

**EVALUACIÓN DE RESERVAS DEL CAMPO ESCUELA COLORADO POR EL
METODO DE BALANCE DE MATERIA**

**LUZ ALEJANDRA AMAYA PRADA
ROBINSON ANDRÉS QUITIAN USECHE**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO – QUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERIA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA
2011**

**EVALUACIÓN DE RESERVAS DEL CAMPO ESCUELA COLORADO POR EL
METODO DE BALANCE DE MATERIA**

**LUZ ALEJANDRA AMAYA PRADA
ROBINSON ANDRÉS QUITIAN USECHE**

**Trabajo de Grado presentado como requisito para optar al título de
Ingeniero de Petróleos**

**Director del proyecto
OSCAR VANEGAS ANGARITA
Ing. de Petróleos Espc. Docencia Universitaria,**

**Co-Director del proyecto
CÉSAR AUGUSTO PINEDA GÓMEZ
Ing. de Petróleos Espc. Docencia Universitaria,**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO – QUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERIA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA
2011**

DEDICATORIA

Al Dios por concederme llegar hasta este punto de la vida y permitirme emprender un
nuevo camino.

Al mi madre por su amor, compañía, confianza, comprensión y apoyo incondicional
durante toda mi vida, porque siempre has estado en los buenos y malos momentos.

Al mi padre por su apoyo, confianza y consejos que me ayudaron en los momentos
difíciles.

Al mis hermanas que con sus palabras bonitas y buenos consejos me alegraron y
cambiaron malos momentos por momentos de felicidad.

Al Lili por a acompañarme y aguantarme durante gran parte de este camino recorrido.

Al Luz A. la de los tintos por su compañía durante esas noches de traspasos.

Al todas aquellas personas que sí valoraron este trabajo... los que se dieron cuenta
quien fué el que realmente trabajó.

Robinson Andrés Quitián Useche

Dedicatoria

A mi mamá querida que ha logrado hacer milagros conmigo, a ella y a mi padre que juntos con inmenso cariño y haciendo gala de toda su paciencia me guiaron de la mejor forma. A ellos dedico no sólo éste logro sino los que vendrán y les agradezco por todo lo que soy y podré llegar a ser.

A mi Chiquis Hermosa por su fé, sus consejos y el amor tan grande que sé que me profesa.

A Jorge Eduardo Prada Rangel donde se encuentre porque sé que siempre estuvo orgulloso y esperó con ansias que algún día llegará este momento.

A mis abuelos Néstor y María Aurelia que sé que es el ángel que me cuida.

A mi hermano por su confianza, cariño y por quererme tanto a pesar de su geniecito.

A mis tías, tíos y primos por el apoyo incondicional y sobre todo por darme ánimo todos los días.

A mi compañero de carrera y tesis, además de mi amigo Robinson, que aunque realizó un buen trabajo, también se quejó bastante.

A mis amigos por los momentos compartidos, por la alegría y por hacer de esta etapa de mi vida algo inolvidable.

Luz Alejandra Amaya Prada.

AGRADECIMIENTOS

Los autores del presente proyecto manifiestan sus más sinceros agradecimientos a:

Dios porque es la autoridad suprema, sin él nada sería posible.

La Universidad Industrial de Santander y sus docentes por brindarnos las herramientas para nuestro crecimiento profesional y personal.

A nuestro director Ingeniero Oscar Vanegas y codirector Ingeniero César Pineda por su ayuda y colaboración.

Al Ingeniero William Navarro por su ayuda incondicional, porque sin él no habría sido posible realizarlo.

A la Ingeniera Liliana Mesa por su ayuda y comprensión en la revisión y elaboración de este trabajo.

A la Ingeniera Esperanza Prada que con su experiencia nos acompañó en la elaboración y revisión del presente proyecto.

Al Ingeniero Edinson García por su apoyo y consejo durante el desarrollo del presente trabajo.

A la Ingeniera Olga Ortíz por su valiosa gestión y total apoyo durante el desarrollo del mismo.

CONTENIDO

	Pág.
INTRODUCCION	21
1 RESERVAS DE HIDROCARBUROS	22
1.1 CONCEPTOS Y DEFINICIONES BASICAS	22
1.2 VOLÚMENES INICIALES DE HIDROCARBUROS DESCUBIERTOS.....	23
1.2.1 Producidos.....	23
1.2.2 Reservas	23
1.2.3 Recursos contingentes	24
1.3 VOLÚMENES INICIALES DE HIDROCARBUROS NO DESCUBIERTOS	24
1.3.1 Recursos prospectivos	24
1.4 EVALUACIÓN COMERCIAL	24
1.4.1 Evidencia técnica que soporte la existencia de estos recursos	25
1.4.2 Análisis del mercado.....	25
1.5 ESTADO DE LAS RESERVAS	25
1.5.1 Reservas desarrolladas	25
1.5.2 Reservas no desarrolladas	25
1.6 RANGO DE INCERTIDUMBRE	25
1.6.1 Reservas probadas.....	26
1.6.2 Reservas probables.....	26
1.6.3 Reservas posibles	26

1.7 ESTIMACIÓN DE LOS VOLÚMENES A RECUPERAR.....	26
1.7.1 Procedimientos analíticos.....	26
1.7.1.1 Método por analogía.....	27
1.7.1.2 Método volumétrico	27
1.7.1.3 Balance de materia.....	27
1.7.1.4 Curvas de declinación	28
1.7.2 Métodos determinísticos y probabilísticos	28
1.8 FACTOR DE RECOBRO.....	28
1.9 CÁLCULO DE VOLÚMENES ORIGINALES DE HIDROCARBUROS POR EL MÉTODO DE BALANCE DE MATERIA	29
1.9.1 Condiciones iniciales del yacimiento	32
1.9.1.1 Yacimientos de aceite subsaturados	32
1.9.1.2 Yacimientos de aceite saturados.....	32
1.9.1.3 Yacimientos con capa de gas.....	32
1.9.2 Caracterización de la mezcla de hidrocarburos y tipo de fluido.....	32
1.9.2.1 Aceite negro (black oil)	33
1.9.2.2 Aceite volátil.....	33
1.9.2.3 Gas condensado retrógrado	34
1.9.2.4 Gas húmedo	34
1.9.2.5 Gas seco	35
1.9.3 Análisis PVT	35

1.9.3.1	Relación gas-aceite en solución, R_s	36
1.9.3.2	Factor volumétrico de formación del aceite, B_o	36
1.9.3.3	Factor volumétrico de formación del gas, B_g	37
1.9.4	Mecanismos de producción	37
1.9.4.1	Empuje por presencia de acuífero.....	38
1.9.4.2	Empuje por gas en solución	38
1.9.4.3	Empuje por expansión de la roca y de los fluidos.....	38
1.9.4.4	Empuje por presencia de capa de gas	39
1.9.4.5	Drenaje por gravedad	39
2	DISEÑO METODOLOGICO	41
2.1	MÉTODO O ESTRUCTURA DE LA UNIDAD DE ANÁLISIS	41
2.1.1	Etapa de recolección de datos	41
2.2	CRITERIOS DE VALIDEZ Y CONFIABILIDAD	42
2.2.1	Confiabilidad.....	42
2.2.2	Métodos de cálculo de la confiabilidad	42
2.2.3	Validez.....	43
2.3	VARIABLES E INDICADORES	43
2.3.1	VARIABLES.....	43
2.3.1.1	La variable independiente.....	44
2.3.1.2	La variable dependiente	44
2.3.2	Indicadores	44

2.3.2.1 Pasos a seguir para identificar los indicadores:.....	44
2.3.3 Identificación de variables e indicadores	45
2.4 UNIVERSO O POBLACIÓN	46
2.5 MUESTRA. CARACTERIZACIÓN CAMPO ESCUELA COLORADO	47
2.5.1 Ubicación Campo Escuela Colorado	47
2.5.2 Propiedades del yacimiento.....	49
2.5.3 Datos disponibles del Campo Escuela Colorado	50
2.5.3.1 Historial de producción	50
2.5.3.2 Historial de presiones	51
2.5.3.3 Información PVT	51
2.5.3.4 Saturaciones.....	52
2.6 INSTRUMENTOS.....	52
2.6.1 ECHOMETER. TWM (Total Well Management) Software	52
2.6.2 Kappa PVT v.2.01.0.....	53
2.6.3 Microsoft Excel	53
3 RESULTADOS	54
3.1 CÁLCULO DE DATOS PARA DETERMINAR EL OOIP POR EBM	54
3.1.1 Historial de presiones	54
3.1.1.1 Recolección y evaluación de la información existente.....	54
3.1.1.2 Determinación del historial de presiones	59
3.1.2 Información PVT	63

3.1.2.1 Relación gas-aceite en solución, R_s	64
3.1.2.2 Factor volumétrico de formación del aceite, B_o	64
3.1.2.3 Factor volumétrico de formación del gas, B_g	65
3.1.3 Historial de producción	68
3.2 CÁLCULO DEL OOIP POR BALANCE DE MATERIA	72
3.3 REEVALUACIÓN DEL FACTOR DE RECOBRO Y ACTUALIZACIÓN DE RESERVAS.....	78
4 ANÁLISIS DE RESULTADOS	80
4.1 ANÁLISIS DEL COMPORTAMIENTO DE LAS PRESIONES	80
4.2 ANÁLISIS DE DATOS PVT	80
4.3 ANÁLISIS DE LA DATA DE PRODUCCIÓN	81
4.4 ANÁLISIS DEL MECANISMO DE PRODUCCIÓN PRIMARIO	82
4.5 ANÁLISIS DE LOS VOLÚMENES DE HIDROCARBUROS ORIGINALES EN EL YACIMIENTO.....	85
4.5.1 Comparación con otros métodos de estimación del OOIP	85
4.6 ANALISIS DE FACTORES DE RECOBRO Y RESERVAS	86
5 CONCLUSIONES	88
6 RECOMENDACIONES.....	89
BIBLIOGRAFÍA	90
ANEXOS	93

LISTA DE CUADROS

	pag.
Cuadro 1. Clasificación de recursos de hidrocarburos	23
Cuadro 2. Términos de la ecuación de balance de materia	30
Cuadro 3. Distribución de pozos en el Campo Colorado.....	49
Cuadro 4. Parámetros iniciales del yacimiento.....	49
Cuadro 5. Información de pruebas PVT Campo Colorado	52
Cuadro 6. Recopilación de datos de presión existentes campo Colorado bloque I	55
Cuadro 7. Recopilación de datos de presión existentes Campo Colorado bloque II	56
Cuadro 8. Recopilación de datos de presión existentes campo Colorado bloque III	56
Cuadro 9. Recopilación de datos de presión existentes campo Colorado bloque IV	57
Cuadro 10. Recopilación de datos de presión existentes campo Colorado bloque V.....	57
Cuadro 11. Recopilación de datos de presión existentes campo Colorado bloque VI.....	58
Cuadro 12. Intervalos arenosos para algunos pozos del Campo Colorado	59
Cuadro 13. Presiones de formación inicial y a 2007 para el bloque V	60
Cuadro 14. Datos de presión promedio bloque V arena B	61
Cuadro 15. Resultado historial de presiones bloque V arena B con tendencia lineal y tendencia potencial.....	62

Cuadro 16. Propiedades del yacimiento, arenas B y C	67
Cuadro 17. Ejemplo datos de producción por bloque al año 1959, Campo Colorado	69
Cuadro 18. Ejemplo producción arena B bloque V.....	70
Cuadro 19. Producción acumulada cada 5 años, bloque V arenas B y C	71
Cuadro 20. Datos PVT con respecto al tiempo y a la presión (tendencia lineal) para arena B bloque V	73
Cuadro 21. Datos PVT con respecto al tiempo y a la presión (tendencia potencial) para arena B bloque V	73
Cuadro 22. Datos acumulados de producción con respecto al tiempo para arena B bloque V (tendencia de presión lineal)	74
Cuadro 23. Datos acumulados de producción con respecto al tiempo para arena B bloque V (tendencia de presión potencial)	75
Cuadro 24. Datos calculados por medio de ecuación lineal de EBM con respecto al tiempo y a la presión (tendencia lineal) bloque V arena B	75
Cuadro 25. Datos calculados por medio de ecuación lineal de EBM con respecto al tiempo y a la presión (tendencia potencial) bloque V arena B.....	76
Cuadro 26. Información petróleo producido acumulado a septiembre de 2011 y resultados OOIP calculado.....	78
Cuadro 27. Factor de recobro y reservas al año 2016	79
Cuadro 28. Factor de recobro y reservas al año 2026	79
Cuadro 29. Características que permiten identificar mecanismos de empuje en los yacimientos	82
Cuadro 30. Volumen de hidrocarburos originales en sitio, EBM y volumétrico	86
Cuadro 31. Factor de recobro y reservas al 2016	87

Cuadro 32. Factor de recobro y reservas al 2026 87

LISTA DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1. Esquema del balance de materia en yacimientos de petróleo	29
Figura 2. Influencia de los mecanismos de producción en el factor de recobro	40
Figura 3. Ubicación Campo Colorado	47
Figura 4. Distribución de bloques y pozos en el Campo Colorado	48
Figura 5. Historial de presiones bloque V arena B	61
Figura 6. Análisis R_s Vs. P para arenas B y C	64
Figura 7. Análisis B_o Vs P para arenas B y C	65
Figura 8. Análisis B_g Vs P para arena B	65
Figura 9. Análisis B_g Vs. P para arena C	66
Figura 10. Forma lineal de la EBM Bloque V arena B para tendencia de presión lineal.....	77
Figura 11. Forma lineal de la EBM bloque V arena B para tendencia de presión potencial.....	77
Figura 12. Comportamiento de las producciones de petróleo, gas y agua con respecto al tiempo bloque V arena B	83
Figura 13. Comportamiento de la relación gas-petróleo producido en el tiempo bloque V arena B.....	84
Figura 14. Forma lineal de la EBM bloque VI arena B para tendencia de presión potencial.....	85

RESUMEN

TÍTULO: Evaluación de Reservas por el Método de Balance de Materia del Campo Escuela Colorado.*

AUTORES: Luz Alejandra Amaya Prada, Robinson Andrés Quitán Useche.**

PALABRAS CLAVE: Ecuación de Balance de Materia (EBM), Reservas, Petróleo original en sitio (OOIP), Factor de Recobro (FR), Análisis PVT.

DESCRIPCION

En el presente trabajo se evaluó las reservas probadas de hidrocarburos del campo escuela Colorado, a partir del método de balance de materia (EBM) aplicando la ecuación linealizada presentada por Havlena & Odeh, con el fin de dar un primer paso en la certificación de las reservas, además de proporcionar información que sustente las inversiones y proyecciones futuras del campo.

Para la evaluación de las reservas se calculó el petróleo original en el yacimiento (OOIP) y el factor de recobro total (FR), para lo cual fue necesario contar con un historial de producción, historial de presiones, análisis PVT de los fluidos y caracterización del yacimiento.

En la etapa de recolección de datos disponibles del yacimiento, se encontró los datos de producción por completamiento, los cuales se seleccionaron para cada arena y bloque del yacimiento. Se encontró que no existe un historial de presiones definido, sin embargo en este trabajo se logró plantear las ecuaciones que representan el posible comportamiento de las presiones del yacimiento, al igual que se analizó el comportamiento PVT de los fluidos a partir de los datos iniciales del campo y las presiones características de cada bloque y arena.

Una vez se caracterizó el yacimiento, se seleccionó la EBM que representa el comportamiento de este, obteniendo un OOIP de 194,7 MM BIs, igualmente un FR promedio de 16% y 22% para las arenas B y C. Lo cual determinó reservas probadas por valor de 13,4 MM BIs para la arena B y 24,8 MM BIs para la arena C al año 2016 fecha de terminación del contrato de operación del campo Colorado entre Ecopetrol S.A y la Universidad Industrial de Santander.

* Proyecto de grado.

** Facultad de Ingenierías Físico-Químicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Director: Ing. Petróleos Oscar Vanegas Angarita.

ABSTRACT

TITLE: Evaluation of Reserves by the Material Balance Method for Colorado filed.*

AUTHORS: Luz Alejandra Amaya Prada, Robinson Andrés Quitián Useche.**

KEYWORDS: Material Balance Equation (EBM), Reserves, Original oil in place (OOIP), Recovery Factor (RF), PVT Analysis.

DESCRIPTION

This work evaluated the hydrocarbon tested reserves from the Colorado field by using the material balance method (EBM) applying the lineal equation presented by Havlena and Odeh by means of giving the first step to the certification of the reserves; besides providing information that supports the future investments and projections of the field.

For the evaluation of the reserves, it was calculated the original oil in place (OOIP) and the total recovery factor (RF), for which it was necessary to have the record of production, record of pressures, fluids PVT analysis and reservoirs characterization.

In the available data collecting stage in the field, it was found the production data by completion, which was selected for each type of sand and block of the reservoir. It was determined that there isn't a defined record for the pressures, however it was possible to establish the equations that represent the possible behavior of the reservoir pressures; as well as the behavior of the PVT fluids was analyzed by the initial field date and the pressure characterization of each sand and block.

Once the reservoir characterization was done, the EBM that represents its behavior was selected, obtaining OOIP of 194,7 MM BIs, and an average RF of 16% and 22% for B and C sands respectively. This helped to determine the tested reserves of a value of 13,4 MM BIs for B sand and 24,8 MM BIs for C sand by the year 2016, date of the operation contract ending of the Colorado field between Ecopetrol S.A and Universidad Industrial de Santander.

* Project of degree.

** Faculty of Physical-Chemistry Engineering. Petroleum Engineering. Director: Ing. Petróleos Oscar Vanegas Angarita.

INTRODUCCION

La estimación de reservas de hidrocarburos es un factor de considerable importancia para la planificación futura de los gobiernos, agencias internacionales, economistas y la industria energética internacional. Tener un estimado de las cantidades de petróleo disponible en el momento y en un tiempo prudencial a través del desarrollo adicional de los yacimientos, avances tecnológicos o exploración, representa un aspecto fundamental en la economía mundial y define los recursos con los que se cuenta. Además, la estimación de reservas representa para las empresas petroleras, la base de sustentación de las inversiones y proyectos a ser desarrollados en el corto, mediano y largo plazo, de tal manera que la certeza sobre su cuantificación y clasificación es un aspecto relevante.

A través del avance de la industria petrolera se han desarrollado diferentes métodos para la estimación del volumen de hidrocarburos presentes en un yacimiento, entre los que se cuenta con la ecuación de balance de materia, EBM, presentado por Schiltuis, la cual a medida que avanzan las técnicas de explotación y exploración de los yacimientos ha tenido diversos cambios hasta llegar a su forma linealizada, presentada por Havlena & Odhe.

Teniendo en cuenta la importancia que tiene el Campo Escuela Colorado para la investigación y el desarrollo técnico y tecnológico de las ciencias e ingenierías relacionadas con la industria de los hidrocarburos en el contexto académico nacional, se planteó la necesidad de reevaluar las reservas de hidrocarburos, las cuales dependen de los recursos originales disponibles en el yacimiento, las técnicas de desarrollo del campo y el factor de recobro.

Sabiendo la importancia que tiene la evaluación y certificación de los volúmenes y reservas de hidrocarburos de un yacimiento, el presente proyecto fue elaborado bajo la metodología planteada por la SPE & WPC en "Petroleum Resources Management System" presentada en 2007, la misma que el Ministerio de Hacienda y Crédito Público y la Agencia Nacional de Hidrocarburos, ANH, adoptaron para estos procedimientos.

1 RESERVAS DE HIDROCARBUROS

Antes de definir las reservas de aceite de un país o un proyecto en particular, es necesario tener claridad en la definición entre reservas y recursos. Los recursos, son los volúmenes totales estimados disponibles en el yacimiento, o en el subsuelo. Por otro lado las reservas son cantidades de hidrocarburos técnica y económicamente recuperables, con un alto grado de confianza en su extracción. Estos dos parámetros están definidos en el documento publicado, Petroleum Resources Management System, en 2007¹. el cual fue diseñado con el propósito de tener las especificaciones y requerimientos básicos para cuantificar y evaluar los recursos y las reservas de hidrocarburos en la industria petrolera internacional.

Dichos lineamientos y parámetros fueron adoptados por el Ministerio de Hacienda y Crédito Público (MHCP) y la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH) en el decreto 727² del 7 de marzo del 2007 del MHCP y la resolución 096 del 11 de marzo del 2010 de la ANH³ respectivamente.

1.1 CONCEPTOS Y DEFINICIONES BASICAS

La estimación de los recursos de hidrocarburos involucra la interpretación de volúmenes y valores que tienen un inherente grado de incertidumbre. Estas cantidades son asociadas al desarrollo de proyectos, diseño e implementación de diferentes etapas necesarias para el descubrimiento y producción de los fluidos.

La Figura 1 muestra la representación gráfica de la clasificación de recursos planteada en el Petroleum Resources Management System, las principales clases de recursos recuperables y no recuperables.

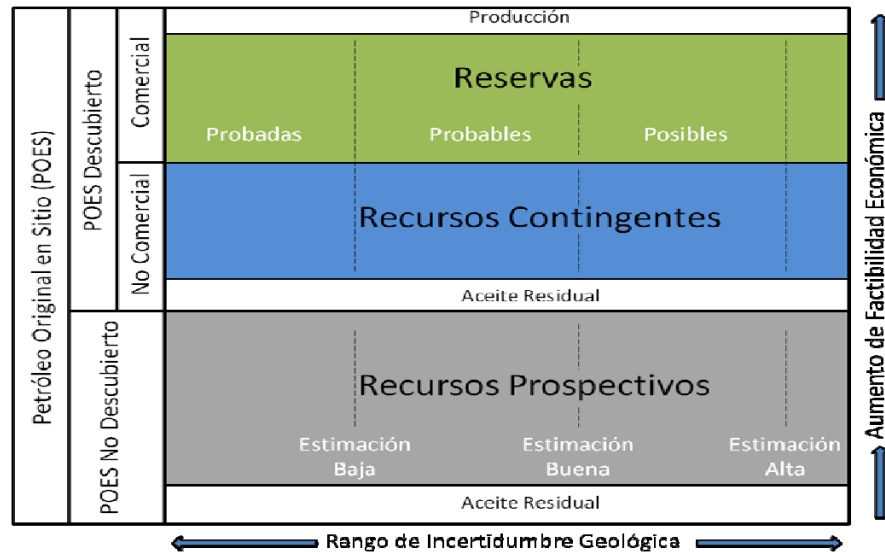
Donde el eje horizontal o “rango de incertidumbre” refleja el nivel de recuperación de los recursos potencialmente extraíbles desde el yacimiento, mientras que el eje vertical o “cambio de carácter comercial” representa el cambio que podría tomar una cantidad de hidrocarburos si existiera un incremento económico que lo hiciera comercialmente viable.

¹ SPE. AAPG. WPC. SPEE.: Petroleum Resources Management System. 2007.

² Republica de Colombia: “Decreto 727 de 2007”. Ministerio de Hacienda y Crédito Público. Marzo de 2007.

³ Agencia Nacional de Hidrocarburos: “Resolución 096 de 2010”. Marzo de 2010.

Cuadro 1. Clasificación de recursos de hidrocarburos



Fuente: SPE. AAPG. WPC. SPEE.: Petroleum Resources Management System. 2007

Como se expuso inicialmente, los recursos de hidrocarburos totales son iguales al petróleo original en el yacimiento, incluyendo las cantidades de aceite descubiertas más los volúmenes no descubiertos. Sin embargo estas cantidades de hidrocarburos se pueden dividir en otros parámetros, por ejemplo:

1.2 VOLÚMENES INICIALES DE HIDROCARBUROS DESCUBIERTOS

Esta categoría se clasifica de la siguiente forma:

1.2.1 Producidos

Es la cantidad de petróleo que ha sido producido desde el yacimiento a una fecha determinada.

1.2.2 Reservas

Son las cantidades de hidrocarburos comercialmente recuperables, que aún permanecen en el yacimiento, y que con la aplicación de métodos de producción pueden ser extraídos.

1.2.3 Recursos contingentes

Son los volúmenes de hidrocarburos presentes en el yacimiento, que pueden ser potencialmente recuperables, sin embargo dependen del mejoramiento de la tecnología o procesos de recobro y las condiciones económicas.

1.3 VOLÚMENES INICIALES DE HIDROCARBUROS NO DESCUBIERTOS

Volúmenes iniciales de hidrocarburos no descubiertos son las cantidades de hidrocarburo estimado, a una fecha dada, pudieran estar acumulados en el yacimiento, pero aun no se han determinado. De los cuales forma parte:

1.3.1 Recursos prospectivos

Son aquellas cantidades de hidrocarburos potencialmente recuperables desde acumulaciones aun sin descubrir, y dependen de un cambio en el descubrimiento y un cambio en el desarrollo del yacimiento.

Además de estos grupos y subgrupos se encuentran los volúmenes de hidrocarburos no recuperables o remanentes, los cuales por características físicas o químicas del fluido y la roca del yacimiento, no se pueden extraer, aun cuando haya cambios económicos o tecnológicos.

1.4 EVALUACIÓN COMERCIAL

Se basa en la predicción del valor económico que puede representar la producción de cierta cantidad o volumen de hidrocarburo, teniendo en cuenta los costos de operación, implementación, términos legales, gastos, entre otros, el valor que puede ser asignado en el futuro a estos costos o inversiones.

Los recursos contingentes y sus reservas, y en si todos los tipos de recursos no probados, pueden ser considerados comercialmente producibles si las entidades comerciales han demostrado una firme intención de desarrollar estos porcentajes de yacimiento, bajo los criterios de evidencias técnicas y análisis de mercados⁴.

⁴SPE. AAPG. WPC. SPEE, Op.cit,6.

1.4.1 Evidencia técnica que soporte la existencia de estos recursos

Análisis y estudios de ingeniería que demuestren la existencia de dichos recursos, tales como: registros eléctricos, corazones, estudios geológicos y datos de producción.

1.4.2 Análisis del mercado

Interpretaciones económicas que permitan determinar la viabilidad de desarrollo de un campo, condiciones actuales de los mercados, condiciones geopolíticas, sociales y medioambientales.

1.5 ESTADO DE LAS RESERVAS

Cuando el criterio de riesgo comercial ha sido superado, estas cantidades de hidrocarburos asociados son clasificados como reservas, las cuales pueden ser descritas por aspectos operacionales y facilidades de producción como reservas desarrolladas y no desarrolladas⁵.

1.5.1 Reservas desarrolladas

Las cuáles son los volúmenes de hidrocarburos que pueden ser recuperados desde acumulaciones ya conocidas, ya sea por los métodos de producción o las facilidades existentes.

1.5.2 Reservas no desarrolladas

Son los volúmenes que pueden ser recuperados por el mejoramiento en las técnicas actualmente utilizadas para el recobro de hidrocarburos.

1.6 RANGO DE INCERTIDUMBRE

El rango de incertidumbre de los recursos recuperable y potencialmente recuperables puede ser representado por métodos determinísticos o probabilísticos. Donde por probabilidad la estimación de los volúmenes

⁵ Ibid, 8.

explotables puede ser baja, buena o alta. Estos métodos permiten calcular las reservas probadas, probables y posibles⁶.

1.6.1 Reservas probadas

Debe existir al menos un 90% de probabilidad que las cantidades a ser recuperadas serán iguales o excederán el estimado, para que las reservas sean probadas.

1.6.2 Reservas probables

Un 50% de probabilidad que la cantidad a ser recuperada sea igual o excederá la suma del estimado de reservas probadas más las probables.

1.6.3 Reservas posibles

Un 10% de probabilidad que la cantidad a ser recuperada excederá la suma de las reservas probadas más la probables más las posibles.

1.7 ESTIMACIÓN DE LOS VOLÚMENES A RECUPERAR

Asumiendo que los proyectos han sido clasificados de acuerdo a su desarrollo, la estimación de los volúmenes a recuperar y la asignación de incertidumbre, puede estar basada en uno o una combinación de procesos analíticos. Además, en el método de asignación de la incertidumbre relativa en la estimación de los volúmenes a recuperar puede ser determinada por los métodos probabilísticos y determinísticos.

1.7.1 Procedimientos analíticos

El procedimiento analítico para la estimación de los volúmenes recuperables está conformado por un grupo de métodos, los cuales no proporcionan un solo valor de la cantidad de hidrocarburos a recuperar, sino un rango de valores que refleja la incertidumbre de la existencia y del lugar de depósito. Así pues el grado de confianza en la evaluación y estimación de estos volúmenes recuperables aumenta con la aplicación de más de un método.

⁶ Ibid, 8.

1.7.1.1 Método por analogía

Este método es utilizado en etapas tempranas de desarrollo del campo, cuando la información del yacimiento es limitada, esta técnica se basa en comparar yacimientos con características similares, propiedades de los fluidos y roca que determinan el recobro de hidrocarburos, datos de producción. Que permitan crear un plan de desarrollo que lleve a los ingenieros a dar la mejor aproximación de los fluidos contenidos y los recuperables.

1.7.1.2 Método volumétrico

Este procedimiento usa propiedades de la roca y el fluido, calculando el volumen de hidrocarburos en sitio y de esta forma poder estimar el porcentaje de este volumen que se puede recuperar bajo métodos de producción específicos. Algunos parámetros que están involucrados en este método son: geometría del yacimiento, características geológicas, contactos entre fluidos, saturaciones y tipos de fluidos.

1.7.1.3 Balance de materia

Dos parámetros son fundamentales en este método son la historia de producción y el historial de presiones, lo cual puede proveer un análisis erróneo si no se cuenta con la suficiente información disponible. Este método proporciona una estimación del recobro de hidrocarburos a diferentes etapas de presión. La aplicación de este método permite al ingeniero evaluar la presencia de un acuífero activo, la compartimentalización del yacimiento, comportamiento multifásico o baja permeabilidad.

El método de balance de materia se puede considerar como la forma básica o sencilla de una simulación o modelamiento del yacimiento, ya que se puede hacer un análisis a diferentes condiciones de presión y producción o como se dijo anteriormente se puede tener, o no, en cuenta la presencia de los diferentes mecanismos de producción, ya sean naturales del yacimiento o sean producidos luego de la implementación de un recobro mejorado.

1.7.1.4 Curvas de declinación

El análisis por el cambio de las tasas y las relaciones de producción Vs. El tiempo o la producción acumulada de fluidos del yacimiento, proveen un patrón que puede determina el comportamiento en el recobro del yacimiento. Para poder tener una respuesta efectiva al utilizar este método se debe contar con largos periodos de producción, reportes de producción de los diferentes fluidos. En etapas tempranas de depleción, los resultados pueden ser significativamente inciertos, a la hora de determinar un perfil de producción y por supuesto el tiempo de abandono.

1.7.2 Métodos determinísticos y probabilísticos

Es llamado determinísticos si se obtiene un solo valor para el mejor estimado de reservas basado en el conocimiento geológico, de ingeniería y datos económicos. Utilizando los mejores promedios y aproximaciones de los datos a utilizar.

Cuando el conocimiento geológico y de ingeniería y los análisis económicos son utilizados para generar un rango de estimados de reservas y sus probabilidades. Siendo las reservas probadas o P90 las con mayor factibilidad de ser producidas, también las probables o P50 y las posibles o P10, estas últimas con la menor factibilidad de ser producidas cuentan solo con el 10% de probabilidad que las cantidades a ser recuperadas serian iguales o excederían la suma de las reservas probadas mas las probables y mas las posibles.

1.8 FACTOR DE RECOBRO

Para un yacimiento saturado volumétrico, (cuando $P_i < P_b$) y que presenta un mecanismo de empuje por gas en solución, la igualdad que relaciona las propiedades PVT y la producción con el factor de recobro basada en la ecuación balance de materia es la Ecuación 18⁷.

$$FR = \frac{\beta_o - \beta_{oi} + \beta_g(R_{si} - R_s)}{\beta_o + \beta_g(R_p - R_s)}$$

Ecuación 1.

Esta ecuación puede ser usada para determinar los factores de recobro a distintos tiempos de desarrollo del yacimiento.

⁷ Escobar, F. H. Fundamentos de ingeniería de yacimientos, Editorial Universidad Surcolombiana, Neiva (2004); pág. 245.

Sin embargo para determinar factores de recobro a futuro, con el fin de encontrar reservas probadas totales al tiempo de límite económico, es necesario conocer el comportamiento de producción y la tasa de declinación de la producción del campo. Por lo cual a continuación se presenta la correlación API para determinar el factor de recobro⁸ de un yacimiento a la presión de abandono, la cual puede corresponder a la presión de burbuja o al tiempo de terminación de un contrato.

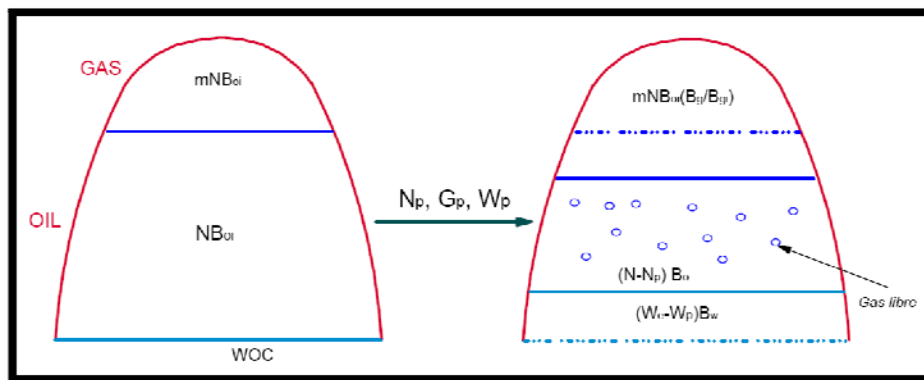
$$FR = 41,85 \left\{ \phi \left(\frac{1-S_{wi}}{\beta_{ob}} \right) \right\}^{0,1611} \left(\frac{k}{\mu_{ob}} \right)^{0,0979} S_{wi}^{0,3722} \left(\frac{P_b}{P_a} \right)^{0,1741} \quad \text{Ecuación 2.}$$

1.9 CÁLCULO DE VOLÚMENES ORIGINALES DE HIDROCARBUROS POR EL MÉTODO DE BALANCE DE MATERIA

Uno de los principios fundamentales utilizados en la ingeniería de yacimientos es la conservación de la materia, la aplicación de este principio con el propósito de cuantificar y predecir el comportamiento del yacimiento es determinado por el método de balance de materia el cual fue presentado por Schilthuis⁹.

La Figura 1 representa el comportamiento de un yacimiento con capa inicial de gas, en el cual ocurre una disminución del volumen poroso disponible para hidrocarburos después de la disminución de presión por efectos de la producción.

Figura 1. Esquema del balance de materia en yacimientos de petróleo



Fuente: Escobar, F. H.: Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos, Editorial Universidad Surcolombiana. Neiva, Colombia. 2006. Pg. 215.

⁸ Ibit. 189.

⁹ Schilthuis, R.: Active Oil and Reservoir Energy, Trans. AIME, 118, 33 en 1942

En el cuadro 2 se especifican cada una de las variables empleadas en el esquema de balance de materia para yacimientos de petróleo con capa inicial de gas.

Cuadro 2. Términos de la ecuación de balance de materia

N	= Petróleo inicial en el yacimiento, BF
G	= Gas inicial en el yacimiento, SCF
m	= Tamaño inicial de la capa de gas
N_p	= Petróleo producido acumulado, BF
G_p	= Gas producido acumulado, SCF
W_p	= Agua producida acumulada, BF
R_p	= Relación gas-petróleo acumulada, SCF/BF
R_s	= Relación gas-petróleo, SCF/BF
B_o	= Factor volumétrico de formación del petróleo, bbl/BF
B_g	= Factor volumétrico de formación del gas, bbl/SCF
B_w	= Factor volumétrico de formación del agua, bbl/BF
W_e	= Intrusión acumulada de agua, BF
S_w	= Saturación de agua, fracción
C_{o,g}	= Compresibilidad del aceite y de gas, 1/psi
C_{w,f}	= Compresibilidad del agua y de la formación, 1/psi
P	= Presión estática del yacimiento, psia
ΔP	= Diferencial de presión (P _i -P)

Fuente: Escobar, F. H.: Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos, Editorial Universidad Surcolombiana. Neiva, Colombia. 2006. Pg. 215.

La EBM puede ser usada para:

- Calcular el volumen original de hidrocarburos en yacimiento POES o GOES.
- Predecir el comportamiento del yacimiento.
- Calcular o verificar el tamaño de la capa de gas.
- Determinar la presencia y tamaño de acuífero.
- Predecir el recobro de hidrocarburos bajo los diferentes mecanismos de empuje.

A medida que las técnicas de simulación numérica de yacimientos avanzan, la EBM sufre una serie de cambios. Siendo uno de los más representativos y utilizados, el presentado por Havlena y Odeh en 1963¹⁰, en el cual describen una interpretación de la EBM que se puede graficar como una línea recta, además en el año 1964 presentan la aplicación de esta técnica a diferentes tipos de yacimientos¹¹.

La modificación de la EBM presentada por Havlena & Odeh está constituida por los siguientes factores:

$$F = N_p * (B_o - (B_g * R_s)) + (G_p - G_i) * B_g + (W_p - W_i) * B_w \quad \text{Ecuación 3.}$$

$$E_o = (B_o - B_{oi}) + (R_{si} - R_s) * B_g \quad \text{Ecuación 4.}$$

$$E_g = B_{oi} * \left(\frac{B_g}{B_{gi}} - 1 \right) \quad \text{Ecuación 5.}$$

$$E_{f,w} = (1 + m) * B_{oi} * \left(\frac{(S_{wi} * C_w) + C_f}{1 - S_{wi}} \right) * (P_i - P) \quad \text{Ecuación 6.}$$

Al realizar las sustituciones pertinentes y agrupando los anteriores términos en la EBM generalizada la modificación de Havlena y Odeh se presenta de la siguiente forma:

$$F = N * [E_o + (m * E_g) + E_{f,w}] + W_e \quad \text{Ecuación 7.}$$

Dependiendo del tipo de yacimiento, la EBM se simplifica según el tipo de fluido y según sus condiciones iniciales de saturación, teniendo en cuenta si hay capa inicial de gas, si es un yacimiento de aceite saturado o si los fluidos están cercanos al punto crítico como los yacimientos de aceite volátil y gas condensado, donde a diferencia de los yacimientos de aceite negro se contabiliza el aceite que se encuentra en estado gaseoso y no el gas que se encuentra disuelto en el aceite.

¹⁰ Havlena, D. & Odeh, A. S.: The Material Balance as an Equation of a Straight Line. Journal Petroleum Technical. SPE 559. 1963.

¹¹ 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.

Antes de aplicar la EBM planteada por Havlena y Odeh, es necesario tener en cuenta las siguientes consideraciones:

- Condiciones iniciales del yacimiento.
- Tipo de fluido.
- Análisis PVT
- Mecanismo de producción o empuje.

1.9.1 Condiciones iniciales del yacimiento

Dependiendo de la presión inicial P_i , los yacimientos de petróleo, se pueden clasificar en las siguientes categorías:

1.9.1.1 Yacimientos de aceite subsaturados

Si la presión inicial del yacimiento P_i , es mayor que la presión en el punto de burbuja P_b , el yacimiento es denominado un yacimiento de aceite subsaturado.

1.9.1.2 Yacimientos de aceite saturados

Cuando la presión inicial del yacimiento es igual a la presión en el punto de burbuja de los fluidos del yacimiento. El yacimiento es llamado yacimiento saturado de aceite.

1.9.1.3 Yacimientos con capa de gas

Si la presión inicial del yacimiento está por debajo de la presión del punto de burbuja de los fluidos, existe una capa de gas libre en el yacimiento. Este es denominado yacimiento con capa de gas o de dos fases, en el cual la fase gas o vapor es sustentada por una fase de aceite.

1.9.2 Caracterización de la mezcla de hidrocarburos y tipo de fluido

Durante la caracterización del yacimiento el ingeniero de petróleos debe determinar el tipo de fluido que este contiene, esta clasificación ha sido definida por cada uno de los cinco tipos de fluidos que pueden estar presentes.

Usualmente estos 5 tipos de fluidos son llamados: aceite negro, aceite volátil, gas retrogrado, gas rico, gas seco, esta clasificación se da porque cada uno de ellos necesita programas de desarrollo diferentes¹².

1.9.2.1 Aceite negro (black oil)

Los aceites negros están caracterizados por tener una relación de producción inicial de gas-aceite menor de 2000 PCN/barril (scf/STB por sus siglas en ingles), y una gravedad API del crudo medida en los tanques de producción menor de 45°API. El crudo negro identificado en los tanques de producción es muy oscuro, lo que indica la presencia de una gran cantidad de hidrocarburos pesados, aunque su color puede variar desde el verde oscuro hasta el marrón.

Por otro lado el análisis de laboratorio de un crudo negro indicara un factor volumétrico de formación del crudo (Boi) menor de 2.0 res bbl/STB. El factor volumétrico de formación es la cantidad requerida de líquido de yacimiento en barriles necesaria para producir un barril en el tanque de producción. La composición determinada en laboratorio de fracción pesada o C7+ será mayor de 30% molar.

1.9.2.2 Aceite volátil

Los aceites volátiles contienen menos moléculas pesadas que los aceites negros y más moléculas intermedias (las cuales comprenden desde el etano hasta hexanos). La temperatura del yacimiento es mucho más cercana a la temperatura crítica razón por la cual pertenece junto con el gas condensado o retrogrado a los fluidos cercanos al punto crítico. En los aceites volátiles una pequeña reducción en la presión por debajo de la presión de burbuja a temperatura constante origina una gran cantidad de gas en el yacimiento ya que las líneas de calidad se encuentran más cercanas entre sí como se muestra en la Figura 4. Al igual que en el aceite negro la temperatura critica del aceite volátil es mayor que la temperatura del yacimiento.

Los aceites volátiles estándar se caracterizan por presentar una relación gas-aceite inicial entre 2000-2300 scf/STB, esta relación se incrementa una vez que la presión del yacimiento cae por debajo de la presión de burbuja.

¹² McCain, W.D.Jr.The Properties of Petroleum Fluids, Penn Well Publishing Co.,Tulsa, Oklahoma1990. P. 148.

La gravedad del aceite en el tanque de almacenamiento es usualmente de 40° API o mayor. El factor volumétrico de formación de crudo inicial es mayor de 2.0 res bbl/STB. La composición molar determinada en laboratorio de los aceites volátiles tiene entre 12.5-30% de C7+. El aceite del tanque de almacenamiento es coloreado (usualmente café, naranjado o algunas veces verde).

1.9.2.3 Gas condensado retrógrado

Un gas retrogrado contiene menos cantidad de hidrocarburos pesados que los crudos líquidos. Un comportamiento retrogrado consiste en que a medida que se disminuye la presión abajo de la presión de rocío a temperatura constante se observará la condensación de fluido. Esta característica se puede observar en yacimiento aunque el líquido liberado generalmente no fluye por lo cual no puede ser producido en superficie, a nivel de laboratorio se observa que llega un momento en que el líquido liberado comienza a vaporizarse, se deja claro que generalmente esta situación no se presenta en superficie.

El límite inferior del GOR para un gas retrogrado es aproximadamente 3300 scf/STB, y aunque el límite superior no está bien definido se han observado valores de cerca de 150000 scf/STB. La relación gas-aceite de producción se incrementara cuando la presión del yacimiento cae de la presión de rocío del gas. Las gravedades observadas en los tanques de almacenamiento están entre 40° y 60° API, y se incrementa a medida que la presión del yacimiento cae debajo de la presión del punto de burbuja.

1.9.2.4 Gas húmedo

Está debajo de la temperatura de yacimiento, un gas húmedo existe únicamente como gas por la caída de presión al salir del yacimiento; la línea de cambio de presiones no entra en la envolvente de fases de ese modo no hay formación de líquido en el yacimiento. Sin embargo las condiciones de separador caen dentro de la envolvente de fases ocasionando la formación de un poco de líquido en la superficie. Este líquido es llamado normalmente condensado, y el gas de yacimiento es llamado algunas veces como gas condensado.

La palabra “húmedo” en el gas húmedo no quiere decir que el gas contiene agua, se refiere a los hidrocarburos líquidos que se condensan a condiciones de superficie. De hecho, el gas de yacimiento esta normalmente saturado con agua.

Para propósitos ingenieriles, un gas que produce más de 50000 scf/STB puede ser tratado como si fuera un gas húmedo.

1.9.2.5 Gas seco

Un gas seco es principalmente metano con algunos intermedios. La palabra “seco” en los gases secos indica que el gas no contiene suficientes moléculas pesadas para formar hidrocarburos líquidos en la superficie. Usualmente se condensa un poco de agua en la superficie.

1.9.3 Análisis PVT

Para tener conocimiento del tipo de fluido en el yacimiento es necesario realizar una serie de pruebas de laboratorio, que proporcionen la información suficiente del comportamiento del fluido con respecto a la presión y temperatura, parámetros característicos de cada yacimiento, la calidad de esta información depende de los datos de laboratorio, en yacimientos maduros que no cuentan con un estudio apropiado de dichos parámetros, es posible determinar el comportamiento de los fluidos por medio de correlaciones empíricas, generando un análisis PVT sintético.

Es fundamental obtener esta información durante la vida temprana del yacimiento, ya que mientras más temprano se tome, más cercanos estarán los fluidos a sus condiciones iniciales y la toma de estos datos no estará influenciada por los cambios que ocurren durante el periodo de agotamiento del yacimiento.

Las correlaciones más utilizadas son:

- Standing
- Vásquez & Beggs
- Glaso
- Beggs & Robinson
- Petrosky & Farshad
- Hall-Yarborough

Las siguientes propiedades del fluido son imperiosas para el cálculo de los hidrocarburos en sitio por medio de la EBM.

1.9.3.1 Relación gas-aceite en solución, R_s

Se define como el número de pies cúbicos estándar de gas que se encuentran disueltos en el aceite a determinadas P y T, [cf/bbl]. La correlación planteada por Standing¹³ se describe como

$$R_s = \gamma_g \left[\left(\frac{P}{18.2} + 1.4 \right) 10^X \right]^{1.2048} \quad \text{Ecuación 8.}$$

Donde:

$$X = 0.0125 \text{ API} - 0.0009(T - 460) \quad \text{Ecuación 9.}$$

$T = ^\circ\text{R}$; $P = \text{psia}$.

Correlación válida para yacimientos que se encuentren en y debajo de la presión del punto de burbuja.

1.9.3.2 Factor volumétrico de formación del aceite, B_o

Relación del volumen de aceite (más el gas en solución) a la temperatura y presión del yacimiento, con respecto al volumen del mismo medido a condiciones normales, [Bbl/STB]. Este parámetro fue calculado mediante la correlación planteada por Standing¹⁴.

$$B_o = 0.9759 + 0.000120 \left[R_s \left(\frac{\gamma_g}{\gamma_o} \right)^{0.5} + 1.25(T - 460) \right]^{1.2} \quad \text{Ecuación 10.}$$

Donde:

$T = ^\circ\text{R}$

γ_g = gravedad específica del gas en separador

γ_o = gravedad específica del aceite

¹³ Standing, M. B., Volumetric and Phase Behavior of Oil Field Hydrocarbon Systems, pp. 125-126. Dallas: Society of Petroleum Engineers, 1977.

¹⁴ Standing, M. B., "A Pressure- Volume- Temperature Correlation for Mixture of California Oils and Gases," Drill. and Prod. Prac., API (1947).

1.9.3.3 Factor volumétrico de formación del gas, Bg

Relaciona el volumen de gas a presión y temperatura del yacimiento con el volumen de la misma masa de gas a presión y temperatura de superficie, [cf/scf].

Para determinar el factor volumétrico de formación del gas es necesario determinar el factor de compresibilidad del gas Z. para el cual la correlación de Hall-Yarborough es fundamental.

$$Z = \left[\frac{0,06125 P_{pr} * t}{Y} \right] * \exp^{-1,2*(1-t^2)} \quad \text{Ecuación 11.}$$

Donde:

Z = factor de compresibilidad de los gases

P_{pr} = presión pseudo reducida

t = recíproco de la temperatura pseudo reducida.

Y = densidad reducida.

$$Bg = 0,005035 \frac{Z * T}{P} \quad \text{Ecuación 12.}$$

Donde:

T = ° R ; P = psia

1.9.4 Mecanismos de producción

Los mecanismos de producción se refieren a las fuerzas naturales del yacimiento, que hacen que los fluidos se muevan hacia los pozos y sean producidos. Son llamados también mecanismos de recobro primario¹⁵.

¹⁵ Paris de Ferrer, M.: Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos, Ediciones Astro Data S.A., Maracaibo. 2009. P. 46.

1.9.4.1 Empuje por presencia de acuífero

Un yacimiento con empuje de agua tiene una conexión hidráulica entre el yacimiento y una roca porosa saturada con agua denominada acuífero. Este tipo de yacimiento, a medida que la presión del yacimiento se reduce debido a la producción de petróleo, se expande y crea una invasión natural de agua en el límite yacimiento-acuífero. Cuando el acuífero es muy grande y contiene suficiente energía, todo el yacimiento puede ser invadido.

La extensión del acuífero y su capacidad no se conoce hasta que se tienen datos de la producción primaria, a menos que se cuente con una extensa información geológica proveniente de perforaciones o de otras fuentes. Una medida de la capacidad el empuje con agua, se obtiene de la presión del yacimiento a determinada tasa de extracción de los fluidos, lo cual permite calcular el influjo de agua. Con este tipo de empuje se pueden obtener eficiencias de recobro entre un 30-50% del petróleo original in situ.

1.9.4.2 Empuje por gas en solución

Bajo ciertas condiciones de presión y temperatura del yacimiento, el petróleo puede contener grandes cantidades de gas disuelto. Cuando la presión del yacimiento disminuye, debido a la extracción de los fluidos, el gas se desprende, se expande y desplaza el aceite del yacimiento hacia los pozos productores.

La eficiencia de este mecanismo de empuje depende de la cantidad de gas en solución, de las propiedades de la roca y del petróleo, así como de la estructura geológica del yacimiento. Los recobros que se logran son bajos, en el orden de un 10-30% del volumen de hidrocarburos originales en sitio, debido a que el gas en el yacimiento tiene mayor movilidad que la fase aceite. A medida que la presión declina, el gas fluye a una tasa más rápida que la del petróleo, provocando un rápido agotamiento de la energía del yacimiento, lo cual puede notarse en el incremento de las relaciones gas-petróleo (RGP) del campo.

1.9.4.3 Empuje por expansión de la roca y de los fluidos

Un petróleo es subsaturado cuando contiene menos gas que el requerido para saturar el petróleo a la presión y temperatura del yacimiento. Cuando el petróleo es altamente subsaturado, mucha de la energía del yacimiento se almacena por la

compresibilidad de la roca y de los fluidos; como consecuencia, la presión declina rápidamente a medida que se extraen los fluidos hasta que se alcanza la presión de punto de burbuja. Entonces, el empuje por gas en solución se transforma en la fuente de energía para el desplazamiento de los fluidos.

1.9.4.4 Empuje por presencia de capa de gas

Cuando un yacimiento tiene una capa de gas muy grande, debe existir una gran cantidad de energía almacenada en forma de gas comprimido, el cual provoca la expansión de la capa a medida que los fluidos que se extraen del yacimiento, de modo que el petróleo se desplaza por el empuje del gas ayudado por el drenaje por gravedad. La expansión de la capa de gas está limitada por el nivel deseado de la presión del yacimiento y por la producción de gas. La eficiencia de producción de este tipo de mecanismo oscila entre el 20 y 40 %.

1.9.4.5 Drenaje por gravedad

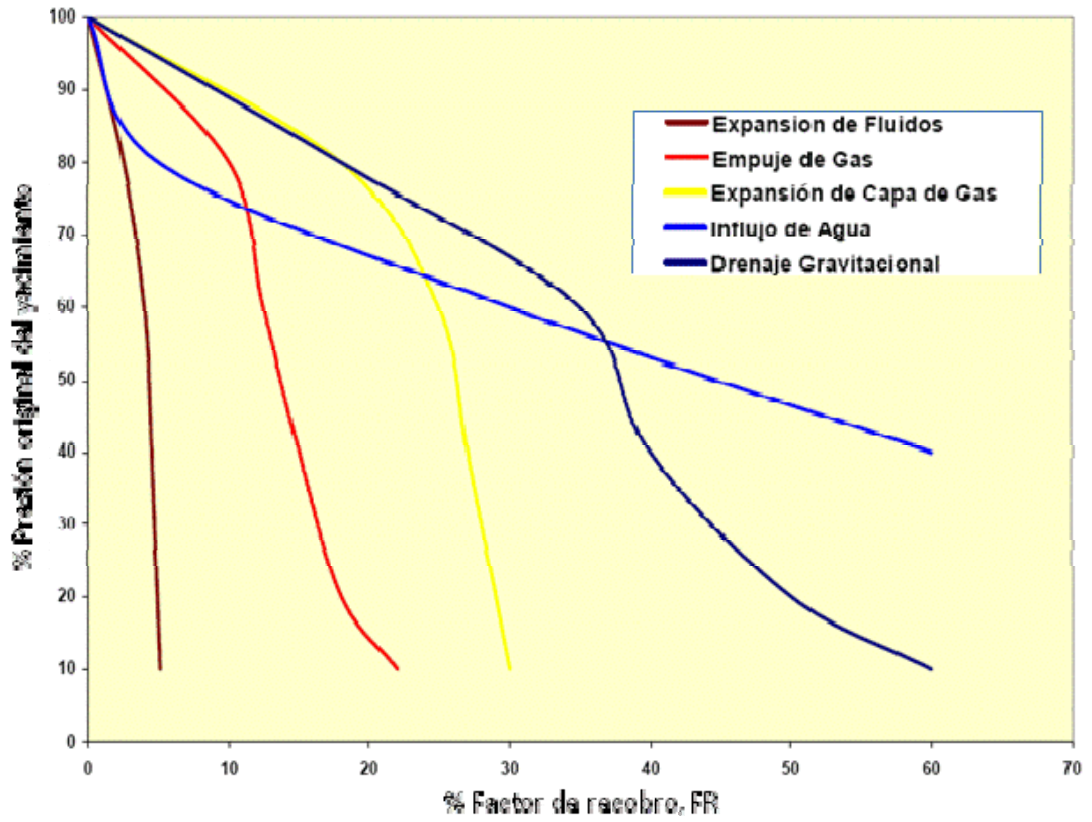
Este puede ser un método primario de producción en yacimientos de gran espesor que tienen una buena comunicación vertical y en los que tienen un marcado buzamiento.

El drenaje por gravedad es un proceso lento porque el gas debe migrar a la parte más alta de la estructura o al tope de la formación para llenar el espacio formalmente ocupado por el petróleo y crear una capa secundaria de gas. La migración del gas es relativamente rápida comparada con el drenaje del petróleo, de forma que las tasas de gas son controladas por la tasa de drenaje del petróleo. Si no se considera el aspecto económico, este es el mecanismo de empuje primario más eficiente. Las eficiencias de recuperación están en el rango de 40 a 80 %¹⁶.

La Figura 2 muestra una comparación de los factores de recobro obtenidos mediante distintos mecanismos de empuje que predominan en los yacimientos.

¹⁶ Ibid. Pág. 4-6.

Figura 2. Influencia de los mecanismos de producción en el factor de recobro



Fuente: Escobar, F. H. Fundamentos de ingeniería de yacimientos, Editorial Universidad Surcolombiana, Neiva. 2004.

2 DISEÑO METODOLOGICO

2.1 MÉTODO O ESTRUCTURA DE LA UNIDAD DE ANÁLISIS

Este proyecto responde en su primera fase a un tipo de investigación documental la cual comprende el tratamiento del problema con el propósito de ampliar y profundizar la naturaleza del hecho de estudio basado en trabajos previos e informaciones ya divulgadas del tema por cualquier medio.

La segunda fase (fase de aplicación), es un examen cuantitativo por tanto presenta resultados numéricos por medio de la investigación de campo ya que ésta corresponde al análisis sistemático de problemas en la realidad con el propósito de describirlos, interpretarlos y entender su naturaleza, explicando sus causas y efectos, así como predecir su concurrencia.

2.1.1 Etapa de recolección de datos

Una vez seleccionado el tipo y el diseño de investigación apropiado, la siguiente etapa consiste en recolectar los datos pertinentes sobre las variables involucradas en la investigación.

En la dimensión de la investigación documental, se emplearán una diversidad de técnicas e instrumentos de recolección de la información que contiene principios sistemáticos y normas de carácter práctico, muy rigurosas e indispensables, para ser aplicados a los materiales bibliográficos que se consultaron a través de todo el proceso de investigación, así como en la organización del presente trabajo escrito. Para el análisis profundo de las fuentes documentales, se utilizaron las técnicas de:

- Observación documental
- Presentación resumida
- Resumen analítico
- Análisis crítico

Una vez realizado el trabajo de recolección de información el siguiente paso es evaluar su validez y confiabilidad¹⁷.

2.2 CRITERIOS DE VALIDEZ Y CONFIABILIDAD

Toda medición o herramienta de recolección de datos debe reunir dos requisitos esenciales; confiabilidad y validez. Con el fin de evaluar estas dos características tanto en la información necesaria para este estudio como en los resultados obtenidos, se debe tener claridad en los conceptos y métodos de cálculo de las mismas.

2.2.1 Confiabilidad

Es la capacidad de obtener resultados consistentes en mediciones sucesivas del mismo fenómeno, es decir, si la medición al ser aplicada en reiteradas ocasiones, a la misma muestra y bajo las mismas condiciones, evidencia los mismos resultados.

2.2.2 Métodos de cálculo de la confiabilidad

Generalmente todos los procedimientos utilizan fórmulas que producen “coeficientes de confiabilidad”, los cuales pueden oscilar entre 0 y 1, donde 0 significa confiabilidad nula y 1 representa el máximo de confiabilidad. Entre más se acerque el coeficiente a 0, habrá mayor error en la medición. Los procedimientos más utilizados son:

- Medida de la estabilidad
- Medidas paralelas o formas equivalentes de medir
- Cotejo entre observadores

En este último método es importante como estrategia precisar los métodos de recolección de información y de su análisis, de tal manera que otros investigadores, puedan servirse del informe original, como de un manual de operación para repetir el estudio.

¹⁷ Balestrini, Miriam; Cómo se Elabora el Proyecto de Investigación. Editorial Panapo, Sexta Edición. Caracas, 2002.

2.2.3 Validez

Se refiere al grado en que un instrumento que mide una variable o un dato de medición de existente de una variable mide lo que pretende medir. La validez de un instrumento o un dato de medición deben responder a la pregunta de ¿si realmente el instrumento estará midiendo lo que pretende medir?, por este motivo la validez es un concepto del cual pueden tenerse diferentes tipos de evidencia:

- Validez de contenido
- Validez de criterio
- Validez de constructo

Esta última es probablemente la más importante, sobre todo desde la perspectiva científica, ya que se refiere al grado en que una medición aportada por un instrumento relaciona consistentemente con otras mediciones que han surgido de hipótesis y construcción de teorías antecedentes.

Validez Total = Validez de contenido + validez de criterio + validez de constructo.

Cabe agregar que un instrumento de medición puede ser confiable pero no válido, puede medir consistentemente un aspecto más no medir lo que pretende medir el investigador. Por ello es requisito que un instrumento de medición o un dato de medida demuestre ser confiable y válido¹⁸.

2.3 VARIABLES E INDICADORES

Es necesario tener claridad en los conceptos de variable e indicador, así como recordar en este punto el objetivo principal de este trabajo, con el fin de identificar las variables que intervienen en el desarrollo de las actividades así como los indicadores de cada una de ellas.

2.3.1 Variables

Son propiedades, características o atributos que se dan en grados o modalidades diferentes en los objetos de estudio. Las variables se clasifican entre variables independientes y dependientes.

¹⁸ Ary, Jacobs & Razavieh; Introducción a la Investigación Pedagógica, Cap. 8

2.3.1.1 La variable independiente

Es aquella que produce modificaciones en otra variable con la cual está relacionada. Suele designársele, por ello, como variable causal.

2.3.1.2 La variable dependiente

Experimenta modificaciones siempre que la variable independiente cambia de valor o modalidad de darse. Por ello, también recibe el nombre de variable efecto. Es importante señalar que una variable independiente en una cierta relación puede ser dependiente en otra, o viceversa.

De manera general, pero simplificada, se puede decir que entre una variable independiente y su correspondiente dependiente, se puede dar una variable interviniente, que actúa como un puente entre las dos primeras.

2.3.2 Indicadores

El indicador es una unidad de medida de la dimensión que permite abordar empíricamente una variable.

2.3.2.1 Pasos a seguir para identificar los indicadores:

- Identificar cada uno de los puntos existentes en las bases teóricas relacionados con las dimensiones de la variable.
- Leer detenidamente el texto relacionado con la dimensión
- Identificar las categorías, términos o palabras clave existentes en el texto
- Elaborar el cuadro de operacionalización de la variable
- Ubicar las categorías, términos o palabras clave seleccionados en la columna de indicadores
- Verificar la pertinencia de las categorías, términos o palabras clave seleccionadas como unidades de medida

2.3.3 Identificación de variables e indicadores

En segunda instancia y entrando en materia, se debe recordar que la evaluación de reservas de un campo, un yacimiento o una unidad hidráulica realizada por el método de balance de materiales, se limita a proporcionar resultados de reservas probadas únicamente. Partiendo de esta premisa en toda estimación de este tipo independientemente del sistema objeto del estudio, se pueden identificar básicamente dos variables principales para poder llevar a cabo el cálculo de reservas por medio de este método. Estas son: el volumen original de hidrocarburos en sitio (OOIP), y el factor de recobro primario (FR).

A su vez, estas dos variables principales dependen de otras variables que serán identificadas, ordenadas y evaluadas según su importancia y su grado de independencia.

$$FR = f(\phi, \mu, API, k, S_{wi}, \beta_{ob}, P_b, P, R_s, R_p) \quad \text{Ecuación 13.}$$

$$OOIP = f(F, E_T) \quad \text{Ecuación 14.}$$

$$E_T = f(E_o, E_g, E_{f,w}, W_e, \beta_w) \quad \text{Ecuación 15.}$$

$$E_o = f(\beta_o, R_s, \beta_g) \quad \text{Ecuación 16.}$$

$$E_g = f(\beta_{oi}, \beta_g, \beta_{gi}) \quad \text{Ecuación 17.}$$

$$E_{f,w} = f(\beta_{oi}, m, c_w, S_w, c_f, P, P_i) \quad \text{Ecuación 18.}$$

$$F = f(N_p, \beta_o, R_s, R_p, \beta_g, W_p, \beta_w) \quad \text{Ecuación 19.}$$

$$R_p = G_p/N_p \quad \text{Ecuación 20.}$$

Las variables de producción: N_p , G_p , W_p y R_p dependen directamente del tiempo y de los caudales de producción, los cuales se obtienen de medidas de campo.

Los variables que corresponden a propiedades PVT, dependen del tiempo, presión, temperatura, gravedad API (densidad del aceite y densidad del agua), gravedad específica del petróleo y del gas, y de las relaciones gas-petróleo en solución y la relación de solubilidad del gas en el agua.

A su vez, las variables propias del fluido como densidades, viscosidades y presión de burbuja, dependen de la composición del fluido y la temperatura, para efectos de estos cálculos generalmente se asume composición del fluido constante y temperatura constante del sistema.

Para concluir, las propiedades de la roca como son la compresibilidad, la porosidad y la permeabilidad dependen de las características propias de la misma entre ellas la naturaleza de su cemento, matriz, granulometría, y de la interconexión existente entre los poros.

Los indicadores en su mayoría corresponden al cambio en la presión, a la acumulación en la producción de cada uno de los fluidos, todo esto en función del tiempo.

2.4 UNIVERSO O POBLACIÓN

La metodología utilizada para la valoración y cuantificación de las reservas de hidrocarburos, desde la determinación del petróleo original en el yacimiento, el factor de recobro y finalmente las reservas de hidrocarburos disponibles en el yacimiento, es necesaria y fundamental para la proyección y estrategia económica de las empresas y los países.

La selección y el uso de la metodología para la cuantificación de reservas de hidrocarburos, abarca una amplia gama de yacimientos y condiciones propias de los fluidos y las rocas. Desde los yacimientos convencionales hasta los no convencionales, los diferentes tipos de fluidos y mecanismos de empuje, son condiciones que modifican las ecuaciones y metodologías para adecuarlas a las necesidades propias del yacimiento.

La determinación de las reservas empieza con la caracterización del yacimiento, la identificación del tipo de fluido, las condiciones iniciales y el mecanismo de empuje.

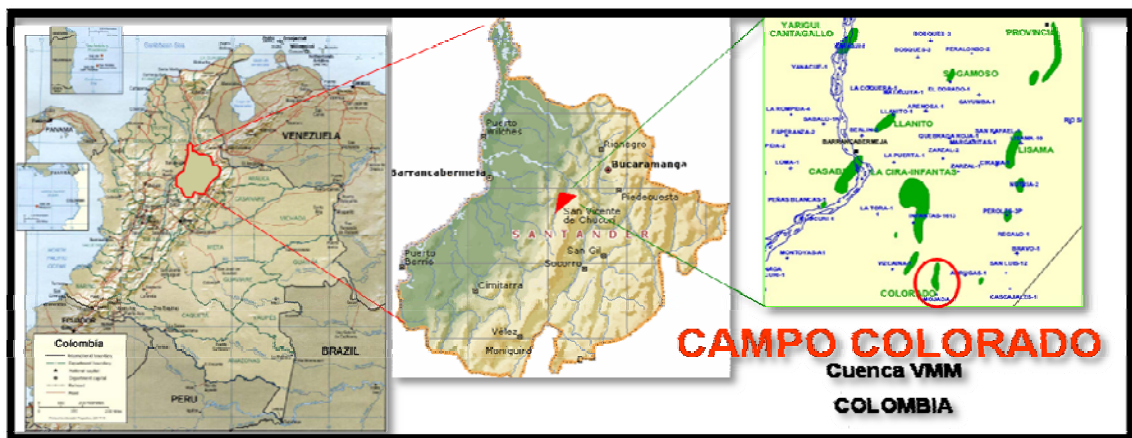
Para efectos del presente trabajo se calculo el volumen original de hidrocarburos por medio de la ecuación de balance de materia, a partir de la cual fue posible estimar las reservas probadas de hidrocarburos mediante el cálculo del factor de recobro.

2.5 MUESTRA. CARACTERIZACIÓN CAMPO ESCUELA COLORADO

2.5.1 Ubicación Campo Escuela Colorado

El campo Colorado es una unidad hidráulica localizada en la cuenca del Valle Medio del Magdalena (VMM) en la provincia estructural del piedemonte occidental de la cordillera oriental, al sur-este del municipio de Barrancabermeja Santander y al sur del campo La Cira-Infantas, en el área de la antigua concesión de Mares¹⁹, como puede observarse en la Figura 3.

Figura 3. Ubicación Campo Colorado



Fuente: Acosta, Javier. Blanco Christian. Evaluación de las metodologías utilizadas para el análisis de la compartimentalización en yacimientos de petróleo. Aplicación Campo EscuelaColorado. Tesis de grado, Universidad industrial de Santander, Bucaramanga 2008.

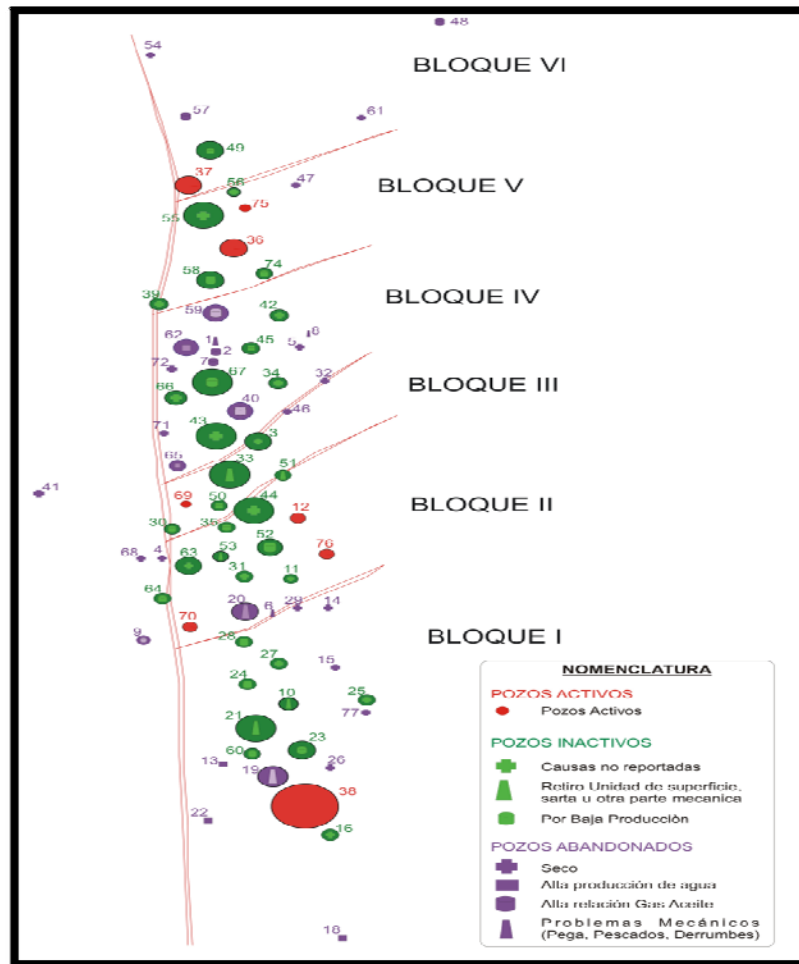
El campo Colorado esta completado en la formación Mugrosa (zonas B y C), la formación Esmeraldas (Zona D) y en un menor porcentaje en la formación La Paz (zona E), conformado por un anticlinal asimétrico, ubicado en el bloque colgante de una falla inversa denominada como la falla Colorado y dividido por siete fallas satélites SW-NE. Siendo 6 fallas de tipo inverso y una normal que evidencia relajación del sistema de esfuerzos compresivos dominantes.

La exploración del Campo Colorado inicia entre los años de 1923 a 1932 cuando la empresa petrolera Tropical Oil Company (TROCO) perforó 7 pozos, entre los

¹⁹ "Informe Diagnostico y Estrategias de Recobro para Ocho Áreas de la Gerencia Centro Oriente", Diciembre de 2003..

años de 1945 a 1946 la TROCO perforó 8 nuevos pozos, finalmente entre 1953 a 1964 Ecopetrol desarrollo completamente el campo, mediante la perforación de 60 pozos para un total de 75, donde en 1963 se alcanzo el mayor número de pozos activos con un total de 44 pozos. En la Figura 4 se muestra la distribución de los bloques.

Figura 4. Distribución de bloques y pozos en el Campo Colorado



Fuente: Informe "información técnica Campo Escuela Colorado". Ing César Augusto Pineda. Proyecto Campo Escuela Colorado. UIS.

En el cuadro 3 se observa la distribución de los pozos a lo largo del yacimiento en cada uno de los bloques, además los pozos que se perforaron y se encontraron secos.

Cuadro 3. Distribución de pozos en el Campo Colorado

Bloque	Pozos
I	10, 13, 14, 15, 16, 18, 19, 21, 22, 23, 24, 25, 26, 27, 28, 29, 38, 60, 77
II	4, 6, 9, 11, 12, 20, 31, 35, 44, 51, 52, 53, 63, 64, 68, 70, 76
III	30, 32, 33, 46, 50, 69
IV	1, 2, 3, 5, 7, 8, 34, 40, 42, 43, 45, 59, 65, 66, 67, 71, 72
V	36, 39, 47, 55, 56, 58, 74, 75
VI	37, 48, 49, 54, 57, 61,
secos*	1, 4, 5, 6, 8, 17, 29, 32, 41, 42, 43, 44, 46, 61, 68, 71, 72, 77

Fuente: Autores del proyecto.* Tomado de: Utria L. y Correa, K.: "Informe sobre aplicabilidad de Greenzyme para estimulación del campo Colorado". División de Geología y Yacimientos. Campo Escuela Colorado. UIS. 2008.

2.5.2 Propiedades del yacimiento

En el campo Colorado se han realizado una serie de estudios, en los cuales se ha podido determinar las principales características y propiedades del yacimiento. Algunos de los datos iniciales tomados en el campo se resumen en el Cuadro 4.

Cuadro 4. Parámetros iniciales del yacimiento

Propiedades iniciales del CEC	ZONA B	ZONA C	ZONA D-E
T (°F)	104**	174	186
K (Darcy)	0,054	0,1	0,0141
Swi (%)	40	40	50
∅ (%)	15,7	14,5	13
Ps (Psi) *	900	3000	-
Pb (Psi)	648	2078	2958
Bo @ Pb (rBbl/STB)	1,091	1,401	1,373
μo @ Pb (Cp)	1,64**	0,462	0,441
Rs @ Pb (PC/Bbl)	237**	648	667
°API @ 60 °F	36,73**	39,7	40,1
Sg Gas Separador	1,0170**	0,937	-
Espesor promedio de arena (ft)	50	57	25
Área (Acres)	634	1083	-

Fuente: Modificado de: "informe Campo Colorado Calculo de Reservas" Ing. Jorge Camacho. Ecopetrol. Junio de 1978.

* Tomado de: Informe "Diagnostico y estrategias de recobro para ocho áreas de la gerencia centro oriente". Ecopetrol. Diciembre de 2003. ** Estudio PVT Colorado 25 (Mugrosa B), Reporte No. PVT-ID0157-72, Marzo de 2008.

Como se observa, las características del yacimiento, °API menor a 45°, Boi menor a 2 rbb/STB y relación gas aceite GOR menor a 2000 SCF/STB, satisfacen las especificaciones de un aceite negro descrito por McCain²⁰, en su clasificación de los fluidos.

Para continuar con la caracterización del yacimiento es necesario realizar un análisis de los datos requeridos y disponibles en el yacimiento como son:

- Historial de producción
- Historial de presiones
- Datos PVT
- Saturaciones de fluidos

2.5.3 Datos disponibles del Campo Escuela Colorado

2.5.3.1 Historial de producción

El campo Colorado inicio producción en el año de 1945 con una tasa de 300 BoPD la producción máxima alcanzada en el campo ha sido de 1771 BoPD en 1961, sin embargo el yacimiento presenta una drástica caída de producción debida a taponamientos en las líneas por precipitación de parafinas, pasando a producir 47 BoPD en 1989.

A partir de 2006 gracias al convenio interadministrativo firmado entre la Universidad Industrial de Santander y Ecopetrol S.A. y con la integración en 2009, de WEIL GROUP, como un socio tecnológico, con el fin de operar el campo y aumentar la producción; reacondicionando pozos y aplicando nuevas tecnologías, se logro reactivar 26 pozos de los cuales 7 están inactivos. Con una producción de aceite promedio de 364 BPD de aceite y 13,8 MPCM de gas²¹.

El Campo Escuela Colorado cuenta con un detallado historial de producción desde los inicios, disponible en la base de datos OFM, en la cual podemos encontrar la distribución de la producción por completamiento de cada pozo, facilitando el análisis de los fluidos producidos en cada unidad productora. Sin embargo es

²⁰ McCain Op cit, 148.

²¹ Informe mensual Actividades Campo Escuela Colorado. División Agosto de 2011.

necesario organizar los datos de producción por bloque, arena y pozo, lo cual se mostrara en la siguiente sección, datos calculados para el Campo Escuela Colorado.

2.5.3.2 Historial de presiones

El campo Colorado no cuenta con un estudio detallado de presiones que permita determinar el comportamiento histórico de la presión con respecto al tiempo y a la producción.

Pese a los esfuerzos de realizar un histórico de presiones que determinara el comportamiento del yacimiento, al plantear este análisis se encontró que ningún pozo tenía más de dos puntos o presiones tomadas en la misma zona y a diferentes años²², siendo esto necesario para implementar una tendencia del comportamiento.

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

2.5.3.3 Información PVT

En el campo Colorado se han realizado cuatro análisis PVT a muestras de fluidos del yacimiento tomados en superficie y fondo, que describen las características termodinámicas y de producción para la las arenas B, C, D y E, los resultados de dichas pruebas se puede apreciar en el cuadro 5 que describe la información de pruebas PVT existentes en el campo.

Las tres primeras muestras fueron tomadas a la fecha de inicio de producción del pozo, lo cual proporciona representatividad de los fluidos en su estado inicial. Sin embargo estos análisis no son suficientes ni confiables, ya que se tuvieron una serie de consideraciones no muy adecuadas para la caracterización del fluido del yacimiento, por lo cual en el año 2007 se realizó un cuarto análisis encontrando diferencias en los fluidos de cada una de las zonas.

²² "Informe Diagnostico y Estrategias de Recobro para Ocho Áreas de la Gerencia Centro Oriente", Diciembre de 2003.

Cuadro 5. Información de pruebas PVT Campo 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.

El último estudio PVT realizado a los fluidos del yacimiento se basó en un análisis sintético para los fluidos de las arenas B y C, realizadas por Catalán & Coronel²³. Sin embargo es necesario realizar un análisis de cada fluido en las diferentes arenas productoras y analizar el comportamiento a lo largo de todo el yacimiento, teniendo en cuenta el cambio de presión.

2.5.3.4 Saturaciones

Para la realización de este trabajo es necesario contar con datos de saturación de agua inicial, para cada zona productora, estos datos reportados en el informe: "Campo Colorado Cálculo de Reservas"²⁴, se muestran en el Cuadro 2.

2.6 INSTRUMENTOS

Dentro de las herramientas utilizadas en el desarrollo de este proyecto se encuentran los Software de ECHOMETER, KappaPVT v.2.01.0 y Microsoft Excel 2010.

2.6.1 ECHOMETER. TWM (Total Well Management) Software

Se basa en una técnica especializada para evaluación de datos de ECHOMETERTM, que mide la presión superficial y la profundidad de nivel en el anular en vez de la presión de fondo.

²³ Catalán, C. & Coronel, D. Desarrollo de un modelo conceptual de simulación para los bloques I y II del Campo Escuela Colorado. Tesis de grado, Universidad Industrial de Santander. Bucaramanga, 2010.

²⁴ "Informe Campo Colorado Calculo de Reservas" Ing. Jorge Camacho. Ecopetrol. Junio de 1978.

2.6.2 Kappa PVT v.2.01.0

Es un software libre que maneja un amplio conjunto de correlaciones que son escogidas por el usuario para el tipo de fluido objeto de estudio; esta herramienta presenta dos opciones principales para proceso isotérmico y no isotérmico y depende de las variables de densidad del fluido, condiciones iniciales de presión y temperatura del sistema, además de otras opciones como composición del gas entre otros que permiten reducir el porcentaje de error en la obtención de las propiedades PVT a distintas presiones, mediante las ya mencionadas correlaciones proporcionadas por autores como Standing, Vasquez-Beggs, Glaso, entre otros.

2.6.3 Microsoft Excel

Es una aplicación desarrollada y distribuida por Microsoft, que permite manejar hojas de cálculo. Y es una herramienta práctica que permite manejar los datos numéricos y realizar las operaciones necesarias para el desarrollo del proyecto, mediante el uso de formulas y funciones que simplifican el trabajo. Además de esto facilita el análisis a través de la elaboración de gráficos, sección que presenta múltiple herramientas de gran utilidad, como es el caso de la creación de líneas de tendencia que brinda ayuda a la hora de correlacionar datos.

Los anteriores instrumentos brindaron facilidades significativas que permitieron realizar cálculos en el área de presiones, análisis PVT, cálculo de OOIP, factores de recobro y reservas, respectivamente.

3 RESULTADOS

3.1 CÁLCULO DE DATOS PARA DETERMINAR EL OOIP POR EBM

3.1.1 Historial de presiones

Debido a la escasez de información y a que el campo Colorado no cuenta con un estudio completo que permita determinar el comportamiento histórico de la presión del campo con respecto a la producción y al tiempo, no es posible establecer con precisión un modelo de depleción del yacimiento.

Sin embargo se procedió a determinar un historial aproximado del comportamiento de las presiones para cada una de las arenas B y C en los seis bloques, en los cuales está dividido el campo. Para esta tarea se utilizó la metodología de recolección de datos propuesta en el capítulo 2., la cuál será ilustrada mediante un ejemplo utilizando la arena B del bloque V:

3.1.1.1 Recolección y evaluación de la información existente

Se realizó una recopilación de datos tomados con distintas herramientas y analizados mediante métodos convencionales y no convencionales para determinar presiones estáticas y de formación.

Correa²⁵, resume en las tablas 5 y 6 de su tesis, la información concerniente al tema de las presiones la cual fue reportada en el informe presentado por Ecopetrol en el año 2003, en el que se muestran los resultados de las presiones de fondo extraídas de las pruebas de formación de los pozos. Las pruebas se encontraron en los archivos de pozos y en una recopilación de las pruebas de formación del campo Colorado de Octubre 1962.

En los archivos y reportes de los pozos para la formación mugrosa, los datos reportados fueron llevados para evaluarse al Datum escogido el cual es de 2000 ft para la zona B y 4000 ft para la zona C. La información existente recolectada referente al tema de presiones se encuentra en los ANEXO A.

²⁵ Correa, F.; Desarrollo de una metodología para interpretar pruebas de presión tomadas con herramientas convencionales. Aplicación Campo Colorado. Tesis de grado, Universidad Industrial de Santander. Bucaramanga, 2008; págs.58, 59 y 60

Esta información mencionada anteriormente, fue tomada con herramientas convencionales, sin embargo en la base de datos del campo se cuenta también con pruebas no convencionales mediante registros y parámetros de perforación utilizando la correlación de Eaton. De esta forma González y Gómez²⁶, obtienen como resultado presiones de formación y fractura iniciales y a 2007 con respecto a la profundidad para los pozos seleccionados como muestra en cada uno de los seis bloques del campo; esta información es presentada a modo de resultado en las tablas 15, 16, 17, 18, 19, 20, 21, 22, 23, 24, 25 y 26.

Una vez realizada la búsqueda de esta información se hace necesario hacer un inventario por bloques y una clasificación por pozos y arenas productoras, de esta forma fue posible tener claridad acerca de la cantidad exacta de datos que pueden aportar a la construcción del perfil de presiones. En el cuadro 6 se encuentra el inventario de los datos de presión para el bloque I arena B y C.

Cuadro 6. Recopilación de datos de presión existentes campo Colorado bloque I

Recopilación de Datos de Presión Existentes Campo Colorado Bloque I									
Pozo	Arena Productora						Datos	Datos Convencionales	
	Arena A	Arena B	Arena C	Arena D	Arena D	Arena U	Echometer	Arena (s)	Cantidad
10		X	X						
13		X							
14									
15		X	X						
16		X	X					C	5
18		X						B	1
19		X	X					B	2
21		X							
22		X							
23		X	X					B;C	1;3
24		X	X					B;C	1;5
25		X					X	B	4
26								C	2
27		X	X						
28		X	X					C	2
29									
38		X	X				X	C	2
60		X	X	X				C	1
70									

Fuente: Autores del Proyecto.

²⁶ Gonzalez, A. & Gómez, M.; Reevaluación de las Presiones de Formación y Fractura a partir de Registros en el Campo Colorado. Tesis de grado. Universidad Industrial de Santander. Bucaramanga, 2011; págs. 142-166.

El Cuadro 7 muestra el inventario de los datos de presión para el bloque II arena B y C.

Cuadro 7. Recopilación de datos de presión existentes Campo Colorado bloque II

Recopilación de Datos de Presión Existentes Campo Colorado Bloque II									
Pozo	Arena Productora						Datos	Datos Convencionales	
	Arena A	Arena B	Arena C	Arena D	Arena E	Arena U	Echometer	Arena(s)	Cantidad
4									
6									
9		X	X						
11		X	X					B; C	2; 6
12				X	X				
20		X	X						
31			X						
35		X	X		X				
44							X	C	1
51		X	X	X			X		
52			X	X			X	C	1
53		X	X	X				C	1
63		X						B	1
64		X						B	1
68									
70		X					X		
76									

Fuente: Autores del Proyecto.

En el Cuadro 8 se observa el inventario de los datos de presión para el bloque III arena B y C.

Cuadro 8. Recopilación de datos de presión existentes campo Colorado bloque III

Recopilación de Datos de Presión Existentes Campo Colorado Bloque III									
Pozo	Arena Productora						Datos	Datos Convencionales	
	Arena A	Arena B	Arena C	Arena D	Arena E	Arena U	Echometer	Arena (s)	Cantidad
30		x		x				B	1
32									
33		x	x		x		x	C	1
46								C	2
50		x	x	x					
69		x	x		x		x		

Fuente: Autores del Proyecto.

En el Cuadro 9 se recopila el inventario de los datos de presión para el bloque IV arena B y C.

Cuadro 9. Recopilación de datos de presión existentes campo Colorado bloque IV

Recopilación de Datos de Presión Existentes Campo Colorado Bloque IV									
Pozo	Arena Productora						Datos Echometer	Datos Convencionales	
	Arena A	Arena B	Arena C	Arena D	Arena E	Arena U		Arena(s)	Cantidad
1									
2									
3			X					C	3
5									
7			X						
8									
34		X	X		X			C	5
40		X	X	X		X		C	1
42								B	1
43								B	1
45			X					C	2
59		X	X	X			X		
65		X							
66		X							
67	X						X		
71									
72									

Fuente: Autores del Proyecto.

El Cuadro 10 muestra el inventario de datos de presión para el bloque V en las arena B y C.

Cuadro 10. Recopilación de datos de presión existentes campo Colorado bloque V.

Recopilación de Datos de Presión Existentes Campo Colorado Bloque V									
Pozo	Arena Productora						Datos Echometer	Datos Convencionales	
	Arena A	Arena B	Arena C	Arena D	Arena E	Arena U		Arena (s)	Cantidad
36		X	X	X	X			B; C	1; 1
39	X	X	X					B; C	3; 1
47									
55		X	X	X					
56		X	X						
58		X	X	X			X		
74		X	X				X		
75		X					X		

Fuente: Autores del Proyecto.

El cuadro 11 se encuentra el inventario de los datos de presión para el bloque VI arena B y C.

Cuadro 11. Recopilación de datos de presión existentes campo Colorado bloque VI

Recopilación de Datos de Presión Existentes Campo Colorado Bloque VI									
Pozo	Arena Productora						Datos Echometer	Datos Convencionales	
	Arena A	Arena B	Arena C	Arena D	Arena E	Arena U		Arena (s)	Cantidad
37		X	X	X	X		X	B	2
48		X						C	3
49		X	X	X				C	1
54									
57		X	X						
61							X		

Fuente: Autores del Proyecto.

Se encontró que el bloque V en la zona B cuenta con cuatro datos de presión tomados con herramienta convencional, 1 para el pozo COL 36 en el año 1996 y tres para el pozo COL 39, todos en el año 1959; también se encontraron datos de presiones inicial y a 2007 para los pozos COL 56, 74 y 75 determinados mediante registros interpretados el software ECHOMETER™.

Partiendo de este inventario y haciendo un análisis por medida de la estabilidad de para los datos de presión existentes, se encontró una confiabilidad aproximada del 0,3 para pruebas de presión convencionales ya que los datos tomados con esta herramienta en periodos de tiempo cercanos y en el mismo pozo difieren considerablemente entre sí, presentándose esta situación en varios casos.

Además se estudió el grado de calibración de las herramientas con el fin de evaluar la compatibilidad de los datos y de esta forma determinar si pueden ser integrados para la construcción del historial de presiones.

Para este fin se tuvo en cuenta el estudio realizado por González y Gómez en el cuál se evaluó la concurrencia de los datos de presiones de formación evaluados por BHP²⁷ y las presiones estimadas por medio de registros para el caso específico del pozo Colorado 24 que fue perforado en octubre de 1953 y cuyas pruebas de presión fueron realizadas entre Enero y Abril de 1954.

²⁷ Ibid. 170

Estos autores concluyen que existe gran similitud en los datos reportados por medio de estas dos metodologías, para reportes de presión inicial. A pesar de estos resultados que darían un grado alto de validez (validez de constructo) a los resultados de presión encontrados mediante la metodología de registros, no es recomendable utilizar simultáneamente la información aportada con estas herramientas para establecer un historial de presión ya que están basadas en principios de medición totalmente diferentes.

Estos factores permitieron tomar la decisión de recurrir únicamente a la información determinada a través de registros para establecer el historial de presiones que permitirá relacionar los datos PVT y la información de producción necesarios para realizar el Balance de Materiales, descartando para este fin los datos de pruebas de presión debido a la insuficiencia de informes de este tipo.

3.1.1.2 Determinación del historial de presiones

Para el bloque V en la arena B los datos tomados corresponden al pozo COL 56, COL 74 y COL 75, debido a esto es importante conocer la profundidad a la cual se encuentran las arenas productoras B y C, ya que, aunque el pozo COL75 se encuentra produciendo por las zonas B, C y E, estas dos primeras son las zonas de interés para el desarrollo de este proyecto, y para el presente ejemplo se hace énfasis en la zona B (subzonas B1 y B2).

Con la información que presenta a continuación el Cuadro 12.

Cuadro 12. Intervalos arenosos para algunos pozos del Campo Colorado

Pozos	Subzona B1		Subzona B2		SubzonaC1		Subzona C2	
	Tope	Base	Tope	Base	Tope	Base	Tope	Base
12	2003,30	3138,33	3438,39	4049,10	4195,56	4558,91	4586,97	4896,71
36	2007,80	3253,00	3379,82	4278,38	4342,55	4868,55	4953,71	5171,68
37	1777,65	3372,72	3460,75	4690,72	4866,15	5292,69	5351,88	5573,85
38	1428,16	1963,57	2019,60	2972,12	3339,44	3731,65	3775,23	4005,58
69	1675,38	2652,66	2853,52	3469,00	3488,19	4022,33	4099,03	4322,37
70	1811,53	2660,74	2721,02	3651,02	3698,02	3814,02	3854,02	4184,02
75	2581,25	3639,08	3734,08	4610,68	4715,33	5165,53	5284,55	5539,19
76	2374,35	3399,67	3499,52	4079,38	4185,69	4482,43	4517,05	4850,89

Fuente: Archivo Anexo_4 Intervalos Arenosos; Tercer Informe Campo Colorado-Servicio de Producción Bajo Riesgo para un Campo Menor de la Gerencia Regional Magdalena. Base de Datos Campo Escuela Colorado.

Se determinó el rango de la arena B que corresponde a 2581,25-3639,08 (ft) para la subzona B1 y 3734,08-4610,68 (ft) para la subzona B2, con estos intervalos se estableció un rango óptimo para identificar los datos de presión en función de la profundidad, para construir el historial de presiones en la arena B del bloque V.

De las presiones determinadas mediante ECHOMETER se escogió el intervalo que corresponde a profundidades entre 2580 y 4587 (ft) como se muestra en el Cuadro 13., y se estimó mediante un promedio los datos necesarios, de esta forma construyó la curva que proporcionó el historial de presiones para el bloque.

Cuadro 13. Presiones de formación inicial y a 2007 para el bloque V

La presión de Formación Del Bloque V se tomó con los datos de Col 56, Col 74 y Col 75						
Profundidad (ft)	Presión de Formación (psi) Inicial	Gradiente de Formación (psi/ft) Inicial	Densidad Mínima Del Lodo Inicial (lb/Gal)	Presión de Formación (Psi) a 2007	Gradiente de formación a 2007	Densidad de Lodo Mínima a 2007
2580	1200	0,465	9,24	688	0,267	5,43
2677	1245	0,465	9,24	714	0,267	5,43
2740	1274	0,465	9,24	731	0,267	5,43
2829	1315	0,465	9,24	754	0,267	5,43
2927	1361	0,465	9,24	780	0,267	5,43
3010	1565	0,52	10,3	897	0,298	6,03
3104	1614	0,52	10,3	926	0,298	6,03
3233	1681	0,52	10,3	964	0,298	6,03
3244	1687	0,52	10,3	967	0,298	6,03
3313	1723	0,52	10,3	988	0,298	6,03
3416	1776	0,52	10,3	1019	0,298	6,03
3514	1827	0,52	10,3	1048	0,298	6,03
3614	1894	0,524	10,38	1086	0,3	6,08
3730	2049	0,549	10,87	1175	0,315	6,36
3792	2070	0,546	10,8	1187	0,313	6,32
3908	2134	0,546	10,8	1224	0,313	6,32
3992	2242	0,562	11,1	1286	0,322	6,49
4105	2305	0,562	11,1	1322	0,322	6,49
4197	2357	0,562	11,1	1352	0,322	6,49
4317	2469	0,572	11,3	1416	0,328	6,61
4461	2575	0,577	11,4	1476	0,331	6,66
4587	2648	0,577	11,4	1128	0,246	5,03
Profundidad Media (ft)	Presión Inicial Promedio (psi)	Gradiente Inicial Promedio (psi/ft)	Presión Inicial Promedio al Datum (psi)	Presión a 2007 Promedio (psi)	Gradiente a 2007 Promedio (psi/ft)	Presión a 2007 Promedio al Datum (psi)
3583,5	1864,136364	0,520199906	1040,399812	1051,272727	0,293364791	586,7295813

Fuente: Modificada de tabla 25; González Herrera, A. M. & Gómez Martínez, M. A.; Reevaluación de las Presiones de Formación y Fractura a Partir de Registros en el Campo Colorado. (pág. 164).

Los datos organizados se muestran en el Cuadro 14. Esta información ampliada para todos los bloques y arenas está disponible en el ANEXO B:

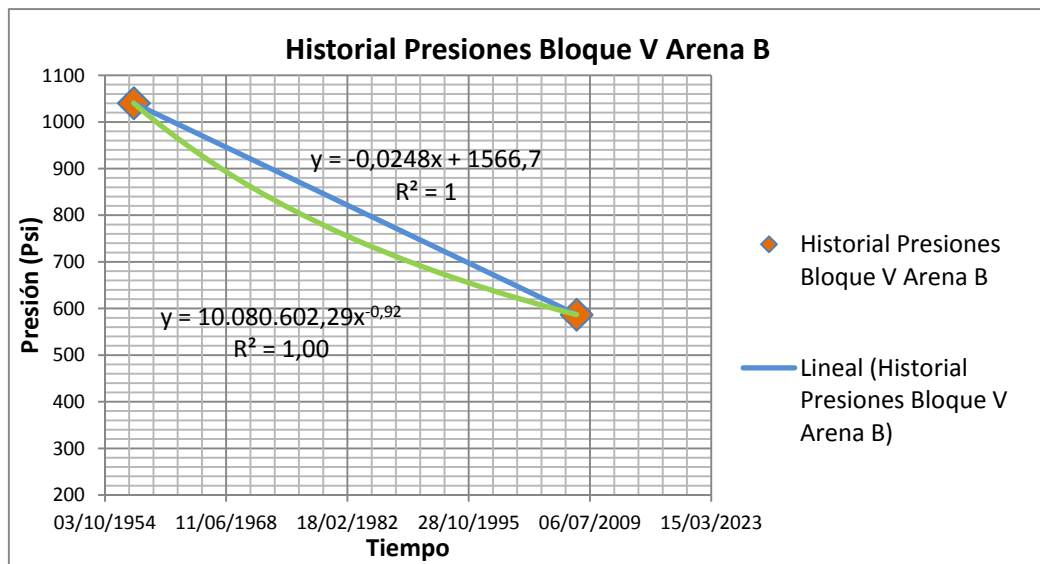
Cuadro 14. Datos de presión promedio bloque V arena B

Tabla de Datos de Presión Bloque V Arena B					
Fecha	Intervalo (ft)	Reporte Prueba de Formación (psi)	Profundidad Media (ft)	Gradiente (psi/pie)	Presión al Datum (2000 pies)
01/01/1958	2580-4587	1864,14	3583,5	0,52	1040,40
31-dic-07	2580-4587	1051,27	3583,5	0,29	586,73

Fuente: Autores del Proyecto.

Con estos datos se graficó el historial de presiones para el bloque V arena B que permitió determinar la tendencia del comportamiento de la presión con respecto al tiempo. Las ecuaciones de las líneas de tendencia lineal y potencial determinaron dos nuevas curvas ajustadas que muestran una tasa aproximada a la cuál declina la presión en la unidad de flujo B para este bloque específicamente. Siguiendo los mismos pasos fueron determinadas también las gráficas y respectivas líneas de tendencia para cada bloque en las zonas B y C. Este ejemplo puede observarse en la Figura 5.

Figura 5. Historial de presiones bloque V arena B



Fuente: Autores del Proyecto.

El Cuadro 15 resume los datos de presión anuales calculados mediante las ecuaciones de tendencia anteriores.

Cuadro 15. Resultado historial de presiones bloque V arena B con tendencia lineal y tendencia potencial

Fecha	Presiones Bloque V Arena B		Fecha	Presiones Bloque V Arena B	
	Lineal	Potencial		Lineal	Potencial
01/01/1945	1032,31	1020,78	24/12/1978	851,27	780,25
01/01/1946	1032,31	1020,78	24/12/1979	842,22	771,27
01/01/1947	1032,31	1020,78	23/12/1980	833,17	762,50
01/01/1948	1032,31	1020,78	23/12/1981	824,11	753,93
31/12/1948	1032,31	1020,78	23/12/1982	815,06	745,57
31/12/1949	1032,31	1020,78	23/12/1983	806,01	737,39
31/12/1950	1032,31	1020,78	22/12/1984	796,96	729,40
31/12/1951	1032,31	1020,78	22/12/1985	787,91	721,59
30/12/1952	1032,31	1020,78	22/12/1986	778,85	713,95
30/12/1953	1032,31	1020,78	22/12/1987	769,80	706,48
30/12/1954	1032,31	1020,78	21/12/1988	760,75	699,17
30/12/1955	1032,31	1020,78	21/12/1989	751,70	692,01
29/12/1956	1032,31	1020,78	21/12/1990	742,65	685,01
29/12/1957	1032,31	1020,78	21/12/1991	733,59	678,15
29/12/1958	1032,31	1020,78	20/12/1992	724,54	671,43
29/12/1959	1023,26	1005,11	20/12/1993	715,49	664,85
28/12/1960	1014,21	989,93	20/12/1994	706,44	658,41
28/12/1961	1005,15	975,23	20/12/1995	697,39	652,09
28/12/1962	996,10	960,97	19/12/1996	688,33	645,90
28/12/1963	987,05	947,14	19/12/1997	679,28	639,83
27/12/1964	978,00	933,72	19/12/1998	670,23	633,88
27/12/1965	968,95	920,69	19/12/1999	661,18	628,04
27/12/1966	959,89	908,03	18/12/2000	652,13	622,31
27/12/1967	950,84	895,73	18/12/2001	643,07	616,69
26/12/1968	941,79	883,78	18/12/2002	634,02	611,18
26/12/1969	932,74	872,15	18/12/2003	624,97	605,76
26/12/1970	923,69	860,83	17/12/2004	615,92	600,45
26/12/1971	914,63	849,82	17/12/2005	606,87	595,23
25/12/1972	905,58	839,10	17/12/2006	597,81	590,11
25/12/1973	896,53	828,65	17/12/2007	588,76	585,08
25/12/1974	887,48	818,48	16/12/2008	579,71	580,13
25/12/1975	878,43	808,56	16/12/2009	570,66	575,28
24/12/1976	869,37	798,89	16/12/2010	561,61	570,50
24/12/1977	860,32	789,45	16/12/2011	552,55	565,81

Fuente: Autores del Proyecto

La información anterior se puede encontrar de manera completa en el Anexo C. Se debe tener presente que los datos se presentan desde el año 1945 (inicio del desarrollo del campo), pero, en promedio, las actividades de perforación y posteriormente la producción para el bloque V comenzaron en el año 1958.

Con estos datos de presión es posible calcular las propiedades PVT mediante correlaciones y relacionarlas con la historia de producción, lo anterior con el fin de obtener los datos necesarios para realizar el cálculo del OOIP mediante la EBM.

3.1.2 Información PVT

Una vez se obtuvo el historial de presiones, el siguiente paso fue estimar las propiedades PVT necesarias para evaluar los volúmenes iniciales de hidrocarburos mediante la EBM, dichas propiedades son: la relación gas-aceite en solución, el factor volumétrico de formación del aceite, el factor volumétrico de formación del gas, el factor volumétrico de formación y la compresibilidad del agua del yacimiento.

Debido a las notables diferencias entre los fluidos producidos por la arena B y arena C, (ver Cuadro 4.), fue necesario evaluar el comportamiento de cada uno por separado. La determinación de las propiedades PVT de los fluidos del yacimiento y su cambio con respecto al tiempo, la presión y la producción en cada arena y bloque del campo se realizó por medio de la siguiente metodología:

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

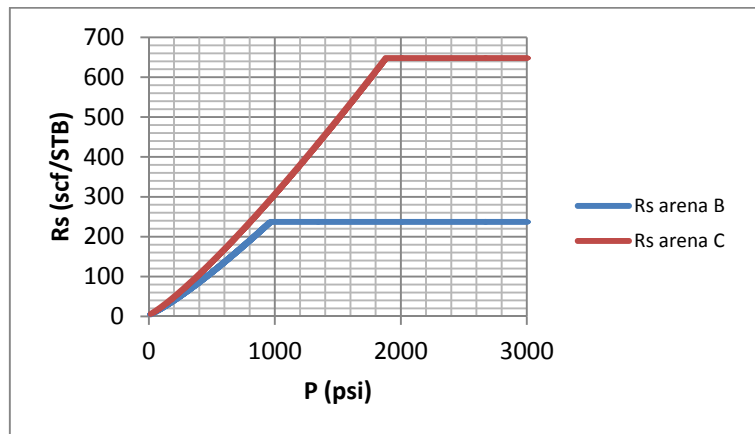
A partir de este análisis, en la segunda etapa se vio la necesidad de realizar un estudio PVT del comportamiento de los fluidos para cada bloque y arena, para lo cual se utilizó el software libre Kappa PVT v.2.01.0, de igual forma se utilizaron propiedades del yacimiento y el fluido tales como temperatura, presión, relación gas-aceite, gravedad API y gravedad específica del gas en el separador, esta información es la mínima necesaria para utilizar el software.

Las siguientes propiedades del fluido son imperiosas para el cálculo de los hidrocarburos en sitio por medio de la EBM.

3.1.2.1 Relación gas-aceite en solución, R_s

Para esta propiedad se utilizó la correlación de Standing ya que fue la que mejor se ajustó al comportamiento de los fluidos y las características iniciales promedio reportadas en los informes²⁸ del campo partiendo de la relación inicial gas-aceite (R_{si}) obtenida con anterioridad de forma experimental²⁹. Los comportamientos de la R_s con respecto a la presión para las arenas B y C se muestran a continuación en la Figura 6.

Figura 6. Análisis R_s Vs. P para arenas B y C



Fuente: Autores del proyecto.

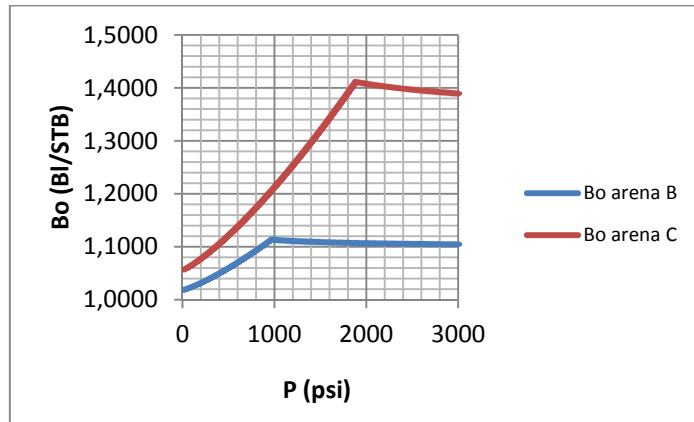
3.1.2.2 Factor volumétrico de formación del aceite, B_o

Al igual que la relación gas aceite en solución, el B_o fue determinado a partir de la ecuación planteada por Standing, ya que esta representa mayor grado de aproximación a las propiedades de los fluidos descrita anteriormente en el Cuadro 4 de este documento. La Figura 7 permite observar el comportamiento de esta propiedad con respecto a la presión.

²⁸Estudio PVT COL 25 (Mugrosa B); PVT -ID0157-72; ECOPEPETROL.

²⁹ "Informe Diagnostico y Estrategias de Recobro para Ocho Áreas de la Gerencia Centro Oriente", Diciembre de 2003.

Figura 7. Análisis Bo Vs P para arenas B y C

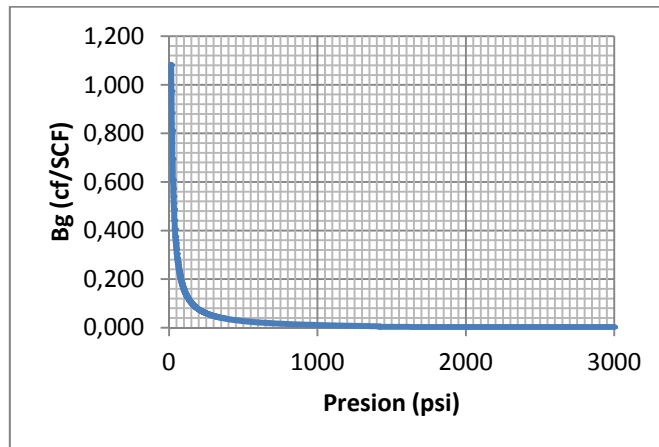


Fuente: Autores del proyecto.

3.1.2.3 Factor volumétrico de formación del gas, Bg

Además de las propiedades del aceite, parte de la información necesaria para el uso de la EBM es el factor volumétrico de formación del gas. De manera similar al procedimiento anterior, se utilizó el software Kappa PVT el cual determina el Bg por medio de la correlación Hall Yarborough que determina el factor acéntrico del gas Z a partir de datos como la temperatura del yacimiento y la gravedad específica del gas en el separador. La Figura 8 presenta el comportamiento del Bg correspondiente al fluido de la arena B.

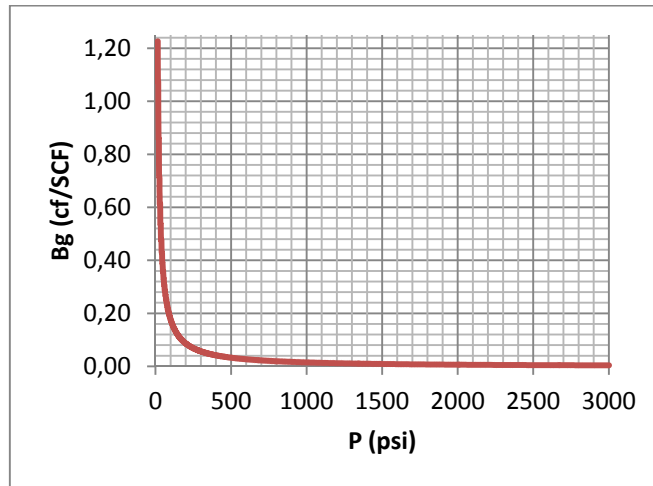
Figura 8. Análisis Bg Vs P para arena B



Fuente: Autores del proyecto.

Aunque las propiedades de los fluidos son diferentes, el factor volumétrico de formación del gas, presenta un comportamiento similar con respecto a la presión, la Figura 9 muestra el Bg del fluido de la arena C, sin embargo es posible inferir que a menor presión el fluido de la arena C ocupará un espacio mayor en superficie que el que ocuparía a condiciones de yacimiento.

Figura 9. Análisis Bg Vs. P para arena C



Fuente: Autores del proyecto.

Teniendo en cuenta que la EBM es un análisis del comportamiento de los fluidos del yacimiento, tanto los producidos como los remanentes y los intruídos, las propiedades del agua juegan un papel importante a la hora de determinar el volumen original de hidrocarburos en el yacimiento.

Por esta razón es necesario contar con propiedades como el factor de formación del agua, $B_w = 1,01058$ (Blis/STB), compresibilidad del agua, $C_w = 3 \cdot 10^{-6}$ (psi^{-1}), y viscosidad, $\mu_m = 0,6258$ (cp). Las cuales fueron reportadas por Catalán & Coronel³⁰.

En la tercera etapa, se procedió a determinar la ecuación de la tendencia de las curvas que representan el comportamiento de las propiedades PVT calculadas de los fluidos con respecto a la presión, para de esta forma poder contar con un método eficaz que permita establecer las propiedades en cualquier momento del

³⁰ Catalán, C. & Coronel, D. Op cit. 74.

desarrollo del yacimiento y a su vez estimar un comportamiento futuro de los fluidos para la arena B y la arena C presentes en el yacimiento.

En cuanto al comportamiento de los fluidos con respecto al cambio de presión, es necesario resaltar que cada una de las propiedades evaluadas no presenta alteraciones abruptas a largo del yacimiento, esto debido a que los parámetros iniciales se conservan para el fluido de cada una de las arenas, sin embargo la diferencia en este comportamiento está determinada por la presión característica de los bloques.

El Cuadro 16 resume las propiedades del fluido a condiciones de yacimiento obtenidas a partir del PVT sintético caracterizado con la herramienta Kappa PVT v.201.0.

Cuadro 16. Propiedades del yacimiento, arenas B y C

Propiedades a T&P de yacimiento		
	Arena B	Arena C
Temperatura (°F)	104	174
Presion (psia)	1169	2000
Gas		
Z	0,826498	0,704569
Mug (cp)	0,0137214	0,020276
Bg (cf/scf)	0,0112693	0,00631208
Cg (psi ⁻¹)	9,94335*10 ⁻¹	5,27424*10 ⁻⁴
Rhog (g/cc)	0,0760785	0,181814
Oil		
Pb (psia)	964	1877,37
Rs (cf/bbl)	237	648
Bo (Bls/STB)	1,111	1,41
Co (psi ⁻¹)	1,00775*10 ⁻¹	2,0975*10 ⁻⁵
Muo (cp)	2,134	0,473806
Rhoo (g/cc)	0,789415	0,681171

Fuente: Autores del proyecto. Kappa PVT v.2.01.0.

Todos los datos utilizados para la generación de las curvas PVT se encuentran en el Anexo D.

3.1.3 Historial de producción

Como se indicó en la sección anterior, la información de producción del campo Colorado disponible en la base de datos OFM esta especificada por completamiento desde el inicio de producción del yacimiento. Sin embargo, fue necesario realizar el ajuste de la producción para cada año, en cada bloque y para las arenas productoras B y C, ya que para estas arenas se cuenta con la mayor información disponible tanto de presiones, como de análisis de los fluidos.

La primera etapa para la obtención del historial de producción total del yacimiento se basó en recopilar y organizar los datos disponibles del campo.

Se encontró que Rangel y Torres³¹, resumen en el anexo G parte de la información de producción por pozo y por completamiento, además de estos datos se encontró y completo la información con los reportes disponibles en la base de datos del departamento de ingeniería y operaciones del campo, trabajos de producción.

El Cuadro 17 presenta el ejemplo de los datos de producción reportados para el bloque V, al año 1959, fecha de inicio de desarrollo del bloque. Donde podemos encontrar registros de diferentes pozos y arenas, pertenecientes a este bloque.

Además es necesario tener en cuenta que la gran mayoría de pozos en el yacimiento registran su inicio de producción entre los años 50 y 60, con una alta tasa de fluidos producidos, que se vio afectada por una drástica caída de producción gracias a los taponamientos por parafina y problemas mecánicos en líneas de flujo, que obligaron a abandonar gran parte de los pozos perforados.

En la segunda etapa, una vez recopilada la información se seleccionó y organizó los pozos por bloque, para de tal forma poder realizar la distribución de la producción por arena, encontrándose que en los últimos años no hay reporte de producción de gas, debido a que la mayoría de pozos reactivados no se conectan a las líneas de facilidades, produciéndose en cabeza de pozo.

³¹ Rangel, W. & Torres, J.; Análisis de Datos de Producción a Nivel de Completamientos para la Asignación de la Producción del Campo Colorado. Tesis de grado, Universidad Industrial de Santander. Bucaramanga, 2008.

Cuadro 17. Ejemplo datos de producción por bloque al año 1959, Campo Colorado

UNIDAD	FECHA	DIAS	GAS (MCF)	ACEITE (Bls)	AGUA (Bls)
COLO0036:B1	01-ene-59	31	14314	2118	71
COLO0036:B1	01-feb-59	28	13566	2243	3
COLO0036:B1	01-mar-59	31	14964	2396	6
COLO0036:B1	01-abr-59	30	13677	2034	17
COLO0039:B1	01-abr-59	1	0,09	0,02	0
COLO0039:B2	01-abr-59	1	0,33	0,09	0
COLO0039:C1	01-abr-59	1	6,73	1,77	0
COLO0036:B1	01-may-59	31	13261	1998	5
COLO0039:B1	01-may-59	31	0,46	0,38	0,36
COLO0039:B2	01-may-59	31	1,61	1,33	1,26
COLO0039:C1	01-may-59	31	32,92	27,05	25,63
COLO0036:B1	01-jun-59	30	12223	1873	16
COLO0039:B1	01-jun-59	30	1,05	0,58	0,04
COLO0039:B2	01-jun-59	30	3,65	2,03	0,14
COLO0039:C1	01-jun-59	30	74,41	41,42	2,83
COLO0036:B1	01-jul-59	31	11970	1731	2
COLO0039:B1	01-jul-59	31	0,23	0,59	0,03
COLO0039:B2	01-jul-59	31	0,82	2,04	0,1
COLO0039:C1	01-jul-59	31	16,64	41,7	2,05
COLO0036:B1	01-ago-59	31	10848	1671	4
COLO0039:B1	01-ago-59	31	0,69	0,55	0,06
COLO0039:B2	01-ago-59	31	2,4	1,92	0,23
COLO0039:C1	01-ago-59	31	49,06	39,15	4,6
COLO0036:B1	01-sep-59	30	10229	1581	2
COLO0039:B1	01-sep-59	30	0,58	0,47	0,07
COLO0039:B2	01-sep-59	30	2,02	1,62	0,25
COLO0039:C1	01-sep-59	30	41,28	33,06	5,03
COLO0036:B1	01-oct-59	31	9385	1415	7
COLO0039:B1	01-oct-59	31	0,22	0,41	0,01
COLO0039:B2	01-oct-59	31	0,78	1,44	0,04
COLO0039:C1	01-oct-59	31	15,86	29,31	0,78
COLO0036:B1	01-nov-59	30	4715	942	2
COLO0039:B1	01-nov-59	30	0,17	0,32	0,01
COLO0039:B2	01-nov-59	30	0,6	1,1	0,03
COLO0039:C1	01-nov-59	30	12,18	22,37	0,57
COLO0036:B1	01-dic-59	31	9192	1877	2
COLO0039:B1	01-dic-59	31	0,47	0,33	0
COLO0039:B2	01-dic-59	31	1,64	1,15	0,01
COLO0039:C1	01-dic-59	31	33,42	23,43	0,14

Fuente: Modificado de: Rangel, W. & Torres, J.; Anexo G, Análisis de Datos de Producción a Nivel de Completamientos para la Asignación de la Producción del Campo Colorado. Tesis de grado, Universidad Industrial de Santander. Bucaramanga, 2008. & Departamento de producción; Base de datos. Proyecto Campo Escuela Colorado, 2011.

A continuación en el Cuadro 18 se presenta un ejemplo de la producción de la arena B en el bloque V, es la producción del pozo COLO0036 y el COLO0039 de las sub unidades B1 y B2.

Cuadro 18. Ejemplo producción arena B bloque V

UNIDAD	FECHA	DIAS	GAS (MCF)	ACEITE (Bls)	AGUA (Bls)
COLO0036:B1	01-ene-59	31	14314	2118	71
COLO0036:B1	01-feb-59	28	13566	2243	3
COLO0036:B1	01-mar-59	31	14964	2396	6
COLO0036:B1	01-abr-59	30	13677	2034	17
COLO0039:B1	01-abr-59	1	0,09	0,02	0
COLO0039:B2	01-abr-59	1	0,33	0,09	0
COLO0036:B1	01-may-59	31	13261	1998	5
COLO0039:B1	01-may-59	31	0,46	0,38	0,36
COLO0039:B2	01-may-59	31	1,61	1,33	1,26
COLO0036:B1	01-jun-59	30	12223	1873	16
COLO0039:B1	01-jun-59	30	1,05	0,58	0,04
COLO0039:B2	01-jun-59	30	3,65	2,03	0,14
COLO0036:B1	01-jul-59	31	11970	1731	2
COLO0039:B1	01-jul-59	31	0,23	0,59	0,03
COLO0039:B2	01-jul-59	31	0,82	2,04	0,1
COLO0036:B1	01-ago-59	31	10848	1671	4
COLO0039:B1	01-ago-59	31	0,69	0,55	0,06
COLO0039:B2	01-ago-59	31	2,4	1,92	0,23
COLO0036:B1	01-sep-59	30	10229	1581	2
COLO0039:B1	01-sep-59	30	0,58	0,47	0,07
COLO0039:B2	01-sep-59	30	2,02	1,62	0,25
COLO0036:B1	01-oct-59	31	9385	1415	7
COLO0039:B1	01-oct-59	31	0,22	0,41	0,01
COLO0039:B2	01-oct-59	31	0,78	1,44	0,04
COLO0036:B1	01-nov-59	30	4715	942	2
COLO0039:B1	01-nov-59	30	0,17	0,32	0,01
COLO0039:B2	01-nov-59	30	0,6	1,1	0,03
COLO0036:B1	01-dic-59	31	9192	1877	2
COLO0039:B1	01-dic-59	31	0,47	0,33	0
COLO0039:B2	01-dic-59	31	1,64	1,15	0,01

Fuente: Autores del proyecto.

Los Cuadros en los cuales se recopilan los registros de producción de las arenas B y C de todos los bloques se reportan en el Anexo E.

En la tercera etapa, gracias a la clasificación de la producción por bloque y por arena se facilitó el reporte de la producción total en periodos de tiempo de 5 años, siendo desde el año 1945 al año 1950 el primer periodo y desde el año 2006 hasta el año 2011 el último periodo. Estos intervalos se escogieron desde el año 1945 ya que algunos bloques iniciaron su desarrollo en esta fecha, sin embargo los que no, fueron reportados con producción igual a cero al igual que el cambio en la presión ($\Delta P=0$) correspondiente a estos periodos.

En dichos periodos no solo existe un cambio de producción sino que también ocurre una caída de presión propia de las condiciones de desarrollo del yacimiento, las cuales se pueden calcular a partir de la ecuación de tendencia, reportada en la sección Historial de presiones.

Siguiendo con el ejemplo tomado anteriormente, en el Cuadro 19. se presenta la producción acumulada distribuida en intervalos de 5 años del bloque V en las arenas B y C. Por otro lado se debe tener en cuenta que el bloque V fue desarrollado a partir del año 1958, razón por la cual antes de esta fecha la producción reportada es igual a cero. Los datos de producción acumulada para los diferentes bloques se encuentran en el Anexo F.

Cuadro 19. Producción acumulada cada 5 años, bloque V arenas B y C

Arena B				Arena C			
año	Wp(STB)	Np(STB)	Gp(MPCS)	año	Wp(STB)	Np(STB)	Gp(MPCS)
01/01/1945	0	0	0	01/01/1945	0	0	0
31/12/1950	0	0	0	31/12/1950	0	0	0
31/12/1955	0	0	0	31/12/1955	0	0	0
31/12/1960	343,74	44282,89	270720530	31/12/1960	359,55	28761,19	117507470
31/12/1965	842,45	99484,18	579606680	31/12/1965	8695,61	243231,26	1304790340
31/12/1970	1514,66	142047,6	772338270	31/12/1970	13066,27	450352,89	2116652040
31/12/1975	1974,9	183333,7	951115210	31/12/1975	14783,9	605109,09	3025366890
31/12/1980	2446,01	215116,7	1027647600	31/12/1980	25804,23	704783,32	3214170010
31/12/1985	2496,84	229546,6	1057780810	31/12/1985	27554,71	773487,44	3306831730
31/12/1990	4883,64	240373,1	1085674760	31/12/1990	35379,38	831594,98	3638067750
31/12/1995	4965,01	264033,5	1233092190	31/12/1995	37334,34	860907,42	3767708780
31/12/2000	5076,89	274246,9	1368319760	31/12/2000	37651,61	883797,58	3832121660
31/12/2005	5891,25	282655,6	1415255500	31/12/2005	37747,92	888635,5	3850556890
30/09/2011	6578,16	290219,7	1415255500	30/09/2011	41296,79	909170,13	3850556890

Fuente: Autores del proyecto.

3.2 CÁLCULO DEL OOIP POR BALANCE DE MATERIA

Para efectos de aplicación de la forma lineal de la EBM adecuada, así como la determinación del factor de recobro, el cuál es un término imprescindible a la hora de realizar la estimación de reservas probadas, fue necesario identificar plenamente el mecanismo de empuje predominante en el yacimiento.

En la información existente, se estableció que el mecanismo de producción predominante en el campo es empuje por gas en solución³². Por esta razón la forma de la ecuación de Balance de Materia y las correlaciones para determinar el factor de recobro, pertinentes para este caso particular son las siguientes:

$$F = NE_T \quad \text{Ecuación 21.}$$

Para este caso de estudio, se aplica que:

$$E_T = E_o + E_{f,w} \quad \text{Ecuación 22.}$$

En donde E_o que representa el término de empuje por gas en solución y $E_{f,w}$ que representa el empuje por expansión de roca y fluidos cuando $m=0$ debido a que se asume que no existe capa de gas inicial. De esta forma el término de producción F se reduce a:

$$F = N_p [B_t + (R_p - R_{si})B_g] + W_p B_w \quad \text{Ecuación 23.}$$

$$B_t = B_o + (R_{si} - R_s)B_g \quad \text{Ecuación 24.}$$

Una vez identificadas las ecuaciones a utilizar, se procedió a tabular los datos y a efectuar el cálculo de las variables F y E_T con el fin de estimar los valores de volumen original de hidrocarburos en sitio aportados por cada arena en cada uno de los seis bloques, teniendo en cuenta las dos tendencias probables que pudo seguir el comportamiento de la presión en el tiempo.

Para graficar la forma lineal de la EBM del método de Havlena y Odeh. El Cuadro 20 contienen los datos PVT correspondientes a las tendencias de presión lineal.

³² Informe Diagnóstico y Estrategias de Recobro para Ocho Areas de la Gerencia Centro Oriente”, Diciembre de 2003

Cuadro 20. Datos PVT con respecto al tiempo y a la presión (tendencia lineal) para arena B bloque V

Bloque V arena B (Presiones tendencia lineal)				
Fecha	P (psi)	Rs (cf/bbl)	Bo (Bl/STB)	Bg (cf/SCF)
01/01/1945	1024,27	237,00	1,11	0,01
31/12/1950	1024,27	237,00	1,11	0,01
31/12/1955	1024,27	237,00	1,11	0,01
31/12/1960	1006,32	237,00	1,11	0,01
31/12/1965	961,58	223,74	1,11	0,01
31/12/1970	916,84	212,39	1,11	0,01
31/12/1975	872,10	200,99	1,10	0,01
31/12/1980	827,34	189,58	1,10	0,01
31/12/1985	782,61	178,17	1,09	0,01
31/12/1990	737,87	166,78	1,08	0,01
31/12/1995	693,13	155,44	1,08	0,01
31/12/2000	648,37	144,17	1,07	0,02
31/12/2005	603,63	132,99	1,07	0,02
30/09/2011	552,21	120,27	1,06	0,02

Fuente: Autores del Proyecto

El Cuadro 21 contienen los datos PVT correspondientes a las tendencias de presión potencial

Cuadro 21. Datos PVT con respecto al tiempo y a la presión (tendencia potencial) para arena B bloque V

Bloque V arena B (Presiones tendencia potencial)				
Fecha	P (psi)	Rs (cf/bbl)	Bo (Bl/STB)	Bg (cf/SCF)
01/01/1945	987,09	237,00	1,11	0,01
31/12/1950	987,09	237,00	1,11	0,01
31/12/1955	987,09	237,00	1,11	0,01
31/12/1960	957,75	222,77	1,11	0,01
31/12/1965	892,07	206,08	1,10	0,01
31/12/1970	835,21	191,58	1,10	0,01
31/12/1975	785,49	178,90	1,09	0,01
31/12/1980	741,60	167,73	1,09	0,01
31/12/1985	702,60	157,84	1,08	0,01
31/12/1990	667,69	149,03	1,08	0,02
31/12/1995	636,25	141,13	1,07	0,02
31/12/2000	607,75	134,01	1,07	0,02
31/12/2005	581,84	127,58	1,07	0,02
30/09/2011	554,78	120,90	1,06	0,02

Fuente: Autores del Proyecto

Por otro lado fue necesario realizar una corrección en la relación gas-aceite producido (Rp) para presiones que se encontraban por encima de la presión de burbuja, circunstancia que se presentaba en algunos bloques para la arena B, ya que a estas condiciones la relación gas-aceite disuelto (Rs) presenta su valor máximo el cual permanece constante hasta llegar a la presión de saturación y en este caso debería ser igual a al Rp reportado. Sin embargo, los datos de producción mostraron relaciones que se encuentran notablemente por encima de este valor de Rs, las observaciones con respecto a esta situación llevan a plantear distintas hipótesis para justificar este evento, estas serán expuestas de una manera más completa y detallada al realizar el análisis de los resultados de los cálculos realizados mediante la EBM.

Un ejemplo de lo anterior puede observarse en el Cuadro 22 que muestra los datos de producción para el bloque V arena B (tendencia de presión lineal) puesto que en tiempo cercano a los años 60's las presiones según esta tendencia se encontraba por encima de 964 (psi), que es la presión en el punto de burbuja para el fluido de esta arena.

Cuadro 22. Datos acumulados de producción con respecto al tiempo para arena B bloque V (tendencia de presión lineal)

Bloque V arena B (Presiones tendencia lineal)								
Fecha	P (psi)	Wp(STB)	Np(STB)	Gp(PCS)	Gpcorr(PCS)	Gp(otra arena)	Rp (PCS/STB)	Rp(corregido PCS/STB)
01/01/1945	1024,3	0	0	0	0	0	0	0
31/12/1950	1024,3	0	0	0	0	0	0	0
31/12/1955	1024,3	0	0	0	0	0	0	0
31/12/1960	1006,3	343,74	44282,89	270720530	10495044,93	260225485,1	6113,43	237,00
31/12/1965	961,6	842,45	99484,18	579606680	579606680	0	5826,12	5826,12
31/12/1970	916,8	1514,66	142047,61	772338270	772338270	0	5437,18	5437,18
31/12/1975	872,1	1974,9	183333,73	951115210	951115210	0	5187,89	5187,89
31/12/1980	827,3	2446,01	215116,74	1027647600	1027647600	0	4777,16	4777,16
31/12/1985	782,6	2496,84	229546,6	1057780810	1057780810	0	4608,13	4608,13
31/12/1990	737,9	4883,64	240373,09	1085674760	1085674760	0	4516,62	4516,62
31/12/1995	693,1	4965,01	264033,52	1233092190	1233092190	0	4670,21	4670,21
31/12/2000	648,4	5076,89	274246,85	1368319760	1368319760	0	4989,37	4989,37
31/12/2005	603,6	5891,25	282655,64	1415255500	1415255500	0	5007,00	5007,00
30/09/2011	552,2	6578,16	290219,73	1415255500	1415255500	0	4876,50	4876,50

Fuente: Autores del Proyecto

El Cuadro 23 resume los datos de producción acumulada de los fluidos, que fueron usados para realizar los cálculos del OOIP mediante la EBM.

Cuadro 23. Datos acumulados de producción con respecto al tiempo para arena B bloque V (tendencia de presión potencial)

Bloque V arena B (Presiones tendencia potencial)					
Fecha	P (psi)	Wp(STB)	Np(STB)	Gp(PCS)	Rp(PCS/STB)
01/01/1945	987,09	0	0	0	0
31/12/1950	987,09	0	0	0	0
31/12/1955	987,09	0	0	0	0
31/12/1960	957,75	343,74	44282,89	270720530	6113,43
31/12/1965	892,07	842,45	99484,18	579606680	5826,12
31/12/1970	835,21	1514,66	142047,61	772338270	5437,18
31/12/1975	785,49	1974,9	183333,73	951115210	5187,89
31/12/1980	741,60	2446,01	215116,74	1027647600	4777,16
31/12/1985	702,60	2496,84	229546,6	1057780810	4608,13
31/12/1990	667,69	4883,64	240373,09	1085674760	4516,62
31/12/1995	636,25	4965,01	264033,52	1233092190	4670,21
31/12/2000	607,75	5076,89	274246,85	1368319760	4989,37
31/12/2005	581,84	5891,25	282655,64	1415255500	5007,00
30/09/2011	554,78	6578,16	290219,73	1415255500	4876,50

Fuente: Autores del Proyecto

Después de calculados los valores de E y F, los cuales se encuentran resumidos en el Cuadro 24 para la tendencia de presión lineal.

Cuadro 24. Datos calculados por medio de ecuación lineal de EBM con respecto al tiempo y a la presión (tendencia lineal) bloque V arena B

EBM (Tendencia de Presión Lineal)					
Fecha	P (psi)	Eo	Ef,w	E	F
01/01/1945	1024,274	0	0	0	0
31/12/1950	1024,274	0	0	0	0
31/12/1955	1024,274	0	0	0	0
31/12/1960	1006,3155	0,0001	5,22E-05	0,00016	49705,47
31/12/1965	961,5785	0,1217	1,82E-04	0,12193	5338074,631
31/12/1970	916,8415	0,2374	3,12E-04	0,23774	7567021,648
31/12/1975	872,1045	0,3700	4,42E-04	0,37043	9948612,278
31/12/1980	827,343	0,5224	5,72E-04	0,52299	11509001,36
31/12/1985	782,606	0,6982	7,02E-04	0,69892	12744453,12
31/12/1990	737,869	0,9021	8,32E-04	0,90293	14140450,85
31/12/1995	693,132	1,1400	9,62E-04	1,14094	17460156,75
31/12/2000	648,3705	1,4198	1,09E-03	1,42087	21189988,62
31/12/2005	603,6335	1,7515	1,22E-03	1,75267	24095255,01
30/09/2011	552,208	2,2152	1,37E-03	2,21656	27099890,16

Fuente: Autores del Proyecto.

Y en el Cuadro 25 para la tendencia de presión potencial.

Cuadro 25. Datos calculados por medio de ecuación lineal de EBM con respecto al tiempo y a la presión (tendencia potencial) bloque V arena B

EBM (Tendencia de Presión Potencial)					
Fecha	P (psi)	Eo	Ef,w	E	F
01/01/1945	987,09	0,000	0	0,0000	0
31/12/1950	987,09	0,000	0	0,0000	0
31/12/1955	987,09	0,000	0	0,0000	0
31/12/1960	957,75	0,131	8,522E-05	0,131	2508594,1
31/12/1965	892,07	0,308	2,760E-04	0,309	5895678,4
31/12/1970	835,21	0,494	4,412E-04	0,494	8562335,7
31/12/1975	785,49	0,686	5,856E-04	0,686	11428552,01
31/12/1980	741,60	0,884	7,131E-04	0,884	13307110,99
31/12/1985	702,60	1,086	8,264E-04	1,087	14705329,39
31/12/1990	667,69	1,293	9,278E-04	1,294	16145510,19
31/12/1995	636,25	1,504	1,019E-03	1,505	19559444,02
31/12/2000	607,75	1,718	1,102E-03	1,719	23085474,82
31/12/2005	581,84	1,936	1,177E-03	1,937	25297174,79
30/09/2011	554,78	2,189	1,256E-03	2,191	26933744,54

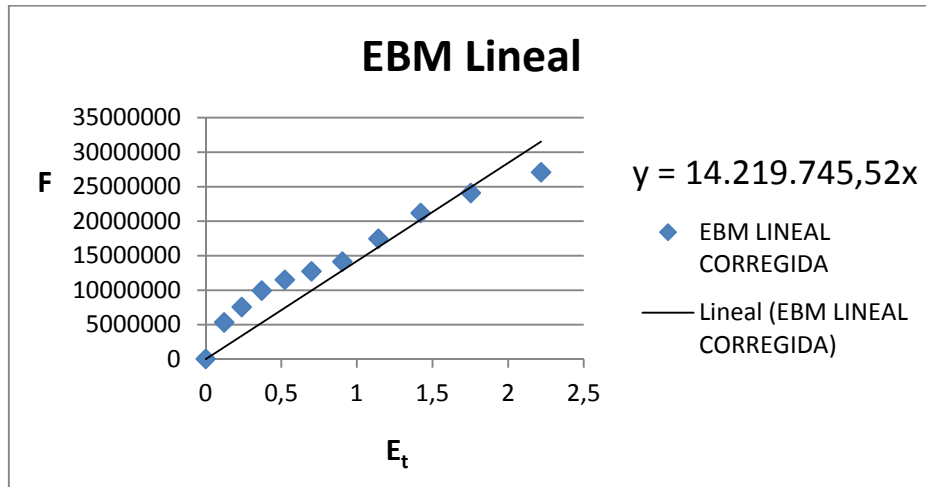
Fuente: Autores del Proyecto.

Se graficaron los puntos con el fin de ajustarlos a una línea recta que pasara por el origen, cuya ecuación relaciona estos dos términos calculados y en donde la pendiente es N, la cual representa valor del OOIP correspondiente a la arena B bloque V.

La sumatoria de estos datos correspondientes a las pendientes de cada una de estas líneas, proporcionarán el valor total del OOIP para el Campo Colorado.

La Figura 10 representa la ecuación lineal de la EBM para el bloque V arena B para las tendencias lineal.

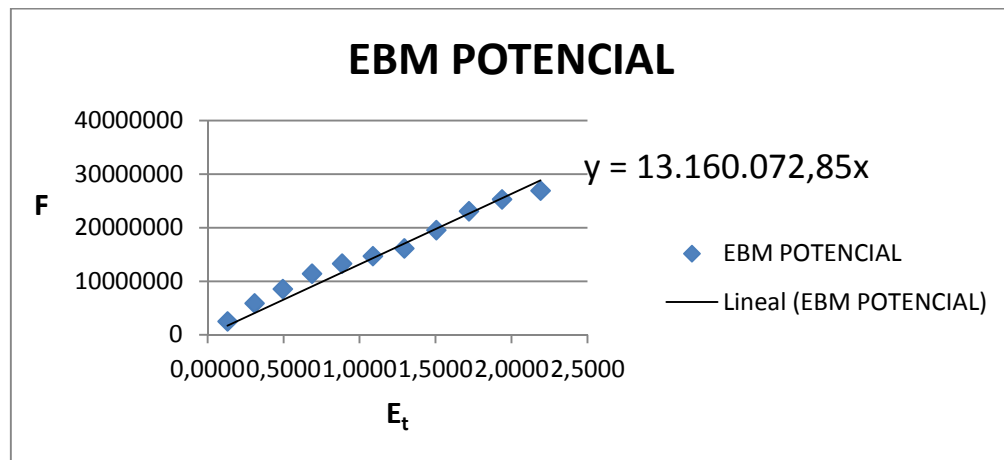
Figura 10. Forma lineal de la EBM Bloque V arena B para tendencia de presión lineal



Fuente: Autores del Proyecto.

Y en la Figura 11 se representa la ecuación lineal de la EBM para el bloque V arena B para la tendencia potencial de declinación de la presión respectivamente. De esta forma podrá escogerse la línea de tendencia que mejor representa el comportamiento de la presión con respecto al tiempo, para así llevar a término la evaluación de reservas.

Figura 11. Forma lineal de la EBM bloque V arena B para tendencia de presión potencial



Fuente: Autores del Proyecto.

La información ampliada en lo pertinente a los cálculos efectuados por la EBM, se encuentra en el Anexo G. El cuadro 26 relaciona el petróleo producido acumulado, con el OOIP calculado por bloques y arenas, con el fin de facilitar el análisis de los resultados obtenidos.

Cuadro 26. Información petróleo producido acumulado a septiembre de 2011 y resultados OOIP calculado

Petróleo Producido Acumulado						
(MMbbls)	Bloque I	Bloque II	Bloque III	Bloque IV	Bloque V	Bloque VI
Arena B	0,894	0,327	0,300	0,625	0,290	0,138
Arena C	1,364	0,886	0,594	1,028	0,909	0,309
Volumen de Hidrocarburos Originales en Sitio						
(MMbbls)	Bloque I	Bloque II	Bloque III	Bloque IV	Bloque V	Bloque VI
Arena B	39,306	6,818	7,030	14,067	13,160	3,822
Arena C	28,007	37,125	9,396	13,251	19,445	3,326

Fuente: Autores del Proyecto.

3.3 REEVALUACIÓN DEL FACTOR DE RECOBRO Y ACTUALIZACIÓN DE RESERVAS

Aunque existen estudios que muestran un comportamiento futuro y proyectan la declinación de la producción del campo³³, estos análisis han dejado de ser representativos, puesto que en el último periodo de tiempo (2010 y 2011) se han realizado numerosos trabajos con el fin de mejorar los índices de producción, por esta razón, la declinación proyectada en este informe representa la tendencia futura con base en un comportamiento de producción pasado y no en los nuevos esquemas implementados.

Teniendo en cuenta las anteriores razones, fue necesario antes de calcular las reservas de hidrocarburos disponibles en el yacimiento, reevaluar el factor de recobro, el cual se determinó mediante la correlación API presentada en la Ecuación 2.

Con este factor se evaluaron a partir de los recursos originales de hidrocarburos en el yacimiento las reservas probadas, y a partir de los volúmenes producidos las

³³ Pachano Peláez, Karen L.; Informe Final. Apoyo Técnico para la Selección de Pozos Prospectos Campo Escuela Colorado; Bogotá; 2008; pág 41.

reservas remanentes, tomando como presión de abandono la presión que corresponde a la fecha de terminación del contrato interadministrativo entre Ecopetrol S.A. y la Universidad Industrial de Santander; lo cual se muestran en el Cuadro 27.

Cuadro 27. Factor de recobro y reservas al año 2016

Reservas probadas y remanentes 2016 potencial							
Bloque	Arena	P abandono (psi)	FR API %	OOIP (MMBls)	Np (MMBls)	Reservas (MMBls)	Reservas Remanentes (MMBls)
I	B	610,859	15,531	39,306	0,894	6,105	5,211
	C	423,933	21,573	28,007	1,364	6,042	4,678
II	B	374,968	16,909	6,818	0,327	1,153	0,826
	C	290,228	23,044	37,125	0,886	8,555	7,669
III	B	574,301	15,699	7,030	0,300	1,104	0,804
	C	293,272	23,002	9,396	0,594	2,161	1,567
IV	B	500,184	16,081	14,067	0,624	2,299	1,675
	C	375,018	22,038	13,251	1,028	2,920	1,892
V	B	533,283	15,903	13,160	0,290	2,093	1,803
	C	444,371	21,397	19,445	0,909	4,161	3,252
VI	B	559,337	15,771	3,822	0,138	0,603	0,465
	C	469,139	21,196	3,326	0,309	0,705	0,396

Fuente: Autores del proyecto.

En el cuadro 28 se muestra resultados del factor de recobro calculados por arena y bloque, a la presión de abandono correspondiente al año 2026, fecha a la cual se terminaría la prórroga del contrato en mención.

Cuadro 28. Factor de recobro y reservas al año 2026

Reservas probadas y remanentes 2026 potencial							
Bloque	Arena	P abandono (psi)	FR API %	OOIP (MMBls)	Np (MMBls)	Reservas (MMBls)	Reservas Remanentes (MMBls)
I	B	579,61	15,67	39,306	0,894	6,16	5,27
	C	393,35	21,86	28,007	1,364	6,12	4,76
II	B	350,96	17,10	6,818	0,327	1,17	0,84
	C	267,77	23,37	37,125	0,886	8,68	7,79
III	B	529,81	15,92	7,030	0,300	1,12	0,82
	C	261,16	23,47	9,396	0,594	2,21	1,61
IV	B	456,05	16,34	14,067	0,624	2,30	1,68
	C	337,71	22,44	13,251	1,028	2,97	1,95
V	B	495,18	16,11	13,160	0,290	2,12	1,83
	C	399,11	21,80	19,445	0,909	4,24	3,33
VI	B	520,10	15,97	3,822	0,138	0,61	0,47
	C	420,01	21,61	3,326	0,309	0,72	0,41

Fuente: Autores del proyecto

4 ANÁLISIS DE RESULTADOS

4.1 ANÁLISIS DEL COMPORTAMIENTO DE LAS PRESIONES

Dentro del desarrollo de este proyecto, solo se contaba con dos datos de presión por bloque y arena, al inicio del desarrollo del campo y al año 2007, lo cual dificultó conocer con exactitud el comportamiento de depleción del campo lo cual se suma al porcentaje de error en la información obtenida.

Con el fin de realizar un historial de presión se tomaron dos tendencias una lineal y una potencial. La potencial se tomó debido a que la mayoría de los yacimientos presentan este comportamiento.

Una vez realizados los cálculos del OOIP se observó que el historial de presión determinado por medio de la tendencia potencial presentó mejores resultados, en promedio un ajuste 10% mejor en la linealización de la EBM.

4.2 ANÁLISIS DE DATOS PVT

Es necesario destacar que el análisis PVT fue calculado por medio de las correlaciones que mejor se ajustaron al comportamiento inicial del fluido, a partir de los parámetros iniciales del yacimiento, reportados en diferentes estudios, y los datos de presión calculados en el presente trabajo. Lo cual determina la exactitud de los datos calculados.

Analizando el comportamiento de los fluidos y los parámetros iniciales del yacimiento, se evidencio la existencia de dos fluidos diferentes para las arenas en estudio (arena B y arena C). Los cuales mantienen su comportamiento a lo largo del yacimiento y el único parámetro que lo altera es la presión correspondiente a cada bloque. Además se observo que el fluido de la arena C se encontraba cerca o levemente por debajo de la presión de saturación y el fluido de la arena B por encima para algunos bloques, dependiendo de la tendencia de presión utilizada, lineal o potencial.

Para el comportamiento del agua producida se observó que no existe un cambio considerable con respecto a la presión y al tiempo, por lo cual fue factible utilizar un promedio de estas propiedades, las cuales se encontraron en estudios previos.

4.3 ANÁLISIS DE LA DATA DE PRODUCCIÓN

En el capítulo anterior, el cuál presenta los resultados, se mencionó una situación que se presentó cuando la presión del bloque que se estudiaba se encontraba por encima de la presión de saturación (caso particular de algunos bloques en la arena B). Para estos bloques se encontraron datos de producción específicamente relaciones gas- aceite R_p que podrían presentar inconsistencias.

En teoría, cuando el yacimiento se encuentra subsaturado, la R_p reportada debe ser igual a relación gas-aceite en solución para el punto de burbuja R_{sb} . Sin embargo esto no se presentó cuando se realizó el estudio de este campo, en contraste las relaciones R_p observadas, son bastante altas en comparación con las que se presentan generalmente en yacimientos que contienen el mismo tipo de fluido (Aceite Negro) que está presente en las arenas de este campo, además para los tiempos en los cuales la presión en la arena B estuvo por encima de la presión de saturación, se muestran también reportes de R_p incluso superiores a los 1000 (PCS/STB) siendo el $R_{sb} = 237$ (PCS/STB) para los fluidos de esta arena.

Con el fin de dar explicación a este hecho, se considera que como los pozos producen simultáneamente por más de una arena, esta producción pudo no ser distribuida correctamente, es factible entonces que dichos volúmenes de gas extra que se le atribuyen en estos casos a la arena analizada provengan de otra arena o formaciones que se encuentren produciendo gas y que esta producción se presente por el mismo pozo.

El reporte de gas producido tiene grandes falencias. Ya que muchos pozos no cuentan con conexión a sistemas de recolección (líneas de flujo en superficie en las cuales se adaptan los instrumentos de medición de flujo) por lo cual el fluido se recoge en cabeza de pozo mediante el uso de carros tanque, permitiendo que se libere al ambiente el gas producido, lo cual dificulta una optima cuantificación del gas proveniente del yacimiento.

Esto a su vez se convierte en un impedimento en la determinación de un R_p futuro y por lo tanto en el cálculo del factor de recobro por medio del método de Balance de Materia, por tal motivo se hizo necesario emplear la correlación API la cual se basa en propiedades del fluido y de la roca, previamente determinadas para el campo.

4.4 ANÁLISIS DEL MECANISMO DE PRODUCCIÓN PRIMARIO

Una de las características más importantes que deben considerarse, es conocer el mecanismo de empuje por el cual produce el campo. Aunque para la realización de los cálculos, se tomo como cierta la información previa en la que se aseguraba que el campo contaba con un mecanismo de producción por gas en solución, esta afirmación es sometida a un análisis más minucioso gracias a la información obtenida durante el desarrollo de las actividades de este proyecto.

Para este fin se resumen en el Cuadro 29, los aspectos que fueron considerados en cuanto a las características y comportamiento del yacimiento que permiten conocer el mecanismo de empuje del mismo.

Cuadro 29. Características que permiten identificar mecanismos de empuje en los yacimientos

Mecanismo	Presión del yacimiento	RGP	Producción de Agua	Eficiencia	Otros
1. Empuje por acuífero	Permanece alta. La presión es sensible a la tasa de producción de aceite, agua y gas	Permanece baja, si la presión permanece alta	Aumenta apreciablemente y los pozos buzamiento abajo producen agua temprano	35 a 80% Promedio 50%	N calculado por balance de materiales aumenta cuando la entrada de agua no se considera
2. Empuje por gas en solución	Declina rápida y continuamente	Permanece baja, luego sube a un máximo y cae nuevamente	Ninguna (excepto en yacimientos con alta saturación de agua)	5 a 35% Promedio 20%	Requiere bombeo al comienzo de la producción
3. Expansión de la roca y los fluidos	Declina rápida y continuamente	Permanece baja y constante	Ninguna (excepto en yacimientos con alta saturación de agua)	1 a 10% Promedio 3%	
4. Empuje por capa de gas	Cae suave y continuamente	Aumenta continuamente en pozos buzamiento arriba	Ausente o insignificante	20 a 40% Promedio > 25%	La ruptura del gas en los pozos buzamiento abajo indica un empuje por capa de gas
5. Drenaje por gravedad	Declina rápida y continuamente	Permanece baja en pozos buzamiento abajo y alta en pozos buzamiento arriba	Ausente o insignificante	40 a 80% Promedio 60%	Cuando $k_{es} > 200 \text{ md}$, y el buzamiento es $>$ y la $k_{es} < 5 \text{ cp}$

Fuente: Paris de Ferrer, M. Inyección de Agua Y Gas en Yacimientos Petrolíferos, Ediciones Astro Data S.A., Segunda Edición; Maracaibo. 2001. Pág. 6.

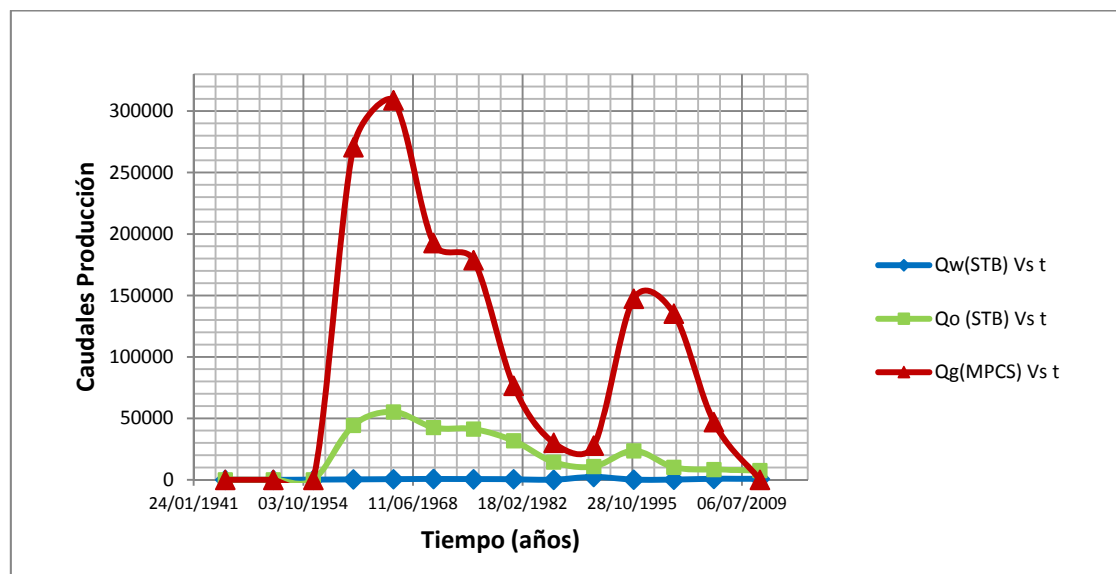
En primera instancia, el análisis de los datos deja ver la declinación rápida en la presión y un bajo volumen de agua producida, lo que demuestra que no existe un acuífero activo que proporcione energía al campo.

Otro aspecto relevante es, que como se mencionó anteriormente, no se dispone de información de presiones, ni historias de producción de gas confiables y suficientes que permitan inferir las condiciones originales de los fluidos en el yacimiento. Sin embargo, las siguientes evidencias sugieren que el yacimiento se encontraba originalmente muy cerca o ligeramente por debajo de la presión de saturación:

- La rápida declinación de la producción de los pozos durante el inicio de su explotación
- Producciones de agua insignificantes
- Ausencia de capa de gas inicial

Con el fin de ilustrar las situaciones enunciadas, a continuación se representa mediante la Figura 12 el comportamiento de la producción de petróleo con respecto al tiempo, así como la comparación de esta con las producciones de agua y gas presentadas como ejemplo para el bloque III arena B del campo.

Figura 12. Comportamiento de las producciones de petróleo, gas y agua con respecto al tiempo bloque V arena B

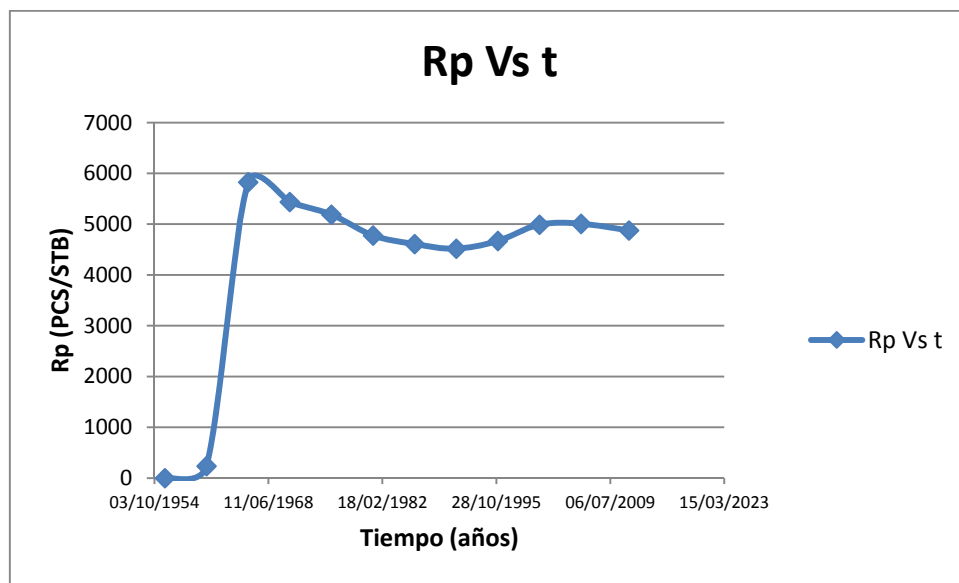


Fuente: Autores del Proyecto.

En esta se observa claramente que los caudales de producción de agua (color azul) son insignificantes cuantitativamente hablando con respecto a los caudales de gas Q_g y los de aceite Q_o y que esta situación se ha presentado de igual forma durante todo el tiempo de desarrollo del campo.

Del mismo modo fueron analizadas las RGP con respecto al tiempo tal como se muestra en la Figura 13 del ejemplo en el bloque V para la arena B. Notándose que esta, no aumenta continuamente lo cual descarta un empuje por capa de gas y por el contrario aunque reportó un valor elevado en los primeros años, después adoptó un comportamiento decreciente que se mantiene en la actualidad a una tasa constante.

Figura 13. Comportamiento de la relación gas-petróleo producido en el tiempo bloque V arena B



Fuente: Autores del Proyecto.

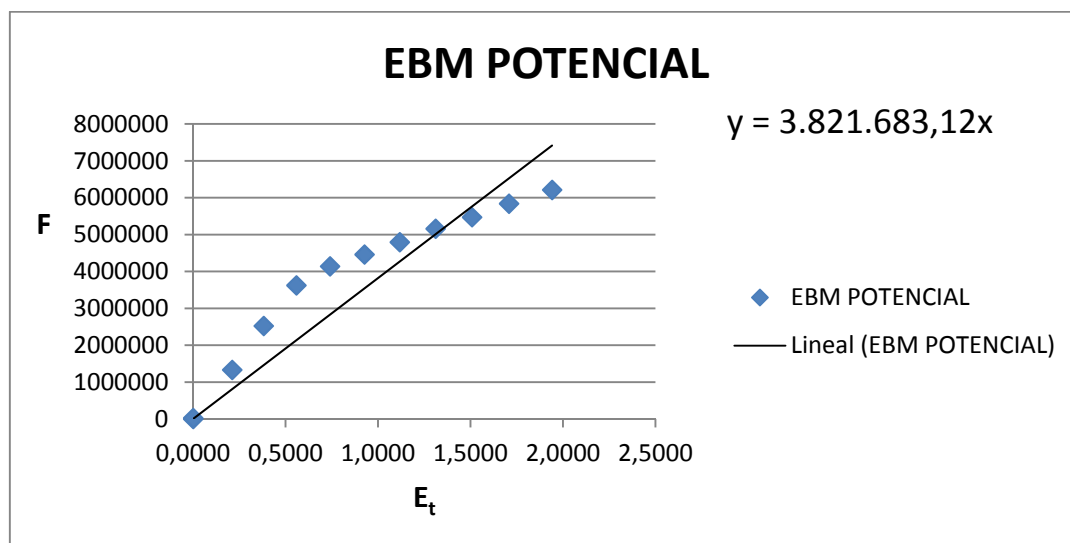
Lo anterior permitió aseverar que el mecanismo de empuje del campo es gas en solución como fuente de energía principal de producción del yacimiento.

4.5 ANÁLISIS DE LOS VOLÚMENES DE HIDROCARBUROS ORIGINALES EN EL YACIMIENTO

En cuanto a la confiabilidad de los resultados relativos al OOIP, se puede decir que esta puede verse afectada por varios factores entre estos el grado de desarrollo del las arenas en particular en algunos de los bloques. Este es el caso del bloque VI arena B. En el que se evidencia un desarrollo pobre y producción escasa hasta la actualidad.

Esta situación puede ser observada en la Figura 14.

Figura 14. Forma lineal de la EBM bloque VI arena B para tendencia de presión potencial



Fuente: Autores del Proyecto

Gráficamente puede verse que los datos no manifiestan una tendencia definida propia de un comportamiento estable logrado a través de un alto grado de desarrollo de la sección. De igual forma esto afecta la desviación estándar que presenta la linealización de los datos y con ella la confiabilidad de los resultados.

4.5.1 Comparación con otros métodos de estimación del OOIP

El Cuadro 30 presenta un resumen de los resultados de los volúmenes originales de hidrocarburos obtenidos mediante la aplicación del método de Havlena y Odeh

y los calculados previamente por el método volumétrico, este último reportado en informes del campo Colorado.

Cuadro 30. Volumen de hidrocarburos originales en sitio, EBM y volumétrico

Volumen de Hidrocarburos Originales en Sitio							
(MMbbls)	Bloque I	Bloque II	Bloque III	Bloque IV	Bloque V	Bloque VI	Total
Por EBM Arena B	39,31	6,82	7,03	14,07	13,16	3,82	84,20
Por EBM Arena C	28,01	37,12	9,40	13,25	19,45	3,33	110,55
Por Volumétrico	29,063	30,47	7,94	32,19	18,68	11,22	129,56

FUENTE: Autores del Proyecto

Los principales factores que ocasionan la diferencia entre los valores del OOIP calculados en este proyecto y los reportados previamente son: los datos de producción reportados, la deficiencia en la información de presiones, y por otro lado la variación tanto de las áreas como de los espesores netos a consecuencia de errores en su estimación.

4.6 ANALISIS DE FACTORES DE RECOBRO Y RESERVAS

Es necesario destacar que en anteriores estudios realizados al Campo Escuela Colorado, se evaluó el del factor de recobro. Sin embargo, este valor corresponde al factor de recobro a la fecha de estudio, lo cual ratifica los volúmenes de hidrocarburos producidos a la fecha, y no representa un factor de recobro futuro que permita estimar las reservas probadas de hidrocarburos presentes en el yacimiento.

Por esta razón se reevaluó el factor de recobro pero a una fecha futura, que permitió estimar las reservas del Campo Escuela Colorado. Datos importantes a la hora de planificar y diseñar futuras campañas de desarrollo del campo, ya que así se cuenta con datos de los volúmenes de hidrocarburos presentes y disponibles en el yacimiento para su posterior producción.

En el cuadro 31 se presenta el factor de recobro y las reservas calculadas para las arenas B y C en el yacimiento al año 2016 a las presiones de abandono promedio para dichas arenas. Esta presión de abandono es correspondiente a la fecha de terminación del contrato de operación del campo.

Cuadro 31. Factor de recobro y reservas al 2016

Reservas probadas y remanentes 2016 potencial						
Arena	P abandono (psi)	FR API %	OOIP (MMBls)	Np (MMBls)	Reservas (MMBls)	Reservas Remanentes (MMBls)
B	525,49	15,94	84,20	2,57	13,43	10,85
C	382,66	21,96	110,55	5,09	24,28	19,19

Fuente: Autores del proyecto.

Teniendo en cuenta la posibilidad de una prórroga de 10 años en el contrato de operación del Campo Colorado, se evaluó el potencial de reservas probadas. En el cuadro 32 se presenta el factor de recobro y las reservas de hidrocarburos presentes en las arenas B y C para el año 2026, a las presiones promedio calculadas a dicha fecha.

Cuadro 32. Factor de recobro y reservas al 2026

Reservas probadas y remanentes 2026 potencial						
Arena	P abandono (psi)	FR API %	OOIP (MMBls)	Np (MMBls)	Reservas (MMBls)	Reservas Remanentes (MMBls)
B	488,62	16,15	84,20	2,79	13,60	10,80
C	346,52	22,34	110,55	5,09	24,70	19,61

Fuente: Autores del proyecto.

Si se analizan las reservas probadas calculadas para el año 2016 y para el año 2026, se observa que el aumento no es significativamente alto, esto debido a que las presiones a las cuales se realizó el cálculo, eran cercanas teniendo en cuenta que la tendencia de presiones propuesta en el presente proyecto, evidencia una estabilización en este periodo de tiempo.

Es necesario destacar que las presiones de abandono fueron calculadas a la fecha de terminación del contrato, sin embargo es indispensable analizar las curvas de declinación de la producción y la presión para determinar un límite de operación y consecuentemente el límite económico del yacimiento.

5 CONCLUSIONES

A partir de los resultados de este estudio, se puede concluir que las reservas remanentes estimadas para el año 2016, año de culminación del contrato Ecopetrol-UIS, ascienden a un valor de 30,04 MM Bbls lo cual demuestra que el yacimiento todavía cuenta con considerable potencial de desarrollo.

Considerándose la posibilidad de hacer efectiva la prórroga del contrato de operación hasta el año 2026, se contaría con reservas probadas de 30,41 MM Bbls disponibles para su recuperación.

Un alto grado de incertidumbre en los cálculos realizados es contribuido por los reportes de producción, debido a que esta proviene del aporte simultáneo de varias arenas de las cuales se desconoce su contribución individual y su cálculo fue realizado mediante el promedio de permeabilidades absolutas, técnica que aunque soluciona el problema de las distribuciones, no proporciona la exactitud necesaria para fundamentar las estimaciones de OOIP.

No es posible estimar el valor de la declinación de la producción del campo en la actualidad, ya que de un tiempo cercano hasta la fecha se vienen implementando distintos trabajos de reacondicionamiento con el fin de mejorar la producción, lo cual no permite establecer con exactitud la tendencia que presenta el campo.

El GOR del campo es muy superior al esperado en las arenas estudiadas, por lo cual se consideró, mediante el ajuste histórico, que parte de éste proviene de las arenas adyacentes, debido a que el método EBM es bastante sensible a las variaciones del GOR.

Los escasos datos de presión existentes para las arenas del Campo Colorado dificultan determinar con exactitud el comportamiento de presión de las mismas y por lo tanto los valores calculados de los mecanismos de empuje y el factor de recobro.

6 RECOMENDACIONES

Es necesario mantener actualizados los datos del yacimiento para determinar de manera adecuada el comportamiento con respecto a la producción y a los cambios en la presión, con el fin de contar con información más precisa y tener un mejor estimado de los recursos y reservas del yacimiento.

Con el objetivo de aumentar el porcentaje de recuperación de las reservas remanentes del yacimiento se recomienda intervenir los pozos abandonados por problemas mecánicos e implementar campañas de estimulación que permitan aumentar la producción de hidrocarburos.

Es preciso realizar campañas de caracterización de las arenas menores (A, D, E y U), para su posterior evaluación ya que estas representan un porcentaje de las reservas probadas, probables y posibles del campo.

Con el fin de actualizar reservas, predecir el comportamiento de producción del campo y determinar puntos de drenaje prospecto, se recomienda realizar el estudio de un modelo de simulación que permita conocer con mayor exactitud el modelo dinámico real y de esta manera poder determinar puntos rentables para posibles perforaciones y posterior desarrollo.

Para la certificación de las reservas probadas de hidrocarburos, es necesario validar los resultados que se obtuvieron en el presente trabajo, mediante el uso de estudios geológicos, estructurales, interpretación petrofísica y simulación de yacimientos, además de un estudio económico que evalúe la factibilidad de recuperación de dichas reservas.

BIBLIOGRAFÍA

Agencia Nacional de Hidrocarburos: “Resolución 096 de 2010”. Marzo de 2010.

Ahmed, T.: Reservoir Engineering Handbook, Gulf Publishing Company, Elsevier, Houston. Texas, 2006.

Ahmed, T. and McKinney, P. D.: Advanced Reservoir Engineering, Elsevier Science B.V. Oxford. Burlington, 2005.

Ary, D., Jacobs, L. & Razavieh, A.; *Introducción a la Investigación Pedagógica. Editorial McGrawHill, México 1994.*

Balestrini, Miriam; *Cómo se Elabora el Proyecto de Investigación. Editorial Panapo, Sexta Edición. Caracas, 2002.*

Campo EscuelaColorado; Informe mensual Actividades Campo EscuelaColorado. Agosto de 2011.

Catalán, C. & Coronel, D. Desarrollo de un modelo conceptual de simulación para los bloques I y II del Campo EscuelaColorado. Tesis de grado, Universidad Industrial de Santander. Bucaramanga, 2010.

Correa, F.; Desarrollo de una metodología para interpretar pruebas de presión tomadas con herramientas convencionales. Aplicación Campo Colorado. Tesis de grado, Universidad Industrial de Santander. Bucaramanga, 2008

Cortes E, Omar. and Avila B, Rafael: “Metodología Para la Cuantificación y Valoración de Reservas de Hidrocarburos en el Negocio Petrolero”. Tesis Especialista en Gerencia de Hidrocarburos, Universidad Industrial de Santander 2000.

Craft, B.C., Hawkins, M.F.: Applied Petroleum Reservoir Engineering, Prentice Hall; Englewood Cliffs. New Jersey, 1959.

Cronquist, C.: Estimation and Classification of Reserves of Crude Oil, Natural Gas, and Condensate, SPE; Richardson, Houston. Texas, 2001.

ECOPETROL; Estudio PVT COL 25 (Mugrosa B); PVT –ID0157-72; Laboratorio UIS. Marzo 2008.

ECOPETROL; Informe Campo Colorado Calculo de Reservas; Ing. Jorge Camacho. Junio de 1978.

ECOPETROL; Informe Diagnostico y Estrategias de Recobro para Ocho Áreas de la Gerencia Centro Oriente. Diciembre de 2003.

Escobar, F. H. Fundamentos de ingeniería de yacimientos, Editorial Universidad Surcolombiana. Neiva, 2004.

Gonzalez, A. & Gómez, M.; Reevaluación de las presiones de formación y fractura a partir de registros en el campo Colorado. Tesis de grado. Universidad Industrial de Santander. Bucaramanga, 2011.

Havlena, D. & Odeh, A. S.: The Material Balance as an Equation of a Straight Line. Journal Petroleum Technical. SPE 559. 1963.

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.

Hernández R.; Metodología de la investigación; Editorial McGrawHill S.A.; México, 1997.

McCain, W.D.Jr. The Properties of Petroleum Fluids, Penn Well Publishing Co., Tulsa, Oklahoma 1990.

Pachano Peláez, Karen L.; Informe Final. Apoyo Técnico para la Selección de Pozos Prospectos Campo Escuela Colorado; Bogotá; 2008.

Paris de Ferrer, M.: Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos, Ediciones Astro Data S.A., Maracaibo. 2009.

Rangel, W. & Torres, J.; Análisis de datos de producción a nivel de completamientos para la asignación de la producción del campo Colorado. Tesis de grado, Universidad Industrial de Santander. Bucaramanga, 2008.

Republica de Colombia: "Decreto 727 de 2007". Ministerio de Hacienda y Crédito Público. Marzo, 2007.

Ross, J. G.: "Resource Definitions," SPE/WPC Supplemental Vo., SPE, Richardson. Texas, 2001.

Ross, J. G.: "The Philosophy of Reserve Estimation," SPE, Gaffney, Cline & Associates. Texas, 1997.

Schilthuis, R.: Active Oil and Reservoir Energy, Trans. AIME, 1942.

SPE. AAPG. WPC. SPEE.: Petroleum Resources Management System. 2007.

Standing, M. B., A Pressure-Volume-Temperature Correlation for Mixture of California Oils and Gases, Drill. and Prod. Prac., API 1947.

Standing, M. B., Volumetric and Phase Behavior of Oil Field Hydrocarbon Systems, pp. 125-126. Dallas: Society of Petroleum Engineers, 1977.

ANEXOS