realizó la caracterización del yacimiento se procedió a realizar el cálculo de hidrocarburos iniciales por medio de la EBM que se dividen en 192.5 MMSTB y 55,4 Gscft. Posteriormente esta información recopilada permitirá calcular la declinación de la producción del CEC en promedio 6% anual y se realizó el pronóstico de reservas recuperables hasta el 2026.

* Proyecto de Grado

** Facultad Físico-Química. Escuela Ingeniería de Petróleos. Director Emiliano Ariza León. Codirector Jorge Ramos.

ABSTRACT

Title: "Evaluation of gas reserves and production forecast on Escuela Colorado Field"

Author: Edson Ricardo Rodríguez Ceballos**

KEYWORDS: Reserves, Material balance equation, declination, original oil in place, original gas in place, pressure declination, PVT analysis, Escuela Colorado Field (CEC)

Description

The Colorado field has an associated gas production oil considerably, however the arrangement of these volumes of gas has not yet been defined, in order to have greater knowledge about the reserves in place in this work was developed reserve estimates hydrocarbons applying the lineal equation present by Havlena y Odeh from material balance method, in order to have information to support investment and future projections.

To evaluate the reserves was calculated the original oil in place (OOIP) and original gas in place (OGIP) for which it was necessary information about record production, record of pressure, PVT fluid analysis and reservoir characterization.

In the first step of this study was performed collecting information necessary to evaluate theoretical reservations by different methods. In the second stage the time of collection and analysis of data available from the site, he found the production data for completion, which were selected for each block producing sands. PVT analyzes were developed for B and C sands formation Mugrosa there was found a study defined pressure decline, however this is defined a profile approximate to the current declination data records based field GR generalized to formations pressures to initial conditions characteristic of each block

Once reservoir characterization performed proceeded to perform the calculation of hydrocarbons through the opening which through EBM, divided in 192,5 MMSTB and 55,4 Gscft. Subsequently this information collected was used to calculate the field decline curve production where it was found that the average decline rate is 6% per year and was performed the reserves recoverable prediction to 2026.

* Graduation Project

** Physical Chemistry Faculty Petroleum Engineering School. Director Emiliano Ariza León. Codirector Jorge Ramos.

INTRODUCCIÓN

La ingeniería de yacimientos ha surgido como un ramo altamente competente, técnico y definitivo en el direccionamiento de proyectos y la sustentación de la inversión en la industria petrolera, por esto, la información que puede proveer un estudio integrado de yacimientos, al considerar el yacimiento como una unidad geológica e hidráulica integral, puede definir parámetros como su naturaleza y geometría, calificar y cuantificar propiedades de la roca y fluidos y establecer la distribución de volúmenes recuperables de hidrocarburos, integrando aspectos estructurales, estratigráficos, sedimentológicos, petrofísicos y de fluidos, en un único modelo que permita establecer un plan de explotación que garantice la máxima recuperación económica de sus reservas.

Los hidrocarburos de Campo Escuela Colorado son aportados principalmente por las formaciones Mugrosa (zonas B y C) y Esmeraldas (zona D) con predominio de aceite liviano gravedad de 36 a 42 °API y gas asociado. Se considera un campo maduro ya que el periodo de exploración inicio en este bloque partir de 1923 y los reportes de producción a partir de 1945, los cuales serán usados para determinar el comportamiento de producción de los fluidos de yacimiento y obtener una mejor caracterización de las reservas contenidas en el campo.

El análisis de yacimientos es una alternativa indispensable para optimizar la producción y aumentar el factor de recobro en los campos maduros donde la disminución de costos marca la diferencia entre el abandono prematuro o la rentabilidad del campo. Una descripción detallada del yacimiento permite obtener valores reales de los hidrocarburos in-situ y las predicciones adecuadas de producción en la explotación de los recursos.

Este proyecto desarrollara una herramienta de análisis de reservorio útil para definir parámetros de yacimientos hasta ahora desconocidos como volúmenes originales de hidrocarburos gaseosos, empujes activos en el reservorio, tamaño de la capa de gas y factores de recobro, elementos que permitirán tener un conocimiento más amplio del comportamiento de los fluidos en reservorio y proporcionar un documento que permita la sustentación de la inversión.

El contenido de esta investigación se desarrolló en cinco capítulos, el primero correspondiente a él capítulos uno presenta una recopilación de la información usada como marco teórico necesaria para el cálculo de volúmenes de hidrocarburos iniciales por diferentes métodos. El capítulo dos muestra una recopilación de los datos disponibles de campo escuela Colorado y el capítulo tres evidencia las características tenidas en cuenta para la realización de cálculo de volúmenes iniciales por medio de la Ecuación de Balance de Materiales (EBM). El capítulo cuatro contiene el marco teórico correspondiente al pronóstico de producción usando diferentes métodos de declinación y el cálculo de la declinación aplicación CEC. Finalmente en el capítulo se hará un análisis de resultados obtenidos y comparación con otros métodos disponibles.

1. CLASIFICACIONES Y DEFINICIONES PARA LAS RESERVAS DE HIDROCARBUROS

Con el objetivo de generar un consenso en la estandarización y definición de las estimación de los recursos y reservas petrolíferas y tener claridad en los conceptos y estandarización en las definiciones técnicas necesarias en la evaluación de los recursos petrolíferos, ajustado a esta evaluación a las metodologías aceptadas internacionalmente en la presentación de dichos proyectos. El concepto de recursos se refiere a volúmenes totales estimados en el yacimiento, mientras las reservas son las cantidades conocidas de hidrocarburos que se anticipan como recuperables en proyectos económicos, según el documento Petroleum Resources Management System del 2007¹, que plantea una metodología uniforme de especificaciones y requerimientos básicos al cuantificar y evaluar los recursos, que mejora la comparación entre proyectos de este tipo y elimina la naturaleza subjetiva de estas valoraciones.

Este tipo de valoración fue adoptada por el Ministerio de Hacienda y Crédito Público (MHCP) y la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH) en el decreto 727 del 7² de marzo del 2007 del MHCP y la resolución 096³ del 11 de marzo del 2010 de la ANH.

¹ SPE, AAPG, WPC, SPEE, *Petroleum resources management system*, 2007.

² República de Colombia: "Decreto 727 de 2007". Ministerio de hacienda y crédito público. Marzo de 2007.

³ Agencia nacional de hidrocarburos: "Artículo 1° del acuerdo 11 Del 2008". Septiembre del 2008.

1.1. MARCO DE CLASIFICACIÓN DE LOS RECURSOS DE HIDROCARBUROS INICIALES

Se puede aplicar proyectos múltiples de desarrollo para cada acumulación conocida y cada proyecto recuperará una porción de las cantidades inicialmente in situ. Estos proyectos serán subdivididos en: comerciales y sub-comerciales, con las cantidades recuperables estimadas clasificadas respectivamente como reservas y recursos contingentes (ver Figura 1), como se define a continuación:

Reservas son esas cantidades de petróleo que se anticipan como recuperables comercialmente a través de la aplicación de proyectos de desarrollo a las acumulaciones conocidas desde cierta fecha en adelante bajo condiciones definidas. Las reservas deben además satisfacer cuatro criterios: deben estar descubiertas, recuperables, comerciales, y remanentes (en la fecha de la evaluación) basado en el/los proyecto(s) de desarrollo aplicado(s). Las reservas pueden además ser categorizadas de acuerdo con el nivel de certeza asociado con las estimaciones y pueden ser sub-clasificadas basado en la madurez del proyecto y/o caracterizadas por el estado de desarrollo y producción.

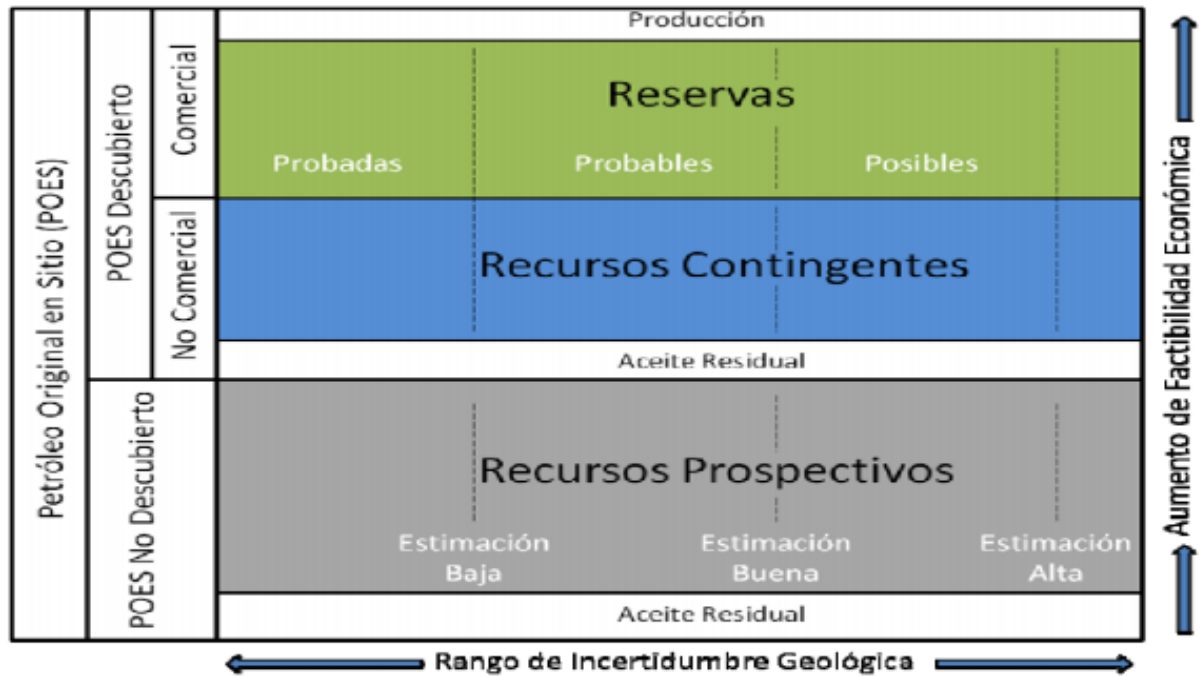
Recursos contingentes son aquellas cantidades de petróleo estimadas, a partir de una fecha dada, a ser potencialmente recuperables de acumulaciones conocidas, pero el/los proyecto(s) aplicados aún no se consideren suficientemente maduros para el desarrollo comercial debido a una o más contingencias. Los recursos contingentes pueden incluir, por ejemplo, proyectos para cuales actualmente no existen mercados viables, o donde una recuperación comercial es dependiente de tecnología aún bajo desarrollo, o donde la evaluación de la acumulación es insuficiente para claramente evaluar la comerciabilidad. Los recursos contingentes se pueden categorizar adicionalmente de acuerdo con el nivel de certeza asociado con las estimaciones y pueden ser sub-clasificados basado en la madurez del proyecto y/o caracterizados por su estado económico.

Petróleo no descubierto inicialmente In Situ es aquella cantidad de petróleo estimada, a fecha dada, de estar contenida dentro de acumulaciones aún a descubrir.

Recursos prospectivos son esas cantidades de petróleo estimados, a fecha dada, de ser potencialmente recuperables de acumulaciones no descubiertas a través de la aplicación de proyectos futuros de desarrollo. Los recursos prospectivos tienen tanto una oportunidad asociada de descubrimiento como una oportunidad de desarrollo. Los recursos prospectivos son adicionalmente subdivididos de acuerdo con el nivel de certeza asociado con estimaciones recuperables suponiendo su descubrimiento y desarrollo y pueden sub-clasificarse basado en la madurez del proyecto.

No recuperable es esa porción de cantidades de petróleo descubierto o no descubierto inicialmente In Situ que se estima, a fecha dada, de no ser recuperable con proyectos futuros de desarrollo. Una porción de estas cantidades puede llegar a ser recuperable en el futuro a medida que cambien las circunstancias comerciales u ocurran desarrollos tecnológicos; la porción remanente nunca puede ser recuperada debido a restricciones físicas/químicas representadas por la interacción en la sub-superficie de fluidos y las rocas del reservorio.

Figura 1. Clasificación de los recursos de hidrocarburos.



Fuentes: SPE, AAPG, WPC, SPEE. Petroleum resources management system 2007.

1.2. CLASIFICACIÓN Y CATEGORIZACIÓN DE LAS RESERVAS

Reservas de hidrocarburos son cantidades técnica y económicamente recuperables, con alto grado de confianza en su extracción⁴.

Se debe anotar que las reservas no son un valor fijo, si no que tienen un carácter dinámico debido a un ajuste continuo a medida que se cuenta con mayor información. Puesto que la exactitud de las reservas depende de la cantidad y la calidad de los datos disponibles, su valor más cercano a la realidad se obtendrá a medida que aumente la vida productiva del yacimiento. Sin embargo los volúmenes calculados deben ser lo más cercano a la realidad y no deben estar influenciados por actitudes conservadoras u optimistas de quien los calcula.

⁴ Mecánica de yacimientos, Vergara Pedro 2008

1.2.1. Según la cantidad y el grado de exactitud de los datos

Reservas probadas: Es aquella que procede de yacimientos donde existe la evidencia de producción de hidrocarburos por información confiable tal como proveniente de pozos productores, pruebas de presión, pruebas de producción registros eléctricos balance de materia, etc. Es decir que debe existir al menos un 90% de probabilidad que las cantidades a ser recuperadas serán iguales o excederán el estimado.

Reservas probables: Es aquella cuya “existencia” se supone en áreas vecinas a las probadas de acuerdo con la interpretación geológica, geofísica o la aplicación de métodos de balance de materia. Deberá contar con al menos un 50% de probabilidad que la cantidad a ser recuperada excederá la suma de las reservas probadas más las probables.

Reservas posibles: Es aquella que pudiera provenir de áreas donde hubieran localizado “condiciones geológicas favorables” para la acumulación de hidrocarburos. Estas condiciones podrían ser nuevas estructuras o en formaciones “más profundas” que las conocidas. Un 10% de probabilidad que la cantidad recuperada excederá la suma del estimado de las reservas probada más las probables más las posibles.

En forma convencional se entenderá como reserva total (hasta probable), a la suma de las reservas probadas y probables (2P), reserva total (hasta posible) será la suma de las reservas probada, probable y posible (3P).

1.2.2. Según el estado de desarrollo. Las reservas desarrolladas son las cantidades esperadas a ser recuperadas de los pozos e instalaciones existentes⁵.

⁵ PRMS pág. 8

Reservas desarrolladas en producción son las que se esperan recuperar de los intervalos de terminación que están abiertos y en producción en el momento de hacer la estimación.

Reservas desarrolladas no en producción incluyen las reservas en pozos cerrados y detrás de la cañería.

Las reservas no desarrolladas son las cantidades que se espera recuperar a través de proyectos futuros.

Tradicionalmente se enfoca este tipo de evaluaciones hacia reservas probadas, sin embargo el estado de desarrollo, en producción y no en producción se ve reflejado dentro de proyectos de gestión de proyectos en los cuales se tiene en cuenta la incertidumbre en las reservas (Comprobadas, Probables y Posibles).

1.2.3. Según el tipo de fluidos en yacimiento. El estado inicial de los fluidos en el yacimiento permite dimensionar la magnitud del valor comercial de los recursos y se clasifican así⁶:

Yacimientos de Petróleo o crudo negro: Los hidrocarburos inicialmente en este tipo de yacimientos se encuentran en una o dos fases aunque con la producción solo una parte pasa a formar fase gaseosa. Cuando los fluidos se encuentran en dos fases inicialmente, por gravedad, existen dos zonas en forma separada, una zona inferior la zona de líquido y una zona superior llamada la zona de gas.

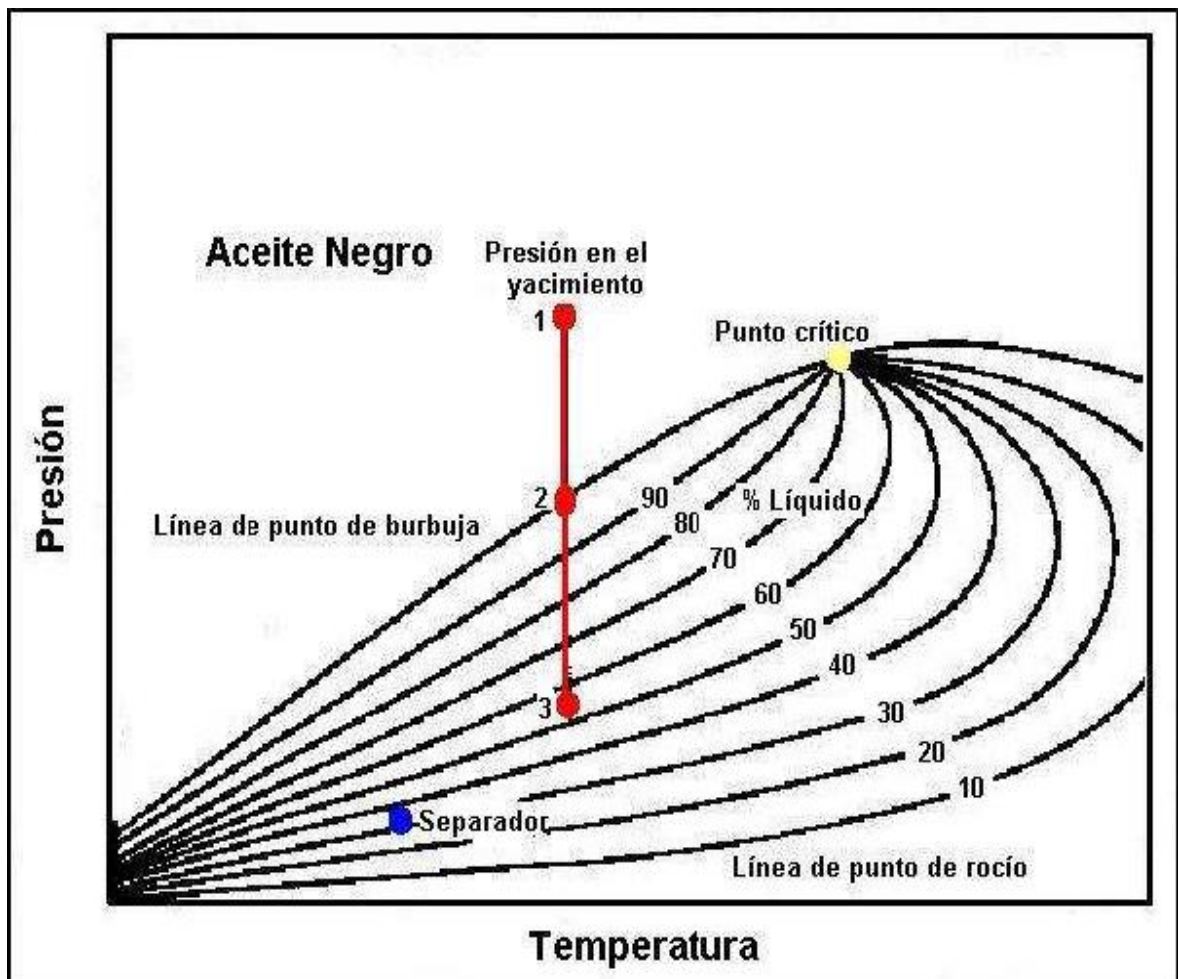
Consiste de una amplia variedad de especies químicas que incluyen moléculas grandes y no volátiles. El punto crítico está localizado hacia la pendiente de la curva. Las líneas (isocalidad) están uniformemente espaciadas y tienen un rango

⁶ Mannucci V, Jesús E. *Caracterización física de yacimientos*. 1996.

de temperatura amplio. Poseen $GOR \leq 2000$ Scf/STB, el cual se incrementa por debajo del punto de burbuja $Bo \leq 2$ RB/STB y $API \leq 45$.

La Figura 2 muestra el comportamiento típico PVT de los fluidos provenientes de un yacimiento de aceite negro y la caída de presión debida a la producción.

Figura 2. Diagrama de fases típica aceite negro.

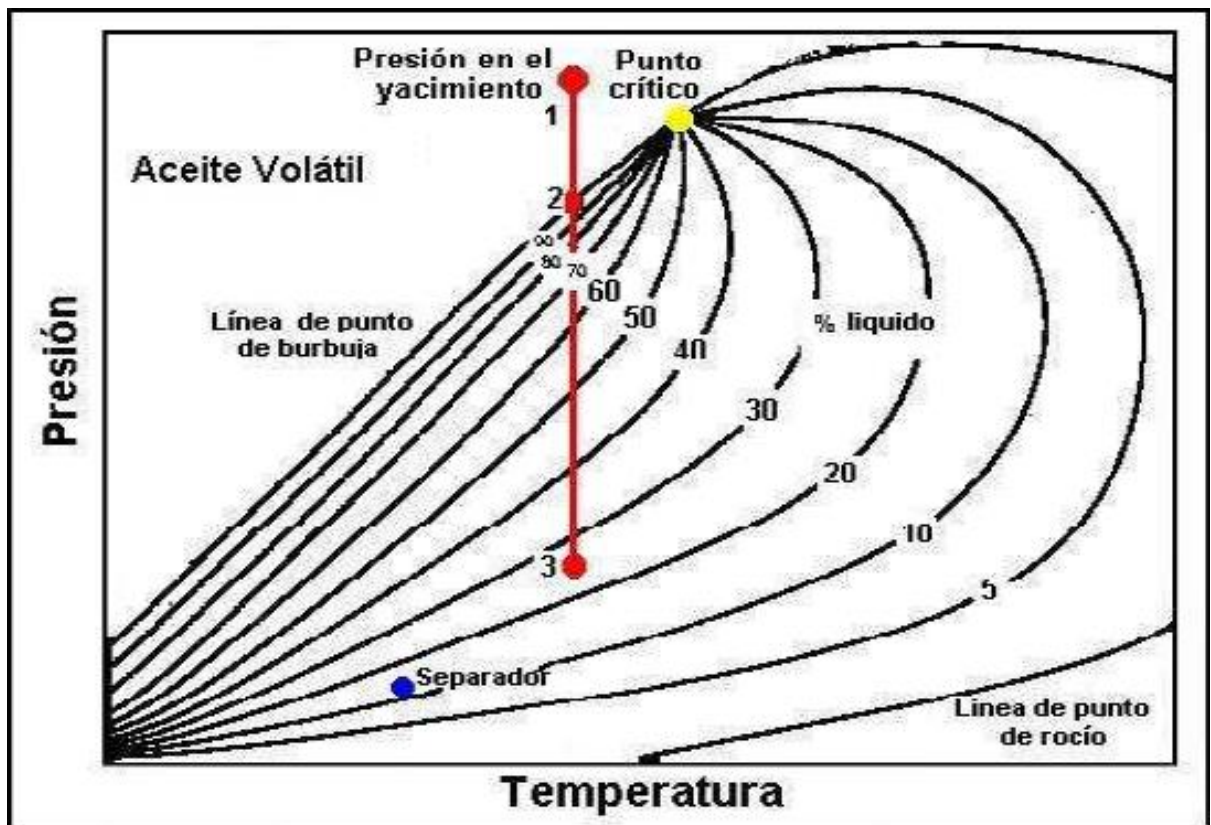


Fuente: Yacimientos de petróleo y gas. Yatte Fabián 2009.

Yacimientos de crudos volátiles: Yacimientos inicialmente en una o dos fases y la producción es la causa de que parte de estos líquidos pases a la fase gaseosa.

El rango de temperatura es más pequeño que en el de petróleo negro. La temperatura crítica es menor que en petróleo negro y está cerca de la temperatura de yacimiento. Las líneas de calidad son igualmente espaciadas y están desplazadas hacia arriba hacia el punto de burbuja. Una pequeña disminución en la presión por debajo del punto de burbuja causa una liberación enorme de gas (ver Figura 3). Estos también se llaman crudos de alto encogimiento crudos cercanos al punto crítico. $Bo \geq 2$ RB/STB y $2000 \leq GOR \leq 3300$ Scf/STB. El $API \geq 40^\circ$ normalmente.

Figura 3. Diagrama de fases para crudos volátiles.

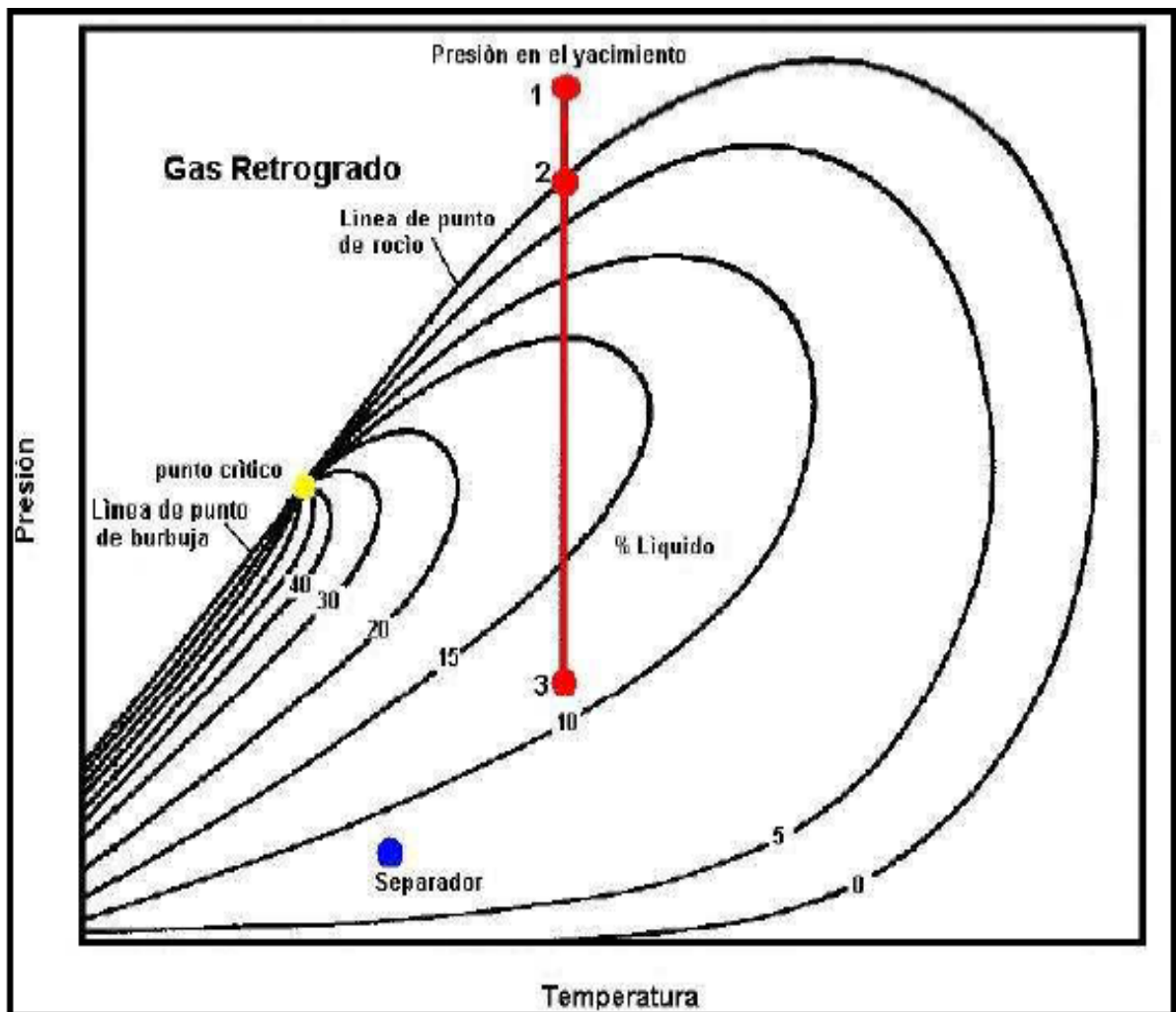


Fuente: Yacimientos de petróleo y gas. Yatte Fabián 2009.

Yacimientos de gas condensado: Hidrocarburos inicialmente en fase gaseosa sin embargo la producción es causa que se forme fase líquida además de la fase gaseosa. El diagrama de fases (ver Figura 4) es menor que el de los aceites

negros y el punto crítico está bien por debajo y a la izquierda de la envolvente. Contiene pocos hidrocarburos pesados. A medida que la presión cae las fracciones o componentes más pesados del gas se condensan y se forma líquido en el yacimiento, el cual normalmente no fluye y no puede producirse. El valor de GOR $3000 \leq \text{GOR} \leq 150000$ scft/STB y se incrementa con la producción. $40 < \text{API} < 60$ y se incrementa a medida que la presión cae por debajo de la presión de rocío.

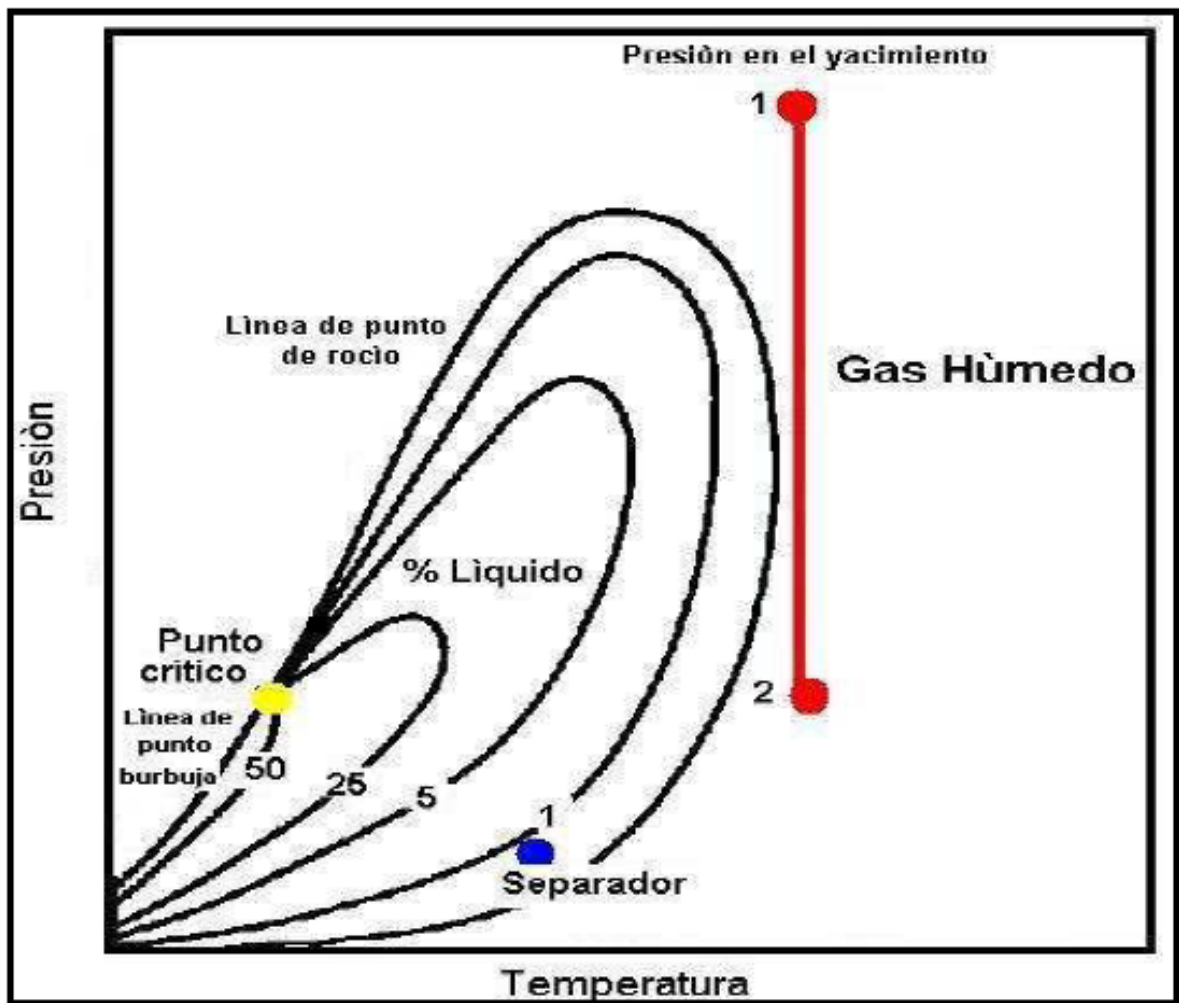
Figura 4. Diagrama de fases para gas condensado.



Fuente: Yacimientos de petróleo y gas. Yatte Fabián 2009.

Yacimientos de gas húmedo: todo el diagrama de fases de mezcla de hidrocarburos con moléculas predominantemente pequeñas yacen por debajo de la temperatura del yacimiento. La línea de caída de presión no entra a la envolvente por tanto no hay formación de líquidos en yacimiento. GOR > 500000 Scf/STB y permanece constante durante toda la vida del yacimiento.

Figura 5. Diagrama de fases para gas húmedo.

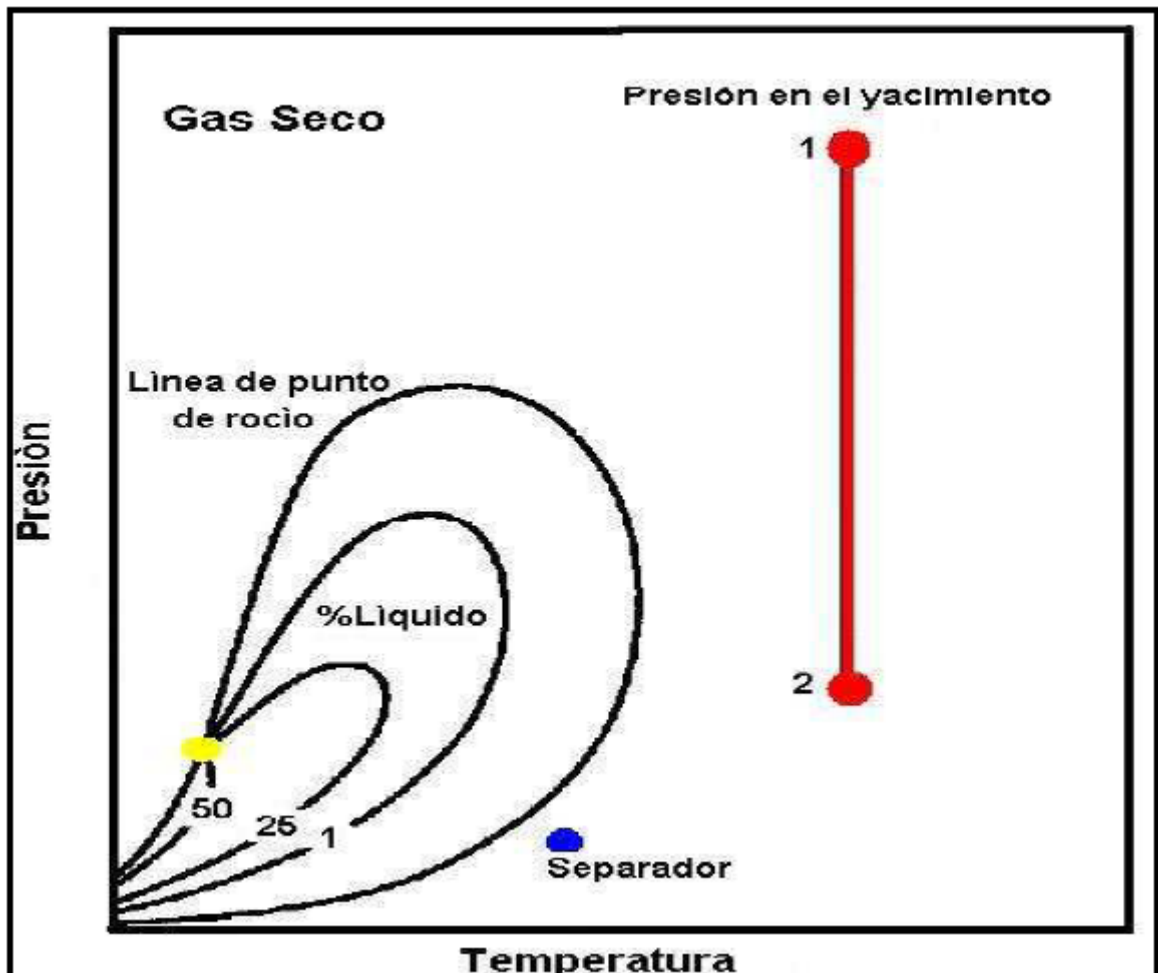


Fuente: Yacimientos de petróleo y gas. Yatte Fabián 2009.

Yacimientos de gas seco: El estado de los hidrocarburos es único y es en fase gaseosa y permanece así durante la producción del yacimiento (ver Figura 6).

Está formado principalmente por metano y algunos intermedios. El diagrama de fases muestra una mezcla de hidrocarburos gaseosos tanto en superficie como en yacimiento. No hay presencia de líquidos ni en yacimiento ni en superficie.

Figura 6. Diagrama de fases para gas condensado.



Fuente: Yacimientos de petróleo y gas. Yatte Fabián 2009.

1.3. ESTIMACIÓN DE CANTIDADES RECUPERABLES

La determinación de las cantidades recuperables de un proyecto puede basarse en un o una combinación de procedimientos analíticos. Dichos procedimientos pueden aplicarse usando un enfoque incremental (basado en riesgos) y/o un enfoque de escenarios.

1.3.1. Procedimientos analíticos. Existen principalmente tres categorías para estimar las cantidades recuperables y son: (a) Método por analogías; (b) Estimaciones volumétricas; (c) Estimaciones basadas en desempeño, que incluyen un balance de materiales, declinación de la producción y otros análisis de desempeño de producción.

1.3.2. Método por analogía. Se utilizan análogos ampliamente en la estimación de recursos, en particular en las etapas de exploración y desarrollo, cuando se encuentra limitada la información de mediciones directas. La metodología se basa en la suposición que el reservorio análogo es comparable con el reservorio bajo estudio en términos de las propiedades del reservorio y propiedades fluidos que controlan la recuperación final de petróleo. Al seleccionar análogos apropiados, donde los datos de desempeño en planes comparables de desarrollo (incluyendo clase de pozo, espaciamiento de los pozos, y estimulación) se encuentran disponibles, se puede pronosticar un perfil similar de producción.

Se definen los reservorios análogos por características que incluyen, pero no quedan limitadas a, profundidad aproximada, presión, temperatura, mecanismo de empuje del reservorio, contenido original de fluido, gravedad del fluido del reservorio, tamaño del reservorio, espesor bruto, espesor neto, relación de neto con bruto, litología, heterogeneidad, ambiente de depositación porosidad, permeabilidad, y plan de desarrollo. Los reservorios análogos son formados por los mismos procesos, o muy similares, en términos de sedimentación,

diagénesis, presión, temperatura, historia química y mecánica, y deformación estructural.

Una comparación con diferentes análogos puede mejorar el rango de incertidumbre en las cantidades recuperables estimadas del reservorio bajo estudio. Mientras que los reservorios en la misma área geográfica y de la misma edad típicamente proveen mejores análogos, dicha proximidad solo puede no ser la consideración principal. En todos los casos, los evaluadores deberían documentar las similitudes y diferencias entre el reservorio/proyecto análogo y el bajo estudio. Una revisión del desempeño del reservorio análogo es útil en el aseguramiento de calidad de las evaluaciones de recursos en todas las etapas de desarrollo.

1.3.3. Método volumétrico. Este procedimiento utiliza mapas del subsuelo basados en las propiedades de la roca del reservorio y de los fluidos, obtenidos de registros eléctricos, núcleos y pruebas de formación para calcular los hidrocarburos in situ y después estimar aquella porción que se recuperará con proyectos específicos de desarrollo. Incertidumbres claves que afectan los volúmenes in situ incluyen:

- Geometría del reservorio y límites de trampas que impactan en el volumen bruto de roca.
- Características geológicas que definen la distribución del volumen poral y de permeabilidad, tales como ambientes de depositación entre otros.
- La elevación de los contactos de fluidos.
- Combinaciones de calidad de reservorio, tipos de fluidos (factores volumétricos), y contactos que controlan las saturaciones de fluido.

El volumen bruto de roca de interés será para el total del reservorio. Mientras que la distribución espacial y la calidad del reservorio impactan en la eficiencia de

recuperación, el cálculo de petróleo in situ muchas veces utiliza valores promedios de la relación de neto vs bruto, porosidad, y saturaciones de fluido. En reservorios más heterogéneos, puede ser necesaria una mayor densidad de pozos para evaluar y categorizar los recursos con confianza.

Las estimaciones dadas de petróleo in situ por método volumétrico, esa porción que puede recuperarse con un conjunto definido de pozos y condiciones de operación, deben calcularse basado en desempeño de yacimientos análogos y/o estudios de simulaciones usando información disponible del reservorio. Se deben hacer suposiciones claves en términos de los mecanismos de empuje del reservorio.

Las estimaciones de cantidades recuperables deben reflejar incertidumbres no solamente en el petróleo in situ sino también en la eficiencia de recuperación de los proyectos de desarrollo aplicados al reservorio específico bajo estudio. Adicionalmente, se pueden utilizar métodos geo-estadísticos para preservar la información de distribución espacial e incorporar la misma en aplicaciones subsiguientes de simulación de reservorio. Dichos procesos pueden brindar estimaciones mejoradas del rango de cantidades recuperables. La incorporación de análisis sísmico típicamente mejora los modelos subyacentes de los reservorios y brinda estimaciones más confiables de recursos.

1.3.4. Balance de materia. Los métodos de balance de materiales para estimar cantidades recuperables involucran el análisis de comportamiento de presión y producción a medida que se extraen los fluidos del reservorio. En situaciones ideales, tales como reservorios con depleción por empuje de gas en rocas de un reservorio homogéneo y de alta permeabilidad y donde se encuentran disponibles datos de presión de alta calidad, cálculos basados en balance de materiales pueden ofrecer estimaciones altamente confiables de la recuperación final a diferentes presiones de abandono. En situaciones

complejas, tales como aquellas que involucran la afluencia de agua, compartimentalización, comportamiento multifásico, y reservorios multicapa o de baja permeabilidad, las estimaciones de balance de materiales por si solas pueden brindar resultados erróneos.

Características generales

Entre las características generales de la EBM, se destacan:

- Representa un balance volumétrico aplicado a un volumen de control, definido como los límites iniciales de aquellas zonas ocupadas por hidrocarburos.
- La suma algebraica de todos los cambios volumétricos que ocurren en cada una de las zonas definidas dentro del volumen de control es igual a cero.
- Para el análisis volumétrico se definen tres zonas: la zona de petróleo, la zona de gas y la zona de agua que existe dentro del volumen de control. Estas tres zonas se encuentran en equilibrio instantáneo dentro del yacimiento.
- Los cambios de volúmenes ocurren a partir de un tiempo $t=0$ a un tiempo $t=t$ cualquiera. Primero se procederá a definir los volúmenes iniciales en cada una de las zonas, luego los volúmenes remanentes al tiempo $t=t$, y por último la diferencia entre estos volúmenes representa la disminución en cada zona.
- Posteriormente se seguirá una serie de manipulaciones matemáticas para llegar a la ecuación generalizada de balance de materiales. Todos los volúmenes están expresados en condiciones de yacimiento.

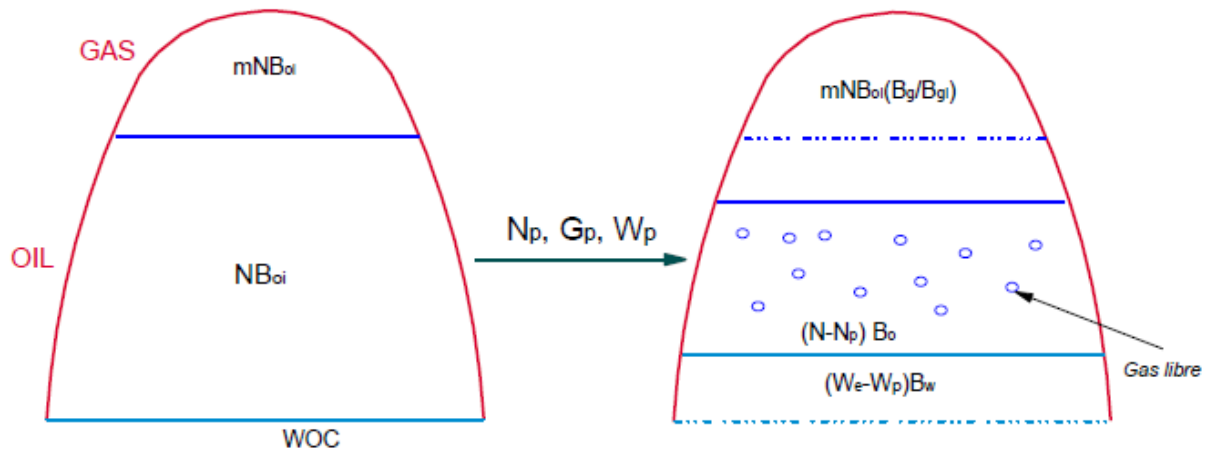
Modelos computarizados de reservorios o simulaciones de reservorios pueden considerarse como una forma sofisticada de análisis de balance de materiales. Mientras que dichos modelos pueden ser pronosticadores confiables del comportamiento del reservorio bajo un programa definido de desarrollo, es crítica la confiabilidad de los valores ingresados para las propiedades de las rocas, geometría del reservorio, funciones de permeabilidad relativa y propiedades de los fluidos. Los modelos de predicción son más confiables en la estimación de

cantidades recuperables donde existe una historia suficiente de producción para validar el modelo y además se cuenta con una gran confiabilidad en la calidad de la información suministrada.

La ecuación de balance de materia está escrita generalmente en bases volumétricas “los hidrocarburos iniciales = hidrocarburos remanentes + hidrocarburos producidos”. La Figura 7 describe un tanque (yacimiento) con capa de gas a condiciones iniciales, allí m es el tamaño de la capa de gas, que no es más que la relación de volúmenes de gas sobre volumen de la zona de petróleo

También se ha presentado una disminución en el volumen poroso disponible para hidrocarburos debido a la expansión de roca y fluido.

Figura 7. Modelo de tanque usado en la ecuacion de balance de materia para yacimeintos de petroleo.



Fuente: Escobar, F. Fundamentos de ingeniería de yacimientos.2004

Algunas aplicaciones del método de balance de materia son:

1. Determinar los hidrocarburos iniciales en el yacimiento.
2. Evaluar la intrusión de agua (W_e) conociendo N o G

3. Predecir el comportamiento y recobro final de yacimientos especialmente los que producen por gas en solución o depleción.
4. Evaluar factores de recobro
5. Determinar el tipo de empuje predominante para el recobro final del yacimiento.

La forma general de la ecuación de balance de materia fue desarrollada por Schilthuis en 1941. La EBM establece que la diferencia entre la cantidad de fluidos iniciales en el yacimiento y la cantidad de fluidos remanentes en el yacimiento es igual a la cantidad de fluidos producidos.

Parámetros de la EBM

La ecuación de balance de materia se expresa en unidades de yacimiento. Los términos que en ella intervienen se definen como se presenta en la Tabla 1:

Tabla 1. Parámetros de la ecuación de Balance de Materia.

N	Petróleo inicial en reservorio, STB.
G	Gas inicial en reservorio, Scf
m	Tamaño de la capa de gas o volumen de la capa de gas/volumen de la zona de petróleo
Np	Petróleo producido acumulado, STB
Gp	Gas producido acumulado, Scf.
Wp	Agua producida acumulado, STB.
Rs	Relación gas-petróleo, Scft/STB.
Rp	Relación gas gas-petróleo acumulado, Gp/NP. Scf/STB.
Bo	Factor volumétrico de formación del petróleo, bbl/STB.
Bg	Factor volumétrico de formación del gas, bbl/Scf.
Bw	Factor volumétrico de formación del agua, bbl/STB.
We	Intrusión acumulada de agua

Sw	Saturación de agua, fracción.
Co,g	Compresibilidad del petróleo, del gas.1/psi.
Cw,f	Compresibilidad del volumen poroso, del agua.1/psi.
P	Presión estática del yacimiento. Psia
ΔP	Pi-P. Psia
i	Inicial

Fuente: Modificado de Escobar, F. Fundamentos de ingeniería de yacimientos.2004.

Asumiendo que no se produce gas desde la capa de gas. Existen problemas cuando el yacimiento es delgado y cuando existe conificación.

Capa de gas original expandida.....= $mNB_{oi} \frac{B_g}{B_{gi}}$, bbl.

Petróleo remanente.....= $N - N_p B_o$, bbl.

Gas neto liberado.....=Gas liberado-Gas libre producido

Gas liberado.....= $N R_{si} - R_s B_g$, bbl.

Gas libre producido.....= $N_p R_p - R_s B_g$, bbl.

Gas neto liberado.....= $N R_{si} - R_s B_g - N_p R_o - R_s B_g$.

Volumen de hidrocarburos remanentes.....

$$N - N_p B_o + mNB_{oi} \frac{B_g}{B_{gi}} + N R_{si} - R_s B_g - N_p R_p - R_s B_g.$$

Intrusión neta de agua.....= $W_e - W_p B_w$.

Decremento del volumen poroso..... $C_e = -\frac{1dV}{VdP}$.

Involucrando todos los términos en mención y despejando N, la EBM queda:

$$N = \frac{Np [Bo + Bg Rp - Rs + WpBw - We]}{Bo - Boi + mBoi \left[\frac{Bg}{Bgi} - 1 \right] + Bg [Rsi - Rs + 1 + m Boi \left[\frac{CwSw + Cf}{1 - Sw} \right] \Delta P}$$

.....Ecuación 1

Los mecanismos de recobro se pueden identificar dentro de la EBM así:

Expansión en la zona de petróleo..... = $N[Bo - Boi + Rsi - Rs Bg]$

Expansión en la zona de gas libre..... = $mNBoi \left(\frac{Bg}{bgi} - 1 \right)$

Expansión de la roca y agua connata..... = $1 + m NBoi \left[\frac{CwSwc + Cr}{1 - Swc} \right] \Delta P$

Producción de petróleo y gas..... = $Np[Bo + Rp - Rs Bg]$

Producción de agua..... = $WpBw$

Es importante mencionar que la Ecuación De Balance De Materia es cero dimensional⁷, muestra independencia del tiempo, aunque en algunos modelos de influjo de agua se muestra dependencia explicita del tiempo, aunque la presión solo aparece explícitamente en el término de la expansión de las roca y el agua connata, se encuentra implícita en los parámetros PVT (Bo, Bg y Rs) los cuales son dependientes de la presión. También es de hacer notar que los cálculos de influjo de agua son dependientes de la presión.

La EBM no tiene forma diferencial, pues esta ecuación fue derivada comparando los volúmenes actuales a la presión P, con los volúmenes iniciales a la presión Pi.

⁷ Ph.D. Escobar Macualo, Freddy Humberto. Fundamentos en ingeniería de yacimientos, 200?

1.4. ANTECEDENTES DE LA EBM.

Existen diversos trabajos publicados acerca de los métodos de estimación de reservas de hidrocarburos. La mayoría de los trabajos se enfocan aspectos como las leyes y principios que gobiernan la extracción de fluidos, la derivación de las ecuaciones con base en la relación entre cantidad de fluidos producidos y propiedades del yacimiento.

1.4.1. Coleman, Wilde y Moore. Dentro de los primeros trabajos realizados acerca del tema se encuentra Coleman, Wilde y Moore. Su estudio se basa en la declinación de la presión del yacimiento posterior a la producción de fluidos de yacimiento⁸.

Presentaron una ecuación que relaciona la presión del yacimiento la cantidad de petróleo y gas producido, la cantidad de gas en yacimiento y las propiedades de los fluidos en yacimiento.

1.4.2. Schilthuis⁹. Schilthuis, presento una forma modificada de la ecuación de Coleman, Wilde y Moore. La ecuación de Schilthuis se puede describir como un balance volumétrico entre las cantidades de petróleo, gas y agua producida, con la declinación de presión del yacimiento, la cantidad total de agua que pudo haber entrado al yacimiento y la cantidad total de petróleo y gas del yacimiento. La ecuación de Coleman, Wilde y Moore está basada en las leyes de gases perfectos y soluciones perfectas, a diferencia de ésta, la ecuación de Schilthuis usa la relación entre la presión y el volumen obtenido en el laboratorio a partir de muestras de petróleo y gas del yacimiento, resultando que la ecuación sea aplicable al estudio de yacimientos de alta presión.

⁸ S.P. Coleman, H.D. Wilde and T.V. Moore, *Quantitative effects of GOR on decline of average rock pressure. Trans. AIME (1930). 86. 174. (Citado por Villa José R.pag. 6.)*

⁹ R.J. Schilthuis, *Active oil and reservoir energy, Trans., AIME118:33-52.*

Otra mejora de la ecuación de Schilthuis sobre la de Coleman, Wilde y Moore es una simplificación del procedimiento de cálculo involucrado, la mayoría de los términos usados en la ecuación de Schilthuis pueden ser leídos directamente de curvas provenientes del laboratorio.

Schilthuis, en la derivación de la ecuación, supuso que existe un estado de equilibrio instantáneo en el yacimiento. Esta suposición de equilibrio es tal que el yacimiento se comporta como si tuviese cantidades más pequeñas de petróleo y gas de las que realmente contiene. Tal estado de equilibrio nunca se alcanza. Una consecuencia de esto es que el contenido de hidrocarburos calculado mediante la ecuación de Schilthuis es siempre menor que el contenido real.

Se cree que la cantidad calculada de petróleo es esa porción del petróleo contenida en la parte permeable e interconectada que contribuye activamente al mantenimiento de la presión del yacimiento. Schilthuis llamó a este fenómeno “petróleo activo”.

La ecuación de Schilthuis no toma en cuenta la disminución en el volumen poroso debido al efecto combinado de la expansión del agua connata y la reducción del volumen poroso del yacimiento. Schilthuis también propuso un modelo de flujo de agua el cual expresa la tasa de flujo de agua dentro del yacimiento a un tiempo cualquiera, proporcional a la diferencia de presión entre la presión original del yacimiento y la presión en el yacimiento en un instante dado.

1.4.3. Old. Old expuso el uso simultáneo de la EBM y la ecuación de Hurst, aplicado al cálculo de las reservas de hidrocarburos.

Estudió el comportamiento de un yacimiento de petróleo y evaluó las fuerzas naturales que actuaban en el yacimiento¹⁰.

Old afirmó que un uso importante de este método de análisis consiste en determinar el comportamiento de presión.

1.4.4. Woods y Muskat. Woods y Muskat presentaron un procedimiento de análisis de mínimos cuadrados para resolver la ecuación de balance de materiales y su aplicación para estimar el petróleo en sitio a partir de observaciones de campo. El estudio concluyó que el balance de materiales por sí mismo no puede, con seguridad, proporcionar una determinación única de las características físicas básicas del petróleo que se produce de un yacimiento¹¹. Sin embargo, el método proporciona una herramienta útil para estimar la intrusión de agua o para predecir el comportamiento futuro de un yacimiento, cuando existen datos de control determinados independientemente, tales como valores de petróleo y gas inicial en sitio.

1.4.5. Tracy. Tracy presentó una forma simplificada de la ecuación de balance de materiales de Schilthuis¹². En la ecuación, los términos de petróleo producido acumulado, gas producido acumulado e influjo neto de agua se multiplican por diferentes factores de presión. El método estima tasas gas-petróleo instantáneas junto con producción incremental de petróleo.

1.4.6. Havlena y Odeh. Havlena y Odeh presentaron un método en el cual la ecuación de balance de materiales se expresa como la ecuación de una línea

¹⁰ R. F. Jr. Old, *Analyzing of reservoir performance. Trans. AIME(1943). 151. 86. (citado por Villa José R.pag. 6.)*

¹¹ R. E. Woods y M. Muskat, *An Analysis of material balance calculations. Trans AIME (1943). 151. 73. citado por Villa José R.pag. 6.)*

¹² G. W. Tracy, *Simplified form of the material balance equation. SPE Reprint Series No 3. 1970. pág. 62. citado por Villa José R.pag. 6.)*

recta¹³. El método consiste en graficar un conjunto de variables versus otro, dependiendo de los mecanismos de empuje del yacimiento del yacimiento. Este método proporciona un tercer y necesario criterio que sólo una solución exitosa de la ecuación de balance de materiales debería satisfacer. El método fue aplicado a varios casos de campo. El método ha demostrado ser el mejor en términos de la interpretación de los cálculos de balance de materiales y consiste en agrupar ciertos términos en la EBM y graficar un conjunto de variables con respecto a otro.

Dependiendo del mecanismo principal de empuje, se graficaran diferentes conjuntos de términos en función de otros, resultado que si el mecanismo de empuje elegido es el correcto, al igual que otros parámetros se obtiene una relación lineal entre variables graficadas. Eso permite la estimación de los parámetros N, m, y/o We, a partir del comportamiento lineal observado¹⁴.

La secuencia y dirección de los puntos graficados, así como la forma del gráfico imprime un sentido dinámico a la EBM.

Términos:

La agrupación de términos realizada por Havlena y Odeh fue la siguiente:

Extracción de gas petróleo y agua	$F = N_p * B_o + (R_p - R_s)B_g + W_p * B_w$	Ecuación 2
Expansión de petróleo y gas libre	$E_o = B_o - B_{oi} + R_{si} - R_s * B_g$	Ecuación 3

¹³ Havlena, D. & Odeh, A. S.: *The Material Balance as an Equation of a Straight Line – Part II, Field Cases. Journal Petroleum Technical. SPE 869. 1964.*

¹⁴ *Fundamentos de la ingeniería de yacimientos, FREDDY HUMBERTO ESCOBAR MACUALO, Ph.D. Universidad Sur colombiana.pag220*

Expansión de capa de gas..... $E_g = B_o * (\frac{B_g}{B_{gi}} - 1)$
Ecuación 4

Expansión de la roca y agua..... $E_{f,w} = B_{oi} * 1 + m * \frac{C_w S_w + C_f}{1 - S_w} * \Delta P$
Ecuación 5

Expansiones totales..... $E_t = E_o + mE_g + (1 + m)E_{f,w}$
Ecuación 6

La EBM queda de la siguiente forma:..... $F = N * [E_o + mE_g + E_{f,w}] + W_e B_w$
Ecuación 7

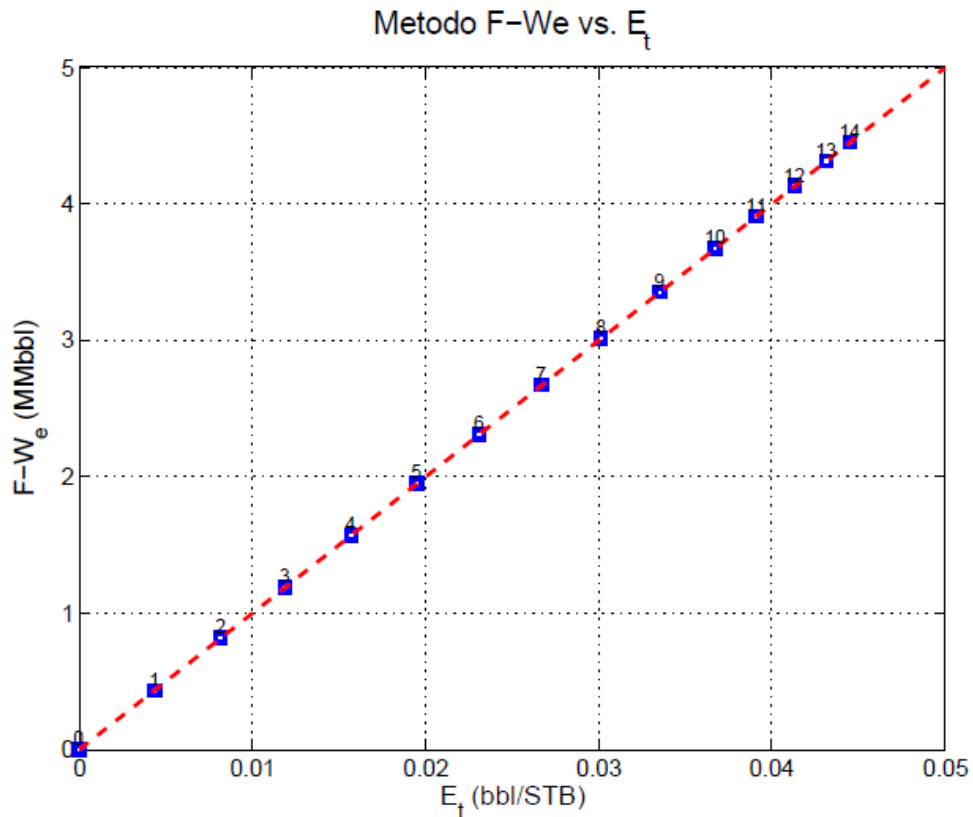
Los autores definieron la aplicación de la linealización para los diferentes casos cada uno de ellos está enfocado hacia diferentes mecanismos de empuje activos en el yacimiento, a saber:

1) Primer caso: Considerando empuje por expansión de fluidos y la roca

Caso: $F - W_e = NE_t$Ecuación 8

Al suponer un yacimiento donde la intrusión de agua es W_e y la capa de gas es nula, la EBM toma la forma de la ecuación 7. Al graficar F vs E_t el resultado será una recta con intercepto igual al empuje por expansión de agua y de la roca Fig. 8 Este es el tipo de tratamiento más indicado para arrancar un análisis. Si el grafico no es lineal se está definiendo la existencia de otro mecanismo de producción.

Figura 8. Caso 1 Havlena y Odeh



Fuente: Villa, Universidad central de Venezuela. 2003 Balance de materiales en yacimientos con gas disuelto.

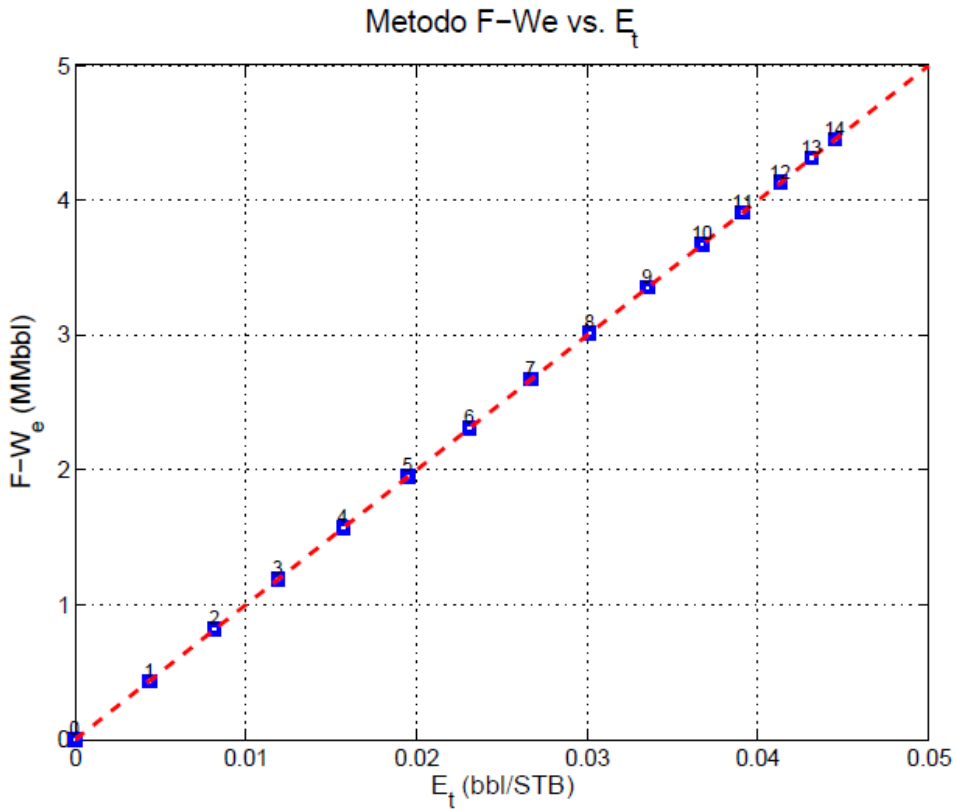
2) Segundo caso: Considerando empuje de la capa de gas.

Caso: $(F - W_e)/E_o = N + mNE_g/E_o$Ecuación 9

Este método permite calcular simultáneamente los valores de N y m. graficando $(F-W_e)/E_o$ en función de E_g/E_o se obtiene una línea recta cuyo intercepto con el eje Y es N y la pendiente mN.

Ordenando los términos tendremos una figura igual a la figura 9.

Figura 9. Caso 2 Havlena y Odeh



Fuente: Villa, Universidad central de Venezuela. 2003 Balance de materiales en yacimientos con gas disuelto.

3) Tercer caso: Considerando empuje por del acuífero activo.

Este método permite calcular N imponiendo una restricción adicional; además de mostrar un comportamiento lineal, la pendiente de la recta debe ser igual a 1. Se debe iterar para conseguir un W_e óptimo que reduzca el comportamiento a una tendencia lineal

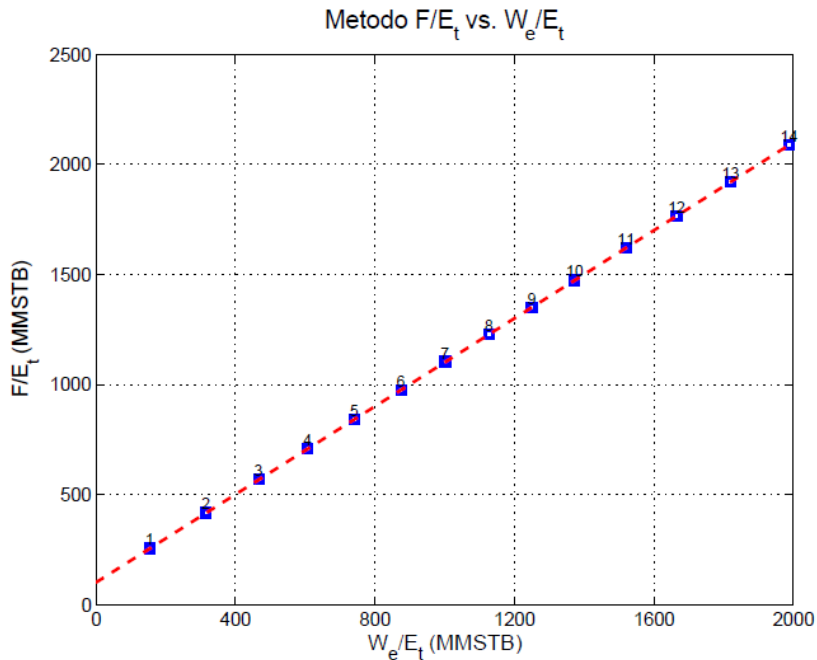
W_e existe, pero m y C_f , w valen 0 (yacimiento saturado).

$$\text{Caso } F = N(E_o + W_e B_w)$$

Donde W_e se calcula por el método de Hurst y Van Everdingen.

De la misma ecuación se obtiene $F/E_o = N + (W_e B_w)/E_o$

Figura 10. Caso 3 Havlena y Odeh



Fuente: Villa, Universidad central de Venezuela. 2003 Balance de materiales en yacimientos con gas disuelto.

1.5. HERRAMIENTAS SOFTWARE

1.5.1. Matlab. Se puede considerar un entorno de cálculo técnico el cual brinda excelentes prestaciones de cálculo numérico y visualización de análisis numéricos; cálculo matricial procesamiento de señales y gráficos. Una gran ventaja de Matlab es que consiste de un entorno fácil de usar. Los problemas y soluciones son expresados de la misma manera en que se escriben matemáticamente, sin el uso de la programación tradicional. Matlab posee una herramienta toolbox MRST para su versión R2011a.

1.5.2. Excel. Es una aplicación que se usa como herramienta de cálculo desarrollada por Microsoft en el paquete office.

El programa posee una interfaz intuitiva, con herramientas de cálculos y gráficos de muy fácil uso. Es uno de los programas más populares para la realización de hojas de cálculo. Es viable su uso para la realización de este proyecto, puesto que se cuenta con la disponibilidad.

1.5.3. CMG. Software especializado desarrollado por Computer Modeling Group, empresa encargada de desarrollar programas de uso en la industria petrolera.

Mediante el uso de sus aplicaciones se puede desarrollar casos de simulación usando las propiedades petrofísicas, información geológica del yacimiento, ubicación y trayectoria de los pozos, además de modelos dinámicos integrando las propiedades de las fases contenidas en yacimientos de hidrocarburos y su comportamiento con las extracciones e inyecciones.

1.5.4. OFM. OFM es un software de análisis de yacimiento y pozo que ayuda a mejorar la gerencia de producción y el seguimiento de las reservas con una avanzada vista de vigilancia y poderosas herramientas de pronósticos. Este software está diseñado para entregar un método eficiente de visión, relación y análisis de información de producción y yacimiento en una variedad de volumen de trabajo de ingeniería establecido.

Las extensas herramientas del software automatizado OFM (tales como mapas de bases interactivos con tendencia de la producción, presiones de burbuja, análisis de curvas de declinación, y análisis de curvas tipo) reducen el tiempo que gastará el ingeniero analizando dicha información, dándole así más tiempo para orientar su información para un buen uso.

2. CAMPO ESCUELA COLORADO

2.1. GENERALIDADES

Actualmente el Campo Escuela Colorado es una unidad académico administrativa de carácter científico, tecnológico y de operación de hidrocarburos, creada bajo el convenio de cooperación empresarial suscrito entre la Universidad Industrial de Santander y Ecopetrol. El principal objeto 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 experimentar y desarrollar nuevas tecnologías orientadas a aumentar la producción en el país.

Su exploración se inició en los años 1923 a 1932¹⁵ cuando se perforaron 7 pozos, de los cuales todos fueron abandonados por problemas mecánicos excepto el n°7, esta primera fase exploratoria finalizo el 11 de febrero de 1932 con el abandono del pozo C-6. Posteriormente la Troco de 1945 a 1946 programó la perforación de 8 pozos para que en los años 1953 a 1964 Ecopetrol desarrollara completamente el Campo con la perforación de 60 pozos quedando un total de 77 pozos perforados en la estructura. En el año 1961 alcanzó la máxima producción con 1771 BOPD pero declinó rápidamente hasta llegar a 467 BOPD en 1966 y hacia el año 2003 el campo con 5 pozos activos y una producción de entre 20 y 30 BOPD, debido principalmente a problemas históricos de taponamiento por parafinas tanto en las líneas como en la tubería de producción en el pozo.

Campo Escuela Colorado cuenta con 22 pozos activos con una producción entre promedio de 450 BOPD y 300 Kscfd de gas en lo que va corrido del año, con una

¹⁵ *Ecopetrol-ICP-EOS LTda-Union temporal AIP . Diagnóstico y Estrategias recobro Campo Colorado, 2003.*

alta tendencia hacia su incremento debido a la re-activación de pozos y estrategias de producción.

2.2. UBICACIÓN

El Campo Escuela Colorado está ubicado en la cuenca del Valle medio del río Magdalena (VMM) en la provincia estructural del piedemonte occidental de la cordillera oriental, en inmediaciones del municipio de San Vicente del Chucuri, al sureste del municipio de Barrancabermeja (Santander) y al sur del campo La Cira-Infantas, entre las coordenadas X=01'036.00- 1'040.500 Este y Y=1'238.000- 1'247.500 norte respecto a Bogotá, en el área de la antigua concesión de Mares.

Figura 11. Localización Geográfica del campo



Fuente: ECOPEL – ICP 2003 D.E.R

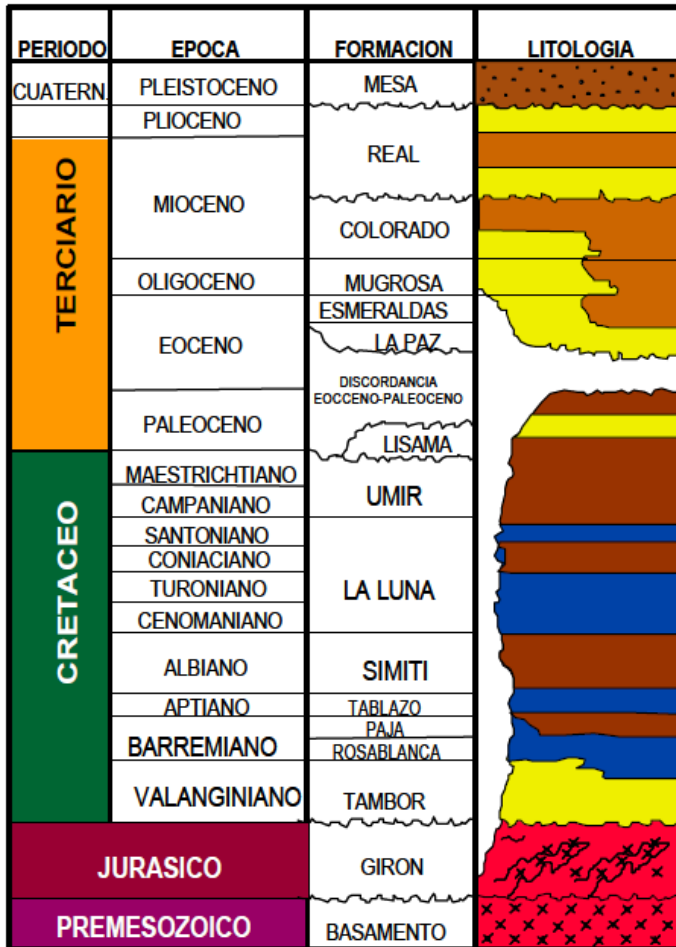
2.3. MODELO GEOLÓGICO

La evolución tectónica del VMM ha estado caracterizada por eventos tectónicos distensivos que tuvieron lugar en el triásico tardío y el cretácico tardío con algunas interrupciones, comenzando con un graben supracontinental limitado por paleó fallas normales, cuya subsidencia causada por tectónica de bloques (Fabre, 1983) está ligada a la denostación de los sedimentos pre-cretáceos de las formaciones Bocas, Jordán, Girón y los Santos.

La fase tectónica 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. La estratigrafía de base a techo de la secuencia terciaria del Valle medio del Magdalena 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 (Figura 12). Las zonas B y C corresponden a la *Tectonosecuencia 2* y la Zona 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 cuenca¹⁶.

¹⁶ Amaya K., Clavo J. “Geoestadística univariable aplicada a atributos petrofísicos de la formación Mugrosa para la determinación de áreas prospectivas del Campo Escuela Colorado”, 2010.

Figura 12. Columna estratigráfica de la cuenca del Valle del Magdalena medio.



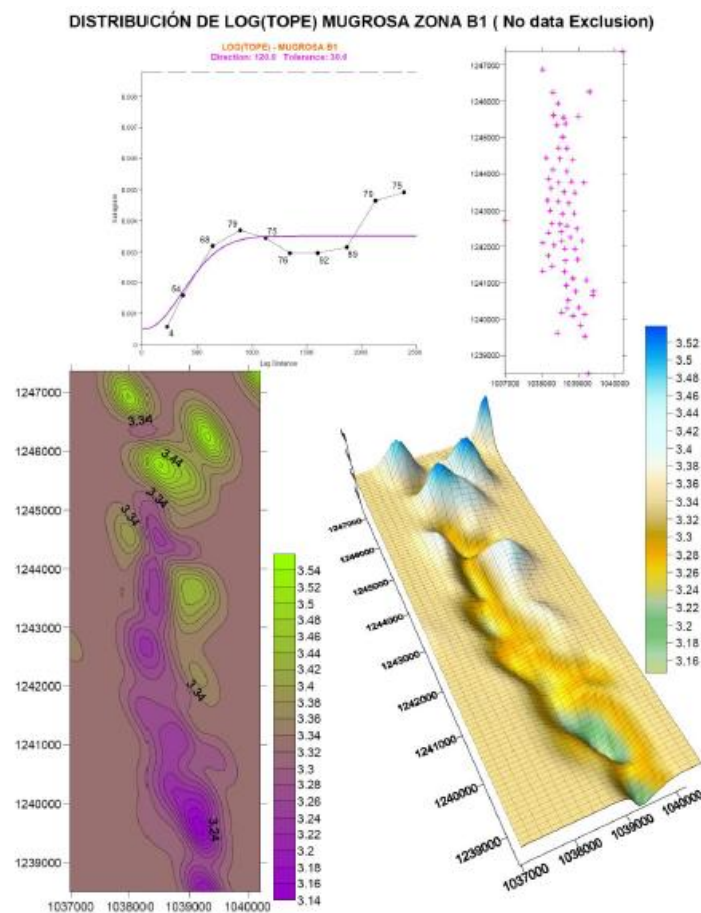
Fuente: Ecopetrol SA-ICP. Diagnóstico y Estrategias de recobro Campo Colorado.

2.4. MODELO ESTRUCTURAL

La estructura del Campo Colorado está conformada por un anticlinal asimétrico, cuyo flanco más extenso buza al oriente y el más corto hacia el occidente con inclinaciones entre 25 a 45°, con eje N-S y cabeceo hacia el norte, ubicado en el bloque colgante de una falla inversa homotética en sentido N-S y buzamiento al

Este denominada como la falla de colorado. El anticlinal de colorado está dividido en siete bloques por fallas locales en sentido W-E y SW-NE. De sur a norte se denominan los Bloques I, I, II, III y IV están limitados por fallas inversas con buzamiento hacia el sur, cabalgándose unos a otros hacia el norte, de tal forma que el bloque I está más alto y el bloque IV más bajo (ver Figura 13). Este último está limitado al norte por una falla inversa que buza hacia el norte y que lo separa del bloque V, el cual a su vez está limitado por una falla normal que buza hacia el norte y que lo separa del bloque VI en la parte norte del campo.

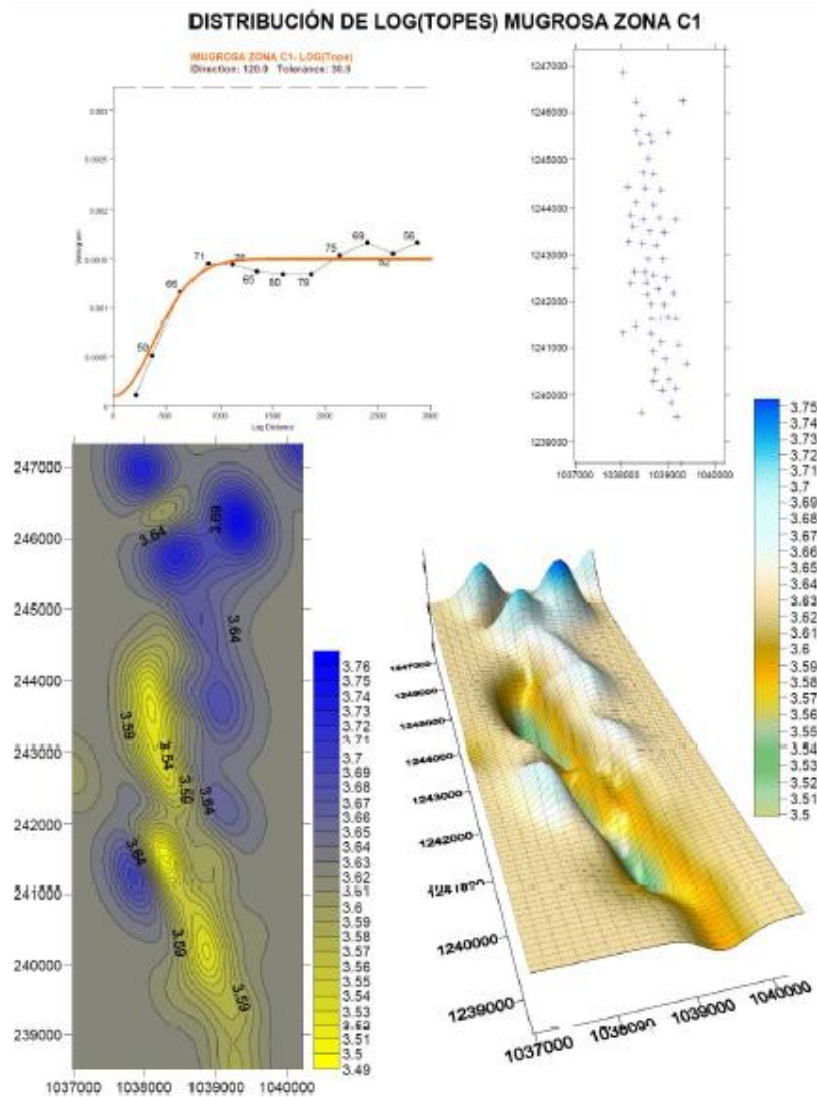
Figura 13. Mapa estructural al tope de la formación Mugrosa (zona B1)



Fuente: Amaya K., Clavo J. “Geoestadística univariable aplicada a atributos petrofísicos de la formación Mugrosa para la determinación de áreas prospectivas del Campo Escuela Colorado”, 2010.

Las Figuras 12 y 13 fueron generados a partir de datos consignados en los historiales de pozo pertenecientes a CEC y cargados en software Suffer 8.0 para dar una visión de la continuidad de vario gramas reflejado a los topes de las arenas B y C de la formación Mugrosa.

Figura 14. Mapa tope de la formación Mugrosa (zona C1)



Fuente: Amaya K., Clavo J. “Geoestadística univariable aplicada a atributos petrofísicos de la formación Mugrosa para la determinación de áreas prospectivas del Campo Escuela Colorado”, 2010.

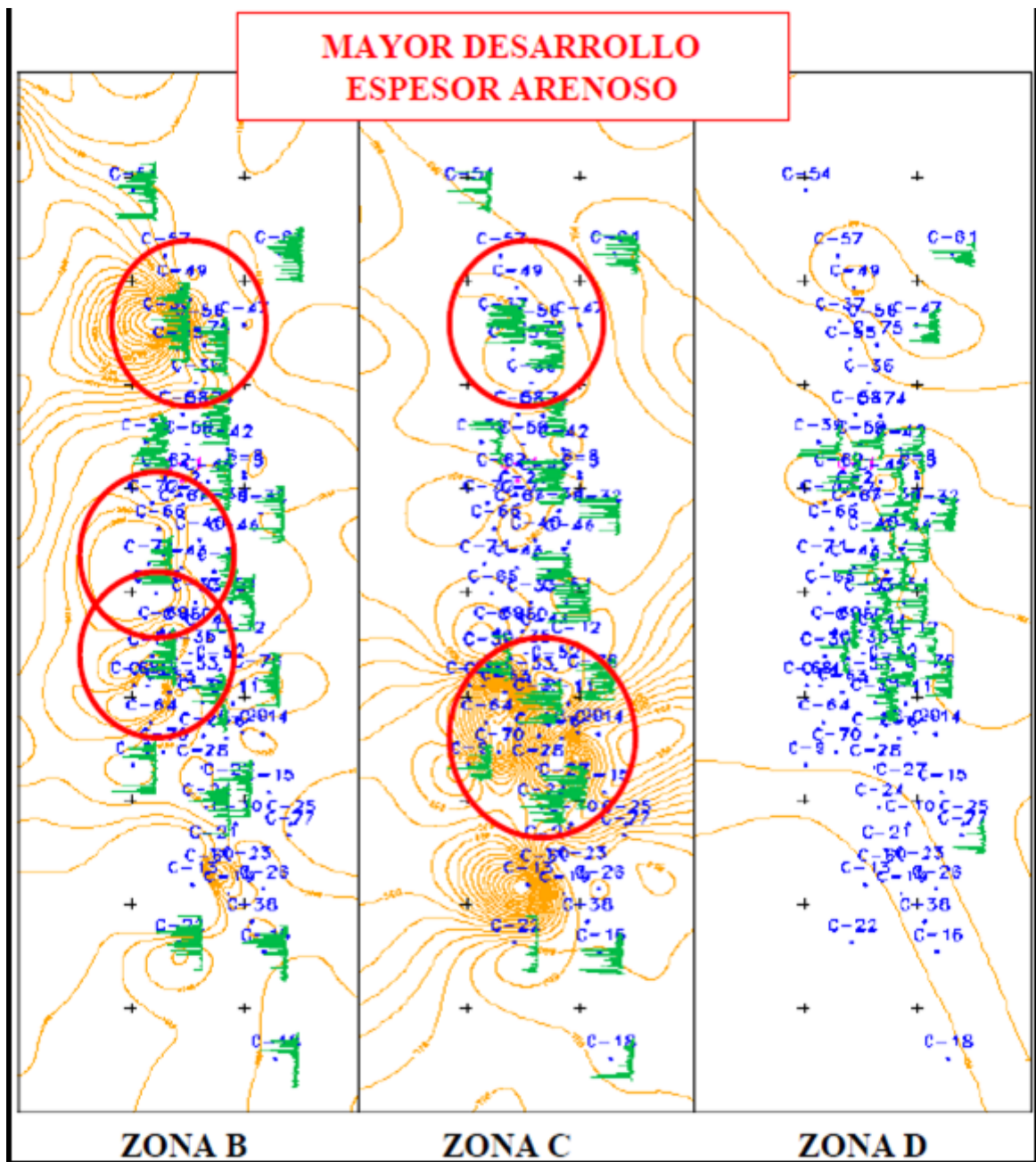
2.5. MODELO ESTRATIGRÁFICO

Los pozos perforados en el Campo Colorado atraviesan unidades de interés económico pertenecientes a la secuencia terciaria del VMM que descansa sobre la discordancia del eoceno medio. De base a tope se tienen reportadas las formaciones La Paz, Esmeraldas, Mugrosa y Colorado. De manera general, estas formaciones están caracterizadas por intercalaciones de depósitos areniscas y lodolitas continentales que varían lateralmente en un sistema fluvial meándrico a trezado. Estos depósitos se desarrollaron posteriormente a los eventos tectónicos relacionados con la subsidencia de la cordillera central al occidente y el levantamiento de la cordillera oriental.

A partir de los topes de las formaciones interpretados en la correlación de registros, se generaron mapas Isopacos preliminares con los valores de espesor total (GROSS) (ver Figura 14), los cuales indican que las zonas B y C (Formación Mugrosa) presentan mayor desarrollo arenoso hacia el oeste, noroeste y hacia el sur, mientras que la zona D (Formación Esmeraldas) presenta un pobre desarrollo de arenas.

Según el informe ECOPETROL-ICP del 2003, las variaciones granulométricas entre las arenas de grano muy fino a medio y las laminaciones e intercalaciones con lodolitas arenosas, lodolitas y limolitas arcillosas varicoloreadas, reflejan múltiples variaciones en el régimen de flujo que indican etapas de acreción vertical y lateral de canales hasta abandono en llanuras de inundación. Esto sugiere un sistema de ríos meándricos con corrientes en la parte final de un estado juvenil, teniendo en cuenta el dominio de granulometría fina.

Figura 15. Mapas Isopacos (Gross) y electrofacies Mugrosa (Zona B, C) y Esmeraldas (zona D)



Fuente: Ecopetrol SA-ICP. Diagnóstico y Estrategias de recobro Campo Colorado.

2.6. MODELO PETROFÍSICO

En trabajos preliminares realizados a este campo se interpretó la estructura al tope de las formaciones Mugrosa (zonas B y C) y Esmeraldas (zona D) a partir de la información disponible, de esta forma se determinaron propiedades petrofísicas básicas como porosidad, permeabilidad y saturación de fluidos sin incluir curvas por digitalizar, correcciones por espesor de capa y determinar de la mejor forma las resistividades del agua de formación y del filtrado del lodo; tareas recomendadas para trabajos posteriores con el fin de recalcular la petrofísica y determinar más acertadamente los intervalos candidatos a cañonear.

En el modelo desarrollado en el 2003 no se trabajaron las curvas de GR por ser en su mayoría en hueco entubado, además no se encontraba digitalizada en todos los pozos. Para el cálculo de la permeabilidad se estableció una correlación directa de porosidad y permeabilidad medida en los corazones y la saturación de agua fue calculada a partir del método de “Resistividad de la zona lavada” ante la ausencia de registros de porosidad.

El registro de potencial espontáneo “SP” es el único registro litológico disponible en la mayoría de los pozos del campo por lo tanto sólo este fue normalizado, los registros resistivos por otra parte, los Latero-log, los registros esféricos enfocados (SFL) y los de inducción se postulan para ser corregidos por condiciones del hueco, espesor de capa e invasión de fluidos, este tipo de correcciones son más importantes de realizar en yacimientos con espesor de capas muy delgadas como es el caso de Colorado.

Es importante destacar que dentro de la interpretación petrofísica queda pendiente amarrar los resultados de las muestras de corazones con los registros eléctricos debido a las malas condiciones de los corazones existentes, por lo tanto anteriormente se realizó la correlación registros roca con un rápido análisis

cualitativo de las propiedades de la roca con la respuesta de los registros en las zonas corazonadas.

El cálculo de la fracción arcillosa se realizó a partir del registro de SP normalizado para los pozos con esta curva disponible. Se debe tomar en cuenta que este registro litológico es de poca resolución vertical y no presenta buena respuesta en capas de poco espesor, haciéndola ver como capas de propiedades más bajas de lo que realmente pueden ser, sin embargo, esta curva es un buen indicador de zonas permeables e impermeables y en comparación con el GR, no se ve afectada por la radiactividad de las arcillas. El cálculo de la saturación de agua se realizó mediante el método de resistividad de la zona lavada, pero este método es muy sensible a las variaciones de resistividad de agua de formación y del filtrado del lodo, por lo tanto se recomendó determinar los parámetros de la ecuación de Archie como lo son “a”, “m” y “n”. En el cálculo de la porosidad se empleó la ecuación de Archie, y para el cálculo de la permeabilidad se emplearon datos de laboratorio porosidad-permeabilidad, se depuraron y correlacionaron obteniéndose una ecuación exponencial de la permeabilidad en función de la porosidad, como se muestra a continuación (ECOPETROL-ICP, 2003):

$$K = 0.0161707 * e^{0.3784650 * \phi}$$

La resistividad del agua de formación fue determinada mediante muestras de laboratorio encontrándose la siguiente ecuación de Resistividad de Agua Vs Profundidad, (ECOPETROL-ICP, 2003).

$$\text{Resw} = \frac{Rw * (TRw + 6.77)}{(TEMP_FORM + 6.77)}$$

$$TEMP_{FORM} = 0.01649 * DEPTH + 86.8892$$

Donde:

Resw: Resistividad del agua de formación.

Rw: Resistividad del agua de formación a condiciones de laboratorio.

TRw: Temperatura de la resistividad del agua de formación a condiciones de Laboratorio.

TEMP_FORM []: Temperatura de la formación.

Es necesario hacer una medición de la resistividad del agua en varios pozos ya que algunos de estos datos no son consistentes, lo que podría afectar la medición de la saturación de agua por el método de la “zona lavada”. La resistividad profunda o de la zona no invadida se tomó de la curva de los registros Inducción o Laterolog. Es de notar que a estas curvas no se les realizó correcciones por espesor de capa, luego en las arenas muy delgadas no se puede apreciar la verdadera resistividad de la formación.

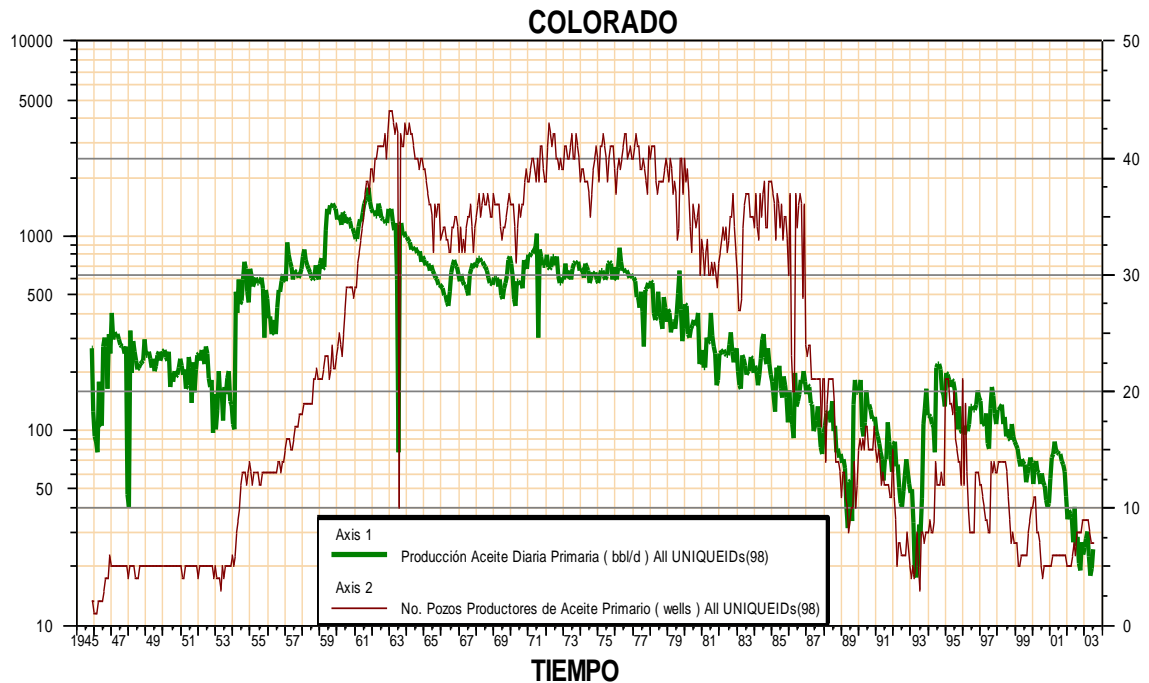
2.7. HISTORIA DE DESARROLLO Y PRODUCCIÓN

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 Trocá 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 77 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, 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 a 47 BOPD en 1989 (ver Figura 16). 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. Las principales arenas productoras en el campo se han denominado como "Arenas B y Arenas C", siendo los pozos completados en forma independiente o en conjunto algunas veces. También se tienen como horizontes productores las "Arenas D y E" pero con bajas producciones.

Figura 16. Historia de producción del Campo Escuela Colorado

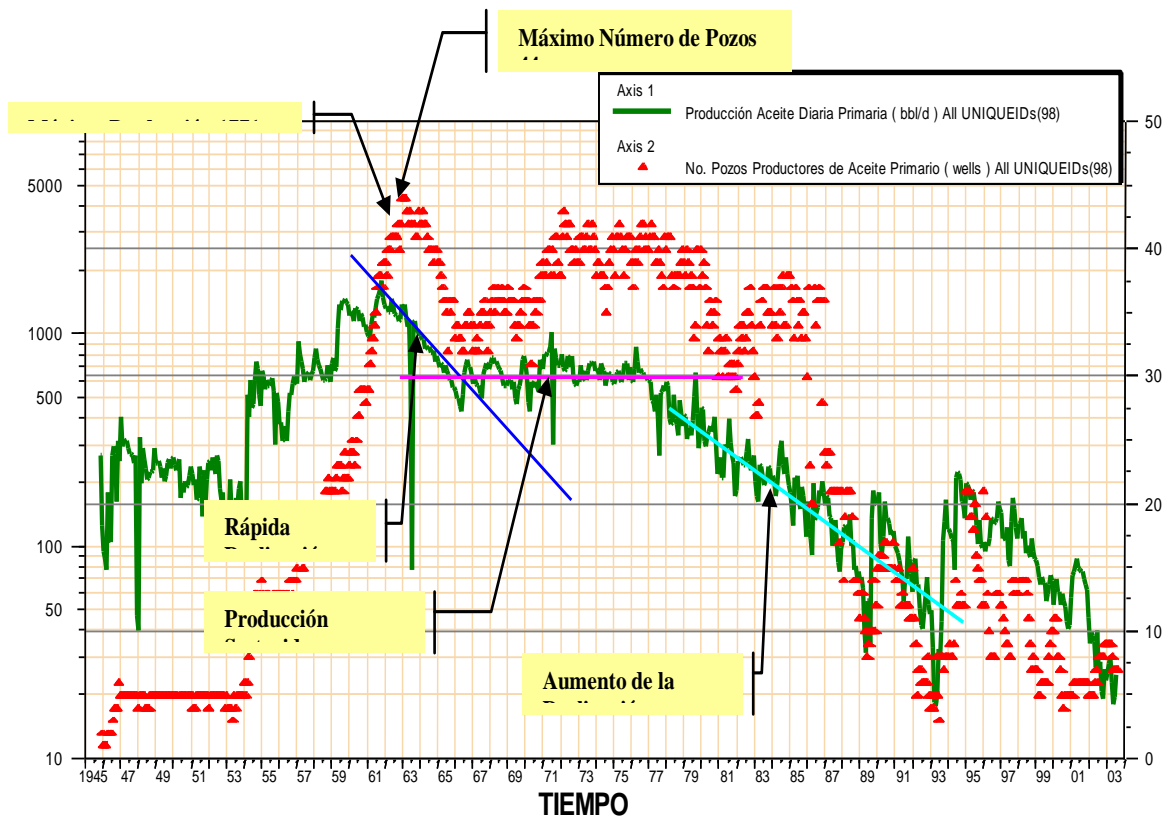


Fuente: Ecopetrol SA-ICP. Diagnóstico y Estrategias de recobro Campo Colorado

2.8. DECLINACIÓN DEL CAMPO

El comportamiento actual de la producción de Aceite se caracteriza por una fuerte declinación, la cual se ha mantenido desde 1994 hasta el 2003 con un valor de 0.1535 efectiva anual. Este periodo de tiempo se ha caracterizado por la continua pérdida de pozos productores dando como producción del campo un promedio entre 20 BOPD y 30 BOPD y entre 5 y 7 pozos produciendo (ver Figura 17).

Figura 17. Declinación del Campo

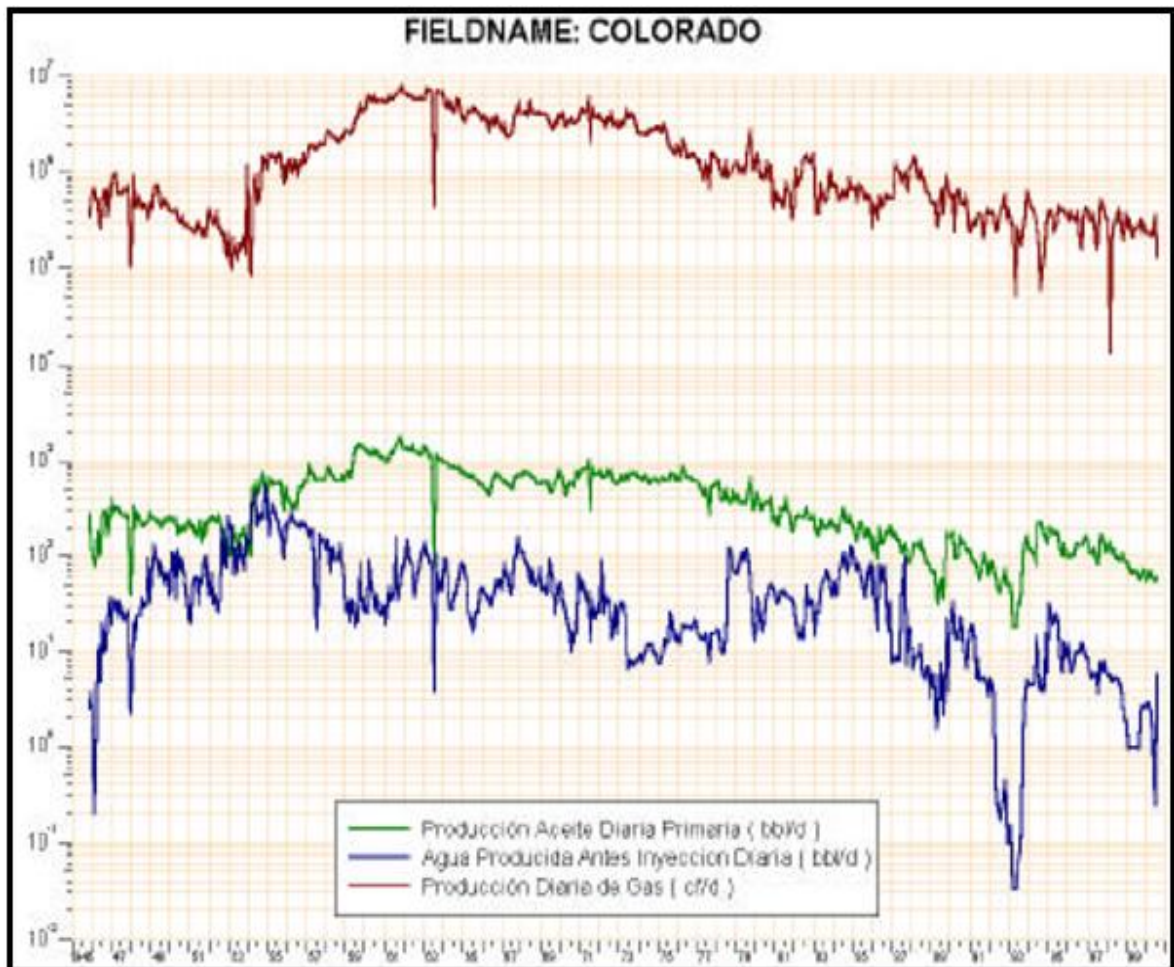


Fuente: Ecopetrol SA-ICP. Diagnostico Y Estrategias De Recobro Campo Colorado.

2.9. PRODUCCIÓN DE ACEITE AGUA Y GAS

El Campo Colorado tiene una muy baja producción de agua en su comportamiento histórico, siendo esto típico de un campo con una influencia mínima o nula de algún tipo de acuífero. La producción de gas ha estado casi constante desde 1989 con un valor promedio de 225 KScfd con una drástica disminución en el 2003, por la pérdida de pozos productores (ver Figura 18).

Figura 18. Producción De Aceite, Agua Y Gas Del Campo Escuela Colorado



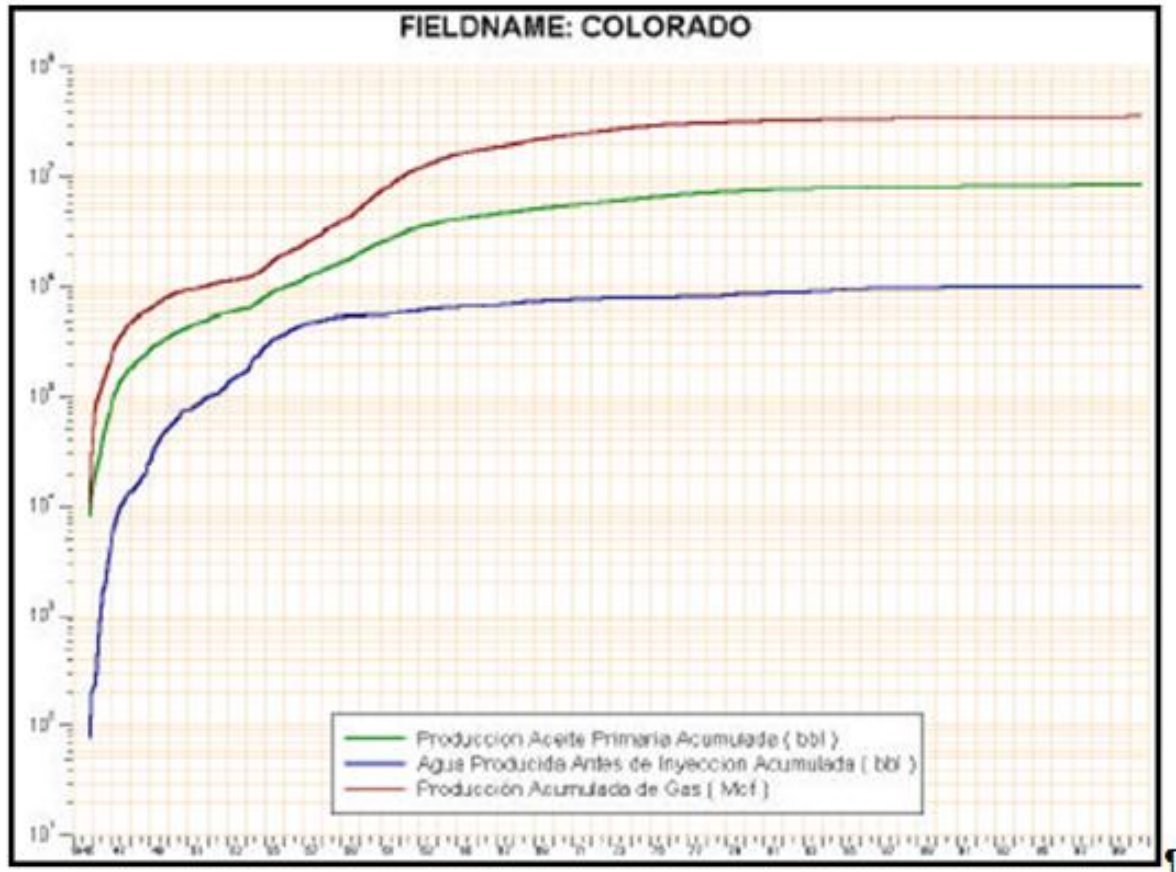
Fuente: Ecopetrol SA-ICP. Diagnostico Y Estrategias De Recobro Campo Colorado.

2.10. PRODUCCIÓN ACUMULADA DE FLUIDOS

Históricamente se implementaron en el campo dos sistemas de levantamiento artificial: Bombeo Mecánico y Plunger Lift. Este último fue retirado de aquellos pozos en que fue instalado, por pérdidas de eficiencia y daños ocasionados por la precipitación de parafinas. De acuerdo a esto, es aconsejable realizar análisis de ingeniería con métodos alternativos de levantamiento artificial que puedan disminuir los costos de recuperación de los pozos inactivos. El aceite original estimado de acuerdo al último reporte es de 121 MMSTB y las reservas primarias producidas son de 8,9 MMSTB (2003) con un factor de recobro actual de 7,157 % (ver Figura 19). En síntesis, este campo está clasificado como un campo maduro, debido a que presenta los siguientes factores:

- a.** Su producción se encuentra ya en la etapa estabilizada de su curva de declinación, y es excesivamente baja comparada con su tasa inicial.
- b.** Baja energía del yacimiento, debido al poco aporte del mecanismo de empuje predominante (Para este caso, gas en solución).
- c.** Bajo índice de productividad en todos los pozos del campo. Dadas las condiciones del campo algunas de las variables requeridas para realizar un análisis completo no están disponibles, considerando que campos tan antiguos y con producciones pobres como este, no cuentan precisamente con suficiente disposición en cantidad y calidad de información para todos los pozos.

Figura 19. Producción acumulada de fluidos en Campo Escuela Colorado.



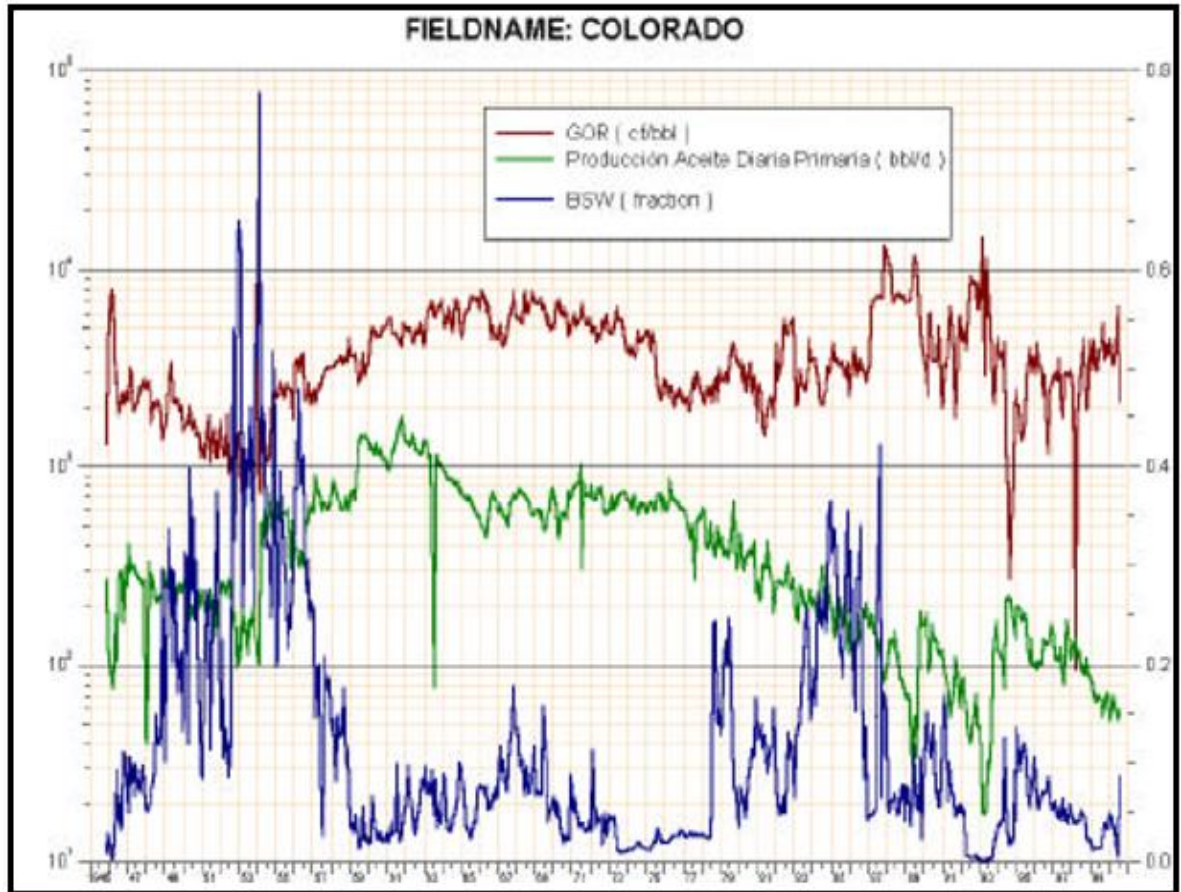
Fuente: Ecopetrol SA-ICP. Diagnostico Y Estrategias De Recobro Campo Colorado.

2.11. COMPORTAMIENTO DEL GOR Y BSW

El comportamiento del BSW denota la realización de trabajos para aislar la producción esporádica del agua en el campo, la cual es mínima en comparación a la producción de aceite y gas. El comportamiento del GOR es normal hasta el año 1976, en donde se presentan anomalías en la curva, mostrando aumentos del GOR al disminuir la producción de crudo, esto se puede deber a la producción de

pozos de solo gas o a medidas erróneas del gas producido. En generales el GOR presenta un comportamiento casi constante desde 1989 (Figura 20).

Figura 20. Comportamiento Del GOR Y BSW En El Campo Escuela Colorado.



Fuente: Ecopetrol SA-ICP. Diagnóstico y estrategias de recobro Campo Colorado.

2.12. INFORMACIÓN PVT

En Campo Escuela Colorado se cuenta con información de muestras tomadas tanto en el separador y tanques¹⁷ de prueba como en cabeza de pozos a

¹⁷ DER Ecopetrol pág. 33

diferentes campañas de caracterización llevadas históricamente en diferentes pozos como se presenta en la Tabla 2:

Tabla 2. Información Disponible PVT Para El Campo Escuela Colorado

Pozo	Arenas	T.yto (°F)	GORi (SCF/SB)	Pb (Psi)	μ a Pb (Cp)	SG Gas	Grav. °API a 60 °F	Bo a Pb (RB/SB)	Rs (cf/bbl)
C-12	E	186	5884,8	2958	0,441	0,751	40,1	1,373	667
C-43	B	114	698,6	648	1,6	0,958	41,2	1,091	140
C-49	C, D, E	174	1271	2078	0,462	0,937	39,7	1,401	648
C-25	B	104	240	630	2,18	1,017	36,7321	1,0201	237,8

Fuente: Modificado de: “Informe Diagnostico y Estrategias de Recobro para Ocho Áreas de la Gerencia Centro Oriente”, Diciembre de 2003 & Estudio PVT Colorado 25 (Mugrosa B), Reporte No. PVT-ID0157-72, Marzo de 2008.

Sin embargo los tres primeros análisis fueron realizados al inicio de la producción de los pozos algunos de estos resultados no son muy confiables debido a las consideraciones tenidas en cuenta, por lo cual en el año 2007 Catalán y Coronel¹⁸, se basaron en un análisis sintético para cada arena productora y analizaron el comportamiento de los fluidos con respecto al cambio de la presión.

Presiones estáticas iniciales.

En el campo escuela Colorado no se cuenta con información suficiente para determinar un perfil de presiones con respecto de la producción o el tiempo.

Algunos de los datos obtenidos por medio de informes y pruebas de formación de pozos no tienen referenciada la profundidad de la prueba o no se encuentra una segunda medición a diferentes etapas de la producción con la cual determinar una clara tendencia de declinación.

¹⁸ Catalán C. Coronel D Desarrollo de un modelo conceptual de simulación para los bloques I y II del CEC. 2010.

Además, entre los pocos datos disponibles no se cuenta con el análisis de todas las zonas productoras, siendo esto un grave problema al momento de determinar el comportamiento del yacimiento a diferentes tasas de producción y caídas de presión.

2.13. DATOS DE VOLÚMENES ORIGINALES DE HIDROCARBUROS

Existen varios reportes de cálculos de reservas para el Campo Escuela Colorado. Sin embargo, en este trabajo se basó en el valor de OOIP presente en la base de datos del campo y reportado por Ecopetrol de 121 MMSTB (ver Tabla 3).

Tabla 3. OOIP Colorado método volumétrico.

	B1	B2	C1	C2
Área (m2)	692E+06	5.34E+06	7.39E+06	5.35E+06
Sw (Fracción)	0.304383	0.321683	0.291658	0.323993
Net Pay (Pies)	24.549	36.8255	21.4322	35.9026
So (Fracción)	0.695617	0.678317	0.708342	0.676007
Phi 0	0.113427 0	0.12517 0	0.128173 0	0.179208
OOIP (MMSTB)	24.39	31.84	27.43	37.37
Total OOIP Colorado(MMSTB)	121.02			

Fuente: DER Ecopetrol

Para la estimación del OOIP se generaron los promedios de porosidad, saturación de agua y se calculó el espesor neto petrolífero para cada uno de los pozos de las estructuras. Esta información se cargó en OFM, donde se generaron mapas para

cada una de las propiedades involucradas para posteriormente, aplicando aritmética de mapas, calcular el OOIP para cada subunidad.

3. CALCULO DE RESERVAS DE GAS PARA CAMPO ESCUELA COLORADO

Este capítulo contiene la selección del método por el cual se realizó el cálculo de reservas de hidrocarburos gaseosos con base a la información y las herramientas disponibles. El método está basado en investigaciones y trabajos realizados anteriormente ya divulgados acerca del tema.

Simultáneamente se presenta la evaluación cualitativa de las reservas de gas asociado en Campo Escuela Colorado usando un grupo de casos los cuales representan un rango de soluciones, con el fin de aumentar el grado de confianza en los resultados.

3.1. METODOLOGÍA DE SELECCIÓN DEL MODELO DE CÁLCULO

Debido a la complejidad del análisis de yacimientos en campos maduros, fue necesario segmentar el método de cálculo de reservas de hidrocarburos y realizar cuatro fases, cada una de ellas acoplada a la información disponible para Campo Escuela Colorado.

Fase I: Dedicada a la recolección, análisis, conversión, inventario, validación y adquisición de datos disponibles para Campo Escuela Colorado. Se realizó para esto una base de datos necesaria para facilitar el manejo de la información.

En la Tabla 4 permite observar los datos requeridos para realizar un análisis de reservas.

Tabla 4. Datos requeridos

Arquitectura	Petrofísicos	Fluidos	Históricos
Sísmicos	Perfiles	PVT	Pruebas de Pozos
Geológicos	Núcleos	Muestras	Producción
	Contactos		Presiones

Fuente: autor

Durante esta fase también se realizó una revisión de estudios previos acerca de los diferentes reservorios de campo colorado, así como una detección de necesidades adicionales de información y una base de datos para la realización del proyecto.

Fase II: Se describió la caracterización del yacimiento disponible para definir un modelo estático basándose en los modelos estructural, estratigráfico, sedimentológico, petrofísico y de fluidos.

Tabla 5. Selección de modelo de acuerdo a datos disponibles.

Datos requeridos	Metodo Volumetrico	Curvas de Declinacion	de Balance materiales	de Modelo de simulacion
De Rocas	Porosidad, Saturacion	No	Porosidad, Saturacion,Cfw	Por,Sat,K,CePc
De Fluidos	PVT	No	PVT	PVT
De Pozos	No	No	IP→Qo vs t	IP, Perforaciones
Prod/inyec	No	Solo Prod.	Si	Si
Presiones	No	No	Si	Si

Fuente: Autor

Fase III: Selección del modelo técnico de evaluación de reservas y análisis de comportamiento.

Teniendo en cuenta la aplicabilidad del modelo técnico, la información disponible y la aplicabilidad para efecto de cumplir con los objetivos trazados en este proyecto se selecciona el modelo de ecuación de balance de materiales (EBM) y la aplicación de la linealización propuesta por Havlena y Odeh.

Fase IV: Conclusiones sobre el tipo de yacimiento, cantidades iniciales de hidrocarburos en sitio, mecanismos de producción primarios y cantidades remanentes de hidrocarburos.

3.2. RECOPIACIÓN Y ANÁLISIS DE LA INFORMACIÓN DISPONIBLE

Basados en la información obtenida acerca de la estructura geológica que es la trampa de Campo Colorado se construyó un modelo estático del yacimiento multitanque de seis unidades, la información de producción existente de 8 subunidades A, B1, B2, C1, C2, D, E, U de las cuales destacan las arenas C1 y C2 con una producción acumulada de aceite de 36% y 26% respectivamente, de igual manera, destacan en la producción acumulada de gas ahora reportando 32% y 35%¹⁹.

Se construyó un modelo multitanque que mejor representa las diferentes unidades hidráulicas que aportan fluidos en CEC y se realizó el EBM para cada una de ellas.

3.2.1. Información Petrofísica. Para valores de porosidad y permeabilidad nos remitiremos a los resultados obtenidos por Amaya K y Calvo J en “Geoestadística

¹⁹ Torres J. y Rangel W., *Análisis de datos de producción a nivel de completamientos para la asignación de la producción del Campo Colorado.*

univariable aplicada a atributos petrofísicos de la formación mugrosa para la determinación de áreas prospectivas del Campo Escuela Colorado.2010²⁰ y apoyándonos en el informe hecho por Ecopetrol e ICP del 2003²¹, en los cuales se describe la estructura del campo como sus propiedades petrofísicas: “el anticlinal colorado está dividido en siete bloques por fallas locales en sentido w-e y sw-ne. De sur a norte se denominan los Bloques I, II, III, y IV están limitados por fallas inversas con buzamientos hacia el sur, cabalgándose unos a otros hacia el norte, de tal forma que el Bloque I es el más elevado y el Bloque IV el más bajo. Este último está limitado al norte por una falla inversa que buza hacia el norte y que lo separa del Bloque V, el cual a su vez está limitado por una falla normal que buza hacia el norte y que lo separa del Bloque VI en la parte norte del campo”.

Tabla 6. Propiedades petrofísicas y de saturación de las formaciones Mugrosa para las zonas productoras B1, B2, C1 Y C2

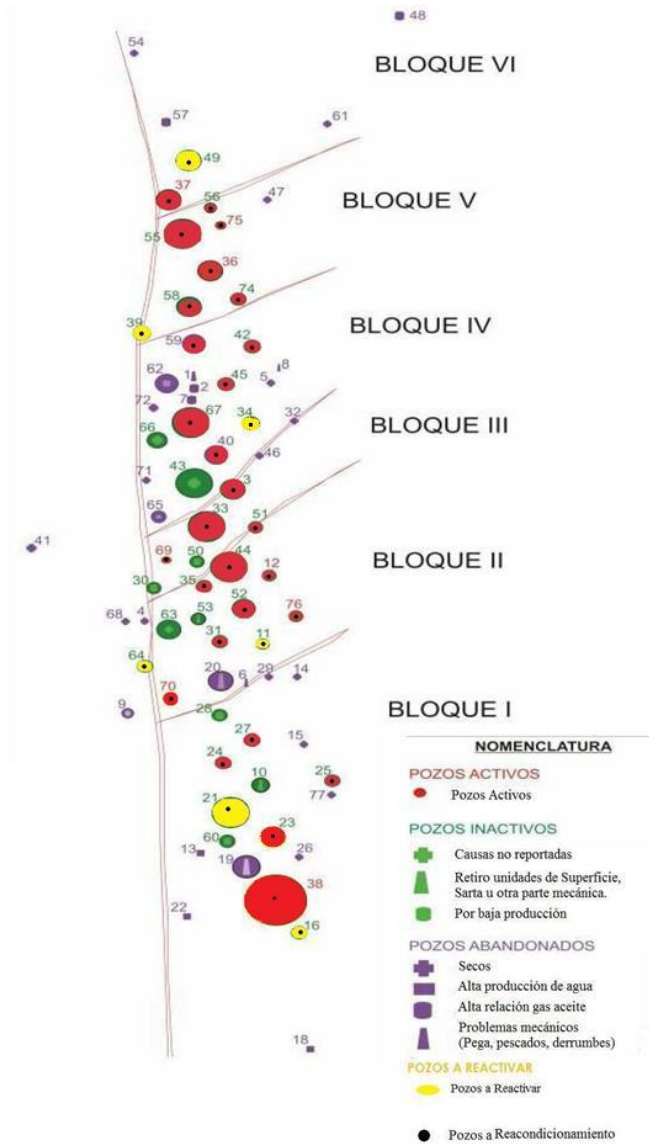
Zona productora	Área(m ²)	Porosidad	Saturación de agua(Sw)	Espesor(ft)
B1	6.92E+06	0.131	0.30	40
B2	5.34E+06	0.135	0.30	50
C1	7.39E+06	0.16	0.29	20
C2	5.35E+06	0.19	0.28	63-100

Fuente: Modificado de “Geoestadística univariable aplicada a atributos petrofísicos de la formación Mugrosa para la determinación de áreas prospectivas del Campo Escuela Colorado”2010.

²⁰ Amaya k 2010 pág. 75

²¹ Der Ecopetrol pág. 32

Figura 21. Distribución de pozos por bloque.



Fuente: Modificado Informe mensual Actividades Campo Escuela COLORADO. División Agosto de 2011

3.2.2. Información PVT. Muestras disponibles del campo fueron generadas de manera detallada para las arenas B, C, D y E. tomadas en el separador y en los tanque de muestra, y para uno de los pozos tomada de fondo, como se muestra en la tabla 6 que describe la información existente en el Campo.

Tabla 7. Información PVT

Pozo	Arenas	T yto(°F)	GORi (SCF/STB)	Pb(Psi)	μ a Pb (Cp)	SG Gas	Grav °API a 60°F	Bo. a Pb(RB/STB)	Rs. (cf/bbl)
C-12	E	186	5884.8	2958	0.441	0.751	40.1	1.373	667
C-43	B	114	698.6	648	1.6	0.958	41.2	1.091	140
C49	C,D,E	174	1271	2078	0.462	0.937	39.7	1.401	648
C-25	B	104	240	630	2.18	1.017	36.7321	1.0201	237.8

Fuente: Modificado de: "Informe diagnóstico y estrategias de recobro para ocho áreas de la gerencia centro oriente". Diciembre de 2003 & Estudio PVT Colorado 25 (mugrosa B), Reporte No. PVt-IDO157-72, Marzo de 2008.

Sin embargo, estos estudios mencionados son poco confiables y propiedades tales como factor volumétrico de formación (B_o , g) y solubilidad del gas (R_s) que son funciones de la presión hacen que varíen las reservas de acuerdo al comportamiento para cada zona, por esto, como en el capítulo anterior se mencionó citaremos los resultados obtenidos del análisis²² "Procedimientos metodológicos para la caracterización de fluidos de campos maduros. Aplicación a los fluidos del Campo Escuela Colorado" además se realizó una recombinación de fluidos y llevado a condiciones de presión y temperatura para cada arena productora.

Debido a las diferencias entre los fluidos producidos por las arenas B y C fue necesario evaluar el comportamiento de cada uno por separado. La determinación de las propiedades PVT de los fluidos de yacimiento y su cambio con respecto del tiempo y de la presión fue realizada por²³ Amaya L. y Quitian R. 2011 la cual siguió la siguiente metodología:

²² *Cristancho D Hoyos J Procedimientos metodológicos para la caracterización de fluidos de campos maduros. Aplicación a los fluidos del Campo Escuela Colorado 2008.*

²³ *Amaya L , Quitian Revaluación de reservas del campo escuela colorado por el método de balance de materia.2011*

Se valoró la información disponible de los datos PVT, encontrándose que aunque el yacimiento cuenta con estudios de esta índole, como se indicó anteriormente, no posee una caracterización representativa del comportamiento de los fluidos en cada una de las arenas y los bloques con respecto del comportamiento de la presión de la formación y el desarrollo del campo en tiempo.

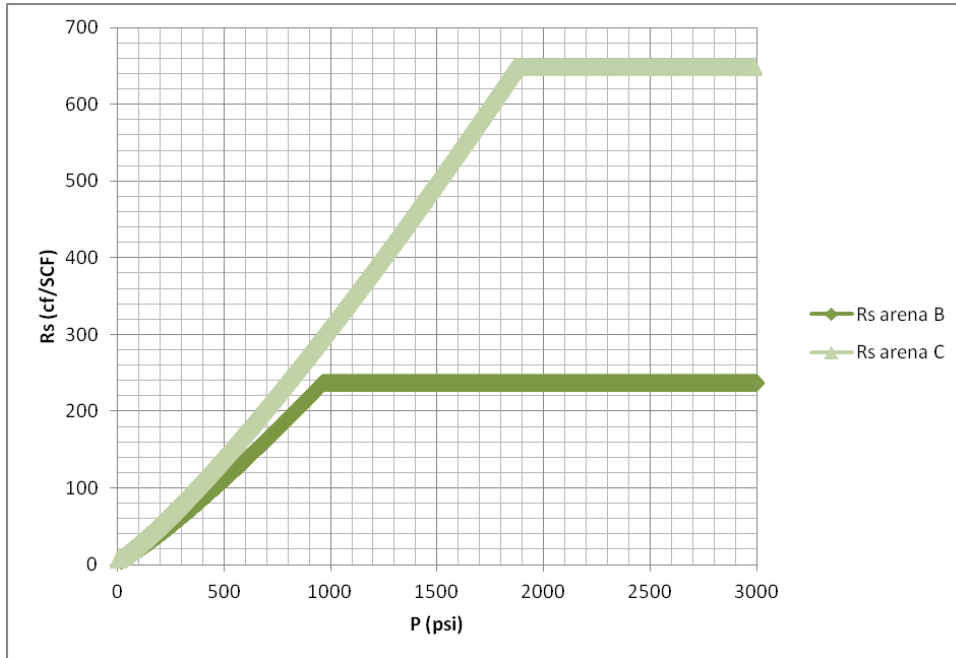
Se vio la necesidad de realizar un estudio PVT del comportamiento de los fluidos para cada bloque y arena, para lo cual se utilizó el software Kappa PVT v.2.0.1.0, de igual forma se utilizaron propiedades del yacimiento y el fluido tales como temperatura y presión de formación, relación gas-aceite, gravedad API del aceite y gravedad específica del gas en el separador, esta información es la mínima requerida para usar el software.

Los resultados obtenidos son el comportamiento PVT de los fluidos de las arenas B y C:

Relación gas aceite en solución, R_s .

Para esta propiedad se utilizó la correlación de Standing que es la que mejor ajusta al comportamiento de los fluidos y las características iniciales promedio reportadas en los informes¹⁰ del campo partiendo de la relación inicial gas-aceite (R_{si}) obtenida con anterioridad experimental¹¹. Los comportamientos de la R_s con respecto de la presión para las arenas B y C se muestran resumidos a continuación en la Figura 11.

Figura 22. Gas en solución arenas B y C.



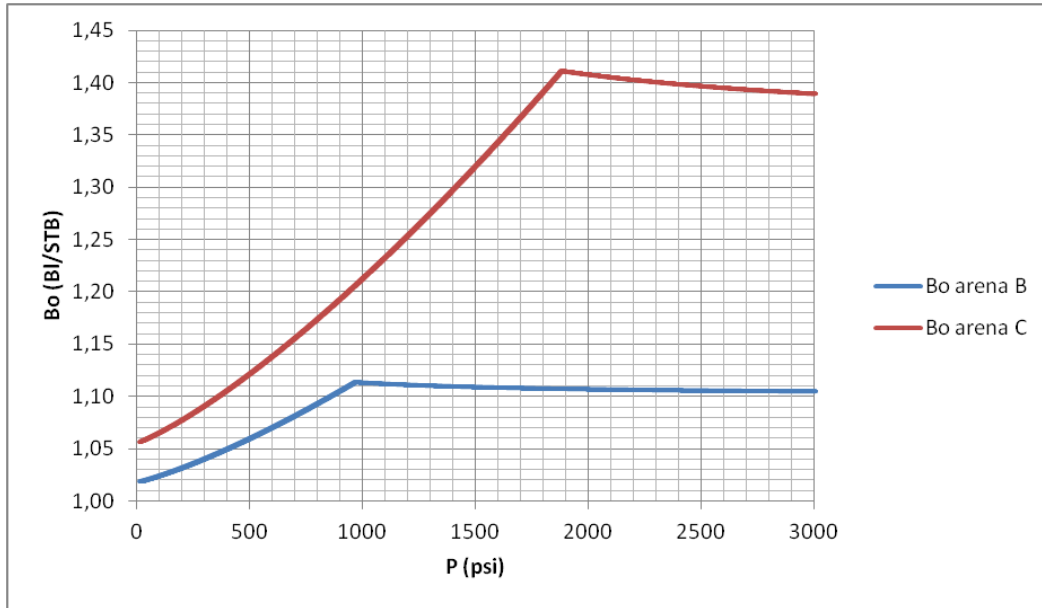
Fuente: Autor

Factor volumétrico de formación del aceite, B_o .

Al igual que la relación gas aceite en solución, el B_o fue determinado a partir de la ecuación planteada por Standing, para valores de la presión por debajo de la presión de burbuja, para valores por encima de del punto de saturación, la cual es función de la compresibilidad del petróleo, por lo cual se hizo un modelo de Vázquez Beggs²⁴ ya que esta representa mayor grado de aproximación a las propiedades de los fluidos descrita anteriormente en la Figura 12 describe el comportamiento de esta propiedad respecto de la presión.

²⁴ Amhed, T., Reservoir Engineering Handbook. Second edition, 2001 pag 94.

Figura 23. Factor volumétrico de formación de petróleo, arenas B y C.

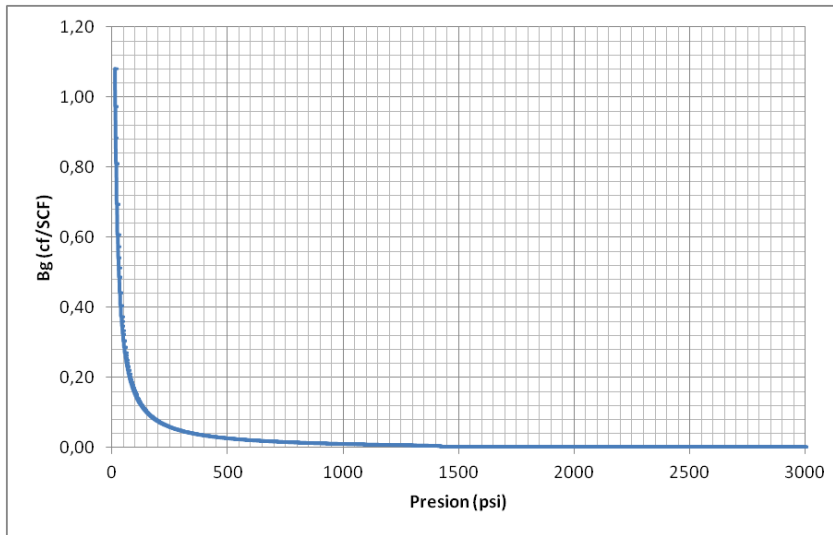


Fuente: Autor

Factor volumétrico de formación del gas, B_g .

Además de las propiedades del aceite, el factor volumétrico del gas permite obtener información detallada sobre los mecanismos de empuje de yacimiento y es vital para el uso de la EBM y cálculo de hidrocarburos iniciales. De manera similar al procedimiento anterior, se utilizó el software Kappa PVT el cual determina el B_g por medio de la correlación Hall Yarborough que determina el factor acéntrico de gas Z a partir de datos como la temperatura de yacimiento y la gravedad específica del gas en el separador.

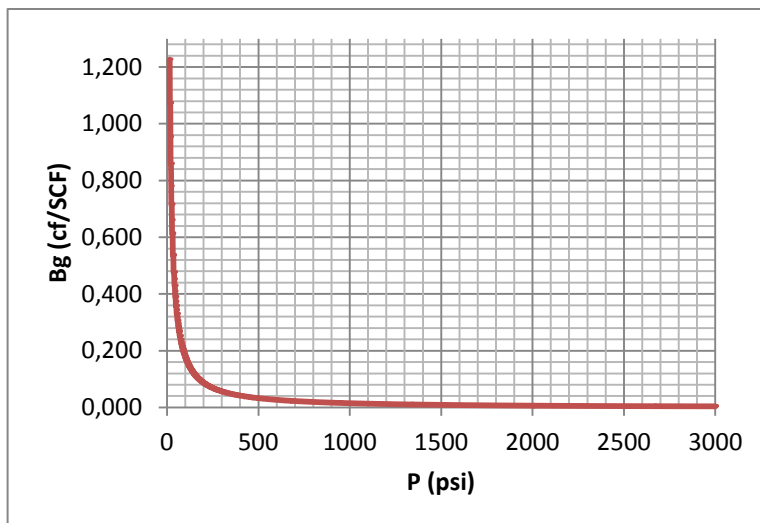
Figura 24. Factor volumétrico de formación de gas arena B



Fuente: Autor

Las Figuras 24 y 25 representan el comportamiento de factor volumétrico de formación del gas obtenido, llevado hasta una presión de 3000 psia, para la arena B y C respectivamente.

Figura 25. Factor volumétrico de formación de gas arena C



Fuente: Autor

Factor de compresibilidad del petróleo, C_o .

Para determinar el comportamiento de la reducción del volumen del petróleo con respecto de la presión fue necesario usar la correlación desarrollada por Vásquez y Beggs, la cual arrojó los resultados consignados en las Figuras 26 y figura 27 respectivamente para cada arena productora.

Figura 26. Compresibilidad del crudo arena B

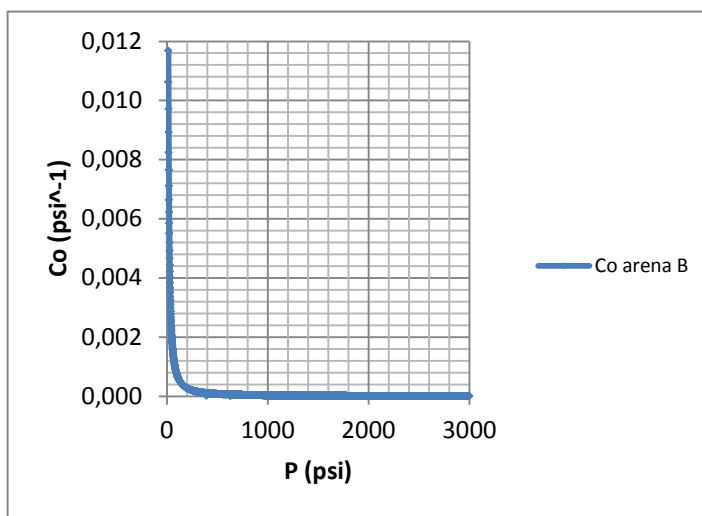
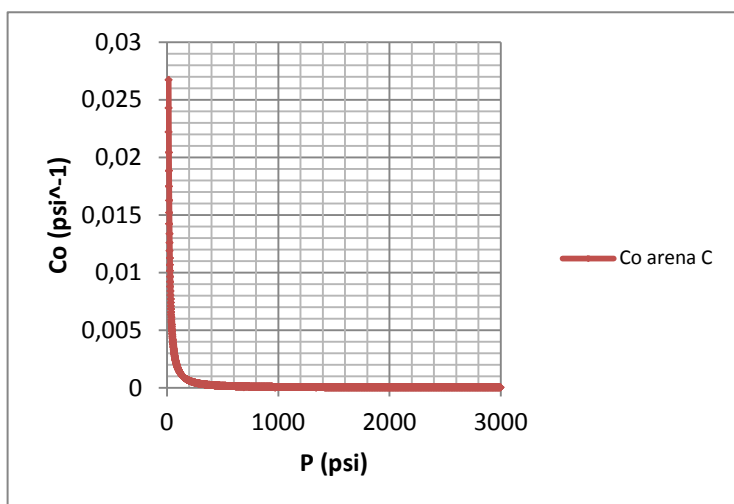


Figura 27. Compresibilidad del crudo arena C



Fuente: Autor

Es necesario completar el análisis de fluidos de yacimiento y tener en cuenta las propiedades del agua de formación por tanto nos remitiremos a Coronel y Catalán, quienes reportaron propiedades para el agua de producción como el factor volumétrico de formación, $B_w = 1.0058$ (Bls/STB), compresibilidad del agua, $C_w = 3 \cdot 10^{-6} (\text{psi}^{-1})$ y viscosidad $\mu_w = 0.6258(\text{cp})$.

Los fluidos provenientes de Campo Escuela Colorado no presentan variaciones abruptas en las propiedades evaluadas a lo largo del yacimiento, siendo más importantes los cambios con respecto de la presión característica de los bloques

3.2.3. Información del agua de producción. Para este caso del agua se tomó un factor volumétrico de formación de 1.01658BI/STB, una compresibilidad de $3 \cdot 10^{-6} \text{psi}^{-1}$ y una viscosidad de 0.62582cP reportadas en el informe de simulación realizado al campo en el 2008.

3.2.4. Información de pozos. En los archivos y reportes de pozos se encontró información pertinente acerca del estado mecánico de los pozos, intervalos perforados profundidades de base y tope de las zonas y subzonas de interés, así como perforaciones por pie y el tipo de fluido localizado en cada una de las zonas. Esta información será entregada en el ANEXO 1.

3.2.5. Información de producción. Como se indicó en el capítulo anterior, la información de producción esta especificada por completamientos desde el inicio de la producción y está disponible en la base de datos OFM además de la compilación de los datos de producción separados en unidades consignadas en Rangel y torres⁸. Se encuentran periodos de inconsistencia en los informes realizados sobre las mediciones de producción de gas, podrían estar relacionadas con la pérdida de producción por venteo y aumento en la producción en las arenas gasíferas.

Además es necesario tener en cuenta que la mayoría de los pozos iniciaron su producción a partir de los años 50 y hasta los 60 con una alta tasa de producción de fluidos, que se vio afectada por una drástica caída debida a los taponamientos por depositación de parafinas y problemas mecánicos en las líneas de flujo, que obligaron a abandonar en gran parte los pozos perforados.

Fue necesario seleccionar los reportes realizados para las arenas B y C, y luego organizados por bloques, de tal manera se realizó la distribución de producción, a fin de analizar de manera separada por bloques y arenas productoras, método que facilito la realización de cálculo de hidrocarburos iniciales.

Para efectos de cálculo de EBM, se agruparon los reportes de producción en periodos anuales con el fin de obtener un volumen manejable de datos como se verá en la tabla 8 donde se recopila la información de la arena C del Bloque I.

Tabla 8. Reporte de producción por año arena C bloque I.

AÑO	Caudal Anual Aceite (STB)	Caudal Anual Agua (STB)	Caudal anual Gas (MSCF)
1946	7193,37	599,34	12718,28
1947	20572,37	286,19	31772,19
1948	14626,99	158,34	27438,41
1949	12558,64	115,07	16604,88
1950	15185,66	259,65	27585,96
1951	12897,98	100,32	29509,71
1952	15310,56	189,84	23847,6
1953	12686,51	36,37	10980,11
1954	89335,56	4489,25	173246,43
1955	130195,32	8541,21	324746,08
1956	81824,69	4105,3	253613,24
1957	70938,43	3148,7	217558,68
1958	56562,86	2489,41	157698,99
1959	43987,72	1341,05	137456,99
1960	32385,57	2111,47	101614,11
1961	32918,98	2489,89	159629,77

AÑO	Caudal Anual Aceite (STB)	Caudal Anual Agua (STB)	Caudal anual Gas (MSCF)
1962	31239,15	4357,22	170181,25
1963	22150,49	5736,64	150525,52
1964	22740,11	1973,43	181700,79
1965	23094,57	1760,19	61299,72
1966	20897,78	671,43	81365,6
1967	26442,14	1424,11	190941,98
1968	23906,95	470,16	131460,11
1969	20119,99	415,03	100927,96
1970	28293,66	705,65	264103,35
1971	30147,68	1871,99	279732,24
1972	22871,46	298,19	236511,98
1973	22182	418,02	158650,03
1974	20612,07	391,23	92935,99
1975	22577,62	590,64	73259,88
1976	23757,01	674,75	55702,09
1977	15546,82	196,86	36938,57
1978	14414,2	1154,26	29616,34
1979	19753,27	1780,01	58202,47
1980	9828,14	442,15	34342,78
1981	3161,51	168,18	4516,09
1982	999,83	83,91	1503,31
1983	3139,01	579,05	7615,25
1984	5130,43	689,53	9143,29
1985	4070,08	568,38	6612,87
1986	4152,39	155,4	5454,63
1987	2020,19	375,36	7689,21
1988	1134,53	469,34	23568,72
1989	320,4	167,03	3561,34
1990	2677,11	997,78	4910,38
1991	2899,87	546,78	6254,62
1992	1806,79	197,69	1968,01
1993	1190,2	80,1	2711,05
1994	4011,03	478,14	10874,51
1995	2231,46	668,6	10310,4
1996	3280,04	183,15	22887,91
1997	2047,33	158,24	7017,68
1998	3891,01	316,99	11633,45
1999			0
2000			0
2001	4318,33	657,37	4392,09

AÑO	Caudal Anual Aceite (STB)	Caudal Anual Agua (STB)	Caudal anual Gas (MSCF)
2002	1901,79	766,78	3524,73
2003	1306,56	236,58	3037,92
2004	487,02	100,54	2033,14
2005	578,24	108,8	2499,78
2006	2807,94	20,48	0
2007	4346	0	0
2008	3711	539	0
2009	3481	1819	0
2010	3009,26	1459,97	0
2011	3203,205	1279,83	0

Fuente: Autor

Análisis de las anomalías en la producción

En el Campo Colorado de los 75 pozos perforados solamente 56 pozos reportan algún tipo de producción, siendo muy pobres las producciones acumuladas hasta el 2011 del campo donde solamente un pozo Colorado 38 ha producido más de medio millón de barriles y únicamente 20 pozos han producido más de doscientos mil barriles. El promedio de producción acumulada por pozo productor es de 152819 barriles de aceite, la cual es muy baja posiblemente debido a bajas propiedades petrofísicas, poca energía en el yacimiento, aspectos geológicos y precipitación de orgánicos. Desde este punto de vista del comportamiento histórico de 76 pozos, sería muy difícil el perforar un pozo que lograra producir más de medio millón de barriles de acumulado en 10 años de producción. Los mejores pozos productores de aceite se encuentran en la parte central del anticlinal, donde están los mejores desarrollos de arenas B. Estos pozos productores de aceite se encuentran rodeados por pozos con bajos acumulados, denotando una marcada lenticularidad en el campo o problemas de tipo mecánico en los pozos o líneas de producción. Como conclusión se puede determinar que en su gran mayoría los pozos perforados se clasifican como pozos con bajo potencial de hidrocarburos.

3.2.6. Perfil de presiones. En el Campo Escuela Colorado no se cuenta con un estudio del comportamiento histórico de la presión del campo con respecto de la producción y el tiempo, debido a esto fue necesario establecer un modelo de depleción basándose en los datos disponibles y estudios preliminares que se ha realizado como acercamiento del tema.

Se procedió a determinar un perfil de presiones para cada una de las arenas B y C ubicadas en los Bloques del Campo. Para esto se utilizó la siguiente metodología.

Recolección de datos: Para la consecución de este objetivo fue necesario recurrir a la información depositada en los archivos de CEC, tomados en diferentes periodos de desarrollo del Campo y usando diferentes herramientas necesarias para determinar las presiones estáticas y de formación.

Se analizaron los registros de pozo realizados en campo escuela colorado y recopilados en el análisis de Gonzales y Gomes²⁵, 2011 en donde por medio de la correlación de Bean Eaton y los registros de Gamma Ray se realizó la estimación de las presiones de formación y fractura iniciales, además de las presiones de yacimientos depletados por medio de la correlación de Saltz y actualizado con pruebas de nivel tomadas en el 2007.

Además de la información consignada en las pruebas de presión realizadas para el campo y recopiladas por Correa en “Desarrollo de una metodología para interpretar pruebas de presión tomadas con herramientas convencionales. Aplicación Campo Colorado.” donde se realizaron pruebas de restauración de la presión para los pozos Col 30 y COL 43 para la arena B y COL 11, COL 28, COL 33, COL 36, COL 40, COL 49, COL 52.

²⁵ *Gonzales y Gomes. Revaluación de las presiones de formación y fractura a partir de registros en campo escuela colorado*

La información tenida en cuenta para este análisis se resume en las tablas 9 y tabla 10 como ejemplo de los datos tenidos en cuenta para el cálculo realizado, con el fin de tener claridad sobre la cantidad de información disponible para cada una de las arenas productoras ubicadas en los bloques del Campo Escuela Colorado.

Tabla 9. Recopilación de Datos disponibles de presión existentes en CEC Bloque II.

Bloque II	Arena B		Bloque II	Arena C	
Pozo	P* PBU	GR	Pozo	P* PBU	GR
Col 20		X	Col 11	X	
Col 31			Col 52	X	
Col 63	X		Col 53	X	
Col 64		X	Col 33	X	
Col 35		X	Col 40	X	X
Col 70	X		Col 20	X	
			Col 35		X

Fuente: Autor

Tabla 10. Recopilación de Datos disponibles de presión existentes en CEC Bloque

Bloque I	Arena B		Bloque I	Arena C	
Pozo	P* PBU	GR	Pozo	P* PBU	GR
Col 16		X	Col 10		
Col 19	X		Col 16		
Col 21	X	X	Col 19		
Col 22			Col 23		
Col 23	X		Col 24		
Col 25			Col 28	X	

Fuente: Autor

Determinación de perfil de presiones

Se procedió a realizar un comportamiento aproximado de la depleción del yacimiento para las arenas B y C teniendo en cuenta la profundidad de las arenas productoras en cada zona siguiendo la metodología empleada en el capítulo 1, esta información será presentada en el anexo 2.

Se encontró que los datos tomados a partir de herramientas convencionales son de baja confiabilidad debido a que los datos tomados con estas herramientas en periodos de tiempo cercanos y en el mismo pozo difieren considerablemente entre sí.

A partir de los datos de presiones iniciales y al 2007²⁶ se grafica el historial de presiones que permitió determinar la tendencia del comportamiento de la presión con respecto del tiempo. Las ecuaciones de las líneas de tendencia lineal y potencial determinan dos curvas aproximadas al comportamiento específico para cada una de las arenas (ver Figuras 28 y 29), la información completa por arenas el cual puede ser observado en el ANEXO 3.

²⁶ *Gonzales A., Gómez M reevaluación de las presiones de formación y fractura a partir de registros en el campo colorado anexo 2 tablas 15 al 26.*

Figura 28. Declinación de la presión Bloque IC

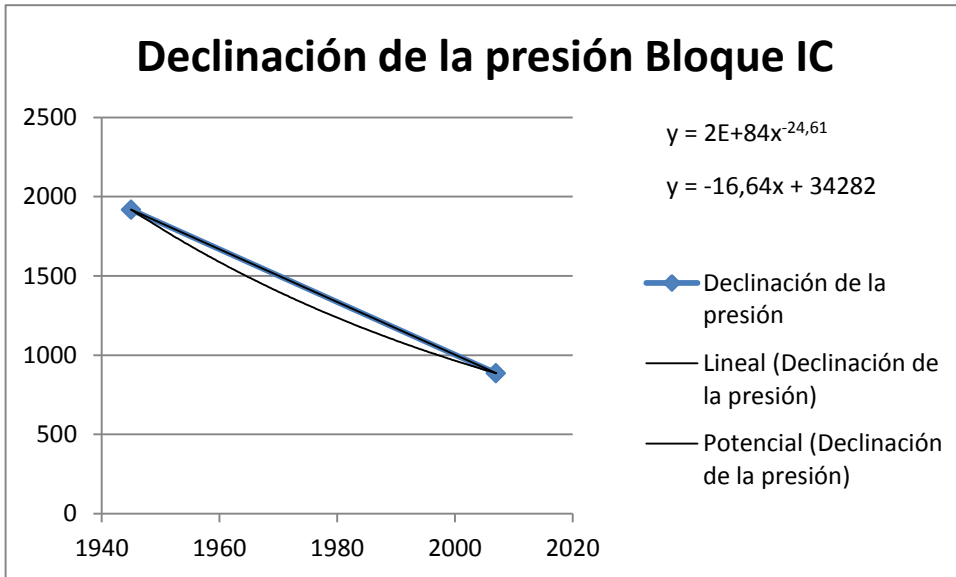
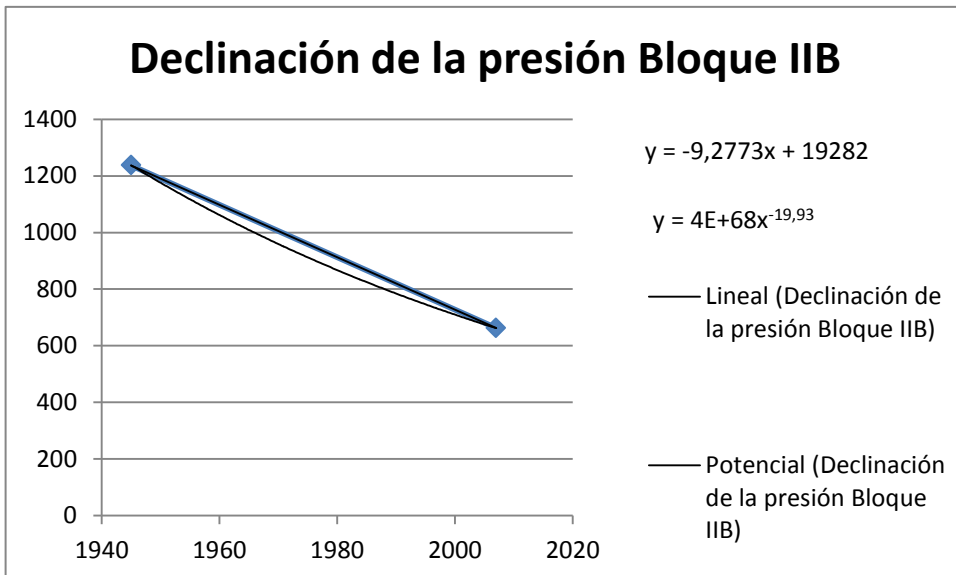


Figura 29. Declinación de la presión Bloque IIB



Fuente: Autor

3.3. CALCULO DE RESERVAS DE HIDROCARBUROS CAMPO ESCUELA COLORADO.

La ecuación de balance de materia permite determinar los hidrocarburos en sitio como se dio a conocer anteriormente en el capítulo 1, mediante la iteración de parámetros relativos a las propiedades cambiantes de los fluidos con la presión y las extracciones realizadas al yacimiento.

En la información existente, se reitera que el mecanismo de empuje predominante es por gas en solución²⁷, sin embargo los datos derivados de la EBM permiten referenciar la incidencia de otros mecanismos de empuje que posiblemente se encuentren activos dentro de las arenas productoras.

Se necesito recopilar la información de presiones y PVT en tablas como se muestra en la Tabla 11 como un ejemplo para la arena B del Bloque II donde se muestra el cambio de las propiedades con respecto del desarrollo de las arena.

Tabla 11. PVT presión lineal Bloque II Arena B.

año	P (psi)	Rs (cf/Bls)	Bo (Bls/STB)	Bg (cf/SCF)
01/01/1945	1454,36	237,0000	1,1092	0,00322986
31/12/1950	1372,68	237,0000	1,1097	0,00602801
31/12/1955	1304,57	237,0000	1,1102	0,00687942
31/12/1960	1236,42	237,0000	1,1107	0,00770669
31/12/1965	1168,31	237,0000	1,1113	0,00851509
31/12/1970	1100,20	237,0000	1,1120	0,00943921
31/12/1975	1032,09	237,0000	1,1127	0,0104296
31/12/1980	963,94	236,6730	1,1135	0,0115967
31/12/1985	895,83	217,1920	1,1050	0,0128853

²⁷ Informe diagnóstico y estrategias de recobro para ocho áreas de la gerencia centro oriente. Diciembre de 2003.

año	P (psi)	Rs (cf/Bls)	Bo (Bls/STB)	Bg (cf/SCF)
31/12/1990	827,72	198,0040	1,0967	0,0143676
31/12/1995	759,61	179,1270	1,0886	0,0161279
31/12/2000	691,47	160,5830	1,0807	0,018174
31/12/2005	623,36	142,3960	1,0731	0,0207261
30/09/2011	545,06	122,0140	1,0647	0,0244755

Fuente: autor.

A continuación se agruparon los términos correspondientes a los acumulados de producción de aceite gas y agua correspondientes para cada arena como se muestra en el ejemplo (ver Tabla 12).

Tabla 12. Recopilación de la información PVT y históricos de producción, tendencia lineal.

año	P (psi)	Rs (cf/bbl)	Bo (Bl/STB)	Bg (cf/SCF)	Qw(STB)	Qo(STB)	Qg(MPCS)	Qg(PCS)	Wp(Ac)	Np(Ac)	Gp(Ac)	Rp
01/01/1945	1454,36	237,0000	1,1092	0,00322986	0	0	0	0	0	0	0	0
31/12/1950	1372,68	237,0000	1,1097	0,00602801	1131,89	19893,72	32130,74	32130740	1131,89	19893,72	32130740	1615,11975
31/12/1955	1304,57	237,0000	1,1102	0,00687942	770,92	1479,2	2430,11	2430110	1902,81	21372,92	34560850	1617,03923
31/12/1960	1236,42	237,0000	1,1107	0,00770669	97,27	910,92	4717,74	4717740	2000,08	22283,84	39278590	1762,64908
31/12/1965	1168,31	237,0000	1,1113	0,00851509	6239,95	86975,44	137821,69	137821690	8240,03	109259,28	177100280	1620,91751
31/12/1970	1100,20	237,0000	1,1120	0,00943921	17440,62	48869,31	133101,65	133101650	25680,65	158128,59	310201930	1961,7068
31/12/1975	1032,09	237,0000	1,1127	0,0104296	8171,52	74037,45	197922,3	197922300	33852,17	232166,04	508124230	2188,62427
31/12/1980	963,94	236,6730	1,1135	0,0115967	12007,65	52681,84	52384,46	52384460	45859,82	284847,88	560508690	1967,74745
31/12/1985	895,83	217,1920	1,1050	0,0128853	26717,24	15342	8036,55	8036550	72577,06	300189,88	568545240	1893,95205
31/12/1990	827,72	198,0040	1,0967	0,0143676	34,48	1457,76	1324,39	1324390	72611,54	301647,64	569869630	1889,18975
31/12/1995	759,61	179,1270	1,0886	0,0161279	523,46	11807,8	33369,9	33369900	73135	313455,44	603239530	1924,48257
31/12/2000	691,47	160,5830	1,0807	0,018174	1038,6	4072,5	107937,29	107937290	74173,6	317527,94	711176820	2239,7299
31/12/2005	623,36	142,3960	1,0731	0,0207261	1077,82	2254,12	23817,31	23817310	75251,42	319782,06	734994130	2298,42203
30/09/2011	545,06	122,0140	1,0647	0,0244755	1081,2	6749,385	0	0	76332,62	326531,445	734994130	2250,91378

Fuente: autor

Tabla 13. Recopilación de la información PVT y históricos de producción, tendencia potencial.

año	P (psi)	Rs (cf/bbl)	Bo (Bl/STB)	Bg (cf/SCF)	Qw(STB)	Qo(STB)	Qg(MPCS)	Qg(PCS)	Wp(Ac)	Np(Ac)	Gp(Ac)	Rp
01/01/1945	1474,095	237,0000	1,1091	0,00320858	0	0	0	0	0	0	0	0
31/12/1950	1300,793	237,0000	1,1102	0,00693822	1131,89	19893,72	32130,74	32130740	1131,89	19893,72	32130740	1615,11975
31/12/1955	1184,667	237,0000	1,1112	0,00834012	770,92	1479,2	2430,11	2430110	1902,81	21372,92	34560850	1617,03923
31/12/1960	1087,526	237,0000	1,1121	0,00962575	97,27	910,92	4717,74	4717740	2000,08	22283,84	39278590	1762,64908
31/12/1965	1005,151	237,0000	1,1131	0,0108719	6239,95	86975,44	137821,69	137821690	8240,03	109259,28	177100280	1620,91751
31/12/1970	934,376	228,3300	1,1098	0,012116	17440,62	48869,31	133101,65	133101650	25680,65	158128,59	310201930	1961,7068
31/12/1975	872,912	210,6680	1,1021	0,0133442	8171,52	74037,45	197922,3	197922300	33852,17	232166,04	508124230	2188,62427
31/12/1980	819,008	195,7670	1,0957	0,0145392	12007,65	52681,84	52384,46	52384460	45859,82	284847,88	560508690	1967,74745
31/12/1985	771,399	182,4350	1,0900	0,0158137	26717,24	15342	8036,55	8036550	72577,06	300189,88	568545240	1893,95205
31/12/1990	729,020	170,9030	1,0851	0,0169708	34,48	1457,76	1324,39	1324390	72611,54	301647,64	569869630	1889,18975
31/12/1995	691,056	160,5830	1,0807	0,018174	523,46	11807,8	33369,9	33369900	73135	313455,44	603239530	1924,48257
31/12/2000	656,832	151,1760	1,0768	0,0194825	1038,6	4072,5	107937,29	107937290	74173,6	317527,94	711176820	2239,7299
31/12/2005	625,854	142,9260	1,0733	0,0206383	1077,82	2254,12	23817,31	23817310	75251,42	319782,06	734994130	2298,42203
30/09/2011	593,668	134,4940	1,0698	0,022039	1081,2	6749,385	0	0	76332,62	326531,445	734994130	2250,91378

Fuente: autor.

La forma de la ecuación de balance de materiales varía de acuerdo al mecanismo de empuje predominante y se consideran los siguientes términos:

$$F = N_p B_o + (R_p - R_s)B_g + W_p * B_w \dots\dots\dots \text{Ecuación 2}$$

$$E_o = B_o - B_{oi} + R_{si} - R_s B_g \dots\dots\dots \text{Ecuación 3}$$

$$E_g = B_o \left(\frac{B_g}{B_{gi}} - 1 \right) \dots\dots\dots \text{Ecuación 4}$$

$$E_{f,w} = B_{oi}(1 + m) \frac{C_w S_w + C_f}{1 - S_w} \Delta P \dots\dots\dots \text{Ecuación 5}$$

Se procedió a calcular los parámetros de la EBM (ver Tabla 14) de acuerdo a los datos compilados para cada arena, usando la tendencia lineal y potencial de la declinación de la presión.

Tabla 14. Calculo parámetro EBM arena B bloque II, tendencia lineal de declinación.

año	P (psi)	Rs (cf/bbl)	Eo	Ef,w	E	Eg	Bt	F	F/Et	Eg/Et
01/01/1945	1454,36	237,0000	0	0	0	0	1,10919	0	#¡DIV/0!	#¡DIV/0!
31/12/1950	1372,68	237,0000	0,00052	0,00023612	0,00075612	0,96138379	1,10971	188490,407	249285923	1271,77987
31/12/1955	1304,57	237,0000	0,00099	0,000433	0,001423	1,25444091	1,11018	228573,859	160628495	881,852844
31/12/1960	1236,42	237,0000	0,00153	0,00062998	0,00215998	1,53954184	1,11072	288791,154	133700823	713,04899
31/12/1965	1168,31	237,0000	0,00212	0,00082686	0,00294686	1,81850884	1,11131	1417328,84	480963049	617,381951
31/12/1970	1100,20	237,0000	0,00279	0,00102373	0,00381373	2,13776232	1,11198	2776255,1	727962899	560,8119
31/12/1975	1032,09	237,0000	0,00355	0,00122061	0,00477061	2,48042909	1,11274	5018414,8	1051944669	520,195773
31/12/1980	963,94	236,6730	0,00806212	0,00141759	0,00947971	2,88437941	1,11725212	6082037,19	641584628	304,41823
31/12/1985	895,83	217,1920	0,25100202	0,00161447	0,25261649	3,30320044	1,36019202	6891247,56	27279484,4	13,0823405
31/12/1990	827,72	198,0040	0,54774893	0,00181134	0,54956027	3,78168526	1,65693893	7734139,28	14073323,1	6,884589
31/12/1995	759,61	179,1270	0,91275996	0,00200822	0,91476817	4,34710742	2,02194996	9239001,02	10099827,8	4,75433641
31/12/2000	691,47	160,5830	1,36033256	0,0022052	1,36253776	5,00035016	2,46952256	12416804,9	9112998,77	3,67149852
31/12/2005	623,36	142,3960	1,92468196	0,00240208	1,92708404	5,81301206	3,03387196	14709441,9	7633004,87	3,01772731
30/09/2011	545,06	122,0140	2,76979984	0,00262839	2,77242823	7,00314274	3,87898984	17439450,4	6290316,26	2,52694409

Fuente: autor

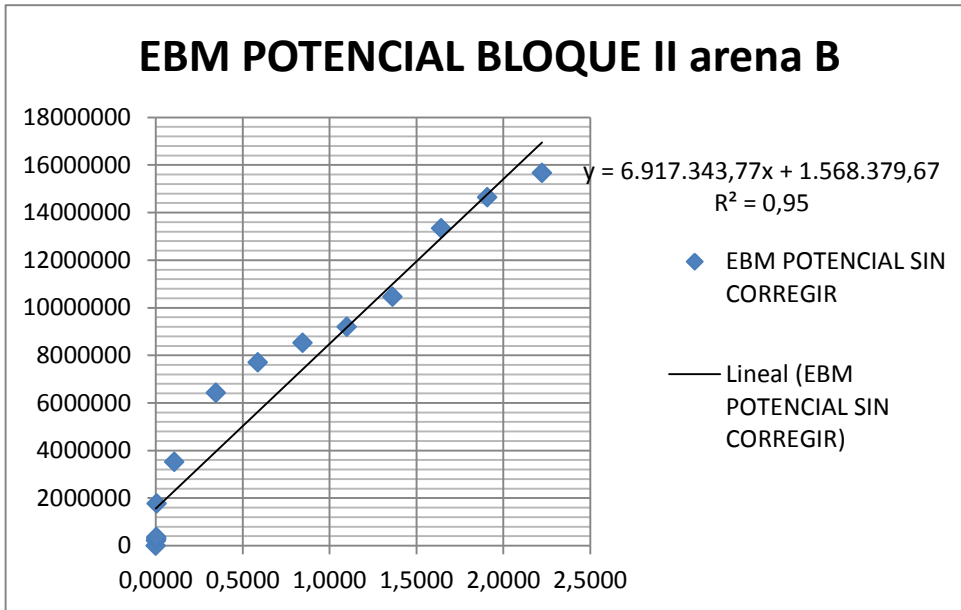
Se corrieron los modelos para yacimientos que producen tanto para gas en solución (caso 1) como para empuje combinado (caso 2) de capa de gas y gas en solución para las arenas productoras B y C de la formación Mugrosa.

Caso 1: $F = NE_t$Ecuación 6

Al graficar F vs Et, debería dar una recta que pasa por el origen, se realiza este primer análisis en todas las arenas para determinar la incidencia de empuje por gas en solución y compresibilidad de la roca y agua. En la Figura 30 se muestra el ejemplo de la linealización de la EBM calculado para la arena B del bloque II usando la tendencia potencial de la declinación de la presión.

Se evidencia un cambio de la tendencia al finalizar el periodo de ajuste histórico. Para determinar la posible existencia de otro mecanismo de empuje presente en la arena se realizó el ajuste histórico por medio de la ecuación 7 para el caso 2.

Figura 30. EBM tendencia potencial Bloque II arena B.



Fuente: autor

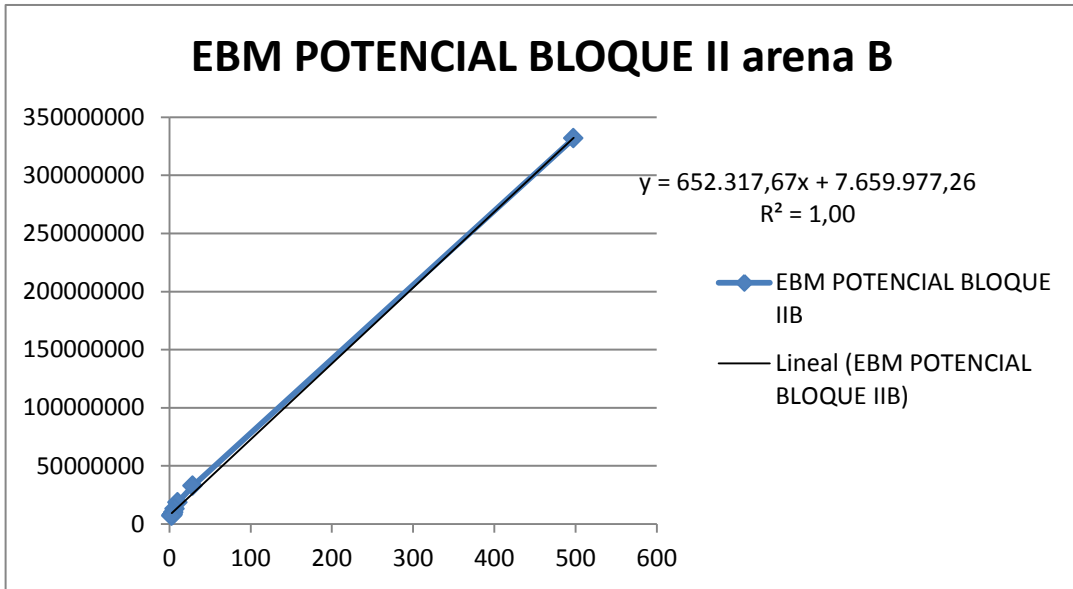
Caso 2: $(F)/E_o = N + mNE_g/E$ Ecuación 7

Una vez identificados los modelos matemáticos correspondientes se procedió a efectuar el cálculo de las variables F y Et, con el fin de estimar los valores de volumen original de hidrocarburos y la incidencia de los mecanismos de empujes presentes en cada una de las arenas de los seis bloques que conforman CEC, teniendo en cuenta los dos comportamientos de presión contra tiempo calculados.

Los modelos que mejor se ajustaron a cada comportamiento se recopilan en el Anexo 3, aquí se muestra el ejemplo de la arena B del bloque II en la Figura 30, donde se puede determinar la incidencia de otro mecanismo de empuje diferente al de gas en solución.

Los datos calculados para cada una de las arenas tuvieron el siguiente formato para facilitar la iteración de cálculos y medir la incidencia de los parámetros que afectaban la EBM.

Figura 31. Datos EBM tendencia potencial arena B bloque II



Fuente: autor

El comportamiento que evidencio el mejor ajuste para este caso fue el de empuje combinado de gas en solución y capa de gas, donde se puede determinar los hidrocarburos iniciales como el punto de corte $N=7,65$ MMSTB y la capa de gas usando la pendiente $=mN$, el tamaño de la capa de gas será $m = 0.09$.

La determinación de la cantidad de gas inicial se realiza por medio de la relación $G_i = N * R_{si} = 1,82$ GScf.....Ecuación 8

El gas contenido en la capa de gas será:

$G_{cg} = mN * 5.615 = 3.6$ MMScft.....Ecuación 9

Los comportamientos detallados por arena productora ubicada en cada uno de los bloques en los cuales se divide el CEC se encuentra en el anexo 3 , en la Tabla 15

se muestra un resumen de los resultados obtenidos para los valores iniciales de hidrocarburos en sitio detallados por arena y bloque.

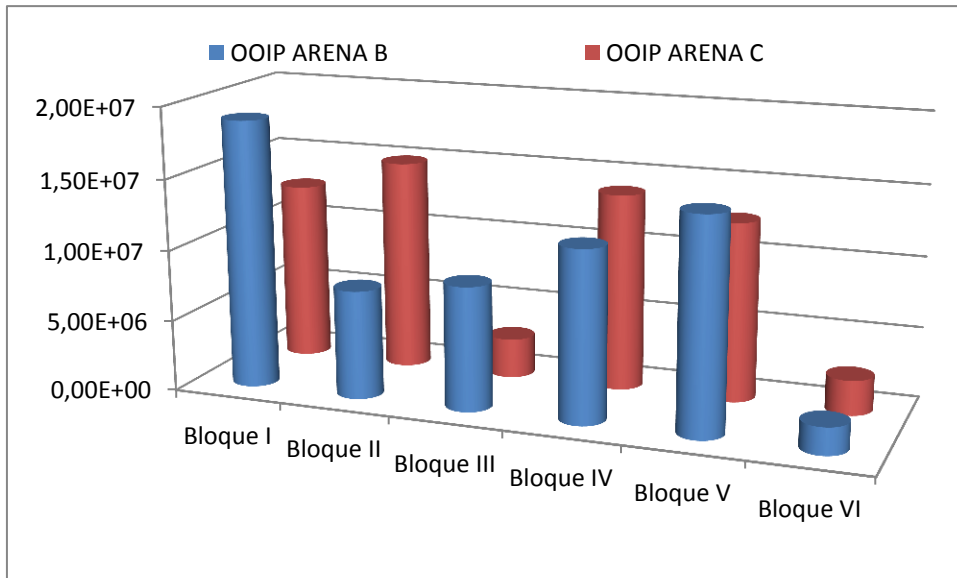
Tabla 15: Aceite original CEC (STB)

Volumen de Aceite Originales en Sitio (STB)							
(bbls)	Bloque I	Bloque II	Bloque III	Bloque IV	Bloque V	Bloque VI	Total X arena
Por EBM Arena B	1,89E+07	7,66E+06	8,74E+06	1,21E+07	1,50E+07	1,92E+06	6,43E+07
Por EBM Arena C	1,26E+07	1,49E+07	2,79E+06	1,39E+07	1,26E+07	2,46E+06	5,93E+07

Fuente autor

La Figura 32 muestra la distribución por arena de las reservas de aceite originales para CEC calculadas por medio de la linealización de la EBM, demuestra como las arenas B (azul) del bloque I cuenta con el 15,3% y V con 12,1% del total. Sin embargo las Arenas C (rojo) del bloque I(10,22%), II(12,08%), IV(11,23%) y V(10,21%) proveen la mayor parte del aceite original y son determinantes a la hora de analizar nuevos proyectos.

Figura 32. Distribución de las reservas de aceite iniciales por arenas(STB)



Fuente autor.

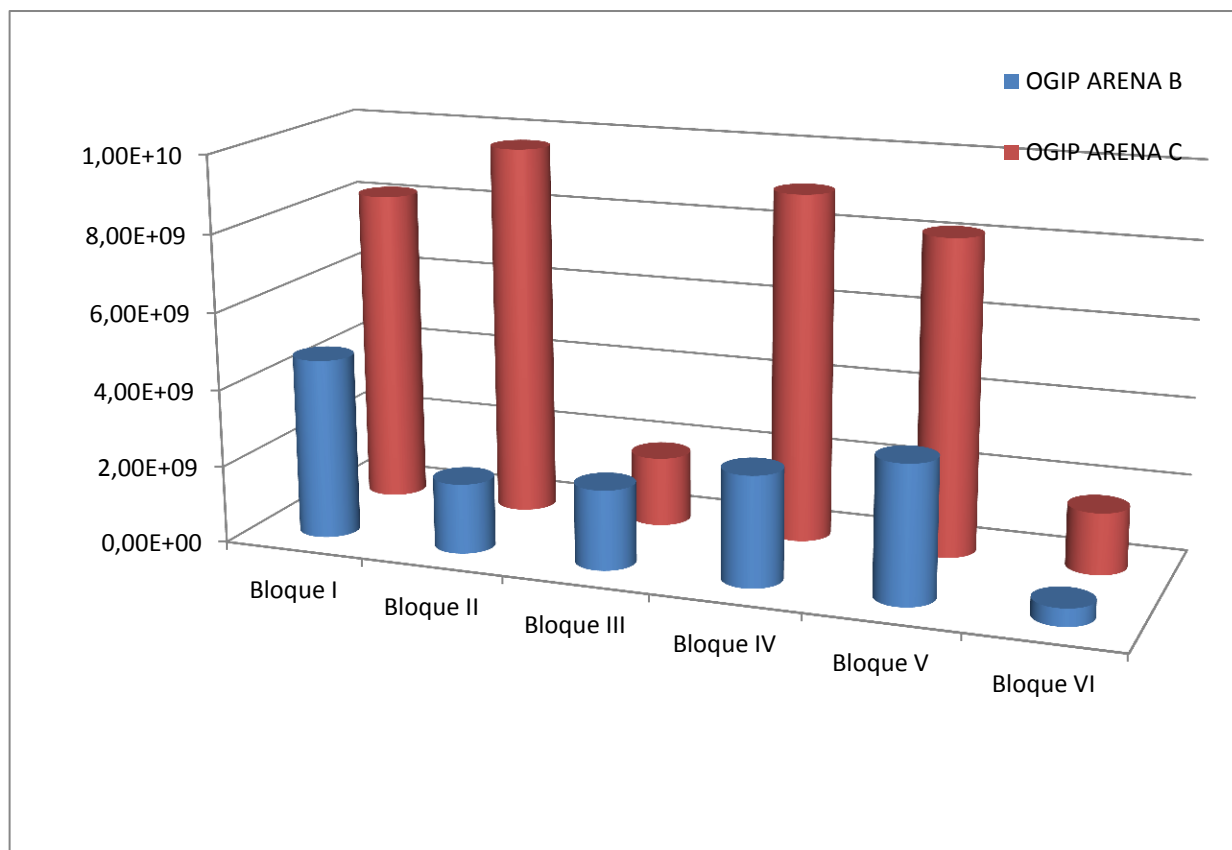
Tabla 16. Reservas de gas.

Volumen de Hidrocarburos Gaseosos Originales en Sitio (Scft)								
Scft	Bloque I	Bloque II	Bloque III	Bloque IV	Bloque V	Bloque VI	Total x Arena	Total B y C
Por EBM Arena B	4,67E+09	1,82E+09	2,07E+09	2,86E+09	3,56E+09	4,54E+08	1,54E+10	
Por EBM Arena C	8,18E+09	9,67E+09	1,80E+09	8,99E+09	8,17E+09	1,59E+09	3,84E+10	5,38E+10

Fuente: autor

En la Figura 33 se demuestra el gran contenido de gas en solución y en capa de gas libre contenido en las arenas C de la formación Mugrosa, quienes aportan la mayor cantidad de gas inicial para contabilizar las reservas de hidrocarburos gaseosos de CEC evaluadas en 5.38 Gscft. La arena C posee el 71% de las reservas iniciales evaluadas de gas y el 39% para la arena B.

Figura 33. Distribución de las reservas iniciales de gas por arena(Scft).



Fuente: autor

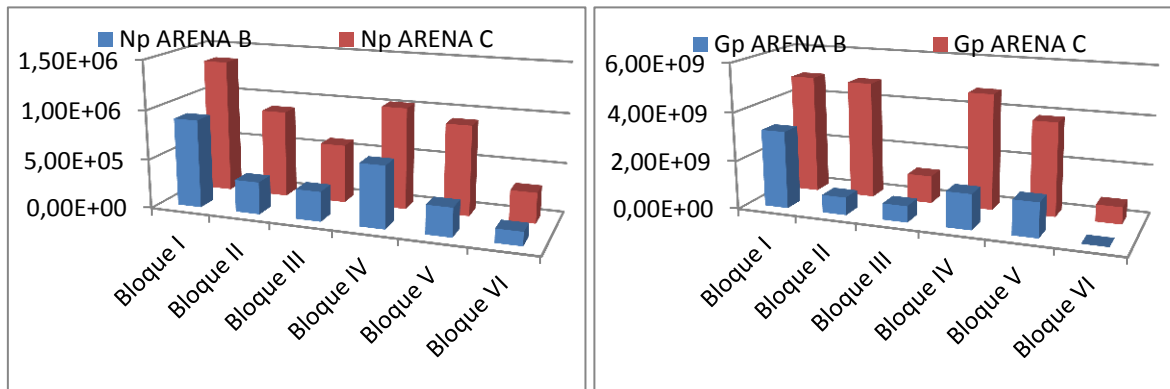
Se observa un estado de desarrollo avanzado en el bloque I, el cual cuenta con la mayor cantidad de gas libre a condiciones de yacimiento, un análisis cuantitativo se observa en la Tabla 17 determinado por el tamaño relativo de la capa de gas.

Tabla 17. Tamaño de la capa de gas.

Tamaño de la capa de gas(m)						
	Bloque I	Bloque II	Bloque III	Bloque IV	Bloque V	Bloque VI
Arena B	1,80	0,09	0,10	0,72	0,00	0,00
Arena C	1,25	0,39	1,89	0,50	0,19	0,54

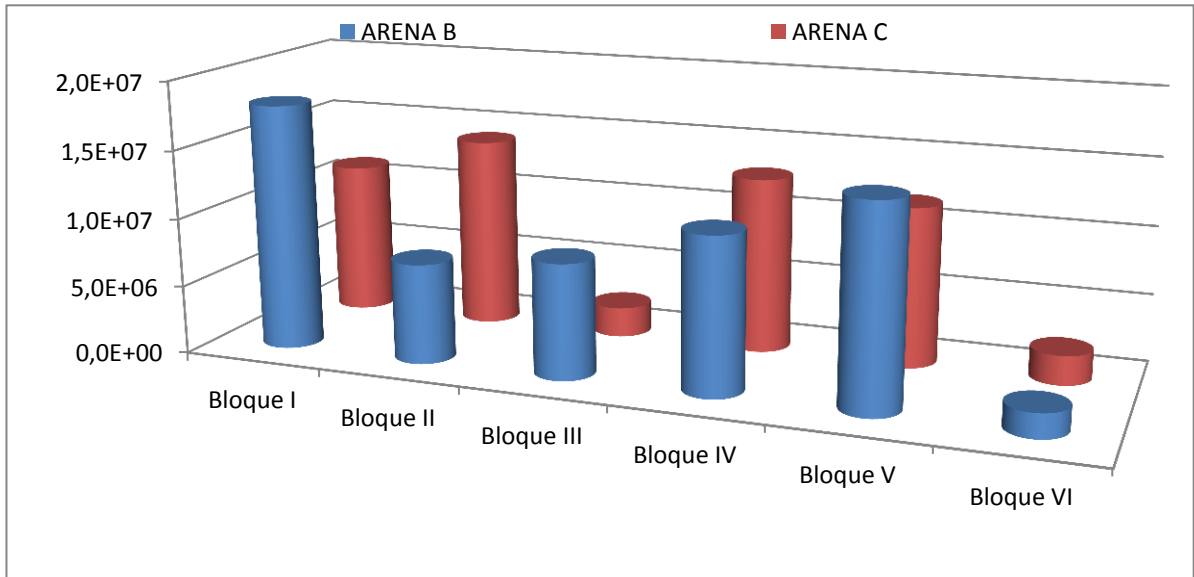
Fuente: autor

Figura 34. Distribución de la producción de gas (Scft) y aceite acumulado (STB) CEC



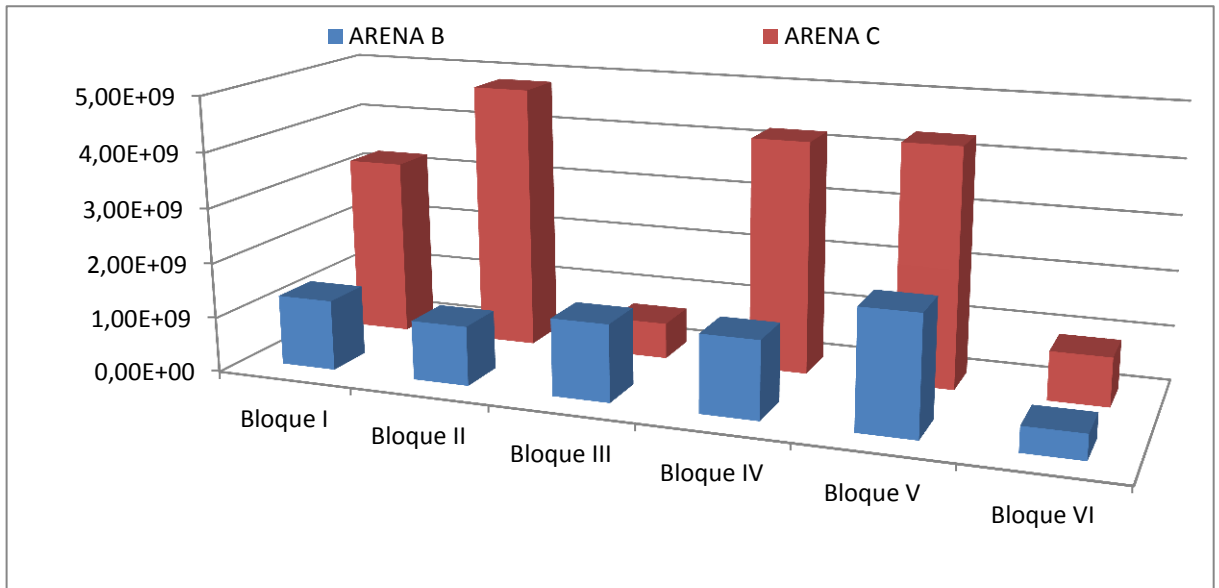
Fuente: Autor.

Figura 35. Distribución de aceite remanente (STB)



Las reservas remanentes más importantes se encuentran en el bloque I con un aproximado de 25% del total de CEC seguido del bloque V con 23% y el bloque IV con 21% del total de las dos arenas.

Figura 36. Distribución de gas remanente (Scft)



Las reservas remanentes de gas con mayor acumulación se encuentran ubicadas en el bloque V con un 25% , seguido del bloque II con 23% y el bloque IV con 22% del total de las reservas remanentes calculadas para las arenas B y C.

4. PRONOSTICO DE PRODUCCIÓN

4.1. ANTECEDENTES HISTÓRICOS DE LA DECLINACIÓN DE LA PRODUCCIÓN

Los primeros aportes sobre declinación datan del año de 1908 y fueron realizados por Arnold y Anderson, quienes definieron la caída de producción como una fracción expresada usualmente en porcentaje mensual llamada declinación.

Para 1931, Allen, clasificó cuatro tipos de declinación mediante una simple relación matemática, los cuales son: Declinación Aritmética o Constante, Declinación Geométrica o Exponencial, Declinación Armónica y Declinación Potencial Fraccional o Básica²⁸.

Al transcurrir el tiempo se han realizado numerosos estudios sobre el análisis de curvas de declinación de producción, en los que se puede destacar los estudios realizados por J.J. Arps quien en 1944 desarrolló una serie de escalas gráficas especiales utilizadas para representar la historia de producción en formas de curvas, y mostró que los datos de la historia de producción que aparecían bajo líneas rectas en papel semilogarítmico como en papel logarítmico, eran miembros de una familia de curvas de declinación hiperbólica. También se debe mencionar que después de los trabajos realizados por J.J. Arps, Fetkovich, en 1973 desarrolló Curvas Tipo en papel log-log que permiten analizar la tasa de declinación de producción. Estas curvas están basadas en soluciones analíticas de las ecuaciones de flujo de producción a presión constante de un pozo centrado en un yacimiento de área de drenaje circular sin flujo en el límite exterior.

²⁸ *Mecánica de yacimientos* pág. 276

Los descubrimientos de nuevos yacimientos, terminaciones , reparaciones, abandono de pozos, cambios en los métodos de operación y condiciones mecánicas de los pozos hacen que la estimación de volúmenes recuperables hasta alcanzar el límite económico sea un arduo y constante trabajo y en muchas ocasiones se complica por falta de datos, acerca de sus características y parámetros físicos; sin embargo, se pueden hacer estimaciones cercanas a la realidad a través de la extrapolación de curvas de declinación de la producción obtenidas en el pasado o sea la historia de explotación. Las curvas de declinación de la producción son ampliamente utilizadas en la industria petrolera, para evaluar el comportamiento de los yacimientos y hacer las predicciones de comportamiento de los mismos. Cuando las estimaciones se basan en el análisis matemático o la técnica de analizar las curvas de declinación de la producción, deberá recordarse siempre que este análisis es simplemente por conveniencia, y es un método que está sujeto a tratamiento matemático o gráfico y “no tiene bases en las leyes físicas que gobiernan el flujo de aceite y gas en la formación”.

Tales curvas pueden dibujarse para pozos individuales, para un grupo dentro del mismo yacimiento, para todos los pozos juntos en el yacimiento. Puesto que es obvio graficar la producción contra el tiempo (figura x) este fue el primer método usado. Se basa en el hecho de que después de un periodo durante el cual la producción fue estable (en o cerca de lo que los pozos permitan o el mercado demande), llegar un momento en el cual los pozos ya no puedan mantener la producción pedida y en consecuencia, esta disminuirá gradualmente o sea que declinara conforme transcurra el tiempo.

El análisis de curvas de declinación es tal vez una de las técnicas que más están en desuso, sin embargo el uso de curvas tipo ofrece soluciones que alivian problemas que se presentan de tipo operacional como el cambio en las condiciones mecánicas del pozo. El típico análisis consiste en graficar datos de producción contra tiempo en papel semilog e intentar ajustar estos datos con una

recta la cual se extrapolan hacia el futuro. Las reservas se calculan en base a una rata de producción promedia anual.

Por muchos años, un gráfico de Q vs t para muchos pozos puede extrapolarse. la declinación hiperbólica da mejores resultados sin embargo la diferencia entre una y otra curva, con el tiempo no es muy significativa.

La razón de declinación²⁹, a , que es el cambio fraccional de la rata con el tiempo;
 $a = -\left(\frac{\Delta q/q}{\Delta t}\right)$Ecuación 10

La rata de declinación convencional se define como:

$$D = q_{t=0} - q_{t=1\text{año}}$$
.....Ecuación 11

Y se relacionan mutuamente como:

$$a = -\ln(1 - D)$$
.....Ecuación 12

4.2. CLASIFICACIÓN Y MÉTODOS DE EXTRAPOLACIÓN DE LAS CURVAS DE DECLINACIÓN

Las curvas de declinación de la producción, de acuerdo con el tipo de declinación, se clasifican en los tres siguientes grupos:

- Exponencial
- Hiperbólica
- Armónica

Se dice que una curva, ritmo de producción-tiempo o ritmo de producción acumulativa muestra una declinación de tipo “exponencial”, cuando al ser

²⁹ Escobar pág. 276

graficados los datos en papel semilogaritmico, estos muestran una tendencia lineal. Si se observa una tendencia lineal cuando son graficados en papel doble logarítmico, entonces podrá decir que la declinación es de tipo “hiperbólica”.

La declinación armónica es un caso particular de la declinación hiperbólica.

Existen tres métodos para el análisis de las curvas de declinación, a saber:

1. Método empírico de extrapolación.
2. Método estadístico (relación de pérdida).
3. Método gráfico.

Los métodos citados contemplan las siguientes similitudes:

- a. El concepto del que se parte es el mismo.” El comportamiento futuro del yacimiento está gobernado por alguna tendencia o relación matemática que se basa en su comportamiento pasado”.
- b. Para poder aplicar cualquiera de estos métodos es necesario relacionar los datos de producción-tiempo con una ley matemática.
- c. Se definen ecuaciones para determinar la reserva, el comportamiento futuro de la producción el tiempo de vida útil.
- d. La laboriosidad de los cálculos y el tiempo requerido para efectuarlos es variable según el método que se aplique.
- e. El resultado que se obtiene son semejantes y todos tiene el carácter de aproximación.
- f. El método empírico de extrapolación requiere del uso de logaritmos y de poco tiempo de cálculo.
- g. El método estadístico involucra operación sencillas, pero como son un considerable número, hacen que sea un método lento es su resolución.
- h. El método grafico aporta resultados menos precisos, pero es el más rápido.

De los tres métodos mencionados anteriormente, únicamente se desarrolla el método empírico de extrapolación ya que los restantes salen del objetivo y alcance de este proyecto.

4.2.1. Método de Arps. La primera aproximación sistemática para analizar los datos de producción de gas y aceite fue presentada por Arps en 1950, la cual da respuestas razonables en muchas situaciones, pero presenta fallas de las cuales la más importante es que ignora completamente los datos de presión de fondo fluyendo. Este hecho hace que se subestime o sobreestime las reservas. Sin embargo el éxito del análisis de declinación de acuerdo a lo propuesto por Arps ha sido tal que su uso se ha prolongado hasta nuestros días. Uno de los rasgos más destacados de la metodología de Arps es su simplicidad, debido a que este es un método empírico no requiere conocimientos del yacimiento o de los parámetros del pozo. La aplicación del método involucra el uso de un ajuste de curvas empíricas para predecir el rendimiento futuro del pozo. Así este puede ser aplicado para producir a través de cualquier tipo de mecanismo de empuje del yacimiento.

Declinación Exponencial

Este tipo de declinación parece ser usada por los ingenieros de yacimientos, por su facilidad e incluso cuando se es consciente que la declinación hiperbólica describe mejor las características de la mayoría de los pozos. Es definida por una función exponencial. Arreglando la ecuación 10.

$$a\Delta t = -\Delta q/q$$

$$a\sum\Delta t = -\sum\Delta q/q$$

Integrando;

$$at = \ln \frac{q_i}{q} = 2.303 \log \frac{q_i}{q}$$

$$q = q_i e^{-at} \dots\dots\dots \text{Ecuación 11}$$

No necesariamente al principio se observa un comportamiento recto. Este tipo de declinación es buena para periodos cortos de tiempo. La producción acumulada se estima utilizando una tasa de producción constante. Note que a debe estar expresada en días para evitar problemas de consistencia. Para un periodo de tiempo:

$$\Delta N_p = \sum q \Delta t$$

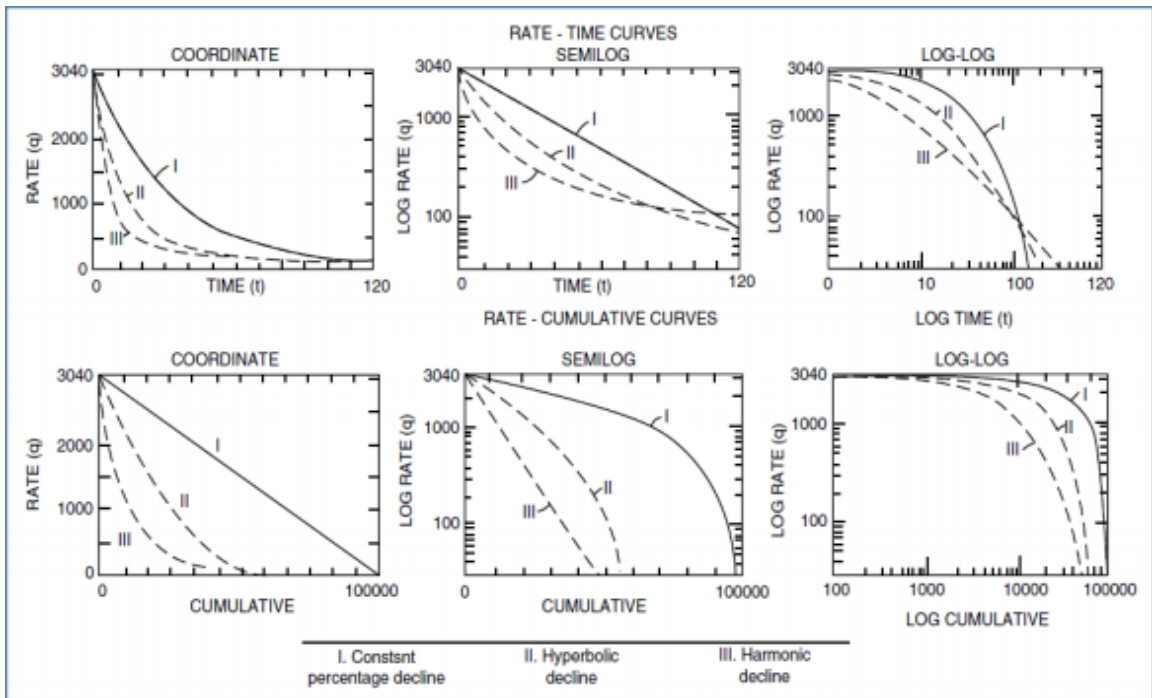
Esto equivale a tener:

$$\Delta N_p = - \sum q/a$$

$$\Delta N_p = (q_1 - q_2)/a \dots \dots \dots \text{Ecuación 12}$$

Se grafica los valores de ritmo de producción contra tiempo en un papel coordenadas semilogaritmico en la forma que se indica en la Figura 37 se observa que tienen una tendencia lineal, luego se puede ajustar a una ecuación.

Figura 37 Comportamiento de las curvas de declinación, graficada en papel cartesiano, semi log, log log.



Fuente: <http://ingenieria-de->

yacimientos.lacomunidadpetrolera.com/2009/05/curvas-de-declinacion-de-la-produccion.html

El cambio en la producción acumulada será utilizando un caudal final de abandono usando las relaciones señaladas anteriormente.

Declinación Hiperbólica.

Esta considera que la tasa de declinación varía con el tiempo. Es buena para yacimientos que producen por gas en solución. Esta técnica es muy consumidora de tiempo. La tasa de declinación varia así:

$$a/a_i = \frac{q_i}{q}^n \dots\dots\dots\text{Ecuación 13}$$

N es un número comprendido entre cero y 1. Si n= 0 entonces $a = a_i$ y se tiene el caso de la declinación exponencial. Si n=1 a este tipo de declinación se le conoce como armónica.

Al graficar los valores de ritmo de producción en papel doble logarítmico, se observa una tendencia lineal en el comportamiento y es posible ajustarla a una recta que puede ser representada por la ecuación:

$$q = q_i \left[\frac{a}{a_i} + 1 \right]^{1/n} \dots\dots\dots\text{Ecuación 14}$$

de la misma forma con las reservas recuperables sería:

$$\Delta Np = H[q_1^{1-n} - q_2^{1-n}] \dots\dots\dots\text{Ecuación 15}$$

Declinación armónica:

Este tipo de declinación es común en yacimientos que producen predominantemente por segregación gravitacional. Como se observó anteriormente la declinación armónica es una variante de la declinación hiperbólica, esto cuando n es igual a 1.

$$q = q_i a_i t + 1 \dots\dots\dots\text{Ecuación 16}$$

En la ecuación de la producción cumulativa, la razón de la declinación a , es proporcional a la rata q , puede expresarse como una función de las ratas de flujo y de la declinación inicial, a_i , como $(\frac{q}{q_i})a_i$, puesto que:

$$\Delta N_p = - \frac{q}{a} \Delta q/a$$

$$\Delta N_p = \frac{q_i}{a_i} * \ln(\frac{q_1}{q_2}) \dots\dots\dots\text{Ecuación 17}$$

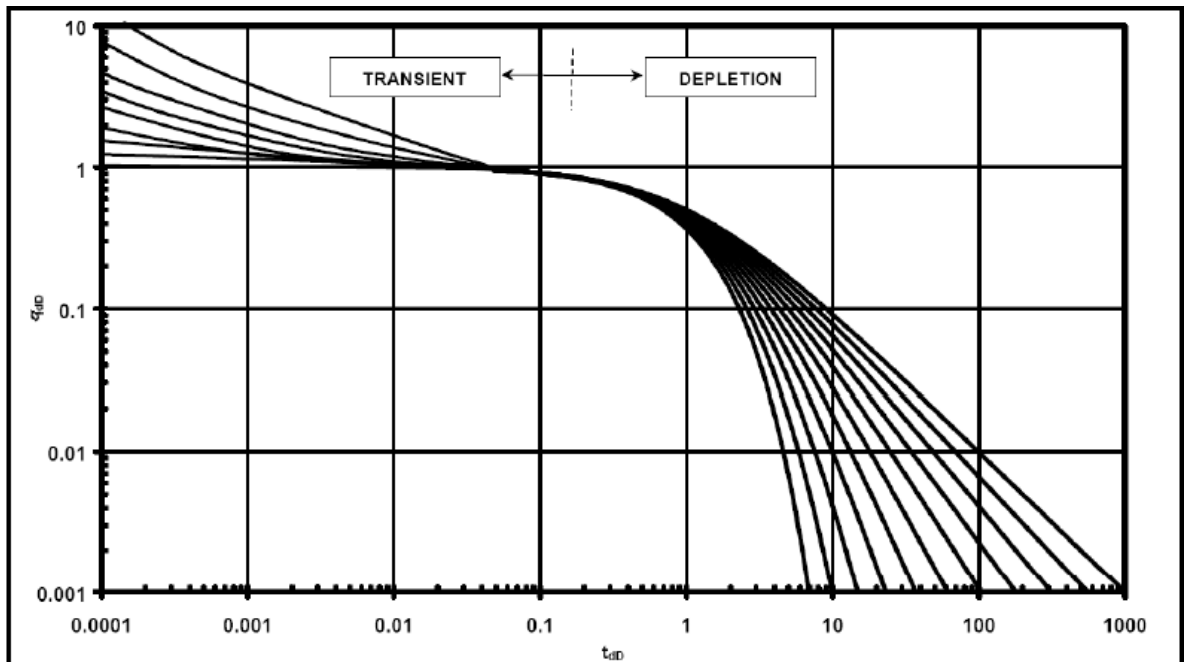
No existen curvas tipo para la declinación armónica debido a que esto ocurre muy esporádicamente.

4.2.2. Método de Fetkovich. Fetkovich fue el primero que extendió el concepto del uso de curvas tipo (previamente reservados para análisis de pruebas de pozos) para el análisis de datos de producción. La metodología de Fetkovich utiliza la misma declinación de Arps y curvas tipo de presión constante (originalmente desarrollada por Van Everdingen y Hurst3) para el transiente de producción. El aporte más valioso de las curvas tipo no está en el análisis, pero sí en lo que se puede determinar de ellas. Por ejemplo, el ajuste de la curva tipo puede mostrar o no datos de producción si todavía se está en estado transitorio (algo que el análisis de declinación Arps no hace). Como Arps, el método de Fetkovich calcula el último recobro esperado, pero es limitado a las condiciones de operación existentes. El transiente de las curvas tipo de Fetkovich asume constante la presión de fondo fluyendo lo cual es una limitación cuando los datos

de producción exhiben significativas variaciones de presión ya sea por cierres o restricciones impuestas por condiciones operativas.

Fetkovich graficó su solución simultáneamente con las curvas de Arps asumiendo que las mismas pueden ser utilizadas en un reservorio no ideal (cambios de movilidad, reservorios heterogéneos, fallados y multicapas). El resultado final de estas curvas es lo que se conoce como "Curvas Tipo de Fetkovich" las cuales proveen un análisis de datos de producción durante el límite del transiente del flujo figura 38.

Figura 38. Curvas tipo de Fetkovich



Fuente: Raúl E. Tuvio y Víctor Corsini. Análisis de datos de producción mediante el uso de curvas modernas. Disponible en <http://biblioteca.iapg.org.ar>

Descripción:

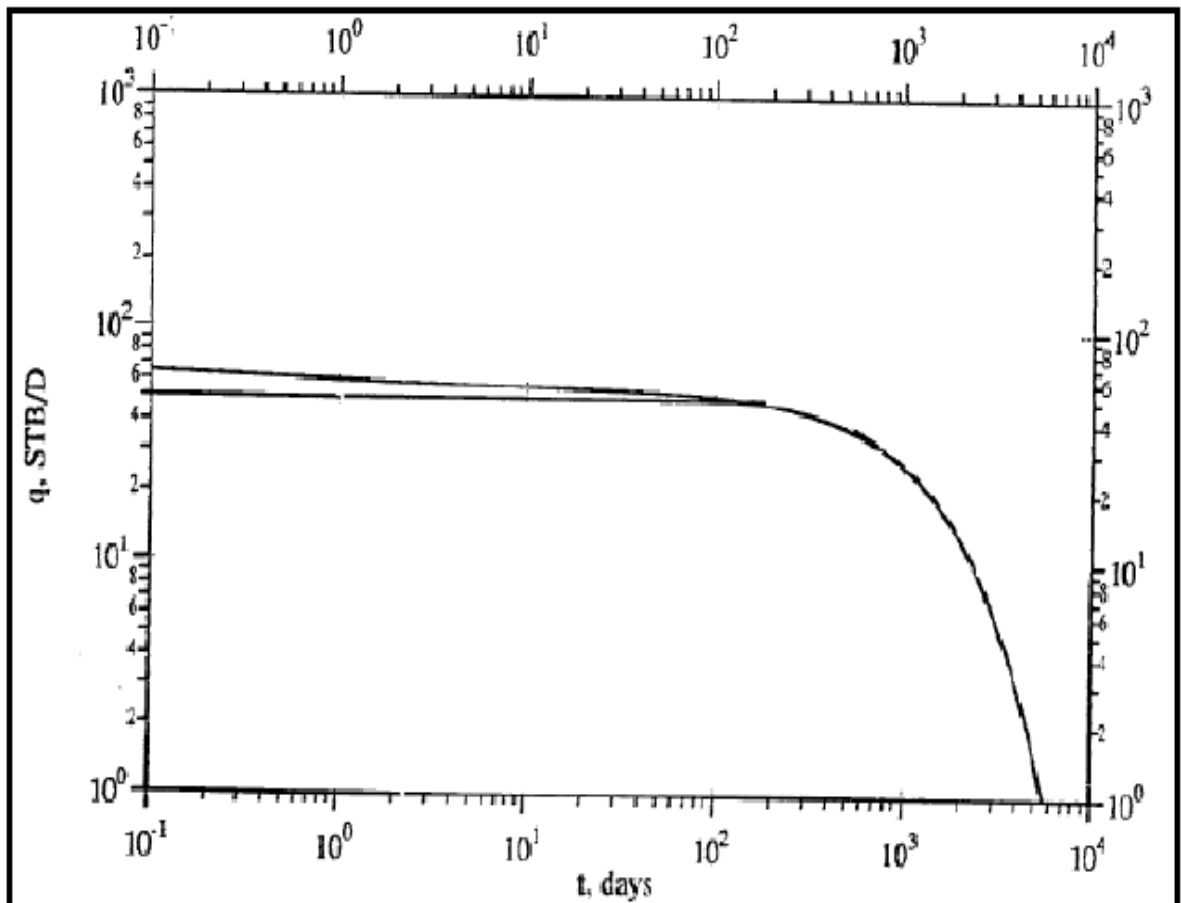
- El análisis del agotamiento es empírico (usa la teoría de Arps).
- El análisis del transiente asume la presión fluyendo constante.

- Útil para yacimientos no volumétricos con dos o más fases móviles.
- Útil para datos de producción donde la presión fluyendo es constante o puede ser asumida constante.

Procedimiento:

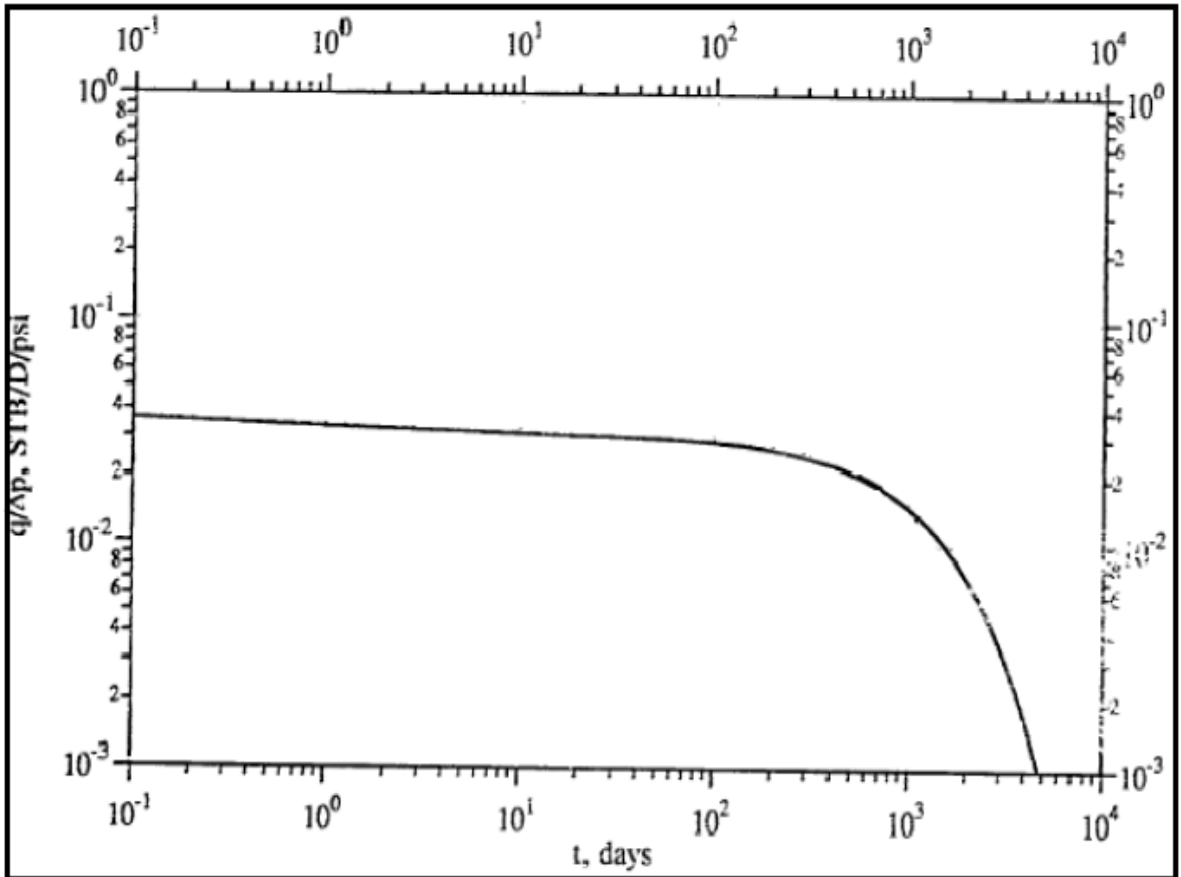
1. Graficar los datos de tasa de producción (q) contra tiempo (t) en un papel transparente en la misma escala de la curva tipo (log-log), figura 38 (alternativamente, una tasa normalizada $q/\Delta p$ puede ser graficada si las presiones son conocidas, figura 39).

Figura 39. Tasa de flujo vs tiempo.



Fuente: BlasIngame, T, L. McCray, and W, J. Lee. *Decline Curve Analysis for Variable Pressure, J Drop/Variable Flowrate System: SPE 21513. Texas 1991.*

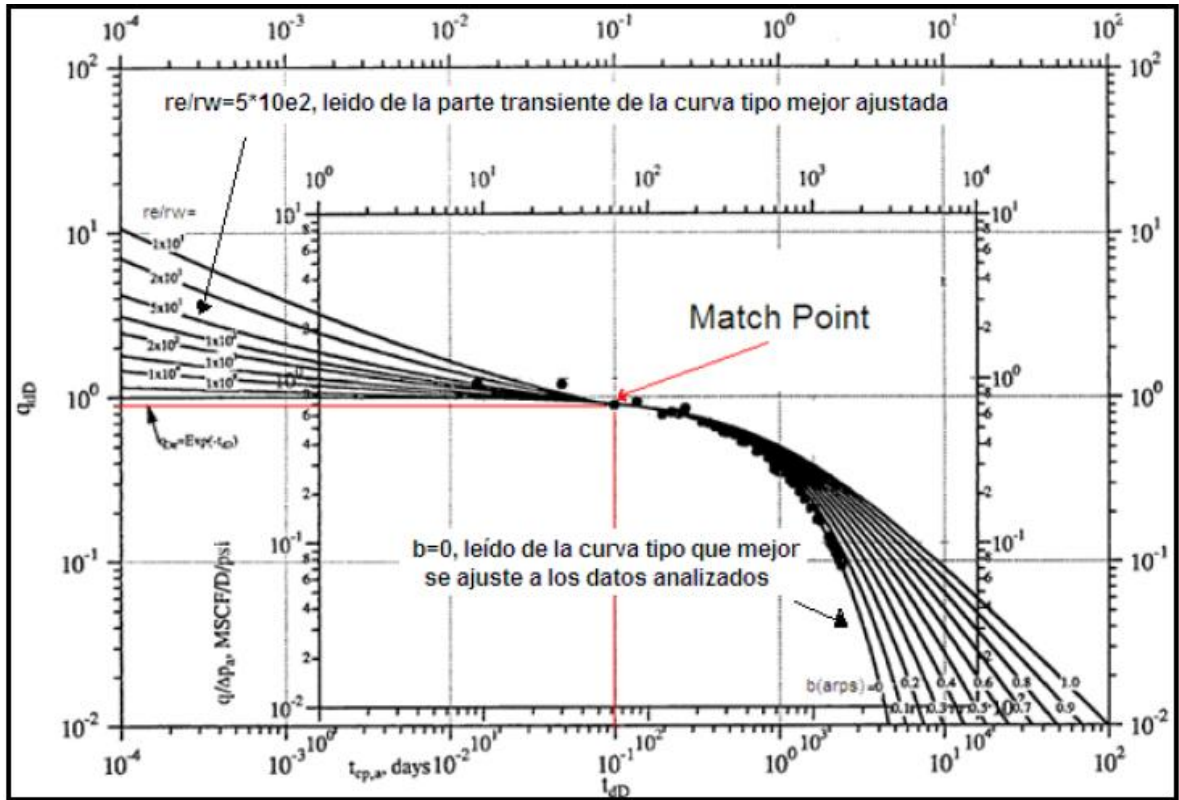
Figura 40. Tasa Normalizada vs Tiempo



Fuente: BlasIngame, T, L. McCray, and W, J. Lee. Decline Curve Analysis for Variable Pressure, J Drop/Variable Flowrate Systems: SPE 21513. Texas 1991.

2. Ajustar el dato sobre las curvas tipo q_{dD} vs t_{dD} y seleccionar un punto de ajuste ("Match Point") entre las dos curvas en alguna parte de la porción de las curvas superpuestas (ver Figura 40).

Figura 41. Ajuste del dato en la curva Tipo



Fuente: BlasIngame, T, L. McCray, and W, J. Lee. Decline Curve Analysis for Variable Pressure, J Drop/Variable Flowrate Systems. SPE 21513. Texas 1991.7.

En el punto de ajuste se leen los siguientes valores: $(qD)_{mp}$ correspondiente a un $(q)_{mp}$ y $(tD)_{mp}$ correspondiente a un $(t)_{mp}$, posteriormente se lee el valor del exponente de declinación “b”, el cual es leído sobre la curva tipo que mejor se ajusta a los datos analizados (para el caso el valor de b es de 0), además se lee el valor de re/rw (para el caso el valor de $re/rw=5 \cdot 10^2$) de la parte transiente de la misma curva. Para el valor de b se debe tener en cuenta que:

- $b = 0$, producción de líquido en una sola fase, alta presión de gas (presión fluyendo constante).
- $0.1 < b < 0.4$, solución para yacimientos de aceite con empuje de gas.
- $0.4 < b < 0.5$, la mayoría de los pozos de gas (excluyendo gas apretado).

- $b = 0.5$, pozos de aceite bajo empuje por agua por el flanco efectivo.
- $0.5 < b < 0.9$, estratificado, compuesto, yacimientos conectados.

Fetkovich aclara que el valor de “ b ” nunca debería exceder el valor de 1 para la producción en el denominado límite.

3. Con los puntos de coincidencia elegidos se procede a calcular q_i, D_i así:

$$q_{dD} = q/q_i, \text{ luego } q_i = (q/q_{dD})_{mp} \dots\dots\dots 3$$

$$t_{sD} = D_i t, \text{ entonces } D_i = (t_{dD}/t)_{mp} \dots\dots\dots 4$$

4. Con los valores de $reD = re/rw$ leído en la figura 14 y de $(q_{dD}/q)_{mp}$ se puede calcular la capacidad de la formación así:

$$q_{dD} = \frac{q}{Kh(P_i - P_{wf}) / (141.3B\mu(\ln \frac{r_e}{r_w} - 0.5))} \dots\dots\dots \text{Ecuación 18}$$

Luego:

$$Kh = (q/q_{dD})_{mp} * \frac{(141.3B\mu(\ln \frac{r_e}{r_w} - 0.5))}{(P_i - P_{wf})} \dots\dots\dots \text{Ecuación 19}$$

Donde :

- Kh Capacidad de flujo
- q_{dD} Tasa de declinación adimensional
- t_{dD} Tiempo de declinación adimensional
- q Tasa de producción
- B Factor volumétrico de formación
- μ Viscosidad
- r_e Radio de drenaje
- r_w Radio del pozo
- P_{wf} Presión de fondo fluyendo

Si se tiene información acerca del espesor promedio de la formación productora,

h , se puede calcular la permeabilidad promedio, $k=kh/h$. *Fortalezas:*

- Simple para aplicar y no requiere datos de presión de fondo fluyendo.

- No asume intrínsecamente un denominado régimen de flujo (la grafica no usa superposición en el tiempo).
- Su naturaleza empírica la hace versátil.

Limitaciones:

- El análisis de agotamiento tiende a no ser único.
- El petróleo remanente a recuperar (EUR), únicamente se puede calcular basado en condiciones históricas de operación.
- La mayor limitación se da cuando los datos de presión varían.

4.3. METODOLOGÍA DE SELECCIÓN DE MODELO PARA CÁLCULO DE DECLINACIÓN APLICACIÓN CAMPO ESCUELA COLORADO.

El modelamiento del yacimiento es esencial, pero frecuentemente pasa por alto pasos en el análisis efectivo de datos de producción. Las soluciones del modelo subyacente pueden ser cualquiera de las dos analítica numérica, y la entrada de datos pueden ser obtenidos del análisis de los fluidos en el sitio.

Procedimiento:

- Escoger un modelo apropiado, basado en los resultados para la determinación de las reservas y los fluidos en sitio. Este parámetro es el de mayor sensibilidad.
- Calibrar y afinar bien el modelo ajustado por historia, las presiones de flujo(o tasas de producción)
- Se selecciona las diferentes estructuras de análisis como las arenas productoras B y C de los diferentes Bloques que conforman la estructura del anticlinal del Campo.

4.3.1. Recopilación de la información.

Durante la realización de la EBM se obtuvo el historial de producción por año distribuido en las arenas productoras B y C hasta el 2011 para cada uno de los bloques en los cuales se divide CEC.

El historial de producción está dividido en volúmenes de aceite (STB), agua (STB) y Gas (MScft) como se muestra en la tabla 8.

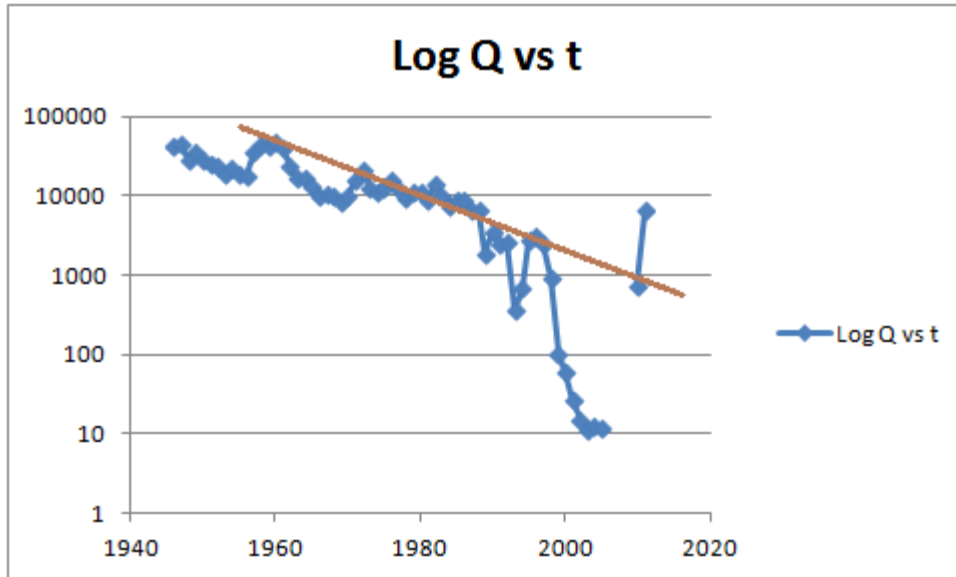
Determinación de coeficiente de declinación. Aplicando el método gráfico se selecciona la declinación exponencial como correlación aplicable a Campo Colorado, pues este tipo de declinación es la que proporciona una rápida y cercana aproximación, además de ajusta al comportamiento de campo Colorado.

Una vez identificado el tipo de declinación exponencial aplicable para el Campo Colorado, se procedió a determinar el coeficiente de declinación para cada arena productora graficando la tasa de flujo vs tiempo en escala semilog lo cual coincide con una línea recta de pendiente negativa.

Es importante mencionar, que para efectos de cálculo se han tomado la producción de los pozos en la misma zona y bloque en los cuales se divide Campo Escuela Colorado, por lo tanto la declinación obtenida será una aproximación acertada para cada uno de los bloques y no así para los pozos de manera individual de dichos bloques o para el campo en general.

4.3.2 Determinación de coeficiente de declinación. Una vez obtenida la tendencia lineal en la gráfica semilog se toman dos puntos representativos sobre la recta para determinar el coeficiente de declinación convencional para cada de las arenas productoras en los bloques del campo, como se muestra en el ejemplo realizado para la arena C del bloque I.

Figura 42. Modelo de declinación Bloque II Arena C



Fuente: Autor

Es necesario acoplar el modelo con la mayor cantidad de datos ya que de esta manera se determina la exactitud de la aproximación para el caudal proyectado, una vez obtenido el coeficiente, este permite extrapolar el comportamiento de la producción hasta el límite económico que para el Campo Escuela Colorado es la línea de renovación de contrato en el 2016, puesto que se trata de acuerdo de cooperación institucional con fines científicos y tecnológicos.

Este procedimiento fue calculado para todas las arenas y bloques con el fin de poder determinar un comportamiento general de la producción de CEC.

4.4. CALCULO DE DECLINACIÓN POR ARENAS PRODUCTORAS APLICACIÓN CAMPO ESCULEA COLORADO.

Siguiendo la metodología antes mencionada se realizó el ajuste histórico de las arenas B y C de Mugrosa para las cuales se determina el comportamiento que

mejor corresponde a las condiciones de operación históricas de Campo Escuela Colorado y proyectando este comportamiento hasta la fecha de terminación de contrato de administración del CEC por parte de la UIS según convenio con Ecopetrol 2016 y también para el año 2026.

Los resultados obtenidos mediante la declinación constante se ven resumidos en la tabla 18(producción estimada anual) donde se evidencia la abrupta declinación de algunas de sus zonas principalmente debido a la pérdida de presión por depletamiento, y también se puede afirmar que es debido a la pérdida de pozos productores.

Tabla 18. Coeficientes de declinación y pronóstico de producción CEC Arenas B y C

Declinación	ARENA B			ARENA C		
	a	Qo STB/año (2016)	Qo STB/año(2026)	a	Qo STB/Año(2016)	QoSTB/año(2026)
BLOQUE I	0,04	5322,30	106,24	0,06	2420,22	563,56
BLOQUE II	0,08	906,26	238,02	0,04	5341,42	3589,51
BLOQUE III	0,05	766,90	459,16	0,03	1016,41	728,99
BLOQUE IV	0,06	4190,22	307,62	0,02	20803,19	1688,29
BLOQUE V	0,02	3449,08	423,15	0,03	10615,13	3775,26
BLOQUE VI	0,05	812,29	493,68	0,03	1654,00	1208,42
TOTAL	0,05	15447,07	2027,88	0,04	41850,36	11554,03

Fuente: autor

Figura 43. Acumulado de producción (2012-2016) por bloque de aceite (STB)

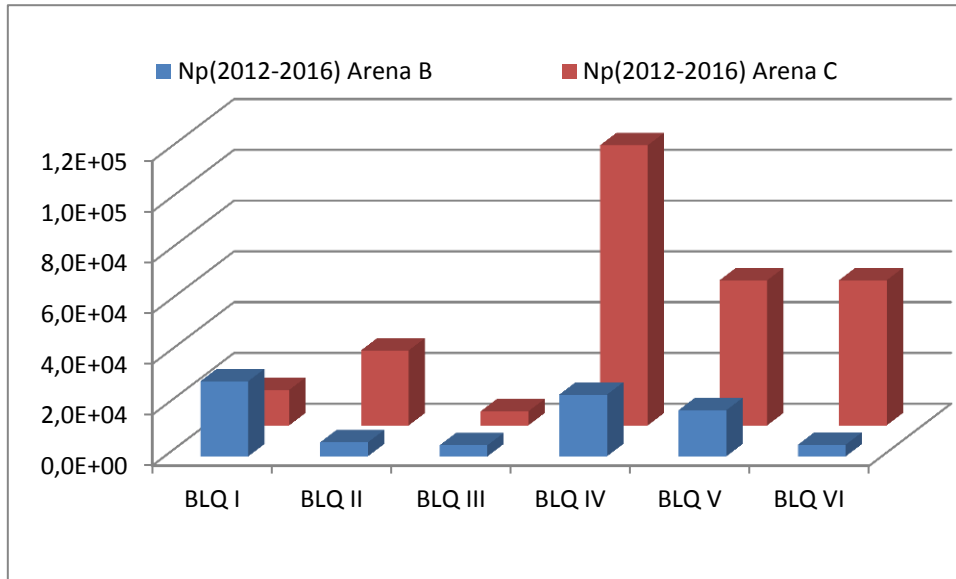
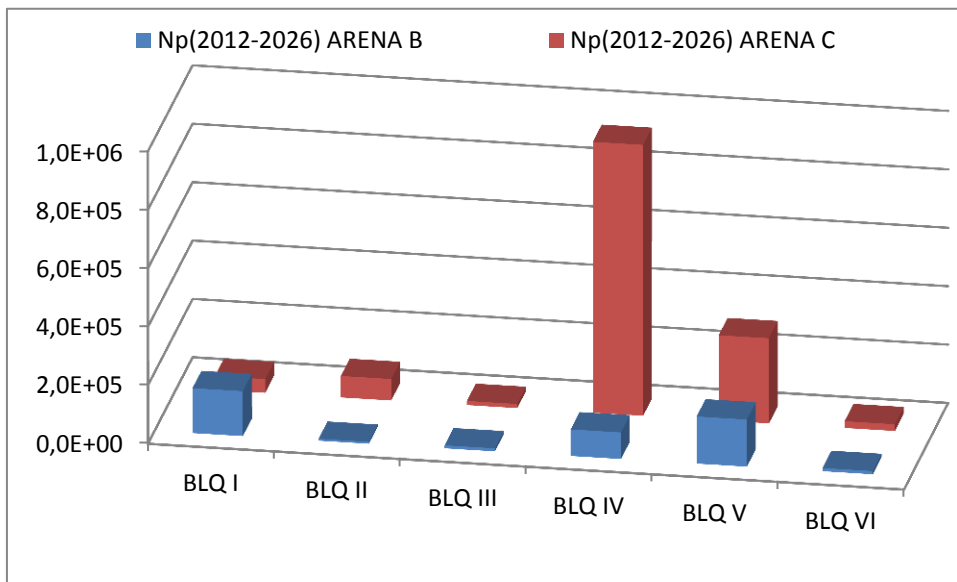


Figura 44. Acumulado de producción(2012-2026) por bloque de aceite(STB)



Fuente: Autor

Se determina así el caudal esperado para la producción de aceite de manera que permita generar un perfil de reservas recuperadas bajo los mismos parámetros de explotación.

En la determinación de la producción de gas, no fue posible determinar algún tipo de declinación en el comportamiento de la producción de gas debido a la baja calidad de los datos de medición de gas producido sin embargo se recurre a los datos calculados para Rp y corregidos usados para la EBM y así poder tener una visión aproximada del caudal esperado de gas para cada arena.

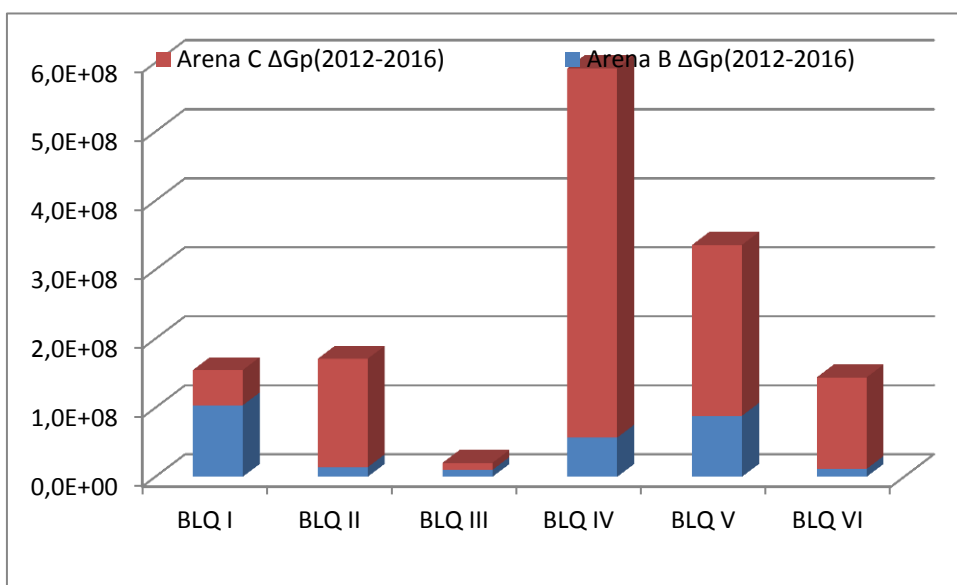
Tabla 19. Pronostico de producción de gas CEC.

Produccion de Gas	ARENA B			ARENA C		
	Rp	Qg Scft/año (2016)	Qg Scft/año(2026)	Rp	Qg Scft/Año(2016)	QgScft/año(2026)
BLOQUE I	3,50E+03	1,86E+07	3,72E+05	3,65E+03	8,83E+06	2,06E+06
BLOQUE II	2,50E+03	2,27E+06	5,95E+05	5,32E+03	2,84E+07	1,91E+07
BLOQUE III	2,30E+03	1,76E+06	1,06E+06	1,85E+03	1,88E+06	1,35E+06
BLOQUE IV	2,34E+03	9,81E+06	7,20E+05	4,85E+03	1,01E+08	8,19E+06
BLOQUE V	4,86E+03	1,68E+07	2,06E+06	4,33E+03	4,60E+07	1,64E+07
BLOQUE VI	2,50E+03	2,03E+06	1,23E+06	2,32E+03	3,84E+06	2,80E+06
TOTAL	3,00E+03	5,13E+07	6,03E+06	3,72E+03	1,90E+08	4,99E+07

Fuente: Autor.

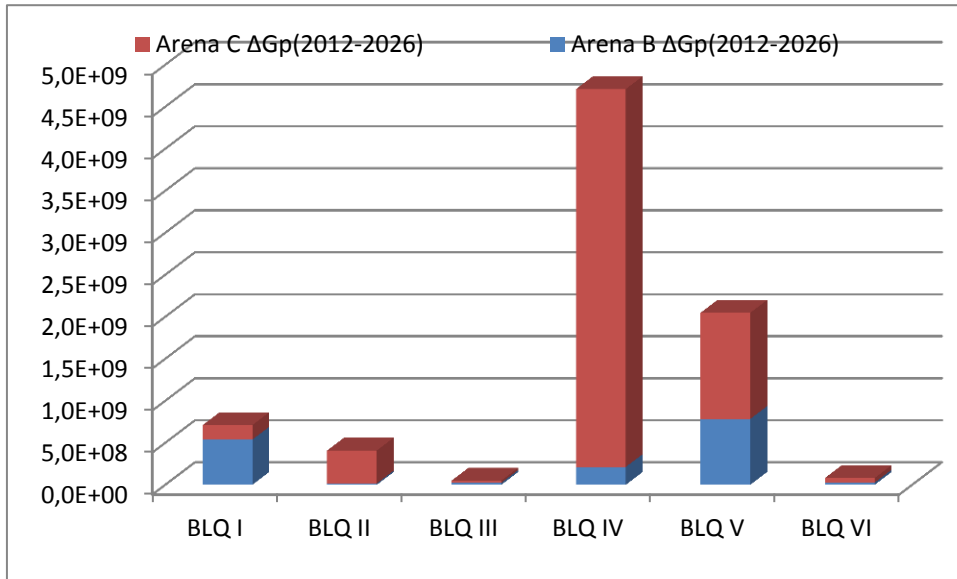
Así mismo, se calculó la producción acumulada de gas para los años de 2016 de 142MMScft y al 2026 de 801MMScft, la distribución de este acumulado de producción se muestran en las Figuras 45 y 46.

Figura 45. Pronostico de producción acumulada de gas 2016.



Fuente: Autor

Figura 46. Pronostico de producción acumulada de gas 2026.



Fuente: Autor

5. ANÁLISIS DE RESULTADOS

5.1. ANÁLISIS DEL COMPORTAMIENTO PVT

El comportamiento de las características de los fluidos de Campo escuela Colorado fue modelado en base a los datos iniciales del yacimiento y se ajustaron al comportamiento inicial del fluido y los datos de presión que fueron calculados en este trabajo, esto determina la exactitud de los resultados.

El comportamiento PVT varía principalmente al origen del reservorio o unidades productora, no se considera un yacimiento composicional, es decir el crudo de las arenas C es el mismo a lo largo del campo, así con las arenas B.

Se encontró que solo algunas zonas de las arenas B y C se encuentran por debajo de punto de saturación de fluido ocasionando una liberación importante de gas en solución a condiciones de yacimiento, principalmente las arenas con mayor capa de gas.

5.2. ANALISIS DE LA DATA DE PRODUCCIÓN

Como se mencionó anteriormente, cuando la presión de yacimiento simulada se encontraba por encima de la presión de saturación del fluido la relación gas aceite debe ser igual a la relación gas aceite R_{sb} , así como la relación reportada por fluidos producidos acumulados R_p es decir para las arenas B $R_{sb}=237\text{Scft/STB}$ y para las arenas C $R_{sb}= 648\text{Scft/STB}$.

Los reportes de producción presentan inconsistencias debido a que, en teoría, las relaciones R_p por encima de la presión de saturación serán iguales a la relación

Rs ejemplo que se presenta en algunas de las arenas B y C, sin embargo las relaciones Rp se encuentran en valores muy altos en comparación con los teóricos.

Estas variaciones se explican, como se mencionó anteriormente, por el hecho que en el Campo los pozos producen simultáneamente por varias arenas y esta producción pudo no ser distribuida adecuadamente, es probable que dichos volúmenes de gas provengan de formaciones gasíferas abiertas para el momento de los reportes.

El reporte de gas producido tiene grandes falencias, ya que muchos pozos no tienen conexión a sistemas de recolección (líneas de flujo) por lo cual el fluido se recoge en cabeza de pozo mediante el uso de carro tanque, permitiendo que se libere al ambiente el gas producido, lo cual dificulta la valoración óptima de gas proveniente de las arenas productoras.

Esto a su vez dificulta la evaluación de los hidrocarburos en sitio tanto líquidos y aún más determinante en los hidrocarburos gaseosos iniciales y el factor de recobro por medio de la EBM, por tanto se recurrió a una correlación API para la cual se basó en las propiedades del fluido y de la roca, previamente determinadas en el campo.

5.3. REVOLUCIÓN DE RESERVAS

A partir de la información recopilada, y utilizando la metodología mencionada en el capítulo 1, se observó que las reservas iniciales de CEC corresponden a 123.5 MSTB cercano al reporte realizado por Ecopetrol en el año 2003 , sin embargo se encuentra que el dato de reservas del 2011 se encuentra muy por encima del valor

aproximado en este estudio. La tabla 20 y 21 permite comparar los diferentes resultados.

Las reservas de crudo se calculan en 123.5 MMBO siendo y las reservas de gas 53,6 Gscft.

Tabla 20. Comparación con otros métodos de cálculo

Volumen de Aceite Originales en Sitio (STB)								
(bbls)	Bloque I	Bloque II	Bloque III	Bloque IV	Bloque V	Bloque VI	Total X arena	OOIP CEC
Por EBM Arena B	1,89E+07	7,66E+06	8,74E+06	1,21E+07	1,50E+07	1,92E+06	6,43E+07	
Por EBM Arena C	1,26E+07	1,49E+07	2,79E+06	1,39E+07	1,26E+07	2,46E+06	5,93E+07	1,236E+08
Por Volumétrico	2,91E+07	3,05E+07	7,94E+06	3,22E+07	1,87E+07	1,12E+07		1,30E+08

Fuente: autor

Tabla 21. Comparación de reservas de gas por otros métodos.

Volumen de Hidrocarburos Gaseosos Originales en Sitio (Scft)								
Scft	Bloque I	Bloque II	Bloque III	Bloque IV	Bloque V	Bloque VI	Total x Arena	Total B y C
Por EBM Arena B	4,48E+09	1,82E+09	2,07E+09	2,86E+09	3,56E+09	4,54E+08	1,52E+10	
Por EBM Arena C	8,18E+09	9,67E+09	1,80E+09	8,99E+09	8,17E+09	1,59E+09	3,84E+10	5,36E+10
Por Volumétrico								4,22E+10

Fuente: Autor

5.4. ANÁLISIS DE MECANISMOS DE PRODUCCIÓN PRIMARIOS.

Se encontró que todas las arenas C producen bajo empuje combinado, debido a la expansión de capa de gas principalmente para las arenas con mayor grado de desarrollo y gas en solución para aquellas con menor producción acumulada. Algunas de las arenas B entre ellas la arena B del bloque I produce bajo mecanismos combinados de empuje esto se ve reflejado principalmente en su comportamiento como productor.

Los resultados obtenidos contrastan con la bibliografía de Campo Colorado, ya que debido al pobre recobro, menor del 7%, principalmente sustentado por

histórico problema de depositación de parafinas sin embargo el comportamiento de los empujes demuestra que la energía del yacimiento es aun suficiente para mejorar el recobro primario del yacimiento.

5.5. ANÁLISIS DE COMPORTAMIENTO DE LAS PRESIONES

La mayor parte de las arenas productoras, hoy producen por debajo del punto de burbuja, incidiendo en la liberación de gas a condiciones de yacimiento, que permite el desarrollo de mecanismos combinados de empuje en reservorio, tanto así gas en solución como expansión de la capa de gas.

La potencial lineal de declinación de la presión representa una aproximación del comportamiento del yacimiento que fue usado para efectos de cálculo debido a la escasa información disponible, sin embargo, los datos que se tuvieron en cuenta para obtener esta tendencia se lograron basados en registros de pozos análisis de datos de pruebas de presión y pruebas de nivel que determinan la confiabilidad de los datos obtenidos.

5.6. ANÁLISIS DE VOLÚMENES DE HIDROCARBUROS INICIALES EN YACIMIENTO

La confiabilidad de los resultados referidos a OOIP, se ve afectada severamente por el desarrollo de algunos sectores donde la tendencia no se demostró claramente,

5.8. ANÁLISIS DE FACTORES DE RECObRO Y RESERVAS

Dentro de los análisis de este proyecto, el factor de recobro se calculo para la producción determinada al 2011 donde se encuentra que el campo tiene una recuperación cercana al 7 % debido principalmente a la perdida de pozos productores por fallas mecánicas y causas geológicas y de fluidos como la precipitación de orgánicos.

Tabla 22. Factor de recobro de aceite.

FR aceite %								
(bbbs)	Bloque I	Bloque II	Bloque III	Bloque IV	Bloque V	Bloque VI	Total X arena	OOIP CEC
EBM Arena B	4,7	4,3	3,4	5,2	1,9	7,2	4,0	
EBM Arena C	10,8	5,9	21,3	7,4	7,2	12,6	8,6	6,2

Fuente: Autor

El factor de recobro está muy por debajo de lo esperado si analizamos los mecanismos de empuje que posee el yacimiento, de esta manera se evidencia la declinación abrupta en la producción que está reflejada en las reservas recuperadas hasta el 2011.

6. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

- Se realizó el cálculo de reservas de gas usando el modelo de EBM para gas asociado.
- La mayor fuente de error para el cálculo de reservas, se ve reflejada en una selección inadecuada de los datos de entrada.
- Se definieron en esta investigación parámetros hasta ahora desconocidos que permiten un análisis de desarrollo de la explotación de CEC.
- Se determinó que el bloque I con el mejor desarrollo seguido de los bloques IV y V.
- Se determina que los bloques con mejor prospección de desarrollo son los bloques IV y V.
- Las reservas de gas original estimadas para las arenas B son de 1,52GScft (30%) y las arenas C 3.84 GScf (70%) en total son 5.36GScft.
- Los bloques con mayor porcentaje de reservas de gas son el bloque I(23.6%) el bloque IV(22.1%) y los bloques II y IV con 22.5% del total estimado para CEC.
- Las reservas de aceite original estimadas para CEC presentes en las arenas B son de 64,3 MMSTB y la arena C con 59,3 MMSTB, en total 123,6MMSTB
- La producción estimada de gas para el 2016 es de 51,3 MMScft/año para las arenas B y 190 MMScft/año para la arena C, en total la producción de gas en el año 2016 será de 241 MMScft/año.
- La producción estimada de aceite para el 2016 es de 15447 STB para las arenas B y 41850 STB para las arenas C, en total la producción de aceite del 2016 será de 57297 STB para estas dos arenas.
- La determinación de los mecanismos de producción primarios aun presentes en yacimiento proporciona un mejor conocimiento del potencial de desarrollo del campo.

- Se determinó que la zona con mayor desarrollo es el bloque I seguido del bloque III y IV puesto que allí se cuenta mayor cantidad de reservas recuperadas hasta el 2011.
- Las zonas con mejor prospección para la producción de gas son las zonas que comprenden las arenas C del bloque IV y V ya que se identificó una recuperación aproximada de 783 MMscft hasta el 2016 y 5,8 Gscft hasta el 2026.
- Las zonas con mejor prospección de la producción para crudo serán las arenas C de los bloques IV, V y VI con una recuperación aproximada de 225 MSTB y 1,6 MMSTB para el 2026
- Las arenas mayor gas acumulado producido también resultan ser las arenas con mayor tamaño de la capa de gas.
- El potencial de reservas determinado para las arenas B y C respectivas excluyen arenas potencialmente gasíferas por debajo de la formación Mugrosa C y formaciones con menor producción de gas como son Colorado A y la Paz E.
- El principal causante de desviación o incertidumbre en los cálculos realizados es aportado principalmente por los reporte de producción, debido a que se desconoce el aporte de individual de otras arenas y fue obtenido en base a permeabilidades absolutas, técnica que aunque soluciona el problema de las distribuciones, no proporciona la exactitud necesaria
- La declinación obtenida por medio de tasa única de declinación proporciona una aproximación confiable de los hidrocarburos recuperables de Campo Escuela Colorado hasta la presión de abandono, sin embargo se ve sujeta a las limitaciones de este análisis, tales como variación en las condiciones mecánicas de pozos y activación de otros sumideros.
- La simulación numérica de yacimientos demostró ser una herramienta útil como plataforma virtual de pruebas, permitiendo durante el desarrollo de este trabajo llegar a una propuesta consistente de caracterización conceptual de CEC.
- Es necesario realizar campañas de reconocimiento de parámetros de yacimiento que permitan tener en cuenta variables como contactos OG, OW, detalles acerca

de la continuidad de los cuerpos arenosos, he historiales de presión que permita determinar el comportamiento del yacimiento.

- Realizar un estudio PVT detallado de los fluidos provenientes de las áreas Colorado A D y la Paz E. Siendo determinantes para realizar una mejor distribución de las reservas, especialmente los hidrocarburos gaseosos.

BIBLIOGRAFÍA

- Agencia nacional de hidrocarburos: “Artículo 1° del acuerdo 11 Del 2008”. Septiembre del 2008.
- Ahmed, Tarek - Advanced Reservoir Engineering 2006
- Amaya K., Clavo J. “Geoestadística univariable aplicada a atributos petrofísicos de la formación Mugrosa para la determinación de áreas prospectivas del Campo Escuela Colorado”, 2010.
- Amaya L , Quitian Revaluación de reservas del campo escuela colorado por el método de balance de materia.2011
- Cristancho D Hoyos J Procedimientos metodológicos para la caracterización de fluidos de campos maduros. Aplicación a los fluidos del Campo Escuela Colorado 2008.
- Ecopetrol-ICP-EOS Ltda.-Unión temporal AIP. Diagnóstico y Estrategias recobro Campo Colorado, 2003.
- ESCOBAR MACUALO, FREDDY HUMBERTO Ph.D. Fundamentos de la ingeniería de yacimientos, Universidad Sur colombiana.pag220
- Fundamentos de la ingeniería de yacimientos, FREDDY HUMBERTO ESCOBAR MACUALO, Ph.D. Universidad Sur colombiana.
- G. W. Tracy, Simplified form of the material balance equation. SPE Reprint Series No 3. 1970. pág. 62. citado por Villa José R. pp. 6.)
- Havlena, D. & Odeh, A. S.: The Material Balance as an Equation of a Straight Line – Part II, Field Cases. Journal Petroleum Technical. SPE 869. 1964.
- Havlena, D. & Odeh, A. S.: The Material Balance as an Equation of a Straight Line. Journal Petroleum Technical. SPE 559. 1963
- <http://www.dinero.com/actualidad/economia/articulo/el-petroleo-colombiano-sigue-escondido/154505>.
- <http://www.sintef.no/mrst>

- Informe mensual Actividades Campo Escuela COLORADO. División Agosto de 2011.
- L. Mattar D.M. Anderson. A Systematic and Comprehensive Methodology for Advanced Analysis of Production Data.SPE 84472. Octubre 2003.
- Mannucci V, Jesús E. Caracterización física de yacimientos. 1996.
- Ph.D. Escobar Macualo, Freddy Humberto. Fundamentos en ingeniería de yacimientos, 200?
- R. E. Woods y M. Muskat, An Analysis of material balance calculations. Trans AIME (1943). 151. 73. Citado por Villa José R.pag. 6.)
- R. F. Jr. Old, Analyzing of reservoir performance. Trans. AIME (1943). 151. 86. (citado por Villa José R.pag. 6.)
- R. Villa, José, Prof. Balance de materiales en yacimientos de petróleo con gas disuelto. Universidad central de Venezuela. 2003
- R.J. Schilthuis, Active oil and reservoir energy, Trans., AIME118:33-52.
- Raúl E. Tuvo y Víctor Corsini. Análisis de Datos de Producción Mediante el uso de Modernas Curvas. Disponible en <http://biblioteca.iapg.org.ar>
- República de Colombia: “Decreto 727 de 2007”. Ministerio de hacienda y crédito público. Marzo de 2007.
- Rojas, Gonzalo Ing. Ingeniería de yacimientos de gas condensado, 2003.
- S.P. Coleman, H.D. Wilde and T.V. Moore, Quantitative effects of GOR on decline of average rock pressure. Trans. AIME (1930). 86. 174. (Citado por Villa José R.pag. 6.)
- SPE, AAPG, WPC, SPEE, Petroleum resources management system, 2007.
- Torres J. y Rangel W., Análisis de datos de producción a nivel de completamientos para la asignación de la producción del Campo Colorado.
- Vergara. Pedro Ing. Mecánica de yacimientos

ANEXOS

ANEXO A DATOS DE POZO

ANEXO B PVT

ANEXO C DECLINACION DE LA PRESIÓN

ANEXO D EBM CEC ARENAS B Y C

ANEXO E PRONÓSTICO DE PRODUCCIÓN