



**ANALISIS DE DATOS DE PRODUCCION A NIVEL DE COMPLETAMIENTOS  
PARA LA ASIGNACION DE LA PRODUCCION DEL CAMPO COLORADO**

**JORGE WILSON TORRES LEÓN  
WILLIAM ALBERTO RANGEL SILVA**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE CIENCIAS FISICO-QUIMICAS  
ESCUELA DE INGENIERIA DE PETRÓLEOS  
BUCARAMANGA**

**2008**



**ANALISIS DE DATOS DE PRODUCCION A NIVEL DE COMPLETAMIENTOS  
PARA LA ASIGNACION DE LA PRODUCCION DEL CAMPO COLORADO**

**Jorge Wilson Torres León  
William Alberto Rangel Silva**

**Trabajo de grado presentado como requisito para optar el título de  
INGENIERO DE PETRÓLEOS**

**Director  
Msc. Fernando Enrique Calvete González  
Ingeniero de Petróleos  
Codirector  
Germán Castillo  
Ingeniero de Petróleos**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE CIENCIAS FISICO-QUIMICAS  
ESCUELA DE INGENIERIA DE PETROLEOS  
BUCARAMANGA  
2008**



## DEDICATORIA

*A Dios por brindarme tantas bendiciones que hoy se plasman en este triunfo.*

*A mis padres Elizabeth y William quienes con su apoyo incondicional, su palabra oportuna y su sabio consejo han fundado en mí los valores que rigen mi vida. Les doy gracias y dedico este triunfo a sus grandes esfuerzos.*

*A mi hermanita Mayra Julieth quien ha sido un gran soporte con su afecto, entusiasmo y compañía.*

WILLIAM R.



## DEDICATORIA

A Dios por no permitir que mi espíritu se quebrantara en tantos momentos de adversidad.

A mi padre Gilberto por ser el cómplice de mis sueños aunque la vida nos halla separado causándome una profunda tristeza siempre me indicaste el camino estoy orgulloso de ti papi.

A mi madre Araminta por su inmensa ternura y compañía siempre estaré en deuda con tigo mamita.

A mi Juan Andrés y mi Valerita el regalo más grande que Dios me ha dado, el motor de mi vida, y mi gran fuente de inspiración.

A Edna Sileidi el amor de mi vida, la mujer de mi sueño sin ti estoy seguro que no hubiera podido alcanzar este triunfo, eres la mejor madre del mundo.

Al doctor Jorge Antonio el odontólogo amigo mas que eso has sido como un padre.

A Ricardo Andrés antes de tu partida me enseñaste la humildad, y el cariño por las personas que estés en la gloria y desde el cielo me ilumines, siempre te recordare.

A todos mis hermanos por su esfuerzo y amor.

A todas esas personas que me criticaron y me atacaron sin ninguna justificación por que gracias a ellos entendí que debía ser el mejor.

Con todo mi amor,

Jorge



## AGRADECIMIENTOS

A la Universidad Industrial de Santander y a la Escuela de Ingeniería de Petróleos.

Al ingeniero Germán Castillo por su gran apoyo, disposición y su inmensa amistad.

Al ingeniero Fernando Calvete, por sus observaciones y sus enseñanzas.

A todo el personal del Campo Escuela, por su amabilidad y comprensión.

De manera especial agradecemos a todas aquellas personas quienes aportaron su apoyo, su conocimiento, sus ideas en el desarrollo de este proyecto.

A nuestros amigos de quienes estamos orgullosos y felices de haberlos conocidos, gracias por todo su apoyo.

## RESUMEN

**TITULO:** ANÁLISIS DE DATOS DE PRODUCCIÓN A NIVEL DE COMPLETAMIENTOS PARA LA ASIGNACIÓN DE LA PRODUCCIÓN DEL CAMPO COLORADO\*.

**AUTORES:** WILLIAM ALBERTO RANGEL SILVA, JORGE WILSON TORRES\*\* LEÓN.

**PALABRAS CLAVES:** Asignación de la Producción, Permeabilidad, Subunidad Operacional, Intervalo Cañoneado, Eventos.

## DESCRIPCIÓN

El análisis de los datos de producción es una alternativa indispensable, la cual contribuye a la toma de decisiones que permitan optimizar la producción y de igual manera aumentar el factor de recobro en los campos maduros. Una descripción detallada de los datos de producción permiten obtener un entendimiento más acertado de los factores que influyen en el comportamiento del estrato productor, definir el potencial productor del mismo, su relación con el espesor neto e intervalos cañoneados

Con este proyecto se busca realizar un análisis de los datos de producción a nivel de completamientos para así, definir y aplicar la metodología más adecuada para asignar la producción teniendo en cuenta la recopilación de eventos los intervalos cañoneados y así asignar la producción a nivel de las subunidades de flujo para el Campo Colorado, además incorporar en una base de datos las variables mas importantes del pozo, la cual servirá como base, para plantear posibles trabajos de optimización de producción tales como: fracturamientos, acidificaciones, recompletamientos, que permitan aumentar el factor de recobro del campo Colorado.

Por medio de este trabajo se podrá establecer los aportes reales de cada zona cañoneada y subunidad operacional con el fin de definir los mejores prospectos, que servirán en estudios posteriores para incrementar la producción.

---

\* Proyecto de grado

\*\* Escuela de Ingeniería de Petróleos, Facultad de Ingenierías Físicoquímicas, Director. Ms.C. Fernando Enrique Calvete González.

## ABSTRACT

**TITLE:** DATA ANALYSIS OF PRODUCTION CONCERNING COMPLETAMIENTOS FOR THE ALLOCATION OF THE PRODUCTION OF THE COLORADO FIELD\*.

**AUTHORS:** WILLIAM ALBERTO RANGEL SILVA, JORGE WILSON TORRES LEÓN\*\*.

**KEY WORDS:** Allocation of the Production, Permeability, Operational Subunidad, Cannonaded Interval, Events.

## DESCRIPTION

The analysis of the output data is an indispensable alternative, which contributes to the way and decision making that allows to optimize the production equal to increase the factor of recovery in the mature fields. A detailed description of the output data allows to obtain a righter understanding of the factors that influence in the behavior of the producing layer, to define the producing potential of the same, their cannonaded relation with the net thickness and intervals.

With this project one looks for to realise an analysis of the output data concerning completamiento. For thus, to define and to apply the most suitable methodology to assign to the production considering the compilation of events of the cannonaded intervals. This way the production concerning the sub-units of flow for the Colorado Field is assigned. in addition to incorporate in data base variables but important of well, which will serve as it bases, to raise possible works of production optimization such as: fracturing, acidification, recompletion, this allow incremental the recovery factor to the Colorado field.

By means of this work it will be possible to be established the real contributions of each cannonaded zone and operational subunit with the purpose of to define the best prospectuses, than will serve in later studies to increase the production.

---

\* Project of grade

\*\* School of Engineering oil, Faculty of Physicochemical Engineering, Director Ms.C. Fernando Enrique Calvete González.

## CONTENIDO

	<b>Pág.</b>
INTRODUCCIÓN	19
OBJETIVOS	20
OBJETIVO GENERAL	20
OBJETIVOS ESPECIFICOS	20
1. CAMPO COLORADO, GENERALIDADES Y ANTECEDENTES	21
1.1 MODELO GEOLÓGICO	22
1.2. MODELO ESTRUCTURAL:	24
1.3. MODELO ESTRATIGRÁFICO:	27
1.4. MODELO PETROFISICO:	30
1.5. HISTORIA DE DESARROLLO Y PRODUCCIÓN:	32
1.5.1 DECLINACIÓN ACTUAL DEL CAMPO.	34
1.5.2 PRODUCCIÓN DE ACEITE AGUA Y GAS	35
1.5.3 PRODUCCIÓN ACUMULADA DE FLUIDOS.	36
1.5.4 COMPORTAMIENTO DEL GOR Y BSW.	38
1.5.5 ANÁLISIS DE LAS ANOMALÍAS EN LA PRODUCCIÓN.	39
2. METODOLOGIAS DE ANALISIS DE PRODUCCION	41
2.1. ANALISIS DE PRODUCCION UTILIZANDO CURVAS TIPO.	47
2.1.1 MÉTODO DE FETKOVICH	48
2.1.2 ANÁLISIS DE BLASINGAME.	53
2.1.3 MÉTODO DE BLASINGAME	57
2.2 ANALISIS DE PRODUCCION SIN LA UTILIZACION DE CURVAS TIPO	60
2.2.1 ANALISIS DE DECLINACION DE ARPS	60
2.2.2 MODELAMIENTO DE LA PRODUCCION	67
2.2.3. ANÁLISIS DEL IPR PARA PRODUCCIÓN COMBINADA.	68
2.2.4. LIQUIDACIÓN DE REGISTROS DE PRODUCCIÓN (PLT)	78
3. METODOLOGIA	85

3.1 Variables	87
3.2 Determinación de Propiedades Petrofísicas.	90
3.3 Eventos	101
3.4. Distribución de Producción.	105
4. RESULTADOS	135
5. Conclusiones y recomendaciones	164
5.1. Conclusiones	164
5.2 Recomendaciones	166
6. BIBLIOGRAFIA	167
ANEXOS	169

## LISTA DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1. Ubicación geográfica del campo Colorado	21
Figura 2. Columna estratigráfica cuenca del valle Medio del Magdalena.	23
Figura 3. Mapa Estructural al tope de la formación Mugrosa (Zona B).	25
Figura 4. Mapas Isolitos (Gross) y Electrofacies formaciones Mugrosa (Zonas B, C) y Esmeraldas (Zona D).	28
Figura 5. Histórica de producción del campo Colorado.	34
Figura 6. Declinación Actual del Campo.	35
Figura 7. Producción de aceite agua y gas del campo Colorado.	36
Figura 8. Producción Acumulada de Fluidos Campo Colorado.	37
Figura 9. Comportamiento del GOR y BSW en el campo Colorado.	38
Figura 10. Curva tipo empírica de Arps.	42
Figura 11. Curvas tipo de Fetkovich	49
Figura 12. Tasa de flujo vs tiempo	50
Figura 13. Tasa Normalizada vs Tiempo.	50
Figura 14. Ajuste del dato en la curva Tipo	51
Figura 15. Tasa normalizada vs producción acumulada normalizada.	54
Figura 16. Presión vs pseudo-tiempo. (Para pozos de gas)	55
Figura 17. Tasa normalizada vs pseudo-	56
Figura 18. Curva tipo de tasa constante de Fetkovich.	57
Figura 19. $qD_d$ , $qD_{di}$ y $qD_{did}$ Vs $tD_d$ para un modelo yacimiento horizontal.	58
Figura 20. Curva Tipo de Arps	61
Figura 20.1. Límite económico de producción de aceite o gas.	62
Figura 21. Log $q$ Vs $t$ ( $D=Constante$ )	63
Figura 22. Log $q$ Vs $t$	64
Figura 23. Semilog de $q$ Vs $N_p$ ( $D=Constante$ )	66

Figura 24. Ajuste histórico	68
Figura 25. Profundidad vs Pwf	69
Figura 26. IPR individual.	70
Figura 27. Curva IPR arbitrariamente.	71
Figura 28. Pwf en el correspondiente nivel de zona	71
Figura 29. Profundidad vs presión.	72
Figura 30. Tasa de producción para la zona (b).	73
Figura 31. Pwf para la zona 1	74
Figura 32. Tasa de producción para la zona a.	74
Figura 33. Tasa de producción combinada.	75
Figura 34. Tasa de producción combinada.	76
Figura 34. Secuencia de una prueba para un sistema de dos capas.	80
Figura 35. Ciclo de evaluación de una prueba.	81
Figura 36. Prueba Sip- MLT.	83
Figura 37. Resultados del PLT con pozo cerrado.	84
Figura 38. Sección transversal para el pozo Colorado-48.	88
Figura 39. Grid Map de Permeabilidad en OFM	91
Figura 40. Control de calidad de aperturas y cierres mensual (Ejemplo C-3).	104
Figura 41. Distribución de producción acumulada de aceite, agua y gas por subunidades.	136
Figura 42. Distribución de producción acumulada de aceite, agua y gas por unidades.	136
Figura 43. Comportamiento de la producción anual de aceite, gas y agua de la unidad productora Mugrosa C.	139
Figura 44. Comportamiento de la producción anual de aceite, gas y agua de la subunidad productora Mugrosa C1.	139
Figura 45. Comportamiento de la producción anual de aceite, gas y agua de la subunidad productora Mugrosa C2.	141
Figura 46. Comportamiento de la producción anual de aceite, gas y agua de la unidad productora Mugrosa B.	143

Figura 47. Comportamiento de la producción anual de aceite, gas y agua de la subunidad productora Mugrosa B1.	143
Figura 48. Producción de aceite anual por subunidades	144
Figura 49. Producción de aceite mensual por subunidades	145
Figura 50. Producción de aceite, agua y gas del pozo COLO0038.	147
Figura 51. Producción de aceite, agua y gas del pozo COLO0033.	148
Figura 53. Producción de aceite, agua y gas del pozo COLO0018.	151
Figura 54. Producción de aceite, agua y gas del pozo COLO0021.	153
Figura 55. Producción de aceite, agua y gas del pozo COLO0063.	154
Figura 56. Comportamiento del WOR del pozo C-38.	155
Figura 57. Comportamiento del GOR y RGL del pozo C-38.	155
Figura 58. Comportamiento del GOR y RGL del pozo C-33.	156
Figura 59. Comportamiento del WOR del pozo C-33.	157
Figura 60. Comportamiento del GOR y RGL del pozo C-21.	158
Figura 61. Comportamiento del WOR del pozo C-21.	158
Figura 62. Producción total del campo Colorado.	159
Figura 63. Producción acumulada del campo Colorado.	160
Figura 64, N° de pozos Vs producción de aceite diaria.	161
Figura 65. Fracturamiento del pozo Col-38.	162
Figura 66. Fracturamiento del pozo Col-	162
Figura 67. Producción acumulada por subunidades del campo Colorado.	163

## LISTA DE TABLAS

	<b>Pág.</b>
Tabla 1. Marcadores (Ej. C-2, C-3, C-5, C-6)	89
Tabla 2. Eventos Campo Colorado	90
Tabla 3. Permeabilidad por subunidades	92
Tabla 4. Historia de aperturas y cierres mensual (Ej. C-	102
Tabla 5. Capacidad de flujo mensual por subunidad (Ej. C-3).	105
Tabla 6. Capacidad de flujo total (Ej. Col-03).	106
Tabla 7. Aporte por subunidad (Ej. Col-03).	106
Tabla 8. Distribución de producción (Ej. Col-03).	107
Tabla 9. Aporte de aceite, gas y agua por subunidad.	137
Tabla 10. Aporte de aceite, gas y agua por unidad.	137
Tabla 11. Producción de aceite por unidad	138
Tabla 11.1. Producción de aceite por subunidad.	138
Tabla 12. Producción de gas por unidad	140
Tabla 13. Producción de agua por unidad	142
Tabla 13.1. Producción de agua por subunidad	142
Tabla 14. Producción acumulada de aceite por pozo.	145
Tabla 15. Producción acumulada de gas por pozo.	149
Tabla 16. Producción acumulada de agua por pozo.	151

## **ANEXOS**

**ANEXO A:** Base de datos campo Colorado.

**ANEXO B:** Eventos campo Colorado.

**ANEXO C:** Figuras de la producción mensual de aceite, gas y agua para todos los pozos del campo Colorado.

**ANEXO D:** Figuras de los completamientos junto con la producción mensual de aceite, gas y agua para todos los pozos del campo Colorado.

**ANEXO E:** Figuras junto con tablas de la producción para todas las subunidades del campo Colorado.

**ANEXO F:** Datos de GOR, WOR y RGL para todos los pozos del campo Colorado.

**ANEXO G:** Tablas y cálculos de la distribución de producción.

## INTRODUCCIÓN

La prolongación de la vida productiva de los campos maduros requiere que las compañías de petróleo y gas tengan como objetivo reservas a menudo difíciles de detectar y aún más difíciles de explotar. Debido a que cada vez es menos probable encontrar yacimientos con grandes reservas, se hace importante obtener reservas adicionales de los campos existentes. El aumento de la productividad de los campos maduros resultaría en un incremento real de las reservas al aumentar el factor de recobro por encima de los valores históricos del 35% para crudos y 70% para gas. Si se piensa en los altos volúmenes de hidrocarburos que quedan remanentes se puede apreciar el inmenso potencial que presentan estos campos para adicionar reservas lo cual parece difícil de alcanzar con nuevos descubrimientos. El objetivo básico al aumentar la productividad de los pozos es lograr un aumento en el factor de recobro. Ya que estos campos tienen una infraestructura existente, no es necesario hacer grandes inversiones en sistemas de tratamiento y transporte que se necesitarían en nuevos desarrollos.

El análisis de los datos de producción es una alternativa indispensable, la cual contribuye a la toma de decisiones que permitan optimizar la producción y de igual manera aumentar el factor de recobro en los campos maduros donde la disminución de los costos operacionales marcan la diferencia entre el abandono prematuro o la rentabilidad del campo. Una descripción detallada de los datos de producción permiten obtener un entendimiento más acertado de los factores que influyen en el comportamiento del estrato productor y definir el potencial productor del mismo.

## OBJETIVOS

### OBJETIVO GENERAL

Analizar los datos de producción a nivel de completamientos mediante una metodología que permita asignar la producción del Campo Colorado y migrar la información obtenida a OFM con lo cual se pueda realizar un análisis más cercano a la realidad del yacimiento.

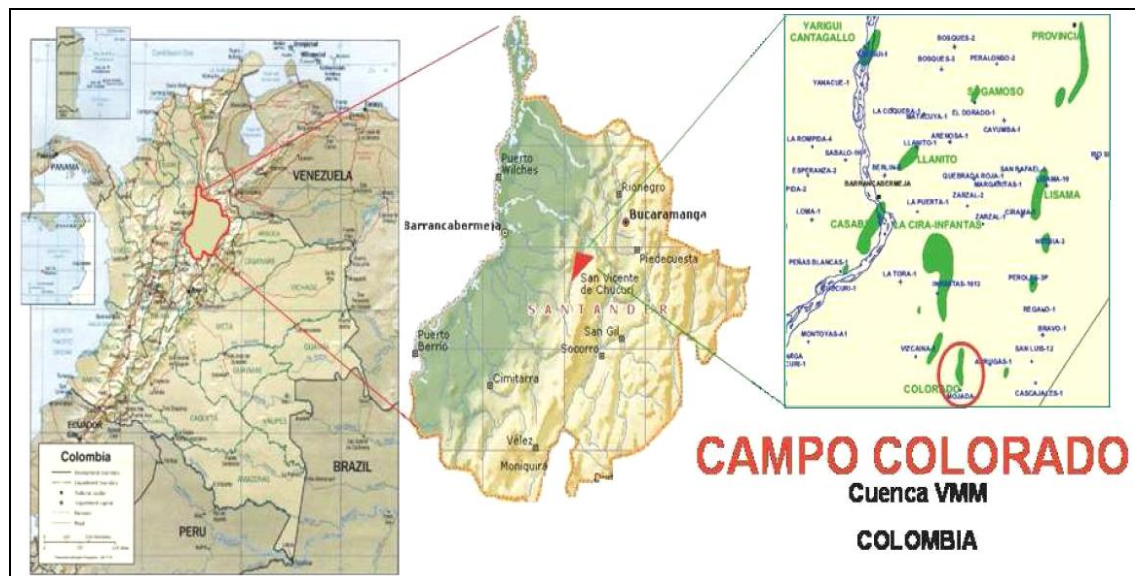
### OBJETIVOS ESPECIFICOS

- Identificar y evaluar las metodologías de análisis de datos de producción aplicadas a campos petrolíferos que permiten modelar las variables más importantes del wellbore.
  
- Ajustar la metodología que mas se adapte al Campo Colorado.
  
- Definir la información necesaria para la asignación de la producción del Campo Colorado que permita utilizar la metodología elegida.
  
- Organizar la información existente del Campo Colorado con el fin de aplicar la metodología elegida para así obtener la asignación de la producción del campo, Y tener una idea un poco más real del mismo.

## 1. CAMPO COLORADO, GENERALIDADES Y ANTECEDENTES

El Campo Colorado está localizado en la Cuenca del Valle Medio del Magdalena (VMM) en el municipio de San Vicente de Chucurí, al sureste del municipio de Barrancabermeja (Santander) y del sur del Campo La Cira – Infantas (Figura 1). Su exploración se inició en los años 1923 a 1932 cuando se perforaron 7 pozos, posteriormente la Troco de 1945 a 1946 programo la perforación de 8 pozos para que en los años 1963 a 1964 ECOPETROL desarrollara completamente el Campo con la perforación de 60 pozos quedando un total de 75 pozos perforados en la estructura. En el año 1961 alcanzó la máxima producción con 1771 BOPD pero declinó rápidamente hasta llegar a 467 BOPD en 1966.

Figura 1. Ubicación geográfica del campo Colorado



Fuente: ECOPETROL – ICP 2003 D.E.R.

## 1.1 MODELO GEOLÓGICO





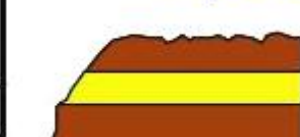
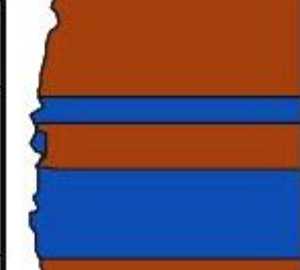





La evolución tectónica del VMM ha estado caracterizada por eventos tectónicos distensivos que tuvieron lugar en el Triásico tardío y el Cretácico tardío con algunas interrupciones, comenzando con un graben supracontinental limitado por paleó fallas normales, cuya subsidencia causada por tectónica de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

La fase tectónica compresiva de la depresión del VMM habría comenzado a formarse a finales del Cretáceo e inicios del Paleoceno y se extiende hasta el Reciente, adquiriendo su forma actual en el Mioceno (Morales, 1985). Durante el Paleoceno medio ocurre el levantamiento del Macizo de Santander–Floresta y desde el Eoceno hasta el Mioceno se depositaron las Formaciones La Paz, Esmeraldas, Mugrosa y Colorado en ambientes continentales.

La estratigrafía de base a techo de la secuencia terciaria del Valle Medio del Magdalena corresponde a las formaciones Lisama, La Paz (Zona E), Esmeraldas (Zona D), Mugrosa (Zonas B y C), Colorado (Zona A), además del Grupo Real y el Grupo Mesa. Las Zonas D y E corresponden a la *Tectonosecuencia 1* del Eoceno Superior, la cual representa la primera depositación netamente continental en la cuenca posterior al predominio marino en el Cretáceo (Figura 2). Las Zonas B y C corresponden a la *Tectonosecuencia 2* y la Zona A, la *Tectonosecuencia 3*.

Las formaciones Colorado, Mugrosa y Esmeraldas constituyen las principales unidades almacenadoras de hidrocarburos en el VMM, las cuales han sido probadas en diferentes campos a través de la cuenca.

Figura 2. Columna estratigráfica cuenca del valle Medio del Magdalena.

PERIODO	EPOCA	FORMACION	LITOLOGIA	
CUATERN	PLEISTOCENO	MESA		
	PLIOCENO			
TERCIARIO	MIOCENO	REAL		
		COLORADO		
	OLIGOCENO	MUGROSA		
	EOCENO	ESMERALDAS		
	PALEOCENO	LA PAZ		
		DISCORDANCIA EOCENO-PALEOCENO		
	CRETACEO	LISAMA		
		UMIR		
		LA LUNA	CAMPANIANO	
			SANTONIANO	
CONIACIANO				
TURONIANO				
CENOMANIANO				
SIMITI		ALBIANO		
TABLAZO				
APTIANO				
BARREMIANO		PAJA		
ROSABLANCA				
TAMBOR		VALANGINIANO		
GIRON				
JURASICO				
PREMESOZOICO				

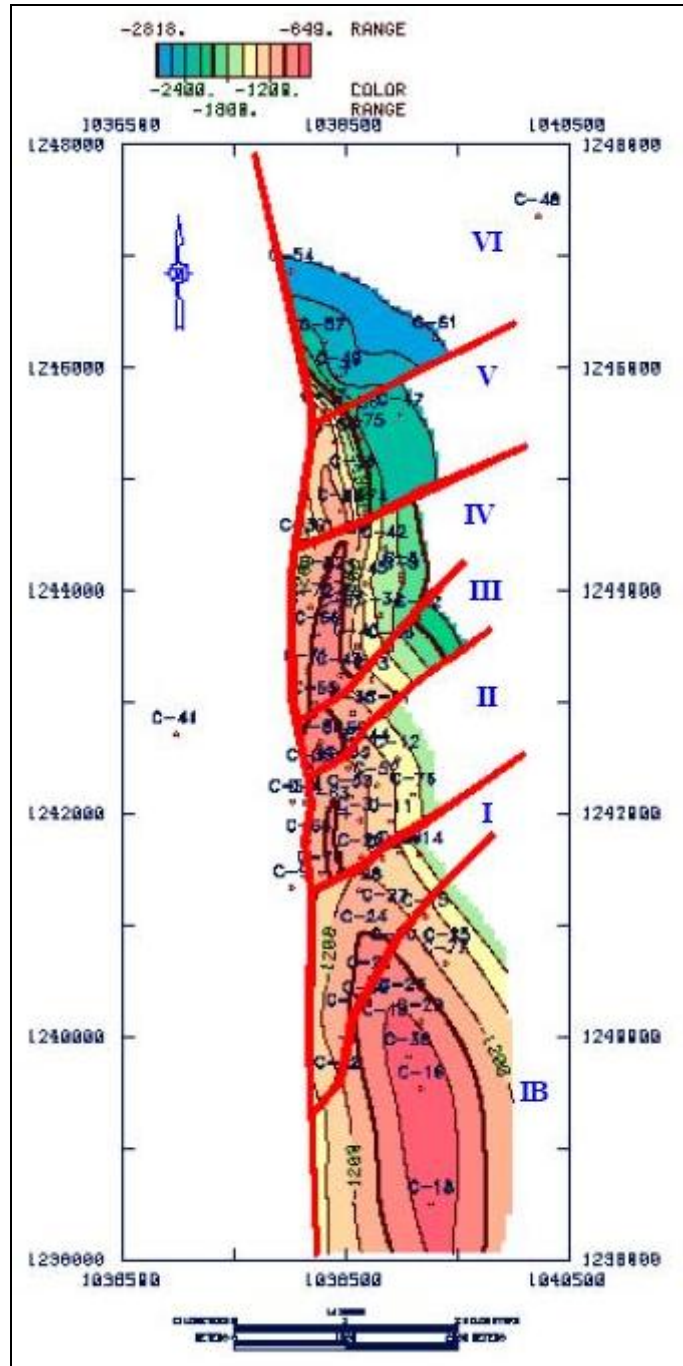
Fuente: ECOPETROL – ICP 2003 D.E.R.

## 1.2. MODELO ESTRUCTURAL:

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

El Anticlinal de Colorado está dividido en siete bloques por fallas locales en sentido W-E y SW-NE. De sur a norte se denominan los Bloques IB, I, II, III y IV están limitados por fallas inversas con buzamiento hacia el sur, cabalgándose unos a otros hacia el norte, de tal forma que el Bloque IB está más alto y el Bloque IV más bajo (Figura 3). Este último está limitado al norte por una falla inversa que buza hacia el norte y que lo separa del Bloque V, el cual a su vez está limitado por una falla normal que buza hacia el norte y que lo separa del Bloque VI en la parte norte del campo

Figura 3. Mapa Estructural al tope de la formación Mugrosa (Zona B).





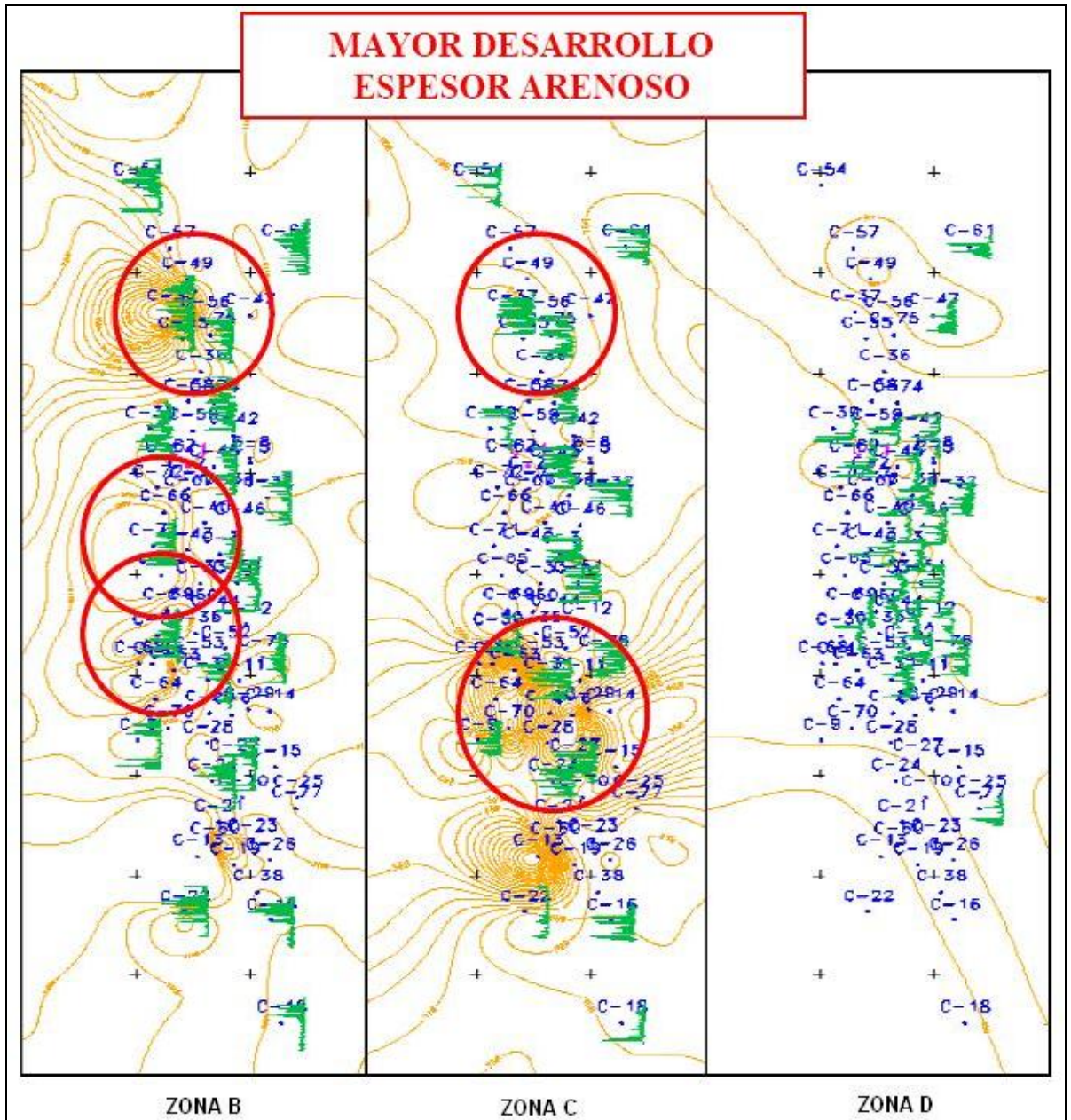
*Fuente: ECOPETROL – ICP 2003 D.E.R.*

### **1.3. MODELO ESTRATIGRÁFICO:**

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

A partir de los topes de las formaciones interpretados en la correlación de registros, se generaron Mapas Isolitos preliminares con los valores de espesor aparente (GROSS) (Figura 4), los cuales indican que las Zonas B y C (Formación Mugrosa) presentan mayor desarrollo arenoso hacia el oeste, noroeste y hacia el sur, mientras que la Zona D (Formación Esmeraldas) presenta un pobre desarrollo de arenas.

Figura 4. Mapas Isolitos (Gross) y Electrofacies formaciones Mugrosa (Zonas B, C) y Esmeraldas (Zona D).



Fuente: ECOPETROL – ICP 2003 D.E.R.

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

#### **1.4. MODELO PETROFISICO:**

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

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

El registro de Potencial Espontáneo "SP" es el único registro litológico disponible en la mayoría de los pozos del campo por lo tanto sólo este fue normalizado, los registros resistivos por otra parte, los Latero-log, los SFL y los de inducción se postulan para ser corregidos por condiciones del hueco, espesor de capa e

invasión de fluidos, este tipo de correcciones son más importantes de realizar en yacimientos con espesor de capas muy delgadas como es el caso de Colorado.

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

El cálculo de la fracción arcillosa se realizó a partir del registro de SP normalizado para los pozos con esta curva disponible. Se debe tomar en cuenta que este registro litológico es de poca resolución vertical y no presenta buena respuesta en capas de poco espesor, haciéndola ver como capas de propiedades más bajas de lo que realmente pueden ser sin embargo, esta curva es un buen indicador de zonas permeables e impermeables y en comparación con el GR, no se ve afectada por la radiactividad de las arcillas.

El cálculo de la saturación de agua se realizó mediante el método de resistividad de la zona lavada, pero este método es muy sensible a las variaciones de resistividad de agua de formación y del filtrado del lodo, por lo tanto se recomendó determinar los parámetros de la ecuación de Archie como lo son “a”, “m” y “n”.

En el cálculo de la porosidad se empleó la ecuación de Archie, y para el cálculo de la permeabilidad se emplearon datos de laboratorio porosidad-permeabilidad, se depuraron y correlacionaron obteniéndose una ecuación exponencial de la permeabilidad en función de la porosidad, como se muestra a continuación (ECOPETROL-ICP, 2003):

$$K = 0.0161707 * e^{0.3784650 * D} \dots\dots\dots 1$$

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

$$\text{Resw []} = \text{Rw} * (\text{TRw} + 6.77) / (\text{TEMP\_FORM []} + 6.77)$$

$$\text{TEMP\_FORM []} = 0.01649 * \text{DEPTH []} + 86.88926 \dots\dots\dots 2$$

Donde:

- Resw: Resistividad del agua de formación.
- Rw: Resistividad del agua de formación a condiciones de laboratorio.
- TRw: Temperatura de la resistividad del agua de formación a condiciones de Laboratorio.
- TEMP\_FORM [ ]: Temperatura de la formación.

Es necesario hacer una medición de la resistividad del agua en varios pozos ya que algunos de estos datos no son consistentes, lo que podría afectar la medición de la saturación de agua por el método de la “Zona lavada”.

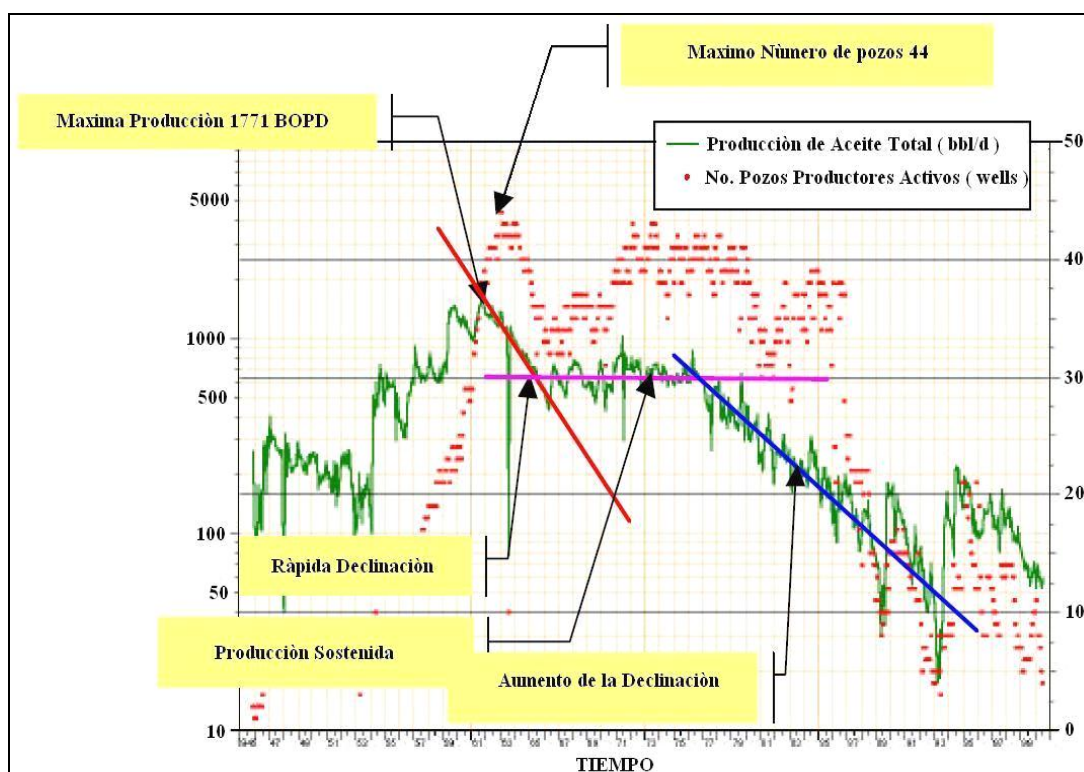
La resistividad profunda o de la zona no invadida se tomó de la curva de los registros Inducción o Laterolog. Es de notar que a estas curvas no se les realizó correcciones por espesor de capa, luego en las arenas muy delgadas no se puede apreciar la verdadera resistividad de la formación.

**1.5. HISTORIA DE DESARROLLO Y PRODUCCIÓN:**

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

Entre los años de 1953 a 1964 Ecopetrol desarrolló completamente el campo, mediante la perforación de 60 pozos para un total de 75 pozos perforados en la estructura. En el año 1961 alcanzó la máxima producción, con un caudal de 1771 BOPD declinando rápidamente, hasta llegar a un valor de 467 BOPD en 1966, caracterizándose este periodo por la pérdida de pozos productores debido a diferentes problemas mecánicos como el taponamiento de las líneas por parafinas. El máximo número de pozos activos se alcanzó en 1963 con un total de 44 pozos. A partir de 1966 y hasta el año 1976 se mantuvo con una producción promedio de 670 BOPD. Desde 1976 se empezó a notar un aumento en la declinación, pasando de 692 BOPD en 1976 a 47 BOPD en 1989 (Figura 5). Se han realizado campañas de "Workover" recuperando la producción del área, pero la declinación es igualmente fuerte perdiéndose rápidamente los resultados de los trabajos realizados. Las principales arenas productoras en el campo se han denominado como "Arenas B y Arenas C", siendo los pozos completados en forma independiente o en conjunto algunas veces. También se tienen como horizontes productores las "Arenas D y E" pero con bajas producciones.

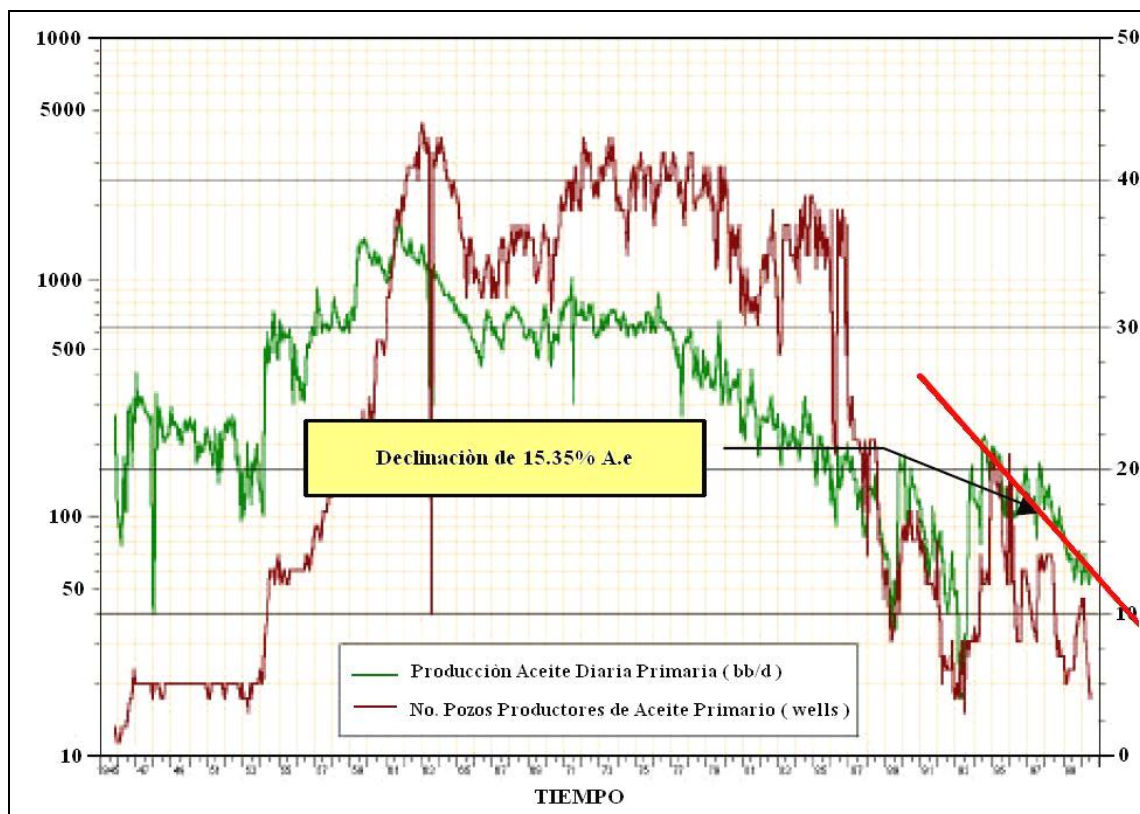
Figura 5. Histórica de producción del campo Colorado.



Fuente: ECOPETROL – ICP 2003 D.E.R.

**1.5.1 Declinación Actual del Campo.** El comportamiento actual de la producción de Aceite se caracteriza por una fuerte declinación, la cual se ha mantenido desde 1994 hasta el 2003 con un valor de 0.1535 efectiva anual. Este periodo de tiempo se ha caracterizado por la continua perdida de pozos productores dando como producción del campo un promedio entre 20 BOPD y 30 BOPD y entre 5 y 7 pozos produciendo (Figura 6).

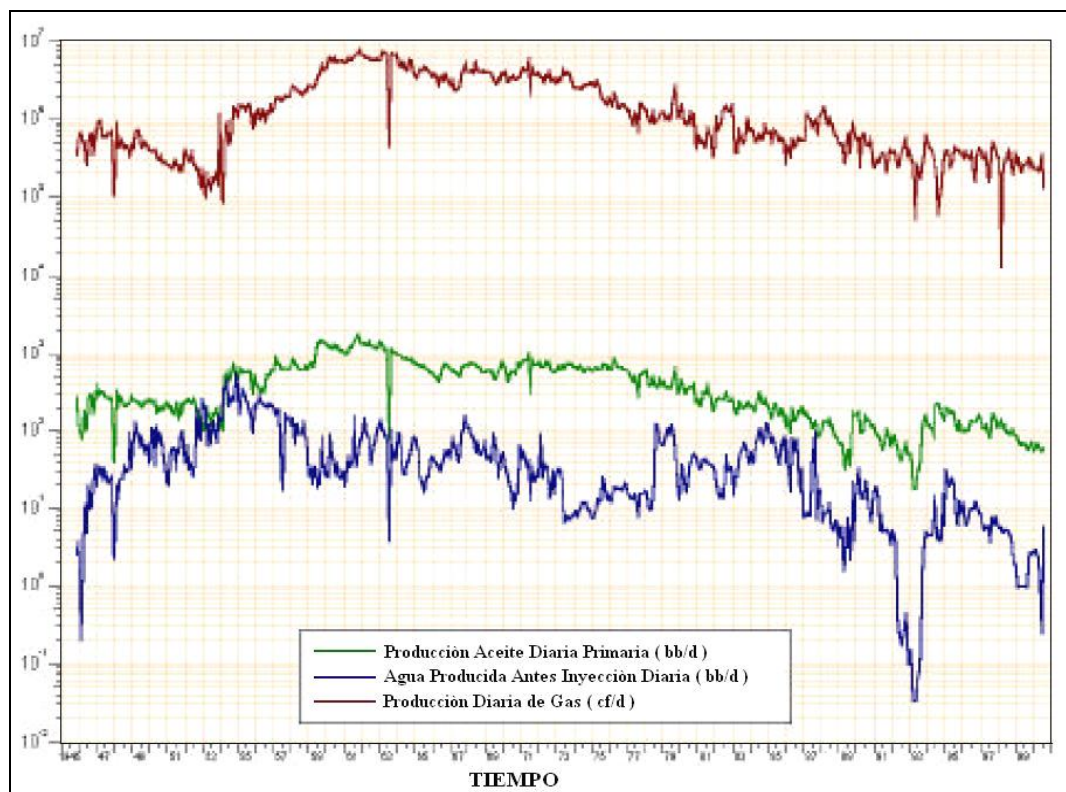
Figura 6. Declinación Actual del Campo.



Fuente: ECOPETROL – ICP 2003 D.E.R.

**1.5.2 Producción de Aceite Agua y Gas.** El Campo Colorado tiene una muy baja producción de agua en su comportamiento histórico, siendo esto típico de un campo con una influencia mínima o nula de algún tipo de acuífero. La producción de gas ha estado casi constante desde 1989 con un valor promedio de 225 MSCF/Día, con una drástica disminución en el 2003, por la pérdida de pozos productores (Figura 7).

Figura 7. Producción de aceite agua y gas del campo Colorado.



Fuente: ECOPELROL – ICP 2003 D.E.R.

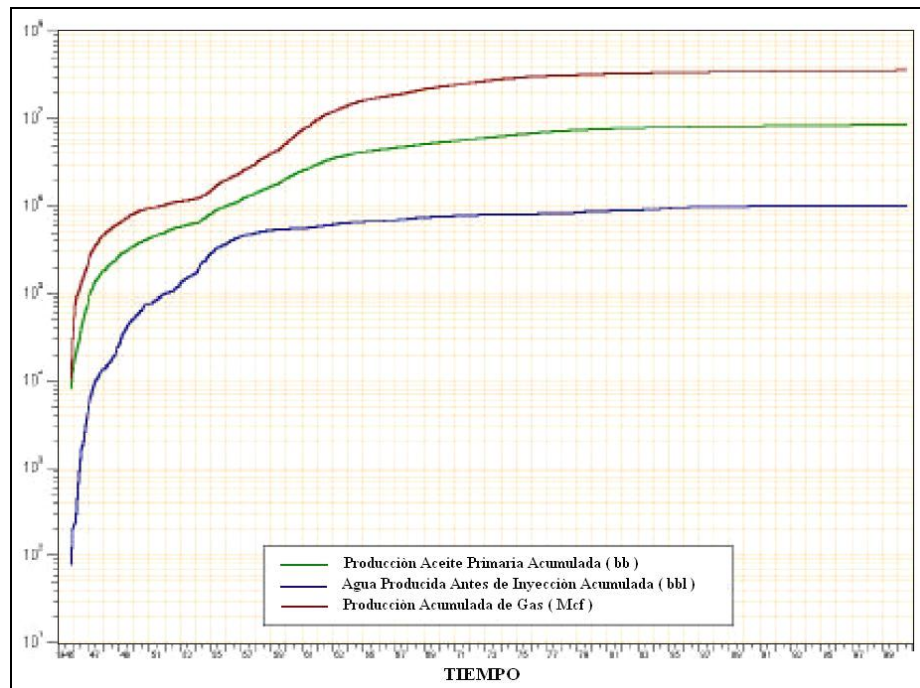
**1.5.3 Producción Acumulada de Fluidos.** Históricamente se implementaron en el campo dos sistemas de levantamiento artificial: Bombeo Mecánico y Plunger Lift. Este último fue retirado de aquellos pozos en que fue instalado, por pérdidas de eficiencia y daños ocasionados por la precipitación de parafinas. De acuerdo a esto, es aconsejable realizar análisis de ingeniería con métodos alternativos de levantamiento artificial que puedan disminuir los costos de recuperación de los pozos inactivos.

El aceite original estimado de acuerdo al último reporte es de 59 MMBIs y las reservas primarias producidas son de 8.6 MMBIs con un factor de recobro actual de 14.57 % (Figura 8). En síntesis, este campo está clasificado como un campo maduro, debido a que presenta los siguientes factores:

- a.** Su producción se encuentra ya en la etapa estabilizada de su curva de declinación, y es excesivamente baja comparada con su tasa inicial.
- b.** Baja energía del yacimiento, debido al poco aporte del mecanismo de empuje predominante (Para este caso, gas en solución).
- c.** Bajo índice de productividad en todos los pozos del campo.

Dadas las condiciones del campo algunas de las variables requeridas para realizar un análisis completo no están disponibles, considerando que campos tan antiguos y con producciones pobres como este, no cuentan precisamente con suficiente disposición en cantidad y calidad de información para todos los pozos.

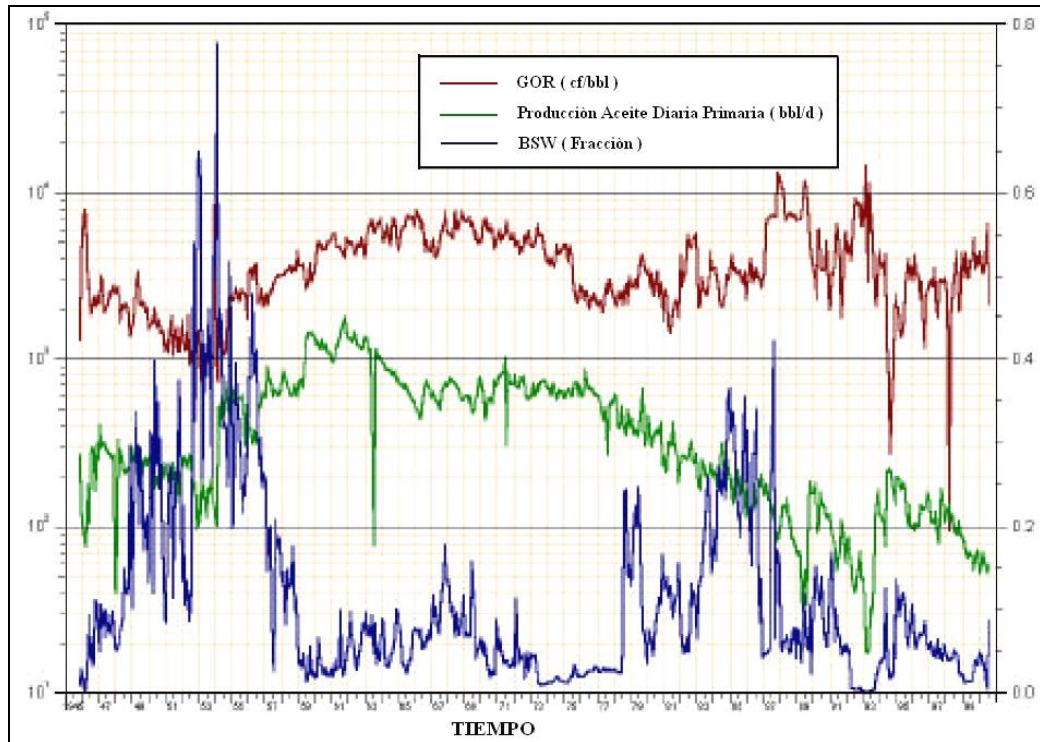
Figura 8. Producción Acumulada de Fluidos Campo Colorado.



Fuente: ECOPETROL – ICP 2003 D.E.R.

**1.5.4 Comportamiento del GOR y BSW.** El comportamiento del BSW denota la realización de trabajos para aislar la producción esporádica del agua en el campo, la cual es mínima en comparación a la producción de Aceite y Gas. El comportamiento del GOR es normal hasta el año 1976, en donde se presentan anomalías en la curva, mostrando aumentos del GOR al disminuir la producción de crudo, esto se puede deber a la producción de pozos de solo gas o a medidas erróneas del gas producido. En generales el GOR presenta un comportamiento casi constante desde 1989 (Figura 9).

Figura 9. Comportamiento del GOR y BSW en el campo Colorado.



Fuente: ECOPEPETROL – ICP 2003 D.E.R.

**1.5.5 Análisis de las Anomalías en la Producción.** En el Campo Colorado de los 75 pozos perforados solamente 56 pozos reportan algún tipo de producción, siendo muy pobres las producciones acumuladas del campo donde solamente un pozo Colorado 38 ha producido más de medio millón de barriles y únicamente 20 pozos han producido más de doscientos mil barriles.

El promedio de producción acumulada por pozo productor es de 152819 barriles de aceite, la cual es muy baja denotando bajas propiedades petrofísicas y poca energía en el yacimiento. Bajo este punto de vista del comportamiento histórico de 76 pozos, nos sería muy difícil el perforar un pozo que lograra producir más de medio millón de barriles de acumulado en 10 años de producción.

Los mejores pozos productores de aceite se encuentran en la parte central del anticlinal, donde están los mejores desarrollos de arenas B. Estos pozos productores de aceite se encuentran rodeados por pozos con bajos acumulados, denotando una marcada lenticularidad en el campo o problemas de tipo mecánico en los pozos o líneas de producción.

Como conclusión se puede determinar que en su gran mayoría los pozos perforados se clasifican como pozos con bajo potencial de hidrocarburos.

## 2. METODOLOGIAS DE ANALISIS DE PRODUCCION

Este capítulo contiene una presentación comprensiva de algunos de los métodos disponibles para analizar y asignar los datos de producción, resaltando las fortalezas y limitaciones de cada uno. Estos métodos incluyen los desarrollados por Arps, Fetkovich y Blasingame, así como las curvas de IPR para estimar la producción combinada, los registros de producción (PLT). Algunos de ellos proporcionan las reservas recuperables mientras otros proveen el hidrocarburo in-place.

Las técnicas de análisis de datos de producción han avanzado significativamente, en los últimos años. Hay muchos métodos disponibles actualmente, sin embargo no hay un método claro que presente la respuesta más fiable. El aumento en la medida de datos electrónicos han hecho posible que los datos de la presión fluyendo estén disponibles más fácilmente, así como los datos de la tasa de flujo. Esto permite el uso de métodos sofisticados de análisis, los cuales toman en cuenta tanto la presión fluyendo como el comportamiento de flujo de los fluidos producidos (IPR).

El uso secuencial y sistemático de todos estos métodos genera una respuesta un poco más fiable y consistente. Las fortalezas y limitaciones de cada método fueron revisadas y plasmadas en el presente capítulo.

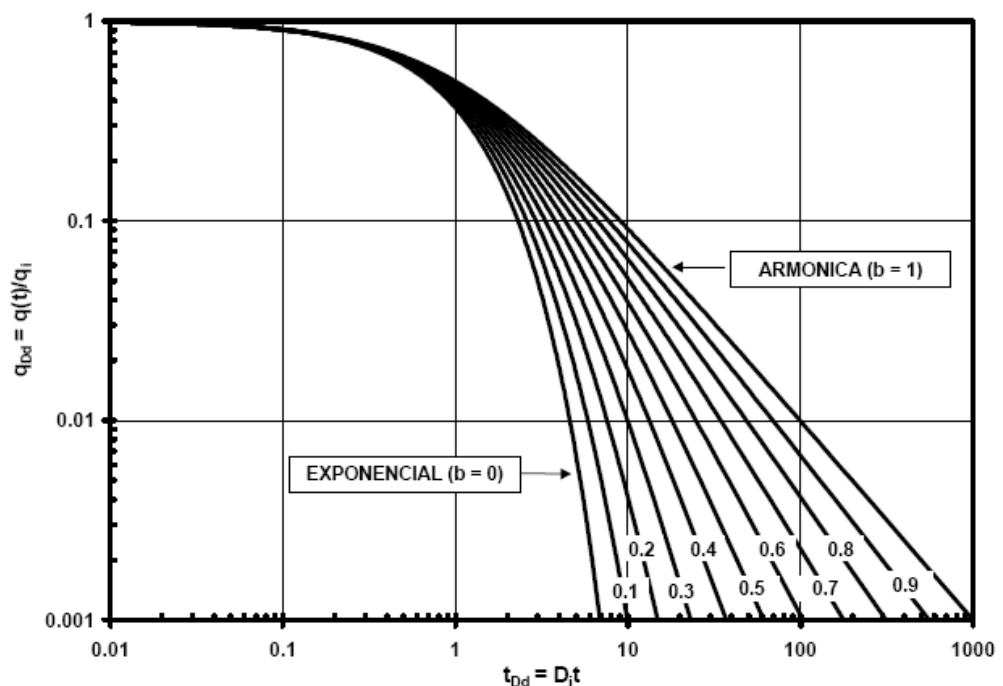
La primera aproximación sistemática para analizar los datos de producción de gas y aceite fue presentada por Arps<sup>1</sup> en 1950, la cual da respuestas razonables en

---

<sup>1</sup> Fuente: Raúl E. Tuvío y Víctor Corsini. Análisis de Datos de Producción Mediante el uso de Modernas Curvas. Disponible en <http://biblioteca.iapg.org.ar>

muchas situaciones, pero presenta fallas de las cuales la más importante es que ignora completamente los datos de presión de fondo fluyendo. Este hecho hace que se subestime o sobreestime las reservas. Sin embargo el éxito del análisis de declinación de acuerdo a lo propuesto por Arps ha sido tal que su uso se ha prolongado hasta nuestros días. Uno de los rasgos más destacados de la metodología de Arps es su simplicidad, debido a que este es un método empírico no requiere conocimientos del yacimiento o de los parámetros del pozo. La aplicación del método involucra el uso de un ajuste de curvas empíricas para predecir el rendimiento futuro del pozo. Así este puede ser aplicado para producir a través de cualquier tipo de mecanismo de empuje del yacimiento (figura 10).

Figura 10. Curva tipo empírica de Arps.



Fuente: Raúl E. Tuvío y Víctor Corsini. *Análisis de Datos de Producción Mediante el uso de Modernas Curvas*. Disponible en <http://biblioteca.iapg.org.ar>

Otra de las restricciones del análisis de declinación Arps, es su incapacidad para discretizar la predicción de la producción, cuando hay restricciones operacionales, en otras palabras, las últimas reservas recuperables predichas por la declinación de Arps deben intrínsecamente asumir que las condiciones operacionales permanecerán constantes en el futuro. Otra desventaja del método de Arps es su limitada aplicabilidad en el régimen de flujo transitorio, por lo cual este método no es aconsejable para datos de producción en estado transitorio, así como para pozos de gas apretados o fracturados hidráulicamente. Bajo tales condiciones, una técnica de análisis capaz únicamente de predecir el recobro último (tal como Arps) tiene muchas limitantes de aplicación. En lugar de este método se deben utilizar otros que presenten soluciones transitorias.

Fetkovich<sup>2</sup> fue el primero que extendió el concepto del uso de curvas tipo (previamente reservados para análisis de pruebas de pozos) para el análisis de datos de producción. La metodología de Fetkovich utiliza la misma declinación de Arps y curvas tipo de presión constante (originalmente desarrollada por Van Everdingen y Hurst<sup>3</sup>) para el transiente de producción. El aporte más valioso de las curvas tipo no está en el análisis, pero sí en lo que se puede determinar de ellas. Por ejemplo, el ajuste de la curva tipo puede mostrar o no datos de producción si todavía se está en estado transitorio (algo que el análisis de declinación Arps no hace). Como Arps, el método de Fetkovich calcula el último recobro esperado, pero es limitado a las condiciones de operación existentes. El transiente de las curvas tipo de Fetkovich asume constante la presión de fondo fluyendo lo cual es una limitación cuando los datos de producción exhiben significativas variaciones de presión ya sea por cierres o restricciones impuestas por condiciones operativas.

---

<sup>2, 3</sup> Fuente: Raúl E. Tuvío y Víctor Corsini. Análisis de Datos de Producción Mediante el uso de Modernas Curvas. Disponible en <http://biblioteca.iapg.org.ar>

Métodos “modernos”, tal como el de Blasingame<sup>4</sup> son similares al de Fetkovich. Estos métodos utilizan las curvas tipo para el análisis de datos de producción. Sin embargo, la principal diferencia es que los métodos modernos incorporan los datos de presión fluyendo junto con las tasas de producción y utilizan soluciones analíticas para calcular el hidrocarburo in-place algo que las técnicas tradicionales no son capaz de cuantificar a menos que se use un factor de recobro empírico. Dos aspectos del análisis moderno de declinación que supera las técnicas tradicionales son<sup>5</sup>:

1. La normalización de tasas usando la caída de presión de fondo fluyendo:

Trazando una tasa normalizada ( $q/\Delta p$ ) la cual permita tener en cuenta los efectos producidos por los cambios de la contrapresión, para así incorporarla en el análisis del yacimiento.

2. El manejo de los cambios de la compresibilidad del gas con la presión:

Usando un pseudo-tiempo como función del tiempo que permita al balance de materia del gas ser tratado rigurosamente a medida que la presión del yacimiento decrezca con el tiempo.

Existen también métodos analíticos modernos que no utilizan curvas tipo, como es el flujo de balance de materia. Esta técnica permite conocer el hidrocarburo in-place, utilizando tasas de producción y datos de presión de fondo fluyendo de un yacimiento bajo depleción volumétrica.

Como todos los métodos analíticos, el análisis moderno de declinación asegura suposiciones simplificadas acerca del yacimiento y tiene en cuenta los datos de producción. Algunos de los métodos anteriormente mencionados asumen una sola

---

<sup>4,5</sup> L. Mattar D.M. Anderson. A Systematic and Comprehensive Methodology for Advanced Analysis of Production Data: SPE 84472. October 2003.

fase o que los yacimientos son volumétricos. Sin embargo algunos efectos no volumétricos, tales como empuje de agua e interferencia entre múltiples pozos pueden ser tratados efectivamente utilizando funciones (las curvas tipo de Blasingame tienen una característica que permite incluir múltiples pozos y describir los efectos de interferencia entre ellos). La suposición de producción monofásica en los yacimientos, es en la mayoría de los casos considerada válida especialmente para pozos de gas (denominada compresibilidad del gas del balance de materia). El impacto principal de la producción multifásica en pozos de gas está en el pozo, donde debe haber un cuidado especial para asegurar que la pérdida de presión en superficie con respecto a las condiciones de fondo del pozo sean estimadas correctamente.

Preparación de los datos y determinaciones<sup>6</sup> que deben ser tenidos en cuenta para la aplicación de los métodos mencionados anteriormente:

1. Evaluar la calidad e integridad de los datos de producción, los datos que no sean confiables es mejor dejarlos por fuera del análisis. Los siguientes son algunos de los cuestionamientos que se puede tener:
  - a) Las presiones del fondo del pozo calculadas por medio de una presión fluyendo en superficie (tubing) pueden no ser precisas, sin embargo si el descenso es suficientemente alto (más alto que el 50-60%), la calidad del análisis va a depender en menor medida de la precisión de las presiones fluyendo. Las mediciones de las presiones en superficie sobre el lado del casing proporcionan cálculos más precisos de la presión del fondo del pozo. Las siguientes determinaciones indican flujo inestable en el pozo (datos de presión problemáticos):
    - Datos de producción ruidosos.

---

<sup>6</sup> L. Mattar D.M. Anderson. A Systematic and Comprehensive Methodology for Advanced Analysis of Production Data. SPE 84472. October 2003.

- La disminución pronunciada o repentina de las tasas de flujo (aparentando no agotamiento) no están acompañadas por incrementos de presiones fluyendo.
  - Las velocidades de flujo están debajo del umbral para levantamiento de líquidos estables (correlación de Turner).
  - Repentinas disminuciones de producción de líquidos, están acompañadas por una caída en la producción de gas.
- b) Muchos datos de presión y de producción no aparecen especialmente en pozos antiguos donde los sistemas de medición electrónica no fueron utilizados desde el comienzo.
- c) La calidad de los resultados pueden decrecer significativamente con el grado del promedio realizado. El promedio de las presiones fluyendo sobre cualquier periodo tienen poca significancia, a menos que las condiciones de operación estén estables y razonablemente constantes.
- 2. Cálculo de las presiones fluyendo del fondo del pozo (si es necesario).**
- 3. Estimación de los parámetros del yacimiento:**
- $p_i$  (fondo del pozo).
  - Porosidad, espesor petrolífero, saturaciones.
  - Análisis gas/fluidos.
  - Datos PVT (aceite).
- 4. Identificar el tipo de yacimiento:**
- Yacimientos de gas volumétricos (incluye gas-condensado, gas-agua, gas apretado, pozos de aceite con GOR muy alto).
  - Yacimientos volumétricos de aceite-subsaturado.
  - Empuje de agua.
  - Yacimientos volumétricos de aceite-saturado.
  - Capa de gas.

Los primeros 3 puntos en la lista pueden ser analizados usando técnicas analíticas. Los otros 2 requieren el uso de métodos empíricos para determinar reservas.

## 5. Filtrar el rango de los datos (retener los valores acumulativos verdaderos):

- Puntos de datos influenciados por el dinamismo del pozo/ puntos de datos influenciados por las inestabilidades del pozo.
- Ruido de los datos de producción.
- Puntos donde los datos de presión fluyendo no son conocidos. Alternativamente, la presión fluyendo puede ser estimada para esos puntos (interpolando).

### 2.1. ANALISIS DE PRODUCCION UTILIZANDO CURVAS TIPO<sup>7</sup>.

El historial de producción y la presión en función del tiempo son parámetros que no se deben descartar en el momento de hacer un análisis del comportamiento de un yacimiento. En la mayoría de los casos es la única información disponible en suficiente cantidad y calidad en pozos antiguos y campos marginales.

Mediante el uso y análisis de las curvas de declinación es posible determinar los siguientes parámetros:

#### Propiedades del reservorio:

- Permeabilidad de la formación (k).
- Factor de daño o estimulación en la zona cercana al pozo (Skin).

#### Volúmenes de fluido:

- Petróleo inicial en el reservorio (Oil In Place) N.
- Petróleo móvil en las actuales condiciones de producción.
- Área de drenaje del reservorio.

#### Datos que se deben tener en cuenta para el análisis de producción utilizando curvas tipo.

---

<sup>7</sup> Fuente: Raúl E. Tuvío y Victor Corsini. Análisis de Datos de Producción Mediante el uso de Modernas Curvas. Disponible en <http://biblioteca.iapg.org.ar>

Es necesario contar con los datos petrofísicos de la formación, las características del fluido y los datos de los pozos tales como los trabajos de reparación (workovers), correlaciones petrofísicas con los vecinos. Los datos imprescindibles para este tipo de análisis son:

- Compresibilidad de la formación.
- Viscosidad del fluido.
- Saturación irreducible de agua.
- Porosidad.
- Radio del pozo.
- Factor volumétrico del petróleo, Bo.
- Zona neta productora.

Los métodos de análisis de producción utilizando curvas tipo más efectivos son descritos a continuación, con sus fortalezas y limitaciones.

**2.1.1 Método de Fetkovich<sup>8</sup>.** Introdujo el más significativo desarrollo de las curvas tipo de declinación. El trató de relacionarlas a un modelo de reservorio, creando una solución analítica unificada (declinación exponencial) para un pozo productor a presión de fondo constante durante el límite de las condiciones de flujo.

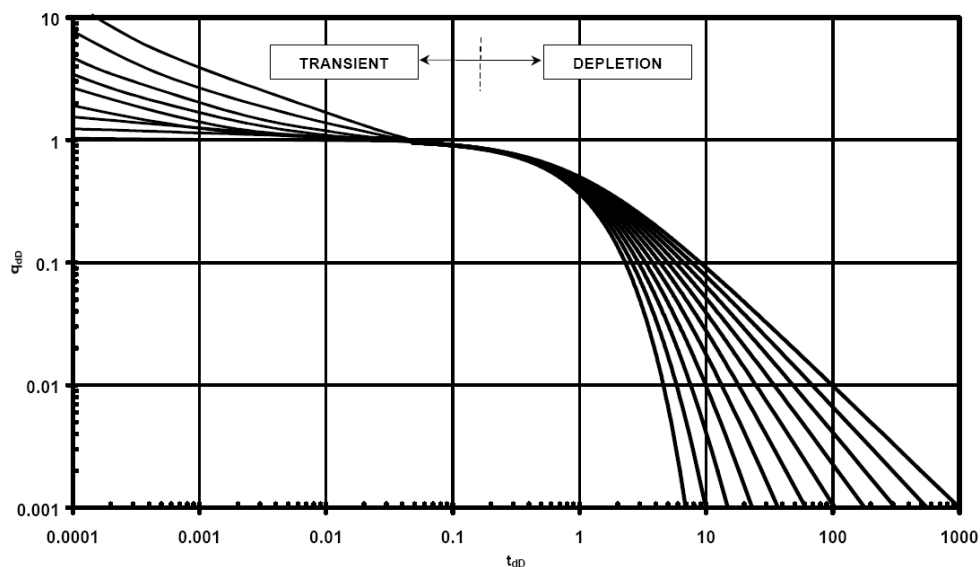
Fetkovich graficó su solución simultáneamente con las curvas de Arps asumiendo que las mismas pueden ser utilizadas en un reservorio no ideal (cambios de movilidad, reservorios heterogéneos, fallados y multicapas). El resultado final de estas curvas es lo que se conoce como "Curvas Tipo de Fetkovich" las cuales

---

<sup>8</sup> L. Mattar D.M. Anderson. A Systematic and Comprehensive Methodology for Advanced Analysis of Production Data: SPE 84472. October 2003

proveen un análisis de datos de producción durante el límite del transiente del flujo (figura 11).

Figura 11. Curvas tipo de Fetkovich



Fuente: Raúl E. Tuvío y Víctor Corsini. *Análisis de Datos de Producción Mediante el uso de Modernas Curvas*. Disponible en <http://biblioteca.iapg.org.ar>

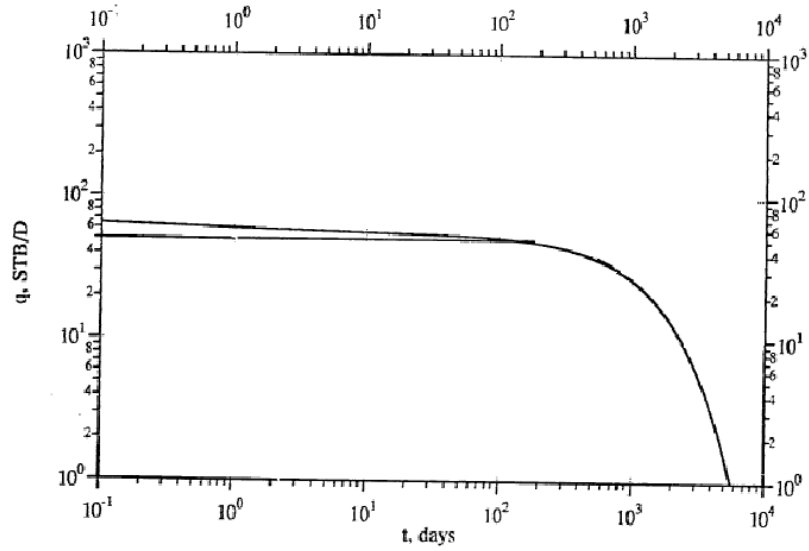
**Descripción:**

- El análisis del agotamiento es empírico (usa la teoría de Arps).
- El análisis del transiente asume la presión fluyendo constante.
- Útil para yacimientos no volumétricos con dos o más fases móviles.
- Útil para datos de producción donde la presión fluyendo es constante o puede ser asumida constante.

**Procedimiento:**

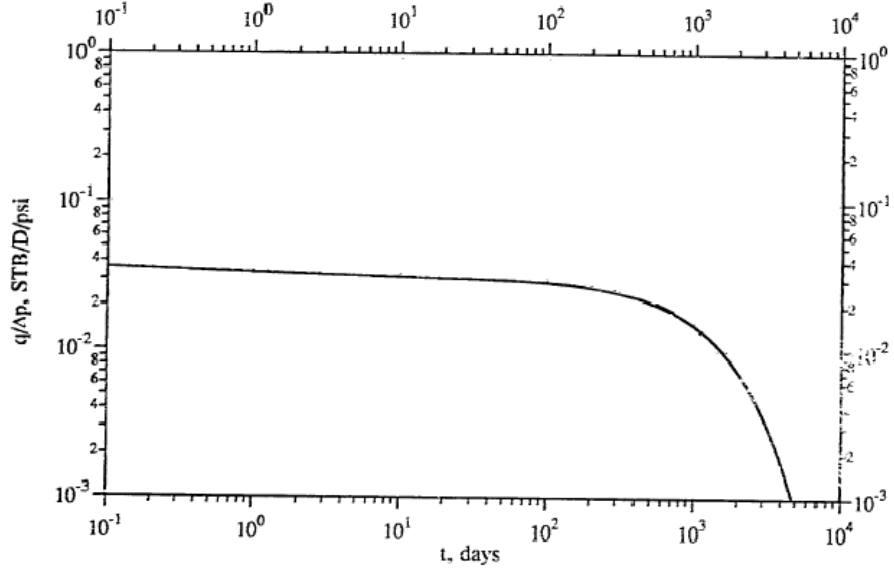
1. Graficar los datos de tasa de producción ( $q$ ) contra tiempo ( $t$ ) en un papel transparente en la misma escala de la curva tipo (log-log), figura 12 (alternativamente, una tasa normalizada  $q/\Delta p$  puede ser graficada si las presiones son conocidas, figura 13).

Figura 12. Tasa de flujo vs tiempo



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

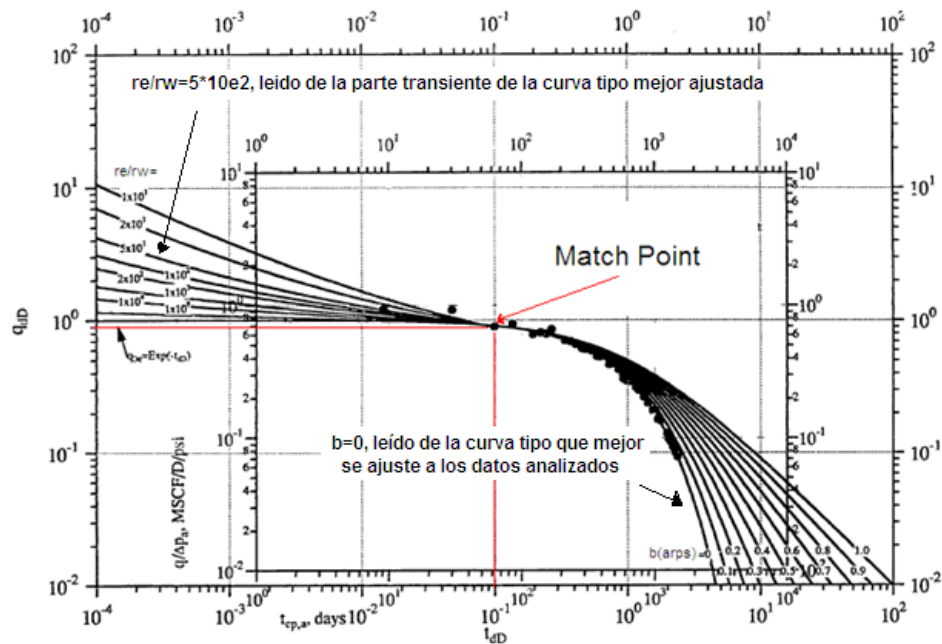
Figura 13. Tasa Normalizada vs Tiempo.



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

- Ajustar el dato sobre las curvas tipo  $q_{dD}$  vs  $t_{dD}$  y seleccionar un punto de ajuste (“Match Point”) entre las dos curvas en alguna parte de la porción de las curvas superpuestas (ver figura 14).

Figura 14. Ajuste del dato en la curva Tipo



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

En el punto de ajuste se leen los siguientes valores:  $(q_{dD})_{mp}$  correspondiente a un  $(q)_{mp}$  y  $(t_{dD})_{mp}$  correspondiente a un  $(t)_{mp}$ , posteriormente se lee el valor del exponente de declinación “b”, el cual es leído sobre la curva tipo que mejor se ajusta a los datos analizados (para el caso mostrado en la figura 14 el valor de b es de 0), además se lee el valor de  $r_{ed} = r_e/r_w$  (para el caso mostrado en la figura 14 el valor de  $r_{ed} = 5 \cdot 10^2$ ) de la parte transiente de la misma curva. Para el valor de b se debe tener en cuenta que:

- $b = 0$ , producción de liquido en una sola fase, alta presión de gas (presión fluyendo constante).

- $0.1 < b < 0.4$ , solución para yacimientos de aceite con empuje de gas.
- $0.4 < b < 0.5$ , la mayoría de los pozos de gas (excluyendo gas apretado).
- $b = 0.5$ , pozos de aceite bajo empuje por agua por el flanco efectivo.
- $0.5 < b < 0.9$ , estratificado, compuesto, yacimientos conectados.

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

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

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

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

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

$$q_{dD} = \frac{q}{\frac{kh(P_i - P_{wf})}{141.3B\mu \left( \ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right) - 0.5 \right)}} \dots\dots\dots 5$$

Luego:

$$kh = \left( \left[ \frac{q}{q_{dD}} \right] \right)_{mp} * \frac{141.3\mu B \left( \ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right) - 0.5 \right)}{(P_i - P_{wf})} \dots\dots\dots 6$$

Donde:

$kh$ = Capacidad de flujo.

$q_{dD}$ = Tasa de declinación adimensional.

$t_{dD}$ = Tiempo de declinación adimensional.

$q$ = Tasa de producción.

$B$ = factor volumétrico.

$\mu$ = Viscosidad.

$r_e$ = Radio de drenaje.

$r_w$ = Radio del pozo.

$P_{wf}$ = Presión de fondo fluyendo.

Si se tiene información acerca del espesor promedio de la formación productora,  $h$ , se puede calcular la permeabilidad promedio,  $k=kh/h$ .

*Fortalezas:*

- Simple para aplicar y no requiere datos de presión de fondo fluyendo.
- No asume intrínsecamente un denominado régimen de flujo (la grafica no usa superposición en el tiempo).
- Su naturaleza empírica la hace versátil.

*Limitaciones:*

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

**2.1.2 Análisis de Blasingame.** En 1993 Palacio y Blasingame<sup>9</sup> desarrollaron una solución general para el caso de variaciones de producciones y caídas de presión para un flujo en fase líquida o gaseosa en una analogía de producción constante. El uso de una producción constante parece difícil de manejar, pero puede ser adaptada a las curvas tipos de Fetkovich/Mc Cray simplemente ajustando los datos en  $b=1$ . Como se hará en el procedimiento más adelante.

El primero en graficar las funciones “integral” y “tasa integral” sobre las curvas de Fetkovich fue Mc Cray; el objetivo era mejorar el ajuste de los datos de producción sobre las curvas. La función integral suaviza los datos iniciales de producción, mientras que la derivada de la integral da una alta resolución con una tendencia similar a la “derivada de la presión” empleada en el well testing.

---

<sup>9</sup> Fuente: Raúl E. Tuvío y Victor Corsini. Análisis de Datos de Producción Mediante el uso de Modernas Curvas. Disponible en <http://biblioteca.iapg.org.ar>

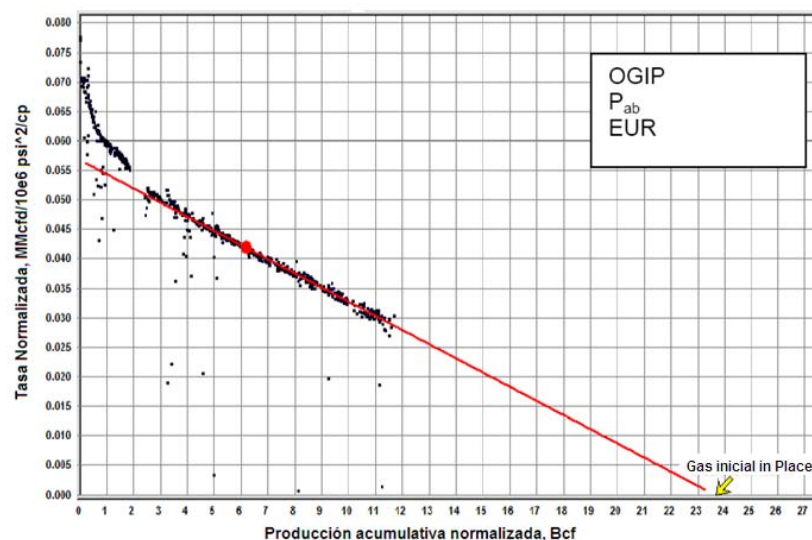
Descripción:

- El análisis de agotamiento es analítico.
- Se utilizan conceptos de tasa normalizada, tiempo de balance de materia y pseudo-tiempos. Usando los datos de tasa normalizada y los tiempos de balance de materia se puede analizar el yacimiento independientemente de las restricciones presentes en el pozo (tasa variable/perfiles de presión).
- Válido para yacimientos volumétricos de una sola fase.
- Principalmente aplicables a pozos con buena calidad de datos de producción y presión de fondo fluyendo.
- Las gráficas de diagnóstico utilizadas en estos métodos tienden a causar estimaciones conservadoras de fluidos in-place.

Preparación de los datos (común a todos los métodos):

- El primer paso es calcular la tasa normalizada como lo indica la figura 15, dividiendo por  $\Delta p$  ( $\Delta p_p$  al extrapolar la línea se puede leer el gas in place para cálculos en yacimientos de gas).

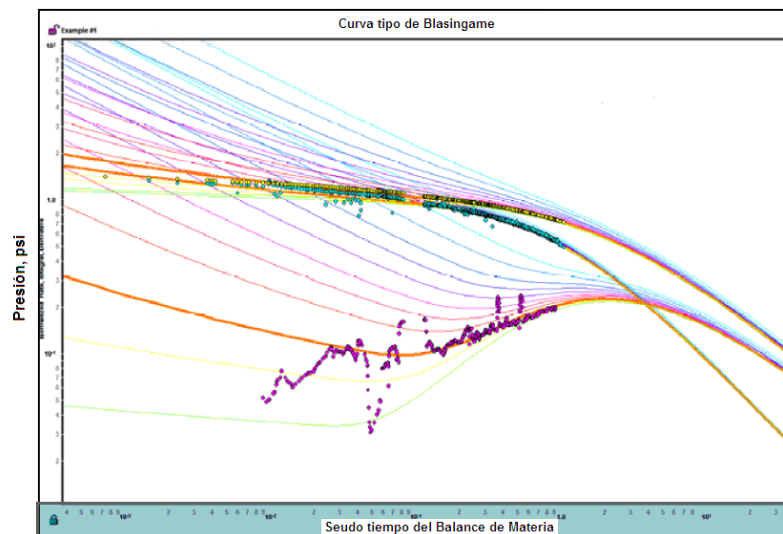
Figura 15. Tasa normalizada vs producción acumulada normalizada.



Fuente: L. Mattar D.M. Anderson. *A Systematic and Comprehensive Methodology for Advanced Analysis of Production Data: SPE 84472. October 2003.*

- Calcular el tiempo del balance de materia. Para pozos de gas, calcular el pseudo-tiempo del balance de materia como lo indica la figura 16, por medio de un programa computarizado.

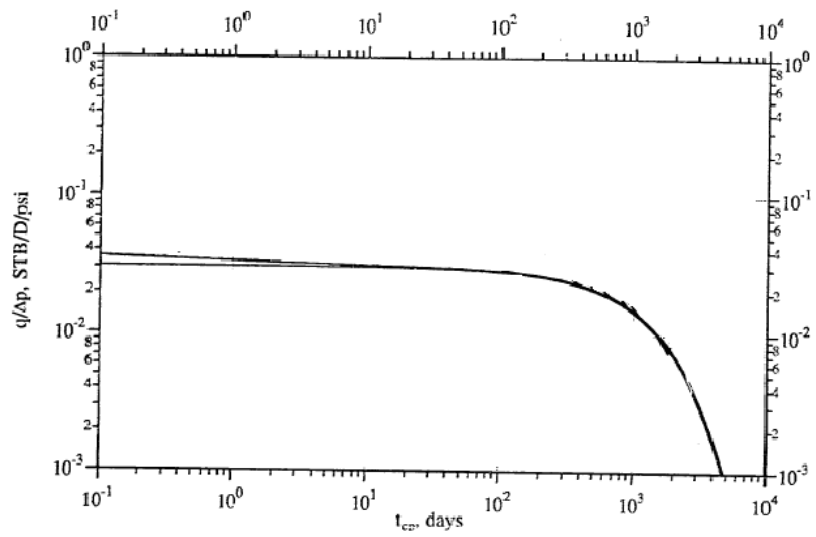
Figura 16. Presión vs pseudo-tiempo. (Para pozos de gas)



Fuente: L. Mattar D.M. Anderson. *A Systematic and Comprehensive Methodology for Advanced Analysis of Production Data: SPE 84472. October 2003.*

- Graficar logarítmicamente la tasa normalizada ( $q/\Delta P$ ) vs (pseudo-tiempo) del balance de materia ( $tc(a)$ ) (figura 17).

Figura 17. Tasa normalizada vs pseudo-



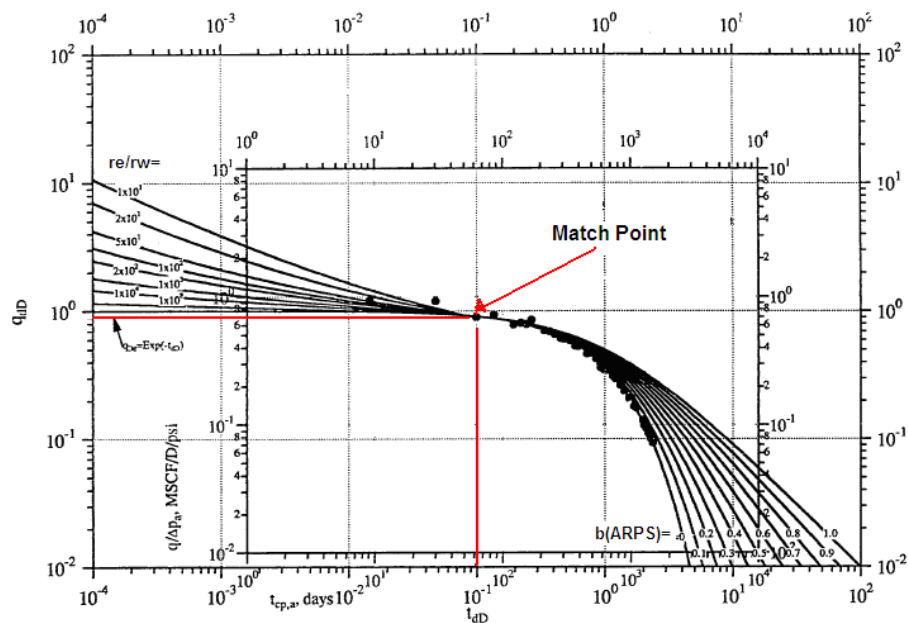
tiempo.

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

### 2.1.3 Método de Blasingame<sup>10</sup>. Procedimiento:

- Escoger el modelo (radial, fracturado, horizontal).
- Ajustar datos de  $q/\Delta P$  vs de  $t_{c(a)}$  a  $q_{dD}$  vs  $t_{dD}$  (curvas tipo de tasa constante Fetkovich) (figura 18) y se lee el valor de  $r_{ed} = r_e/r_w$ .

Figura 18. Curva tipo de tasa constante de Fetkovich.



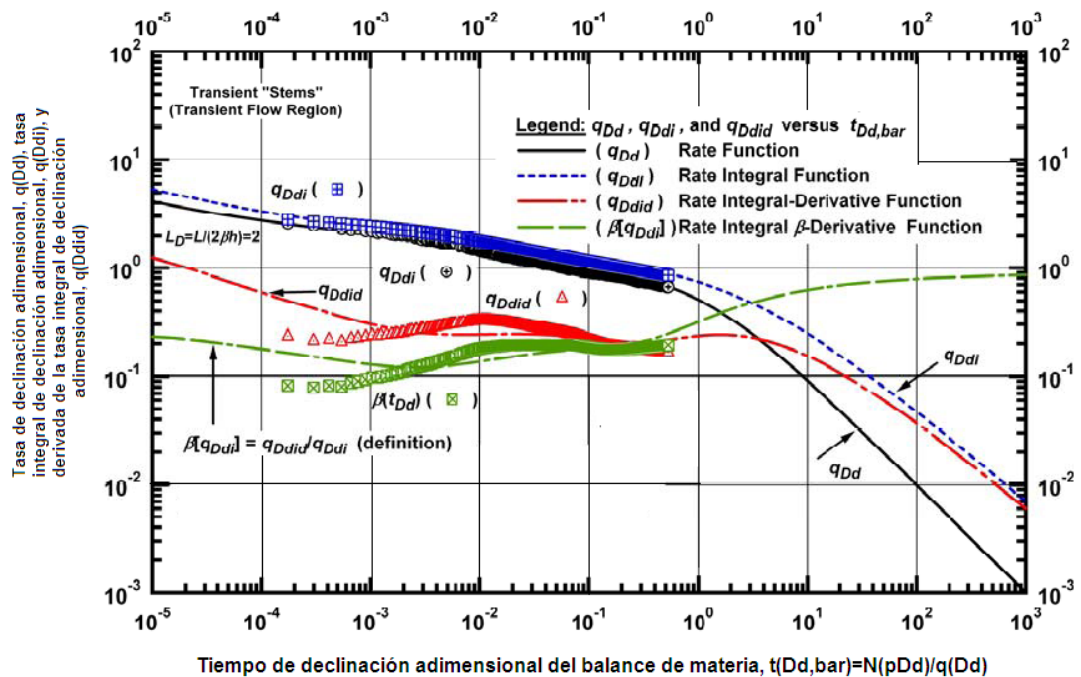
Fuente: Blasingame, T, L. McCray, and W, J. Lee. Decline Curve Analysis for Variable Pressure, J Drop/Variable Flowrate Systems: SPE 21513. Texas 1991.

- Graficar la tasa integral ( $q_I$ ) (figura 19).  
Una vez se ha preparado y graficado las funciones auxiliares (paso anterior) basadas en el perfil “ $q/\Delta P$ ”. Se calculan y grafican las funciones “tasas integral” y “derivada de la tasa integral” (paso siguiente) sobre una hoja para identificar las características del régimen de flujo y el modelo del yacimiento (similar a los

<sup>10</sup> L. Mattar D.M. Anderson. A Systematic and Comprehensive Methodology for Advanced Analysis of Production Data: SPE 84472. October 2003.

acercamientos usados para análisis del transiente). En la gráfica 19 se puede observar que los datos tienden a ser suaves y continuos, y presentan las características de un pozo horizontal, dicha observación confirma el modelo del pozo dispuesto en el primer paso. En este punto la curva brinda los métodos de diagnóstico para analizar los datos de producción, donde se traza la evidencia de la correlación o no, de los datos, y se identifica las características del régimen de flujo.

Figura 19.  $q_{Dd}$ ,  $q_{Ddi}$  y  $q_{Ddid}$  Vs  $t_{Dd}$  para un modelo yacimiento horizontal.



Fuente: D. ILK, L. MATTAR, T. A. BLASINGAME. *Production Data Analysis — Future Practices for Analysis and Interpretation: SPE 2007-174. Canadian, June 2007*

$$q_I = \frac{1}{t_c} \int_0^{t_c} \frac{q}{\Delta p} dt \quad \text{(Para el aceite).....7}$$

$$q_I = \frac{1}{t_{ca}} \int_0^{t_{ca}} \frac{q}{\Delta p_p} dt \quad \text{(Para el Gas).....8}$$

Donde:

$q_i$ : Tasa integral normalizada, Bbl/psi.

$t_c$ : Tiempo del balance de materia, días.

$t_{ca}$ : Pseudo tiempo del balance de materia, días.

$\Delta p$ : Delta de presión fluyendo, psi.

$\Delta p_p$ : Delta de pseudo presión fluyendo, psi.

- Graficar la derivada de la tasa integral ( $q_{id}$ ) (ver figura 19).

Se incorpora la derivada de la tasa integral, para soportar el ajuste de la curva tipo y la identificación del régimen de flujo. En la gráfica se observa además que “la tasa” y “la tasa integral” tienden a ajustar para el modelo que ya se había establecido para el pozo. Sin embargo, la tendencia de “la tasa integral” y la de “la derivada de la tasa integral” tienden a divergir para los tiempos tempranos, debido probablemente a la estabilización que se alcanza solo hasta los tiempos tardíos.

$$q_{id} = t_c \frac{dq_I}{dt_c} \quad (\text{Para el aceite}) \dots\dots\dots 9$$

$$q_{id} = t_c \frac{dq_I}{dt_c} \quad (\text{Para el gas}) \dots\dots\dots 10$$

Donde:

$q_{id}$ : Derivada de la tasa integral normalizada, Bbl/día.

$t_c$ : Tiempo del balance de materia, días.

**Fortalezas:**

- El concepto de tasa integral permite relativamente, suavizar la derivada de una curva tipo, lo cual normalmente no es posible para un dato de draw down.

**Limitaciones:**

- Los cálculos de la tasa integral son muy sensibles para los errores en tiempos tempranos. Las curvas  $q_I$  y  $q_{id}$  pueden contener desviaciones acumulativas grandes debido a los errores relativamente insignificativos en tiempos tempranos.
- La derivada de la tasa integral ( $q_{id}$ ) no muestra bien los diferentes regímenes de flujo, y esto es útil para el reconocimiento del modelo.

Cuando el flujo actúa como infinito en el límite, es denominado flujo transiente, este ocurre a un  $t_{DA}$  de 0.1, el cual es una línea vertical única, común para todas las curvas tipo sobre la grafica. (Tal línea no puede ser utilizada en la grafica de Blasingame).

## 2.2 ANALISIS DE PRODUCCION SIN LA UTILIZACION DE CURVAS TIPO

Cada uno de los métodos de curvas tipo mencionados anteriormente proporcionan estimativos de EUR (Fetkovich) y/o fluidos in-place. Sin embargo, los métodos que no utilizan curvas tipo son considerados más apropiados para análisis cuantitativo de reservas, (los datos de tiempos tardíos no se comprimen por la escala de tiempo). El análisis de fluidos in-place es realizado una vez la presencia del flujo se encuentra en el límite.

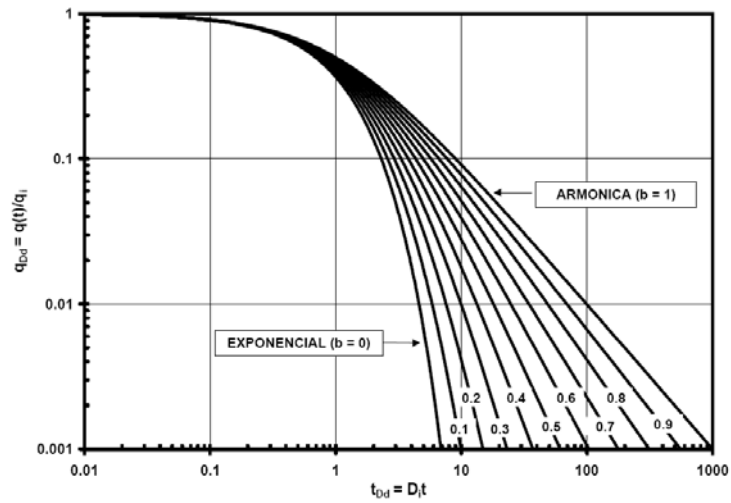
### 2.2.1 Analisis de declinacion de ARPS<sup>11</sup>

- El análisis de la curva de declinación de Arps proviene directamente del resultado obtenido utilizando la curva tipo de Fetkovich. Arps propuso una serie de curvas de declinación (hiperbólica, exponencial y armónica) para el análisis de los datos de producción (figura 20).

---

<sup>11</sup> L. Mattar D.M. Anderson. A Systematic and Comprehensive Methodology for Advanced Analysis of Production Data: SPE 84472. October 2003.

Figura 20. Curva Tipo de Arps



Fuente: Raúl E. Tuvío y Víctor Corsini. *Análisis de Datos de Producción Mediante el uso de Modernas Curvas*. Disponible en <http://biblioteca.iapg.org.ar>

Debido a la simplicidad y consistencia de este acercamiento empírico, las ecuaciones de Arps mantienen su vigencia en la industria para el análisis e interpretación de los datos de producción.

Las relaciones empíricas de Arps pueden ser visualizadas en un gráfico semilog (producción vs. tiempo) donde es posible observar que la declinación exponencial da un pronóstico de producción más reservado mientras que la declinación armónica es la más positiva.

Las relaciones de Arps para un pozo en producción son:

Exponencial: (b=0) -----  $q(t) = q_i \cdot \exp(-D_i t)$  ..... 11

Hiperbólica: (0 < b < 1) -----  $q(t) = \frac{q_i}{[1 + D_i t]^{\frac{1}{b}}}$  ..... 12

Armónica: (b=1) -----  $q(t) = \frac{q_i}{1 + D_i t}$  ..... 13

Donde:

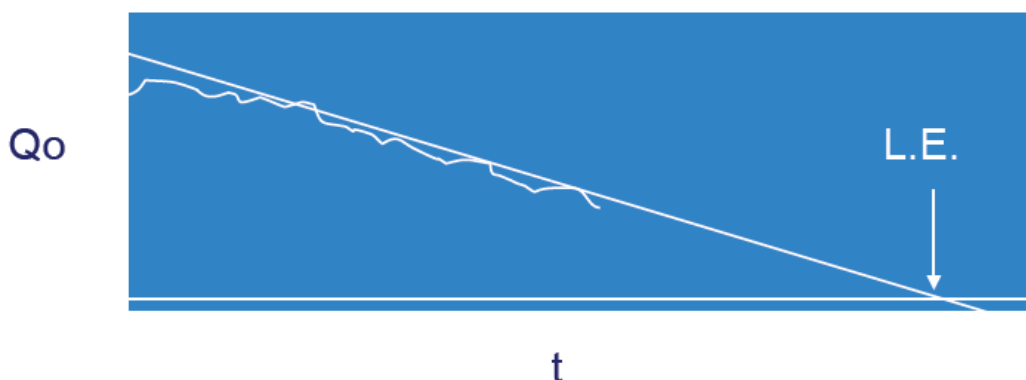
b: Exponente hiperbólico.

El exponente de declinación,  $b$ , se define como la variación de la tasa de declinación instantánea (pendiente de la curva) con respecto al tiempo.

Arps, también introdujo métodos de extrapolación de datos de producción con respecto al tiempo, lo que permitió estimar reservas primarias utilizando las curvas de declinación exponenciales e hiperbólicas.

El llamado límite económico se halla cuando al extrapolar la gráfica se llega a un punto donde el valor de la producción de aceite o gas, es equivalente a los gastos de producción (ver figura 20.1). De continuar con la explotación, las erogaciones serían mayores que los ingresos.

Figura 20.1. Límite económico de producción de aceite o gas.



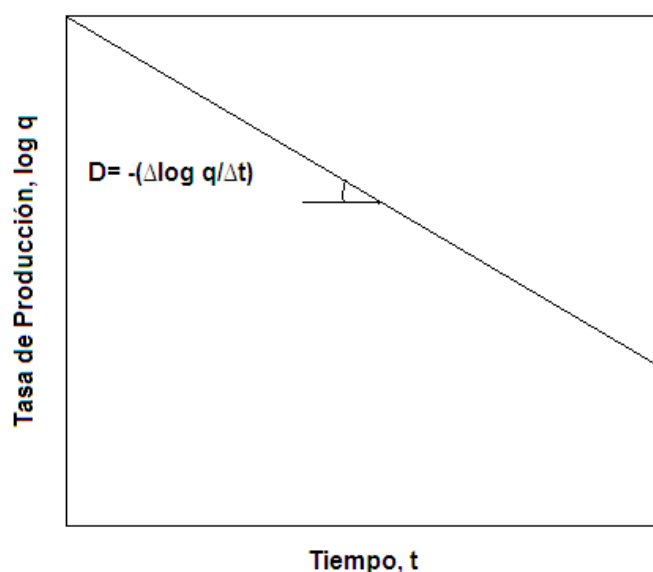
Fuente: Tomás Eduardo Pérez García. *Curvas de Declinación*. Disponible en [http://www.atlahua.com/temporal/curvas\\_de\\_declinacion.pdf](http://www.atlahua.com/temporal/curvas_de_declinacion.pdf)

### Declinación exponencial:

También llamada porcentaje de declinación constante o declinación geométrica, se caracteriza porque la caída de la tasa de producción por unidad de tiempo es proporcional a la tasa de producción. Este tipo de declinación es la más usada por los ingenieros de yacimientos debido a su simplicidad y facilidad, e incluso cuando

se sabe de antemano que la declinación hiperbólica describe mejor las características de la mayoría de los pozos. Una figura de tasa de producción contra tiempo en papel semilog muestra con claridad que la tasa de declinación no cambia con el tiempo (figura 21).

Figura 21. Log q Vs t (D=Constante)



*Fuente: Ariel Blanco Camargo, Juan Carlos Velasquez Bastidas. Análisis avanzado de curvas de declinación. Trabajo de grado. Universidad Industrial de Santander, 1993.*

No necesariamente al principio se observa un comportamiento recto. Este tipo de declinación es buena para periodos cortos de tiempo. La producción acumulada se estima utilizando una tasa de declinación constante. Para un periodo de tiempo  $t_1$ ,  $t_2$  se tiene:

$$\Delta N_p = \frac{q_1 - q_2}{D} \dots\dots\dots 14$$

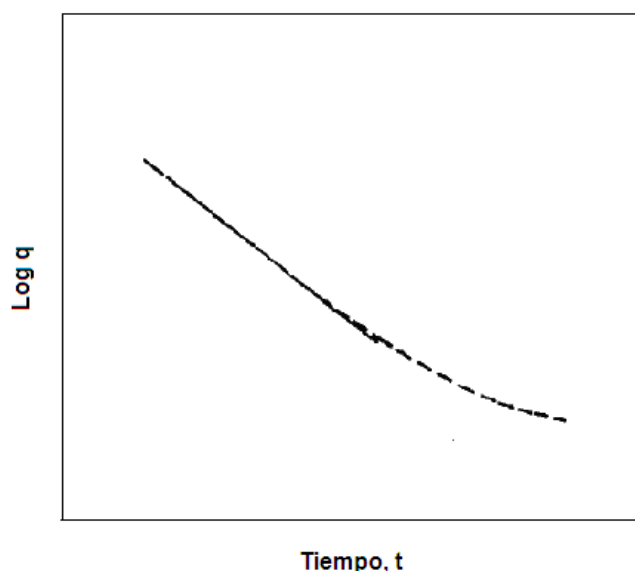
**Declinación hiperbólica:**

No todos los pozos productores exhiben declinación exponencial durante la depleción. En muchos casos se puede observar una declinación hiperbólica

gradual donde el comportamiento de gasto contra tiempo es estimada de mejor forma que a partir de la solución analítica.

Para este tipo de declinación la tasa varia y es proporcional a alguna potencia  $b$  de la tasa de producción. La dificultad para determinar el exponente de declinación hiperbólico  $b$ , a partir de la historia de producción es el mayor obstaculo en el análisis de este tipo de declinación (figura 22).

Figura 22. Log q Vs t



Fuente: Tomás Eduardo Pérez García. *Curvas de Declinación*. Disponible en [http://www.atlahua.com/temporal/curvas\\_de\\_declinacion.pdf](http://www.atlahua.com/temporal/curvas_de_declinacion.pdf)

Su expresión matemática es:

$$-b = \frac{\frac{q}{dq}}{\frac{dt}{dt}} \dots\dots\dots 15$$

Donde:

$b$ : Representa la constante de declinación o ritmo de declinación (constante positiva)  $0 < b < 1$ .

Al integrar en dos ocasiones la ecuación anterior tenemos:

$$q = q_i (1 + D_i b t)^{-\frac{1}{b}} \dots\dots\dots 16$$

donde :

$D_i$ : Es la rapidez de declinación cuando el gasto  $q_i$  prevalece.

$t$ : Es el tiempo que tarda en declinar el gasto de  $q_i$  a  $q$ .

Esta ecuación, se ajusta a la ecuación de una línea recta en papel log-log cuando cambia horizontalmente sobre la distancia  $(1/D_i b)$ , donde  $1/b$  es la pendiente de la recta.

Para determinar la ecuación de gasto-producción acumulada se debe integrar respecto al tiempo la ecuación número 15 resultando en:

$$q_t \left[ \frac{1 - b}{1 - b} - q^{(1-b)} \right] \dots\dots\dots 17$$

El tiempo de vida útil se halla mediante la siguiente expresión:

$$t = \frac{1}{b D_i} \left[ \left( \frac{q_t}{L.E} \right)^{-b} - 1 \right] \dots\dots\dots 18$$

**Declinación armónica:**

Este tipo de declinación es un caso particular de la declinación hiperbólica y ocurre cuando el valor de  $b=1$ . Este tipo de declinación representa un caso particular de la declinación hiperbólica, ya que ocurre cuando  $b=1$ . Como consecuencia de lo anterior, la rapidez de declinación  $D$  es inversamente proporcional al gasto  $q$ . Su expresión es la siguiente:

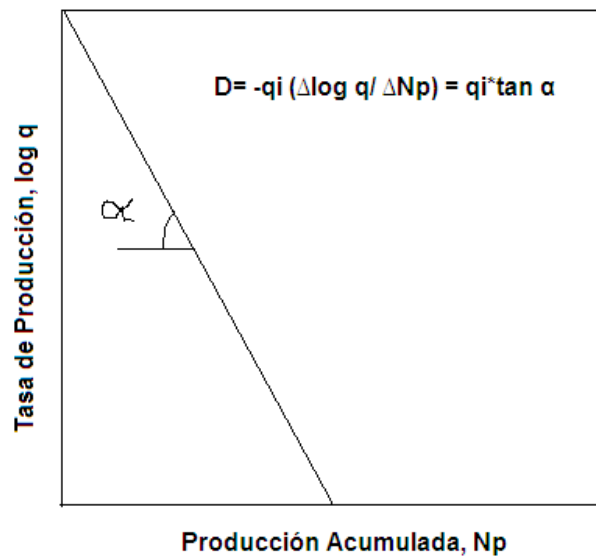
$$q = \frac{q_i}{(1 + D_i t)} \dots\dots\dots 19$$

$$q = q_i - D t q \dots\dots\dots 20$$

La cual representa la ecuación de una línea recta de pendiente  $-D$  en función de  $q$  y el  $t$ .

Un grafico de log q vs Np para la declinación armonica sera una linea recta (figura 23).

Figura 23. Semilog de q Vs Np (D=Constante)



Fuente: Ariel Blanco Camargo, Juan Carlos Velasquez Bastidas. Análisis avanzado de curvas de declinación. Trabajo de grado. Universidad Industrial de Santander, 1993.

Al integrar la ecuación 19 obtenemos la expresión de gasto producido-producción acumulada:

$$N_p = \frac{q_i}{D} (\log q_i - \log q) \dots\dots\dots 21$$

El tiempo de vida útil se halla mediante la siguiente expresión:

$$t = \frac{1}{D_i} \left[ \left( \frac{q_i}{L.E} \right)^2 - 1 \right] \dots\dots\dots 22$$

Fortalezas del análisis de declinación de Arps:

- Método de fácil y conveniente aplicación.

- No requiere conocimiento de datos de presión o parámetros del yacimiento.
- Proporciona una predicción del comportamiento de la producción.

*Limitaciones del análisis de declinación de Arps:*

- Puede mostrar grandes rangos de EUR dependiendo del valor de  $b$  utilizado.
- No puede predecir fluidos in-place (excepto utilizando métodos de factor de recobro empíricos).

**2.2.2 Modelamiento de la producción<sup>12</sup>.** El modelamiento del yacimiento es esencial, pero frecuentemente pasa por alto pasos en el análisis efectivo de datos de producción. Las soluciones del modelo subyacente pueden ser cualquiera de las dos: analítica o numérica, y la entrada de datos pueden ser obtenidos del análisis de los fluidos in-place.

***Procedimiento:***

- Escoger un modelo apropiado, basado en los resultados para la determinación de reservas y fluidos in-place. El modelo volumétrico más sencillo disponible es suficiente, porque los datos de un yacimiento en agotamiento usualmente proporciona soluciones de transiente diferentes. El parámetro con la mayor sensibilidad es el de los fluidos in-place.
- Calibrar y afinar bien el modelo ajustando por historia, las presiones de flujo (o tasas de producción).

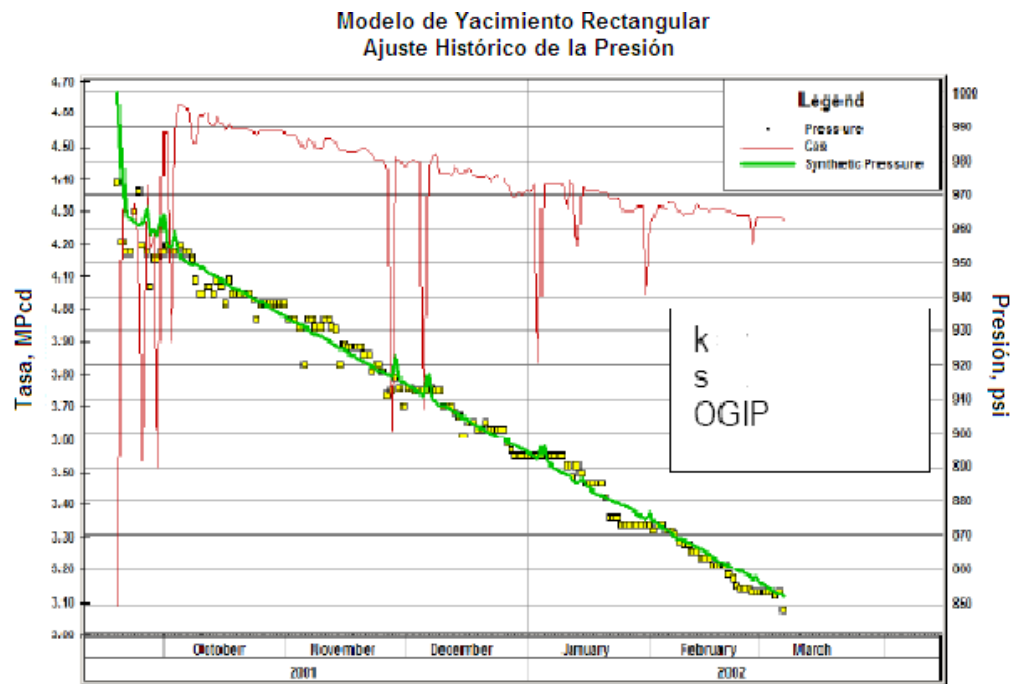
Los resultados de un ajuste histórico (figura 24) del modelo van a indicar si el análisis de los datos de producción son consistentes y validos. Por ejemplo, si las curvas tipo de Blasingame indican que el flujo en el límite no ha sido alcanzado,

---

<sup>12</sup> L. Mattar D.M. Anderson. A Systematic and Comprehensive Methodology for Advanced Analysis of Production Data: SPE 84472. October 2003

ésto se puede confirmar probando la sensibilidad del ajuste histórico variando el volumen del modelo (fluidos in-place).

Figura 24. Ajuste histórico



Fuente: L. Mattar D.M. Anderson. *A Systematic and Comprehensive Methodology for Advanced Analysis of Production Data*: SPE 84472. October 2003.

**2.2.3. Análisis del ipr para producción combinada<sup>13</sup>.** El propósito de esta metodología es estimar las curvas IPR tomadas dentro de cada una de las distancias entre las zonas, el tamaño del tubing y algunas otras condiciones que pueden tener un efecto en el gradiente de presión de flujo a lo largo de tubing. Para poder aplicar esta metodología todos los datos pertinentes deben estar disponibles. Entre otros: El diagrama de completamiento del pozo, los intervalos

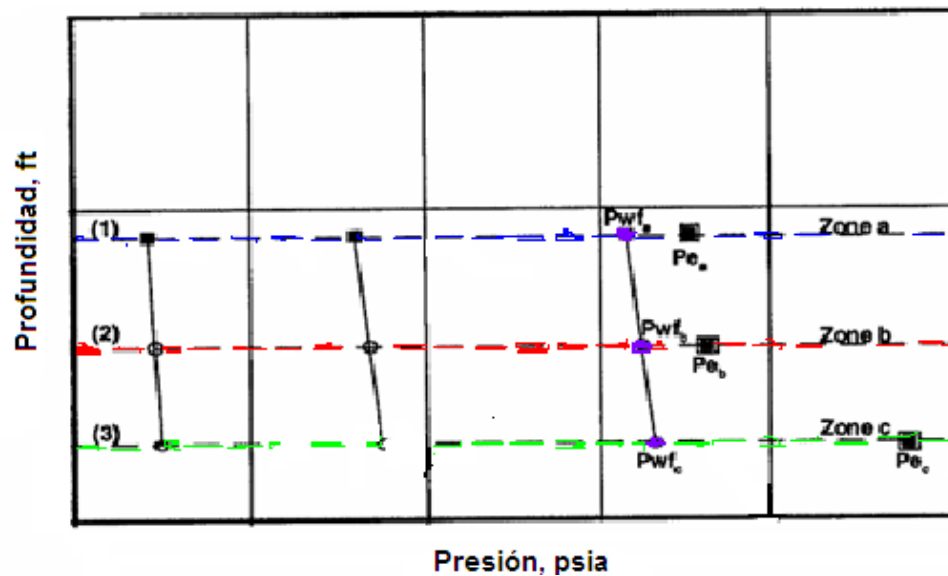
<sup>13</sup> Fernando J. Ferrer. *Commingled Production Well: Experience in Lake Maracaibo, Venezuela*: SPE 49311, September 1988.

productores, los IPR's individuales, y la caracterización de los fluidos (°API del aceite, GLR, cortes de agua, GOR)

Los pasos recomendados para construir la curva IPR para un caso de tres zonas son los siguientes:

1. Crear una gráfica de (profundidad vs Pwf) para el pozo. Trazar las líneas horizontales en el punto medio de cada perforación (figura 25). Estas líneas representan el nivel de referencia para cada zona. Incluyendo la presión estática del yacimiento para cada zona.

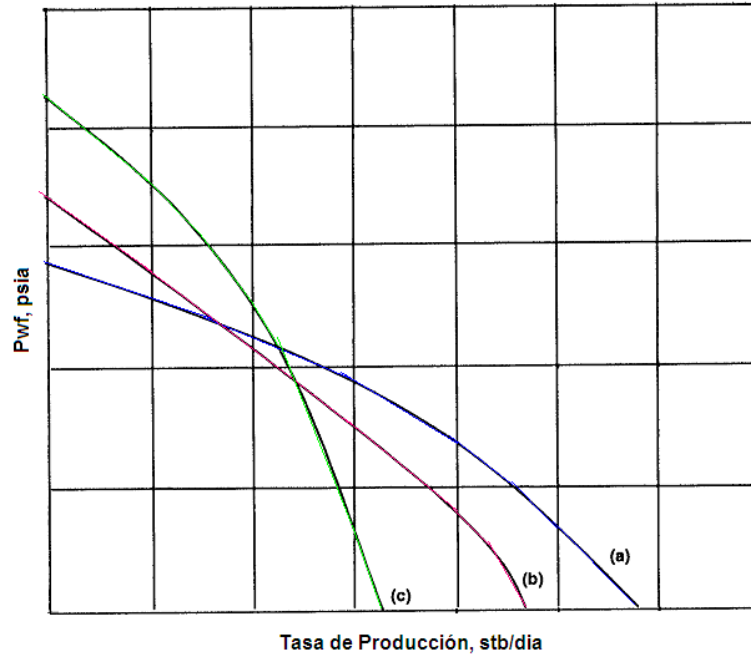
Figura 25. Profundidad vs Pwf



Fuente: Fernando J. Ferrer. *Commingled Production Well: Experience in Lake Maracaibo, Venezuela: SPE 49311, September 1988.*

2. Crear una gráfica de IPR individual. Es importante que cada curva este referenciada a su dato correspondiente. Un ejemplo de esta gráfica es mostrada en la (figura 26).

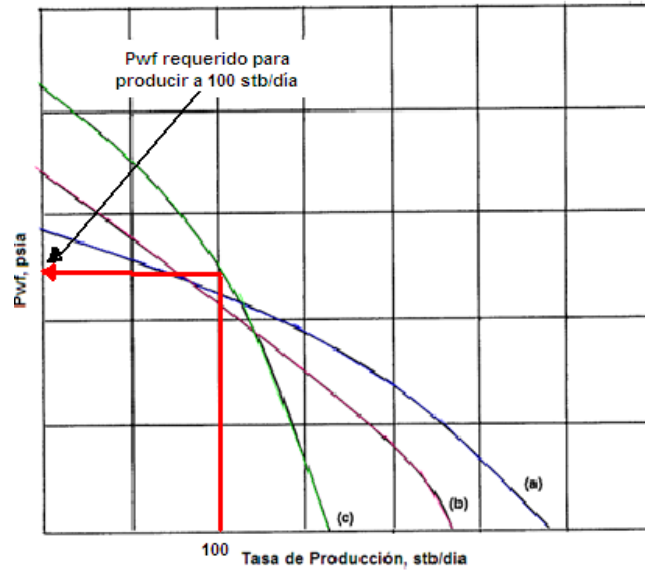
Figura 26. IPR individual.



Fuente: Fernando J. Ferrer. *Commingled Production Well: Experience in Lake Maracaibo, Venezuela: SPE 49311, September 1988.*

- De la gráfica de curvas individuales de IPR (figura 26), seleccionar una arbitrariamente conveniente a la tasa de flujo para la zona más profunda (zona c) (ejemplo 100std/d), y leer la Pwf requerida para producir a esta tasa, de la correspondiente curva de IPR (figura 27).

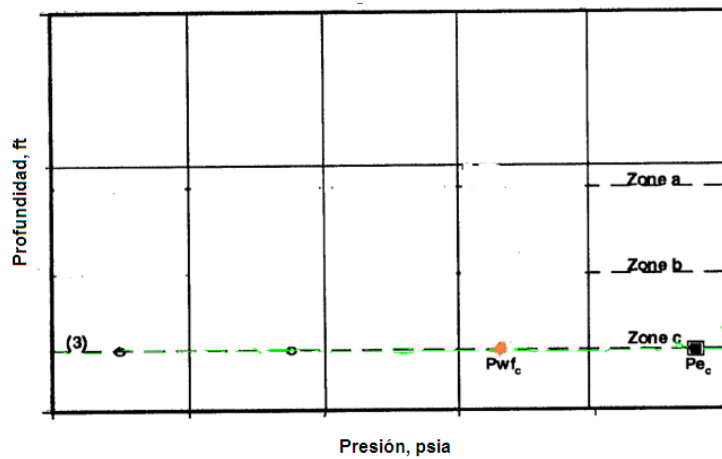
Figura 27. Curva IPR arbitrariamente.



Fuente: Fernando J. Ferrer. *Commingled Production Well: Experience in Lake Maracaibo, Venezuela: SPE 49311, September 1988.*

4. Graficar esta Pwf en la figura de profundidad vs Pwf para el pozo (figura 28) en el correspondiente nivel de la zona (c).

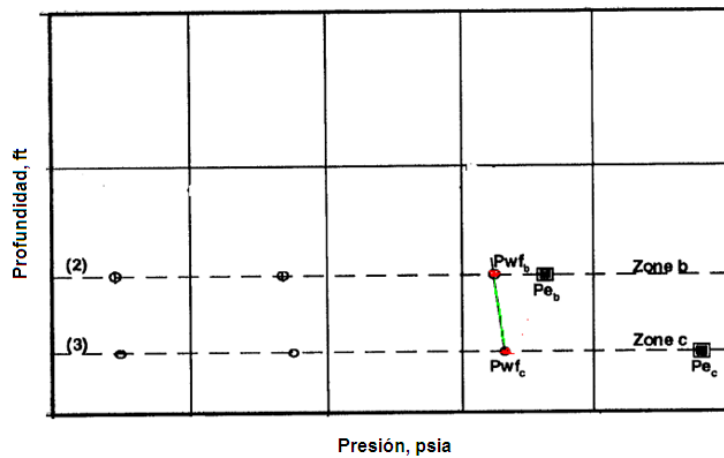
Figura 28. Pwf en el correspondiente nivel de zona



Fuente: Fernando J. Ferrer. *Commingled Production Well: Experience in Lake Maracaibo, Venezuela: SPE 49311, September 1988.*

5. Empezando con  $P_{wf}$  para la zona más profunda (zona c), calcular la resultante  $P_{wf}$  al dato de referencia de la zona inmediatamente anterior (zona b). Esto requiere el uso de una correlación de distribución de presión, la cual será la que mejor se adapte al rendimiento y a todos los datos pertinentes (tasa de flujo, relación gas-líquido (GLR), corte de agua, tamaño del tubing) (figura 29).

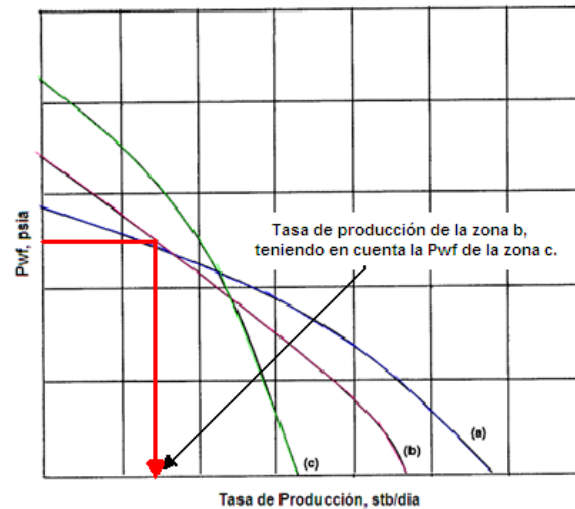
Figura 29. Profundidad vs presión.



Fuente: Fernando J. Ferrer. *Commingled Production Well: Experience in Lake Maracaibo, Venezuela: SPE 49311, September 1988.*

6. Leer la tasa de producción correspondiente para la zona (b) (figura 30), usando el  $P_{wf}$  de la zona c, calculado previamente de la gráfica individual de IPR (figura 27).

Figura 30. Tasa de producción para la zona (b).

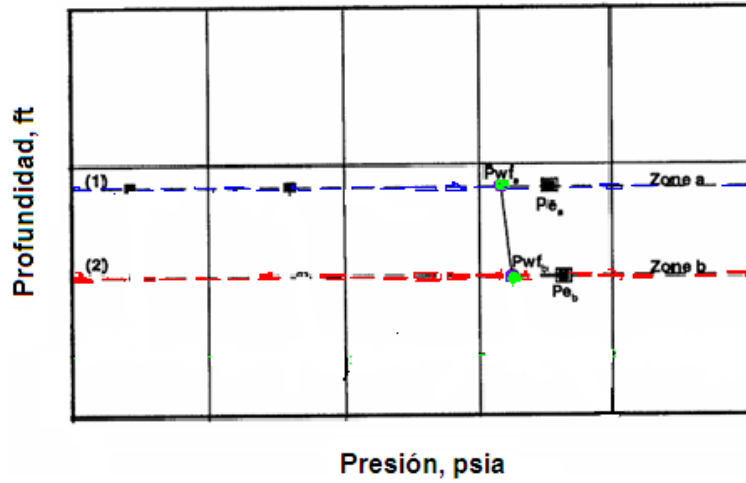


Fuente: Fernando J. Ferrer. *Commingled Production Well: Experience in Lake Maracaibo, Venezuela: SPE 49311. September 1988.*

7. Calcular la tasa de producción combinada de estas dos zonas (b + c), sumándolas para así calcular el promedio de la relación gas-líquido GLR, el corte de agua y la gravedad del aceite.

8. Con la Pwf calculada de la zona anterior (b), calcular la resultante Pwf a el dato de zona superior (a). Como se dijo anteriormente esto requiere el uso de una correlación de distribución de presión, la cual será la que mejor se adapte al rendimiento y a todos los datos pertinentes (tasa de flujo, relación gas-líquido (GLR), corte de agua, tamaño del tubing) como se muestra en la figura 31.

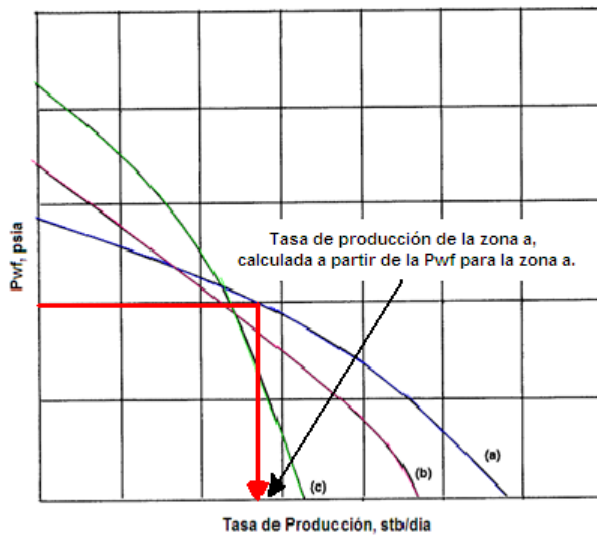
Figura 31. Pwf para la zona 1.



Fuente: Fernando J. Ferrer. *Commingled Production Well: Experience in Lake Maracaibo, Venezuela: SPE 49311. September 1988.*

1. Leer la tasa de producción correspondiente para esta zona (a), utilizando la Pwf previamente calculada (figura 32).

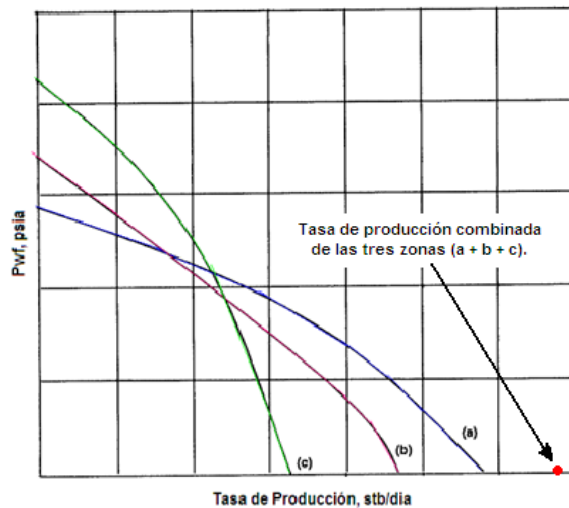
Figura 32. Tasa de producción para la zona a.



Fuente: Fernando J. Ferrer. *Commingled Production Well: Experience in Lake Maracaibo, Venezuela: SPE 49311. September 1988.*

2. Calcular la tasa de producción combinada de las tres zonas (a + b + c). Este valor es el primer punto de la curva composicional IPR.

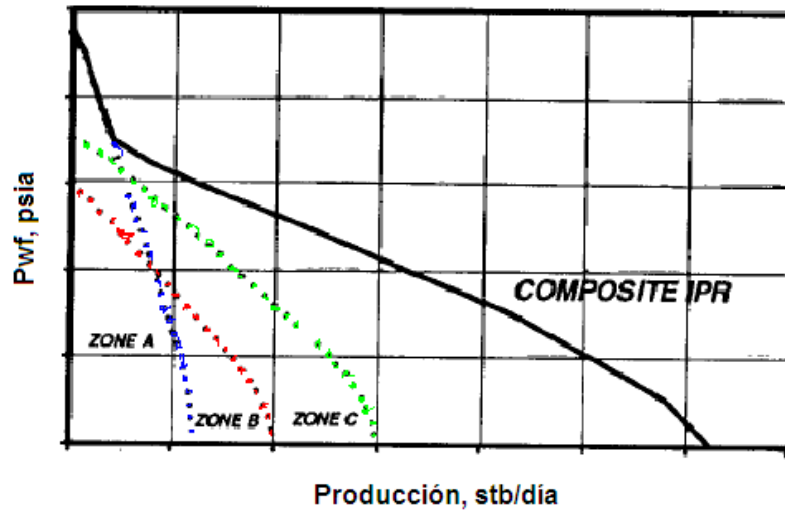
Figura 33. Tasa de producción combinada.



Fuente: Fernando J. Ferrer. *Commingled Production Well: Experience in Lake Maracaibo, Venezuela: SPE 49311. September 1988.*

3. Repita del paso 3 al 10 varias veces usando diferentes valores de tasas de flujo hasta crear completamente la curva composicional IPR, (figura 33). Esta grafica fue tomada de *Nind* debido a que en el paper no se encontraba, y era importante para visualizar el procedimiento.

Figura 34. Tasa de producción combinada.



Fuente: Fernando J. Ferrer. *Commingled Production Well: Experience in Lake Maracaibo, Venezuela: SPE 49311. September 1988.*

### **APLICACIÓN.**

La producción combinada fue propuesta inicialmente para yacimientos estratificados y depletados, donde la tasa de producción individual no será económicamente atractiva.

Sin embargo la producción combinada recientemente ha sido aplicada para otros propósitos tales como:

1. En yacimientos que han sido cerrados por que han alcanzado el límite económico.
2. En yacimientos con empuje de agua o gas.
3. Yacimientos con producción de arena, con problemas de migración de finos, donde la velocidad del fluido necesita ser controlada sin reducir la tasa de producción total.

### **VENTAJAS.**

1. Incrementa el NPV (valor presente neto) de un proyecto y acelera el recobro de las reservas remanentes.
2. Reduce el riesgo de perder reservas debido a los problemas mecánicos de los pozos.
3. Incrementa las reservas y la vida productiva de los pozos.
4. Mejora la eficiencia en caso de tasas de producción relativamente bajas.
5. Reduce la producción de arena y la migración de finos sin afectar la tasa de producción.

### **DESVENTAJAS.**

1. zonas de yacimientos con fluidos incompatibles: Una adecuada caracterización de los fluidos y pruebas de compatibilidad de laboratorio deberían ser desarrolladas antes de mezclar los fluidos de diferentes zonas.
2. Crea diferencias de presiones altas entre zonas: Esta condición puede inducir flujo cruzado, si la  $P_{wf}$  del sistema a la cara de una zona en particular es más grande que su misma presión de yacimiento.
3. Se pueden dar diferencias significativas en GLR, corte de agua, gravedad del aceite y mecanismos de producción: La producción combinada trabaja mejor donde las condiciones de las zonas son similares, pero esto no quiere decir que no puedan ser producidas conjuntamente.

4. Intervalos productores muy separados, grandes distancias entre zonas quiere decir grandes diferencias de presiones que pueden conducir a condiciones de flujo cruzado.

**2.2.4. Liquidación de registros de producción (PLT)<sup>14</sup>.** Es una metodología basada en la utilización de perfiles de producción para manejar la incertidumbre relativa a la productividad cuando existe producción de diferentes zonas en forma conjunta.

La forma convencional para evaluar yacimientos produciendo de varias capas en forma conjunta es el uso de empaques para realizar pruebas selectivas. Estas son corridas junto con el arreglo DST o tubería, lo cual resulta costoso, pero de interpretación directa. De allí el surgimiento de completamientos para pruebas con producción conjunta (“commingle”). De otro lado, los perfiles de producción han sido utilizados extensivamente en la industria del petróleo y gas a través de numerosas aplicaciones. En el caso de yacimientos multicapa, el perfil PLT es normalmente utilizado para análisis selectivo de la productividad o SIP (Selective Inflow Performance)<sup>15</sup> para evaluar la contribución y el comportamiento productivo de cada capa productora; por lo que el método SI ha probado ser invaluable e indispensable en la explotación racional de dichos yacimientos.

El procedimiento es el siguiente:

1. Se hace un monitoreo continuo de la presión de fondo mientras los caudales por capa son medidos en intervalos de tiempo específicos. Durante el primer transiente solo el caudal en fondo de la capa más inferior es medido;

---

<sup>14, 14</sup> Jesús A. Cañas, Fabio Girardi, Marcos E. Cohen. Pruebas multicapa con perfiles de producción (plt) para caracterizar la productividad de yacimientos con producción conjunta. Disponible en <http://biblioteca.iapg.org.ar>.

asumiendo que la herramienta esta entre la capa más inferior y su inmediata superior.

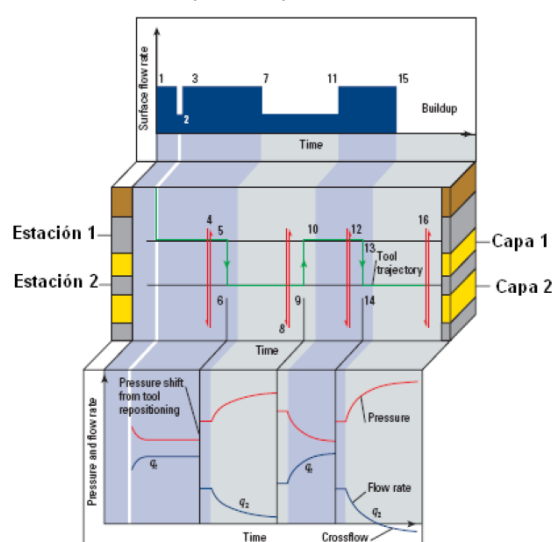
2. Posteriormente, los cambios de caudal de flujo en todas las capas superiores son medidas en forma diferencial debido a que solo para la capa más inferior se tiene medidas directamente del “spinner” y para las demás se mide el flujo combinado de todas las capas por debajo del sensor del PLT. El número de capas a evaluar determina el número de transientes a generar mediante el incremento o decremento del caudal de flujo. El monitoreo de estos transientes de presión son acompañados de pases con la herramienta de PLT después de su estabilización. La disponibilidad de datos de presión y caudal y el uso de análisis integrales de convolución permiten prácticamente eliminar los efectos de almacenamiento que afectan las pruebas clásicas de pozos y estimar los parámetros básicos controlando el flujo del yacimiento.

La herramienta PLT debe estar equipada con sensores capaces de monitorear los caudales de flujo (“spinners”: principal y de apoyo), presiones, densidades, temperatura, sensores multifásico si es el caso, como medidores de la fracción volumétrica de cada fase “hold up” (eléctricos, ópticos), además de sensores de inclinación y posición relativa de los sensores de “hold up” para el caso de pozos desviados. Adicionalmente, los cambios de flujo son críticos y deben ser controlados en forma precisa mediante el uso de reductores de tamaño fijo.

Frecuentemente se encuentran bajos caudales de flujo durante el monitoreo de las capas más inferiores, o en el período de flujo “after flow” durante una restauración de presión (“build up”), o cuando se presenta flujo cruzado durante el “build up”. Esto hace necesario la utilización de equipos de lectura en superficie que permita un monitoreo en tiempo real para el seguimiento de la prueba y efectuar el control de calidad. Es muy frecuente hacer modificaciones para ajustar el programa de pruebas de acuerdo al comportamiento del pozo.

La figura 34, muestra una secuencia simplificada de una prueba para un sistema de dos capas en donde el sensor de flujo “spinner” (parte del PLT) se estaciona en solo dos profundidades: la estación 1, arriba de la capa superior, y la estación 2, localizada entre las dos capas a evaluar. La línea verde representa la trayectoria de la herramienta PLT y los gráficos superior e inferior indican el comportamiento del caudal de flujo en cabeza de pozo y la presión en fondo de pozo, respectivamente. En sistemas de varias capas se recomienda iniciar por la capa inferior.

Figura 34. Secuencia de una prueba para un sistema de dos capas.



*Fuente: Jesús A. Cañas, Fabio Girardi, Marcos E. Cohen. Pruebas multicapa con perfiles de producción (plt) para caracterizar la productividad de yacimientos con producción conjunta.*

*Disponible en <http://biblioteca.iapg.org.ar>.*

A continuación se muestra un ciclo de evaluación de una prueba (figura 35).



➤ Análisis secuencial de transientes de presión.

Este consiste en calcular los cambios de presión y caudal de flujo observados después de la estabilización de la prueba con el PLT localizado arriba de la capa más inferior, y generar el histórico de flujo aproximado para esta capa. Posteriormente, las presiones son normalizadas usando los cambios de caudal correspondientes.

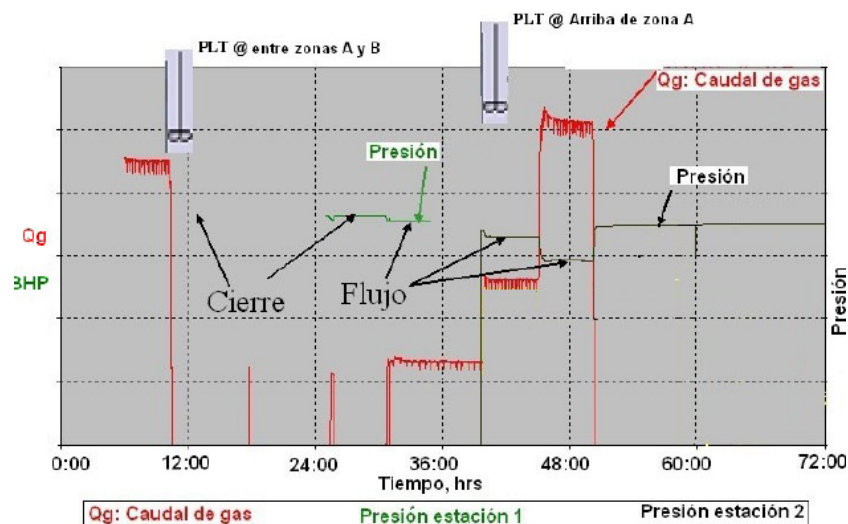
➤ Estimar los parámetros iniciales para las capas remanentes.

Una vez un modelo satisfactorio para la capa inferior ha sido establecido, la interpretación prosigue con la siguiente capa en dirección ascendente. Durante este transiente, la medida del caudal de flujo es el total acumulado de las dos capas inferiores.

➤ Interpretación mediante métodos numéricos.

Adicionalmente a los procesos antes mencionados, el sistema multicapa puede ser descrito con modelos enmallados (grid) refinado e inicializados con los parámetros obtenidos por los métodos analíticos. Un proceso de minimización a través de iteraciones sucesivas permitirá obtener un ajuste histórico de la prueba MLT durante los períodos transientes y los períodos de flujo estabilizados (SIP) (figura 36). Una opción en el caso de los métodos numéricos, es el de alimentar el simulador con un caudal constante.

Figura 36. Prueba Sip-MLT.



Fuente: Jesús A. Cañas, Fabio Girardi, Marcos E. Cohen. Pruebas multicapa con perfiles de producción (plt) para caracterizar la productividad de yacimientos con producción conjunta.

Disponible en <http://biblioteca.iapg.org.ar>.

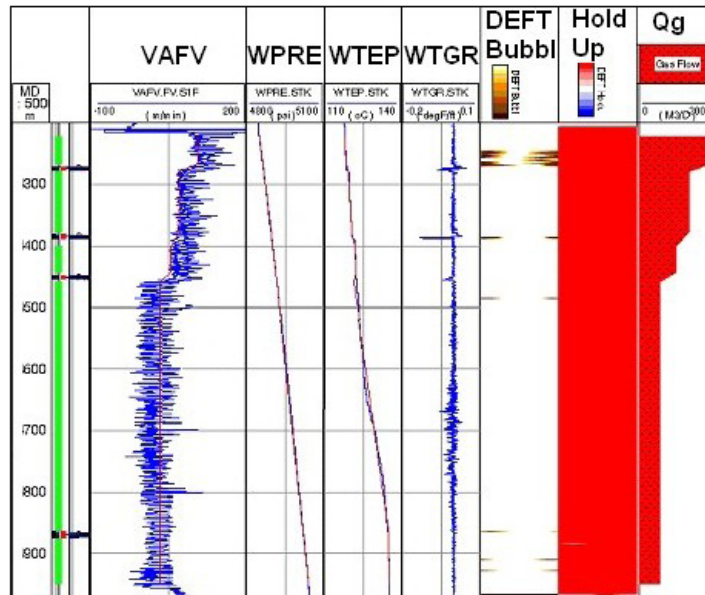
Con pozo cerrado se corre la herramienta PLT<sup>17</sup> a cuatro diferentes velocidades de cable, entre 3000 y 9000 ft/hr entre el tope y la base del yacimiento A; para el caso de la figura 36 por limitación mecánica no se cubrió el nivel B, sin embargo la información es suficiente para verificar el perfil de flujo del yacimiento superior y confirmar flujo cruzado desde el yacimiento B hasta el A.

Adicionalmente, se realizan tres estaciones entre las zonas evaluadas para conferir el flujo cruzado y la recirculación. Con el pozo cerrado se posiciona la herramienta entre los yacimientos A y B, y se abre el pozo a *flujo (#1) corto* posteriormente con la herramienta PLT se estacionara entre las zonas evaluadas se cierra el pozo y se realiza el cierre finalmente y con herramienta a la misma

<sup>17</sup> Jesús A. Cañas, Fabio Girardi, Marcos E. Cohen. Pruebas multicapa con perfiles de producción (plt) para caracterizar la productividad de yacimientos con producción conjunta. Disponible en <http://biblioteca.iapg.org.ar>

profundidad se abre el pozo al flujo (#2) y se hacen pases entre 3000 y 10000 ft/hr para completar el SIP y MLT (figura 37).

Figura 37. Resultados del PLT con pozo cerrado.



Fuente: Jesús A. Cañas, Fabio Girardi, Marcos E. Cohen. Pruebas multicapa con perfiles de producción (plt) para caracterizar la productividad de yacimientos con producción conjunta.

Disponible en <http://biblioteca.iapg.org.ar>.

Procedimiento para la interpretación:

1. Escoger las estaciones a las cuales se va a medir la tasa de flujo
2. Leer la respuesta del spinner a diferentes velocidades en cada estación.
3. Calcular las pendientes  $m_p$  o  $m_n$  (pendientes de las líneas para respuestas positivas y negativas del spinner) para cada estación.
4. Detectar la velocidad umbral ( $V_{th}$ ) para cada estación donde hayan respuestas positivas y negativas del spinner.
5. Calcular la velocidad de flujo ( $v_f$ ) en cada estación.
6. Convertir velocidad del fluido a tasas volumétrica de flujo.

### 3. METODOLOGIA

La necesidad de Colombia de incrementar la producción de petróleo y aumentar sus reservas remanentes en cada uno de los campos, hace necesario realizar estudios de análisis avanzado de producción. Las unidades operacionales del Campo Colorado son la formación Colorado A, Mugrosa B y C, Esmeralda D, la Paz E y Umir U.

Las unidades de Mugrosa se Subdividen en: B1, B2, C1 y C2, las cuales son el nivel de detalle de este estudio.

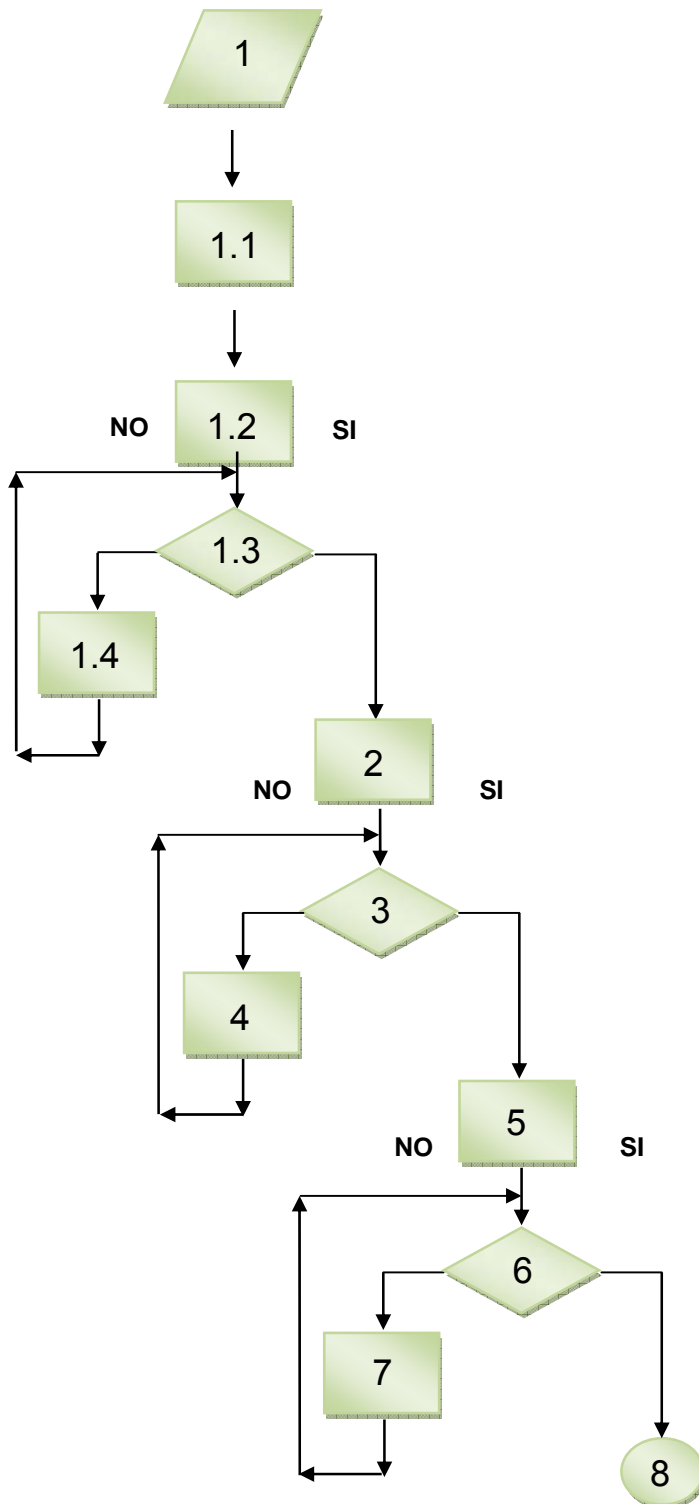
Con el fin de asignar la producción de petróleo verticalmente en las unidades anteriormente mencionadas se ha implementado una metodología<sup>18</sup> a partir de la recopilación de eventos los cuales afectan el aporte de cada subunidad productora, adicionalmente la capacidad de flujo (KH) de cada intervalo productor. Las principales ventajas que la aplicación de la presente metodología ofrece en el desarrollo del presente proyecto: Realizar un análisis detallado de la producción para cada completamiento, identificar zonas prospectivas, realizar estudios que permitan optimizar la producción de cada una de las arenas productoras, efectuar una prospección de arenas nuevas o con potencial productivo, establecer los beneficios que se han obtenido al efectuar trabajos de estimulación, efectuar seguimiento al drenaje del campo, entre otras.

#### ESQUEMA DE LA METODOLOGIA IMPLEMENTADA EN EL PROYECTO

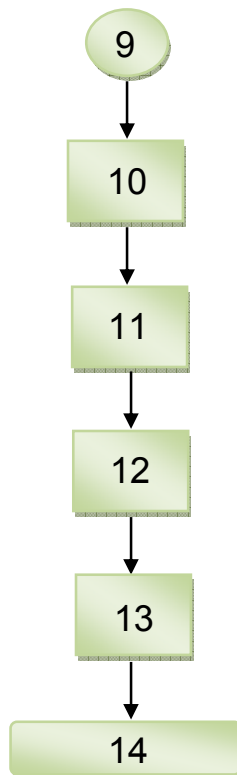
En el diagrama de flujo que se encuentra a continuación se hace una muestra de la metodología empleada en la elaboración de este proyecto, para la distribución de producción del campo Colorado:

---

<sup>18</sup> ANSALL LTDA-ICP, año 2007.



1. Cargar los eventos: Teniendo en cuenta los archivos de todos los pozos del campo Colorado, realizar una tabla que contenga los trabajos realizados con sus respectivas fechas.
  - 1.1. Hallar el espesor cañoneado (Hperf): Teniendo en cuenta los archivos de todos los pozos del campo Colorado para definir el tope y la base de los intervalos cañoneados, para incluirlos en la tabla de los eventos.
  - 1.2. Definir subunidad productora: De acuerdo a los archivos de todos los pozos del campo Colorado para así, incluirlos en la tabla de los eventos.
  - 1.3. ¿Está definida la subunidad productora?
  - 1.4. Revisar registros de resistividad: Con el fin de definir los topes y bases de las unidades productoras para así, conocerlas y saber a que unidad pertenecen dichos completamientos.
2. Definir propiedades petrofísicas, (permeabilidad, porosidad, saturación de agua): Teniendo en cuenta la petrofísica realizada por el Ing. Fredy Garzón Mancilla y los Geólogos Jairo Guillermo Guerrero y Carlos Andrés Duque en el año 2003 para el campo Colorado.
  3. ¿Se tiene datos de petrofísica?
  4. Realizar un enmallado (Grid Map): Con la ayuda de la herramienta OFM y mediante el método de interpolación del pozo vecino más cercano.
  5. Realizar el control de calidad: Verificar que los intervalos de cada pozo se encuentren abiertos y cerrados en la fecha señalada por los eventos para que así, la producción mostrada por cada intervalo concuerde con las aperturas y cierres de dichos intervalos.
  6. ¿Pasa el control de calidad?: Es decir, si cumple que los intervalos de todos los pozos del campo Colorado, se encuentran abiertos y cerrados según las fechas indicadas por los eventos.
  7. Revisar los eventos: Ya que allí se encuentran todos los intervalos con las respectivas fechas de sus aperturas y cierres.
  8. Conector.



9. Conector.

10. Realizar un filtro por pozo, después por fecha (mensual) y se halla la capacidad de flujo ( $K \cdot H_{perf}$ ) por subunidad.

11. Realizar un filtro por pozo y después por fecha (anual) y se halla la capacidad de flujo total ( $K \cdot HT$ ).

12. Realizar un filtro por pozo y después por fecha (mensual) y se halla el aporte por subunidad ( $K \cdot H_{perf} / K \cdot HT$ ).

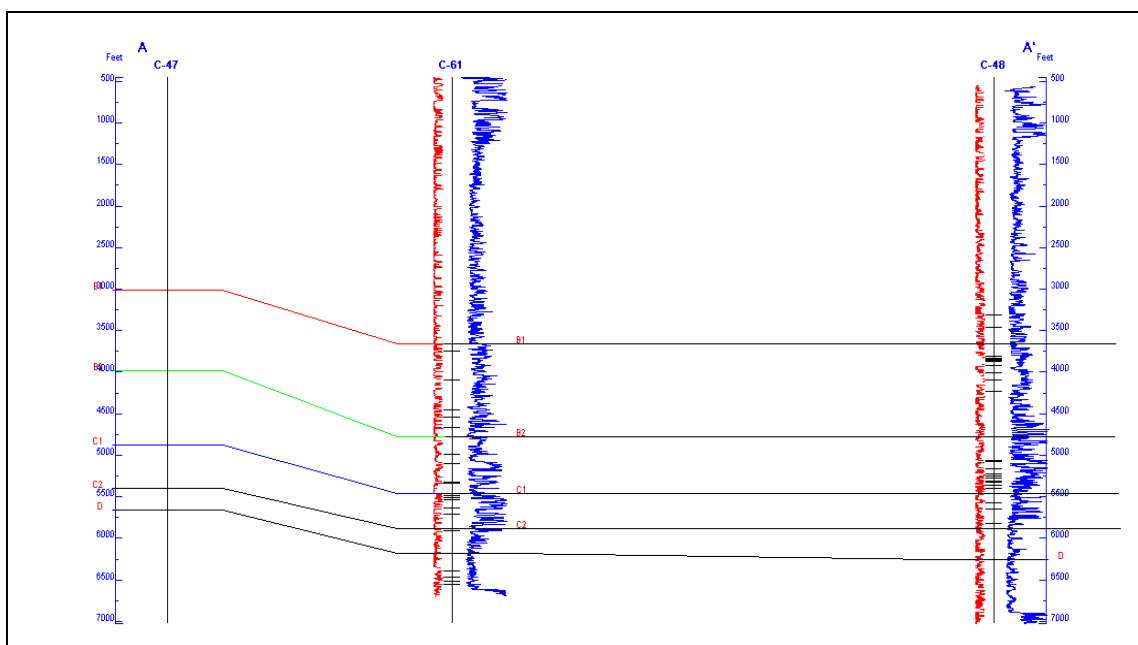
13. Agrupar y multiplicar por fechas (mensual) la producción de aceite, gas y agua ( $Q_o$ ,  $Q_g$ ,  $Q_w$ ) proporcionada por el campo escuela, por el aporte hallado en el paso número 12 para así, encontrar como resultado la distribución de producción mensual del campo Colorado ( $Q_o$ ,  $Q_g$ ,  $Q_w$  mensual por subunidad para todos los pozos).

14. Fin.

### 3.1 VARIABLES

Uno de los procedimientos para la asignación de producción vertical de un pozo cuando no se tienen registros de producción consiste en definir la capacidad de flujo: (Permeabilidad\*Espesor). Las variables que intervienen en la distribución de producción son calculadas a partir del modelo estático ya existente, donde se obtuvo el tope y la base para las unidades de flujo. En el caso del campo Colorado estas son: A, B1, B2, C1, C2, D, E y U, y se utilizan para la determinación de los parámetros petrofísicos como la permeabilidad, porosidad, saturación del agua y el espesor neto petrolífero. Para el pozo Colorado 48 se determinó el tope y la base con la ayuda de la herramienta OFM mediante un análisis de la sección transversal, teniendo en cuenta los dos pozos más cercanos, los cuales son C-47 y C-61, como lo indica la (figura 38) completando así los marcadores de todos los pozos (tabla 1), (ejemplo C-2, C-3, C-5, C-6, los demás pozos se presentan en la base de datos.

Figura 38. Sección transversal para el pozo Colorado-48.



Fuente: Autores del proyecto

Tabla 1. Marcadores (Ej. C-2, C-3, C-5, C-6)

POZO	SUBUNIDAD	PROFUNDIDAD
COLO0002	B1	1626
COLO0002	B2	2693
COLO0003	B1	2280
COLO0003	B2	3049
COLO0003	C1	4058
COLO0003	C2	4457
COLO0003	D	4832
COLO0003	E	5434
COLO0003	U	6034
COLO0005	B1	2484
COLO0005	B2	3780
COLO0005	C1	4365
COLO0005	C2	4891
COLO0005	D	5145
COLO0006	B1	2013
COLO0006	B2	2960
COLO0006	C1	3912
COLO0006	C2	4257
COLO0006	D	4782

*Fuente: Autores del proyecto*

Otra variable que se obtuvo por unidad de flujo fue el espesor cañoneado en base a la recolección de eventos de las zonas cañoneadas, tales como: cañoneos iniciales, recañoneos, squeezes, habilitaciones y aislamientos. Debido a que las ejecuciones de estos eventos fueron efectuadas en diferentes fechas, esta variable es una función del tiempo (tabla 2).

Tabla 2. Eventos Campo Colorado

	A	B	C	D	E	F	G	H
	Wellbore	ARENA	Date	Top	Bottom	ESPESOR (ft)	Type	Comment
2	COLO0003	C1	13-ago-56	4054	4108	54	PERF	Cañon. 109 tiros -Ago 13/56
3	COLO0003	C1	13-ago-56	4164	4186	22	PERF	Cañon. 45 tiros -Ago 13/56
4	COLO0003	C1	13-ago-56	4352	4365	13	PERF	Cañon. 25 tiros -Ago 13/56
5	COLO0003	E	16-jun-56	5792	5809	17	PERF	Cañon. 35 balas, Gasifero.
6	COLO0003	E	21-jun-56	5839	5855	16	PERF	Cañon. 33 balas, Petrolifero -Jun 21/56
7	COLO0003	C1	31-may-60	4054	4108	54	FRAC	Fracturamiento -May60
8	COLO0003	C1	31-may-60	4164	4186	22	FRAC	Fracturamiento -May60
9	COLO0003	C1	31-may-60	4352	4365	13	FRAC	Fracturamiento -May60
10	COLO0003	C1	08-jul-61	4380	4394	14	PERF	Cañon. Desint. 1-11/16" 2 tpp -Jul 8/61
11	COLO0003	C1	08-jul-61	4402	4418	16	PERF	Cañon. Desint. 1-11/16" 2 tpp -Jul 8/61
12	COLO0003	C2	08-jul-61	4488	4500	12	PERF	Cañon. Desint. 1-11/16" 2 tpp -Jul 8/61
13	COLO0003	C2	08-jul-61	4538	4565	27	PERF	Cañon. Desint. 1-11/16" 2 tpp -Jul 8/61
14	COLO0003	E	16-jun-56	5792	5809	17	SQUEEZE	Squeeze sin exito -Jun 16/56.
15	COLO0003	E	13-jul-61	5792	5809	17	RCN	Cañon. 2 tpp.
16	COLO0003		03-oct-61				LIM	LIMPIEZA DE PARAFINA
17	COLO0003		25-may-62				LIM	LIMPIEZA DE PARAFINA
18	COLO0003		11-sep-63				LIM	LIMPIEZA DE PARAFINA
19	COLO0003		18-abr-64				LIM	LIMPIEZA DE PARAFINA
20	COLO0003		07-abr-65				LIM	LIMPIEZA DE PARAFINA
21	COLO0003	C1	13-nov-67	4054	4108	54	SQUEEZE	Squeeze -Nov67
22	COLO0003	E	13-jul-61	5792	5809	17	ACID	Acidificado
23	COLO0003	E	13-nov-67	5792	5809	17	FRAC	Fracturado -Nov 13/67
24	COLO0003	E	04-oct-74	5839	5855	16	ACID	acidif. -Oct/74
25	COLO0003		20-dic-89				LIM	LIMPIEZA DE PARAFINA
26	COLO0003		14-oct-93				LIM	LIMPIEZA DE PARAFINA
27	COLO0003	E	04-oct-74	5792	5809	17	ACID	acidif. -Oct/74
28	COLO0007	C1	07-ago-30	3879	3920	41	PERF	PRODUCTOR DE GAS
29	COLO0009	B2	19-dic-45	3634	3650	16	PERF	Cañon. 17 tiros -Dic/45
30	COLO0009	B2	19-dic-45	3743	3754	11	PERF	Cañon. 12 tiros -Dic/45
31	COLO0009	B2	19-dic-45	3777	3792	15	PERF	Cañon. 16 tiros -Dic/45
32	COLO0009	B2	19-dic-45	3860	3890	30	PERF	Cañon. 31 tiros -Dic/45
33	COLO0009	B2	19-dic-45	3898	3913	15	PERF	Cañon. 16 tiros -Dic/45
34	COLO0009	B2	19-dic-45	3988	4005	17	PERF	Cañon. 18 tiros.
35	COLO0009	C1	19-dic-45	4015	4035	20	PERF	Cañon. 21 tiros.

Fuente: Autores del proyecto

En resumen las variables involucradas en este proyecto para realizar la asignación vertical de petróleo en el Campo Colorado son la permeabilidad y el espesor cañoneado.

### 3.2 DETERMINACIÓN DE PROPIEDADES PETROFÍSICAS.

La petrofísica del Campo Colorado utilizada para la realización de este proyecto fue la realizada por el Ing. Fredy Garzón Mancilla y los Geólogos Jairo Guillermo Guerrero y Carlos Andrés Duque en el año 2003<sup>19</sup>.

Para los pozos que no presentaban interpretación petrofísica (permeabilidad), el cálculo de las propiedades se realizó con la ayuda de la herramienta OFM, en

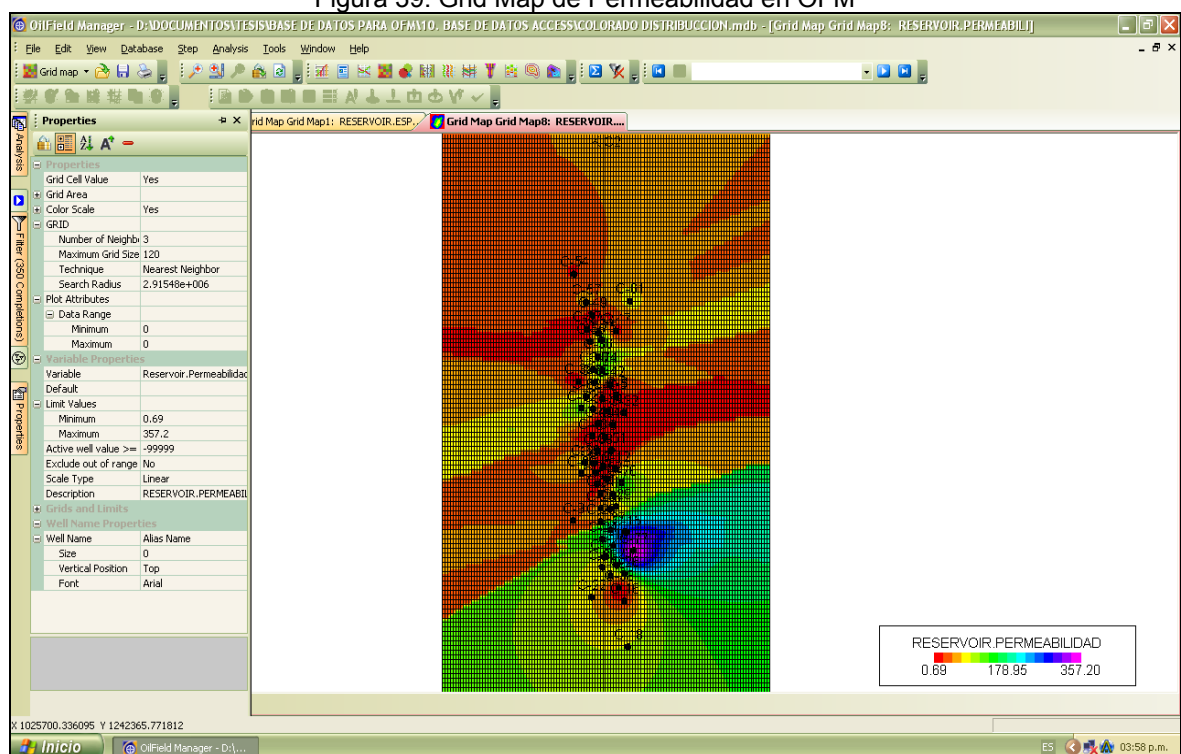
<sup>19</sup> ECOPETROL – ICP, Informe Diagnóstico y Estrategias de Recobro Campo Colorado, El Centro, Diciembre de 2003.

donde se creó un enmallado (Grid Map), para cada una de las propiedades mencionadas, realizando previamente un filtro por arena productora.

Para obtener estas propiedades OFM realiza una interpolación, donde su exactitud y certeza depende del método de interpolación que se escoja para realizar la malla.

Para la realización de este proyecto el método de interpolación que se escogió fue el del pozo vecino más cercano; donde el número de datos que se utilizó en el momento de realizar el promedio fue de tres pozos, donde estos son los más cercanos que presentan interpretación petrofísica; así como también se seleccionó un tamaño máximo de malla de 120 (figura 30).

Figura 39. Grid Map de Permeabilidad en OFM



Fuente: Autores del proyecto

Para los pozos C-67 y C-39 los cuales fueron completados en la formación Colorado A, que no poseen una caracterización petrofísica (permeabilidad) se procedió a tomar el promedio de las propiedades del Campo Lisama, ya que en

este campo se presentan propiedades petrofísicas similares al encontrarse también la formación Colorado A.

Para los pozos C-12, 30, 36, 37, 40, 42, 43, 49, 50, 51, 52, 55, 58, 59, 60, 62, 76 los cuales fueron completados en la formación Esmeralda D, que no poseen caracterización petrofísica (permeabilidad) se tomaron las propiedades halladas en la Tesis de grado “Caracterización petrofísica a partir de núcleos de perforación y registros de pozo para la formación mugrosa del Campo Colorado, Bloques I y II” de los estudiantes, Aldemar Castillo M y Ríos S Julio<sup>20</sup>.

Para los pozos C-3, 12, 33, 35, 36, 37, 40, 44, 69 completados en la formación La Paz E, en los cuales no se encontró ningún dato petrofísico (permeabilidad) se procedió a tomar el promedio de los valores de la formación Esmeralda D ya que se encuentra a una profundidad muy cercana de la formación La Paz E.

Se obtuvo una (tabla 3), con las permeabilidades por Subunidad de flujo de todos los pozos constituida de la siguiente manera.

Tabla 3. Permeabilidad por subunidades

SUBUNIDAD	PERMEABILIDAD (K)
COLO0003:B1	1,16
COLO0003:B2	0,74
COLO0003:C1	12,25
COLO0003:C2	60,55
COLO0003:E	0,5
COLO0007:C1	46,8
COLO0009:B2	1,4

<sup>20</sup> CASTILLO, Aldemar y RIOS, Julio, Caracterización petrofísica a partir de núcleos de perforación y registros de pozo para la formación mugrosa del Campo Colorado, Bloques I y II, 2008. Trabajo de grado. Universidad Industrial de Santander, 2008.

COLO0009:C1	50,6
COLO0010:B1	1,6
COLO0010:B2	0,81
COLO0010:C1	0,69
COLO0010:C2	75,97
COLO0011:B1	1,5
COLO0011:B2	0,33
COLO0011:C1	73,43
COLO0011:C2	13,53
COLO0012:D	5
COLO0012:E	5
COLO0013:B1	1,6
COLO0013:B2	1,38
COLO0013:C1	0,69
COLO0013:C2	65,05
COLO0015:B1	1,7
COLO0015:B2	0,9
COLO0015:C1	11,57
COLO0015:C2	78,3
COLO0016:B1	1,58
COLO0016:B2	1,54
COLO0016:C1	1,16
COLO0016:C2	0,69
COLO0018:B1	1,5
COLO0018:B2	1,46
COLO0018:C1	1,16
COLO0018:C2	0,69
COLO0019:B1	1,6
COLO0019:B2	0,89
COLO0019:C1	1,41

COLO0019:C2	0,69
COLO0020:B1	1,12
COLO0020:B2	0,96
COLO0020:C1	0,69
COLO0020:C2	47,52
COLO0021:B1	1,54
COLO0021:B2	1,03
COLO0021:C1	0,98
COLO0021:C2	68,33
COLO0022:B1	1,47
COLO0022:B2	1,28
COLO0022:C1	1,34
COLO0022:C2	0,69
COLO0023:B1	1,67
COLO0023:B2	0,85
COLO0023:C1	1,41
COLO0023:C2	0,69
COLO0024:B1	1,38
COLO0024:B2	0,92
COLO0024:C1	0,69
COLO0024:C2	68,33
COLO0025:B1	1,79
COLO0025:B2	0,9
COLO0025:C1	1,17
COLO0025:C2	38,33
COLO0026:B1	1,68
COLO0026:B2	0,95
COLO0026:C1	1,41
COLO0026:C2	0,69
COLO0027:B1	1,4

COLO0027:B2	0,91
COLO0027:C1	0,69
COLO0027:C2	84,15
COLO0028:B1	1,17
COLO0028:B2	0,9
COLO0028:C1	0,69
COLO0028:C2	123,79
COLO0029:B1	1,41
COLO0029:B2	0,6
COLO0029:C1	66,3
COLO0029:C2	27,31
COLO0030:B1	1,25
COLO0030:B2	0,44
COLO0030:C1	0,98
COLO0030:C2	24,78
COLO0030:D	5
COLO0031:B1	1,14
COLO0031:B2	0,63
COLO0031:C1	27,66
COLO0031:C2	26,13
COLO0032:B1	1,14
COLO0032:B2	1,12
COLO0032:C1	21,3
COLO0032:C2	107,58
COLO0033:B1	0,48
COLO0033:B2	0,5
COLO0033:C1	0,69
COLO0033:C2	35,13
COLO0033:E	5
COLO0034:B1	1,14

COLO0034:B2	1,05
COLO0034:C1	16,22
COLO0034:C2	149,01
COLO0035:B1	1,23
COLO0035:B2	0,99
COLO0035:C1	68,33
COLO0035:C2	9,41
COLO0035:E	5
COLO0036:B1	1,71
COLO0036:B2	1,41
COLO0036:C1	13,53
COLO0036:C2	225,72
COLO0036:D	5
COLO0036:E	5
COLO0037:B1	1,39
COLO0037:B2	27,45
COLO0037:C1	218,39
COLO0037:C2	0,84
COLO0037:D	5
COLO0037:E	5
COLO0038:B1	1,6
COLO0038:B2	1,57
COLO0038:C1	1,41
COLO0038:C2	0,69
COLO0039:A	66,54
COLO0039:B1	1,38
COLO0039:B2	1,41
COLO0039:C1	12,54
COLO0039:C2	149,01
COLO0040:B1	1,71

COLO0040:B2	0,95
COLO0040:C1	38,59
COLO0040:C2	15,56
COLO0040:D	5
COLO0040:E	5
COLO0040:U	0,5
COLO0042:B1	1,48
COLO0042:B2	1,41
COLO0042:C1	11,76
COLO0042:C2	150,23
COLO0042:D	5
COLO0043:B1	1,27
COLO0043:B2	0,78
COLO0043:C1	0,69
COLO0043:C2	73,43
COLO0043:D	5
COLO0044:B1	1,35
COLO0044:B2	0,33
COLO0044:C1	68,33
COLO0044:C2	11,67
COLO0044:E	5
COLO0045:B1	1,07
COLO0045:B2	1,23
COLO0045:C1	20,12
COLO0045:C2	74,83
COLO0047:B1	1,47
COLO0047:B2	14,9
COLO0047:C1	72,25
COLO0047:C2	54,42
COLO0048:B1	1

COLO0048:D	5
COLO0049:B1	0,98
COLO0049:B2	18,31
COLO0049:C1	0,8
COLO0049:C2	1,02
COLO0049:D	5
COLO0050:B1	1,25
COLO0050:B2	0,44
COLO0050:C1	0,69
COLO0050:C2	10,8
COLO0050:D	5
COLO0051:B1	1,34
COLO0051:B2	0,49
COLO0051:C1	22,16
COLO0051:C2	27,71
COLO0051:D	5
COLO0052:B1	1,44
COLO0052:B2	0,8
COLO0052:C1	68,33
COLO0052:C2	12,54
COLO0052:D	5
COLO0053:B1	1,03
COLO0053:B2	0,99
COLO0053:C1	0,69
COLO0053:C2	57,63
COLO0053:D	5
COLO0054:B1	1,2
COLO0054:B2	42,26
COLO0054:C1	0,88
COLO0054:C2	1,23

COLO0055:B1	1,79
COLO0055:B2	1,16
COLO0055:C1	13,53
COLO0055:C2	149,01
COLO0055:D	5
COLO0056:B1	1,68
COLO0056:B2	14,52
COLO0056:C1	90,2
COLO0056:C2	64,12
COLO0057:B1	1,05
COLO0057:B2	22,63
COLO0057:C1	0,83
COLO0057:C2	1,26
COLO0058:B1	1,6
COLO0058:C2	68,3
COLO0058:D	5
COLO0059:B1	1,33
COLO0059:B2	1,41
COLO0059:C1	68,33
COLO0059:C2	21,63
COLO0059:D	5
COLO0060:B1	1,54
COLO0060:B2	0,98
COLO0060:C1	1,22
COLO0060:C2	30,72
COLO0060:D	5
COLO0061:B1	0,48
COLO0061:B2	22,05
COLO0061:C1	0,99
COLO0061:C2	1,06

COLO0062:B1	0,85
COLO0062:B2	1,32
COLO0062:C1	63,59
COLO0062:C2	9,41
COLO0062:D	5
COLO0063:B1	0,98
COLO0063:B2	0,89
COLO0063:C1	9,77
COLO0063:C2	64,56
COLO0064:B1	1,05
COLO0064:B2	1,4
COLO0065:B1	1,16
COLO0065:B2	0,41
COLO0065:C1	0,69
COLO0065:C2	74,27
COLO0066:B1	1,2
COLO0066:B2	0,97
COLO0066:C1	22
COLO0066:C2	73,43
COLO0067:A	66,54
COLO0069:B1	0,85
COLO0069:B2	0,55
COLO0069:C1	0,88
COLO0069:C2	18,9
COLO0069:E	5
COLO0070:B1	1,25
COLO0070:B2	0,89
COLO0070:C1	5,4
COLO0070:C2	67,05
COLO0071:B1	1,38

COLO0071:B2	0,71
COLO0071:C1	2,48
COLO0071:C2	64,32
COLO0072:B1	1,39
COLO0072:B2	1,2
COLO0072:C1	46,63
COLO0072:C2	21,14
COLO0074:B1	1,71
COLO0074:B2	1,41
COLO0074:C1	16,22
COLO0074:C2	357,2
COLO0075:B2	22,6
COLO0075:C1	68
COLO0075:C2	149
COLO0076:B1	1,71
COLO0076:B2	0,52
COLO0076:C1	0,53
COLO0076:C2	15,56
COLO0076:D	5
COLO0077:B1	1,79
COLO0077:B2	0,66
COLO0077:C1	1,13
COLO0077:C2	46,41

*Fuente: Autores del proyecto*

### **3.3 EVENTOS**

La historia de los intervalos cañoneados (ó zonas con liner ranurado ó hueco abierto) permite obtener un entendimiento más acertado de los factores que influyen en el comportamiento de la producción, para definir el potencial productor del mismo, su relación con el espesor neto e intervalos cañoneados. En esta

distribución de producción los eventos a nivel de intervalo juegan un papel importante, por que dependiendo del tipo de evento, su estado indica OPEN ó CLOSE, es decir, la apertura o cierre de la capacidad de flujo que tiene cada zona productora (tabla 2). En la columna de valor de la (tabla 4) se observa 1(uno) para una apertura y -1(menos uno) para un cierre, (ejemplo COLO0003, los demás pozos se presentaron en la base de datos).

Tabla 4. Historia de aperturas y cierres mensual (Ej. C-

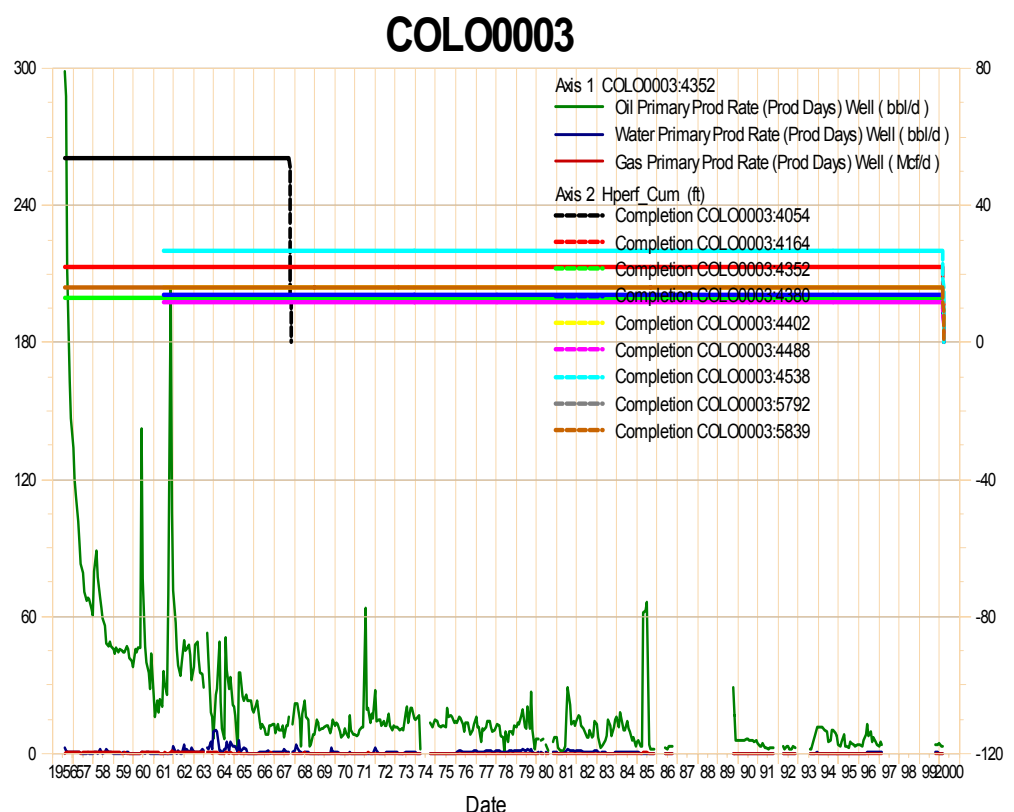
POZO	FECHA	TOPE	BASE	VALOR	0	ZONA
COLO0003	01-08-56	4054	4108	1		54 C1
COLO0003	01-08-56	4164	4186	1		22 C1
COLO0003	01-08-56	4352	4365	1		13 C1
COLO0003	01-08-56	5792	5809	1		17 E
COLO0003	01-08-56	5839	5855	1		16 E
COLO0003	08-07-61	4380	4394	1		14 C1
COLO0003	08-07-61	4402	4418	1		16 C1
COLO0003	08-07-61	4488	4500	1		12 C2
COLO0003	08-07-61	4538	4565	1		27 C2
COLO0003	16-08-56	5792	5809	-1		-17 E
COLO0003	21-06-56	5839	5855	1		16 E
COLO0003	31-05-60	4054	4108	1		54 C1
COLO0003	31-05-60	4164	4186	1		22 C1
COLO0003	31-05-60	4352	4365	1		13 C1
COLO0003	11-07-61	5792	5809	1		17 E
COLO0003	13-11-67	4054	4108	-1		-54 C1
COLO0003	13-11-67	5792	5809	1		17 E
COLO0003	04-10-74	5792	5809	1		17 E
COLO0003	04-10-74	5839	5855	1		16 E
COLO0003	13-11-67	5792	5809	1		17 E
COLO0003	01-12-86	4054	4108	-1		-54 C1
COLO0003	01-12-86	4164	4186	-1		-22 C1
COLO0003	01-12-86	4352	4365	-1		-13 C1
COLO0003	01-12-86	5839	5855	-1		-16 E
COLO0003	01-12-86	4380	4394	-1		-14 C1
COLO0003	01-12-86	4402	4418	-1		-16 C1
COLO0003	01-12-86	4488	4500	-1		-12 C2
COLO0003	01-12-86	4538	4565	-1		-27 C2
COLO0003	01-12-86	5839	5855	-1		-16 E
COLO0003	01-12-86	4164	4186	-1		-22 C1
COLO0003	01-12-86	4352	4365	-1		-13 C1
COLO0003	01-12-86	5792	5809	-1		-17 E
COLO0003	01-12-86	5792	5809	-1		-17 E
COLO0003	01-12-86	5792	5809	-1		-17 E
COLO0003	01-12-86	5839	5855	-1		-16 E
COLO0003	01-12-86	5792	5809	-1		-17 E

3)



agua y gas contra tiempo (mensual) donde se realiza un control de calidad (figura 40), (ejemplo COLO0003, los demás pozos se presentaran en la base de datos). Los pozos que no pasan el control de calidad, se les hace una revisión teniendo en cuenta los eventos, corroborando las fechas en las cuales dichos intervalos se encuentran abiertos o cerrados y posteriormente corrigiéndolas. Este control es muy importante porque ajusta la producción mensual de pozo, cuando un pozo está inactivo la suma de todos los espesores es cero (0) por lo tanto su capacidad de flujo también será cero y cuando un pozo tiene producción la suma de todos los espesores es diferente de cero así, su capacidad de flujo también será diferente de cero.

Figura 40. Control de calidad de aperturas y cierres mensual (Ejemplo C-3).



Fuente: Autores del proyecto

### 3.4. DISTRIBUCIÓN DE PRODUCCIÓN.

Teniendo todas las propiedades petrofísicas involucradas en el desarrollo de este proyecto como se explicó en el numeral 3.2 (Determinación de Propiedades Petrofísicas) para cada subunidad productora (tabla 3), además del espesor cañoneado (Hperf) extraído de la recolección de eventos (tabla 2), se procede a realizar un filtro por pozo, después por fecha (mensual) y se halla la capacidad de flujo ( $K \cdot H_{perf}$ ) por subunidad realizando una tabla como la que se muestra a continuación (tabla 5), (ejemplo COLO0003, los demás pozos se presentaran en la base de datos) la cual se encuentra constituida por el nombre del pozo, fecha a la cual pertenece la capacidad de flujo por subunidad, los días que estuvo abierta en el mes la subunidad productora y la capacidad de flujo mensual por subunidad (KHperf).

Tabla 5. Capacidad de flujo mensual por subunidad (Ej. C-3).

UNIDAD	FECHA	DIAS	KHperf
COLO0003:C1	01-Ago-56	15	1090,25
COLO0003:C1	01-Sep-56	30	1090,25
COLO0003:C1	01-Oct-56	31	1090,25
COLO0003:C1	01-Nov-56	30	1090,25
COLO0003:C1	01-Dic-56	31	1090,25
COLO0003:E	01-Ago-56	15	8
COLO0003:E	01-Sep-56	30	8
COLO0003:E	01-Oct-56	31	8
COLO0003:E	01-Nov-56	30	8
COLO0003:E	01-Dic-56	31	8

*Fuente: Autores del proyecto*

Luego de calculada la capacidad de flujo mensual por subunidad (KHperf), se realiza un filtro por pozo y después por fecha (anual) y se halla la capacidad de

flujo total ( $K*HT$ ) (tabla 6) (ejemplo COLO0003, los demás pozos se presentaran en la base de datos).

Tabla 6. Capacidad de flujo total (Ej. Col-03).

POZO	FECHA	KHT
COLO0003	01-Ago-56	1098,25
COLO0003	01-Sep-56	1098,25
COLO0003	01-Oct-56	1098,25
COLO0003	01-Nov-56	1098,25
COLO0003	01-Dic-56	1098,25

*Fuente: Autores del proyecto*

Se realizar un filtro por pozo y después por fecha (mensual) y se halla el aporte por subunidad ( $K*Hperf/K*HT$ ) (tabla 7) (ejemplo COLO0003, los demás pozos se presentaran en la base de datos).

Tabla 7. Aporte por subunidad (Ej. Col-03).

UNIDAD	FECHA	KHperf/KHT
COLO0003:C1	01/08/1956	0,99
COLO0003:C1	01/09/1956	0,99
COLO0003:C1	01/10/1956	0,99
COLO0003:C1	01/11/1956	0,99
COLO0003:C1	01/12/1956	0,99
COLO0003:C2	01/08/1956	
COLO0003:C2	01/09/1956	
COLO0003:C2	01/10/1956	
COLO0003:C2	01/11/1956	
COLO0003:C2	01/12/1956	
COLO0003:E	01/08/1956	0,01
COLO0003:E	01/09/1956	0,01
COLO0003:E	01/10/1956	0,01
COLO0003:E	01/11/1956	0,01
COLO0003:E	01/12/1956	0,01

*Fuente: Autores del proyecto*

Agrupar y multiplicar por fechas (mensual) la producción de aceite, gas y agua (Qo, Qg, Qw) proporcionada por el campo escuela, por el aporte de cada subunidad para así, encontrar como resultado la distribución de producción mensual del campo Colorado (Qo, Qg, Qw mensual por subunidad para todos los pozos) (ejemplo COLO0003, los demás pozos se presentaran en la base de datos) (tabla 8).

Tabla 8. Distribución de producción (Ej. Col-03).

UNIDAD	FECHA	DIAS	GAS	ACEITE	AGUA
COLO0003:C1	01-Ago-56	15	2801,44	4447,37	40,7
COLO0003:C1	01-Sep-56	30	9201,48	8567,14	28,79
COLO0003:C1	01-Oct-56	31	11895,71	6518,17	6,95
COLO0003:C1	01-Nov-56	30	8933,45	4844,45	16,88
COLO0003:C1	01-Dic-56	31	8780,57	4518,84	20,85
COLO0003:C1	01-Ene-57	31	8018,16	4126,72	8,93
COLO0003:C1	01-Feb-57	28	7760,06	3353,39	7,94
COLO0003:C1	01-Mar-57	31	8083,68	3489,4	11,91
COLO0003:C1	01-Abr-57	29	6755,43	2919,58	19,85
COLO0003:C1	01-May-57	31	6562,84	2836,19	19,85
COLO0003:C1	01-Jun-57	30	5711,09	2467,89	2,98
COLO0003:C1	01-Jul-57	31	9008,89	2440,1	2,98
COLO0003:C1	01-Ago-57	31	9507,24	2183,97	4,96
COLO0003:C1	01-Sep-57	30	9026,76	1995,36	4,96
COLO0003:C1	01-Oct-57	31	9835,83	2107,54	24,82
COLO0003:C1	01-Nov-57	30	10257,73	2009,26	4,96
COLO0003:C1	01-Dic-57	31	9482,42	1946,72	4,96
COLO0003:C1	01-Ene-58	31	9052,57	1858,36	3,97
COLO0003:C1	01-Feb-58	28	12986,71	2225,67	7,94
COLO0003:C1	01-Mar-58	31	18109,12	2735,92	8,93
COLO0003:C1	01-Abr-58	30	15790,14	2302,11	4,96
COLO0003:C1	01-May-58	31	15164,72	2091,65	51,62
COLO0003:C1	01-Jun-58	30	12673,01	1898,07	8,93
COLO0003:C1	01-Jul-58	31	13215,03	1813,69	3,97
COLO0003:C1	01-Ago-58	31	12901,33	1711,44	5,96
COLO0003:C1	01-Sep-58	30	10944,69	1427,53	49,64
COLO0003:C1	01-Oct-58	31	10291,48	1451,35	8,93
COLO0003:C1	01-Nov-58	30	8768,66	1462,27	11,91
COLO0003:C1	01-Dic-58	31	7250,8	1440,43	11,91
COLO0003:C1	01-Ene-59	31	9392,08	1403,7	4,96
COLO0003:C1	01-Feb-59	28	7127,7	1221,04	0
COLO0003:C1	01-Mar-59	31	8343,78	1419,58	2,98

COLO0003:C1	01-Abr-59	30	6951	1327,26	2,98
COLO0003:C1	01-May-59	31	7321,28	1409,66	2,98
COLO0003:C1	01-Jun-59	30	4558,55	1344,14	1,99
COLO0003:C1	01-Jul-59	31	4675,69	1363,99	6,95
COLO0003:C1	01-Ago-59	31	6243,19	1368,95	2,98
COLO0003:C1	01-Sep-59	30	4576,42	1399,73	6,95
COLO0003:C1	01-Oct-59	31	4539,69	1402,71	8,93
COLO0003:C1	01-Nov-59	30	4066,16	1244,87	2,98
COLO0003:C1	01-Dic-59	31	4049,29	1239,9	2,98
COLO0003:C1	01-Ene-60	31	4111,83	1173,39	2,98
COLO0003:C1	01-Feb-60	25	3998,66	1126,73	2,98
COLO0003:C1	01-Mar-60	31	4923,87	1371,93	2,98
COLO0003:C1	01-Abr-60	30	5056,89	1373,92	2,98
COLO0003:C1	01-May-60	17	2865,97	785,24	1,99
COLO0003:C1	01-Jun-60	28	15349,37	3958,95	13,9
COLO0003:C1	01-Jul-60	31	14660,43	2364,65	5,96
COLO0003:C1	01-Ago-60	28	7768,99	1311,38	2,98
COLO0003:C1	01-Sep-60	30	8026,11	1183,32	5,96
COLO0003:C1	01-Oct-60	31	7333,19	1077,1	5,96
COLO0003:C1	01-Nov-60	30	8979,11	843,81	2,98
COLO0003:C1	01-Dic-60	31	17350,68	1337,19	2,98
COLO0003:C1	01-Ene-61	31	9268,99	766,38	0
COLO0003:C1	01-Feb-61	28	6059,54	444,74	0
COLO0003:C1	01-Mar-61	31	8893,74	701,85	0
COLO0003:C1	01-Abr-61	30	8365,62	524,15	0
COLO0003:C1	01-May-61	31	2289,2	733,62	0
COLO0003:C1	01-Jun-61	30	1870,28	609,53	0
COLO0003:C1	01-Jul-61	22	1514,05	301,67	0
COLO0003:C1	01-Ago-61	31	2312,01	364,13	0
COLO0003:C1	01-Sep-61	30	1864,85	293,29	0
COLO0003:C1	01-Oct-61	31	1418,06	818,16	0
COLO0003:C1	01-Nov-61	30	5957,91	2332,2	0
COLO0003:C1	01-Dic-61	31	12629,62	1245,52	0
COLO0003:C1	01-Ene-62	31	9430,89	841,77	33,14
COLO0003:C1	01-Feb-62	28	8009,4	608,28	4,19
COLO0003:C1	01-Mar-62	31	7226,28	537,82	1,14
COLO0003:C1	01-Abr-62	30	6306,43	442,98	12,57
COLO0003:C1	01-May-62	31	3797,49	401,84	1,14
COLO0003:C1	01-Jun-62	30	3040,66	458,21	1,14
COLO0003:C1	01-Jul-62	22	1801,62	414,79	29,33
COLO0003:C1	01-Ago-62	31	3975,75	534,01	9,52
COLO0003:C1	01-Sep-62	30	4415,3	522,96	22,85
COLO0003:C1	01-Oct-62	31	4535,28	559,15	9,52
COLO0003:C1	01-Nov-62	30	3976,51	492,11	9,14
COLO0003:C1	01-Dic-62	31	3092,46	379,37	27,04
COLO0003:C1	01-Ene-63	22	2591,97	319,57	4,19

COLO0003:C1	01-Feb-63	24	5147,37	432,69	4,57
COLO0003:C1	01-Mar-63	30	6594,38	554,58	5,71
COLO0003:C1	01-Abr-63	30	5737,38	471,54	4,57
COLO0003:C1	01-May-63	31	5108,14	414,79	4,57
COLO0003:C1	01-Jun-63	30	4635,84	398,03	17,14
COLO0003:C1	01-Jul-63	17	2335,63	185,88	9,14
COLO0003:C1	01-Sep-63	20	4873,89	403,36	18,28
COLO0003:C1	01-Oct-63	30	5545,41	459,74	20,57
COLO0003:C1	01-Nov-63	25	2096,81	173,31	44,95
COLO0003:C1	01-Dic-63	31	910,33	189,3	21,33
COLO0003:C1	01-Ene-64	31	3666,85	74,65	108,94
COLO0003:C1	01-Feb-64	28	3493,54	272,34	108,94
COLO0003:C1	01-Mar-64	31	3736,55	331,76	108,94
COLO0003:C1	01-Abr-64	30	1484,72	561,43	11,43
COLO0003:C1	01-May-64	31	896,24	262,43	10,66
COLO0003:C1	01-Jun-64	21	535,92	84,18	0,76
COLO0003:C1	01-Jul-64	27	831,87	67,04	17,52
COLO0003:C1	01-Ago-64	28	2570,26	539,34	18,28
COLO0003:C1	01-Sep-64	30	3886,24	421,65	57,13
COLO0003:C1	01-Oct-64	22	1404,35	236,91	8,38
COLO0003:C1	01-Nov-64	30	2961,82	382,8	54,85
COLO0003:C1	01-Dic-64	31	1928,84	246,82	35,42
COLO0003:C1	01-Ene-65	26	1605,46	205,3	33,52
COLO0003:C1	01-Feb-65	28	1520,9	180,16	29,71
COLO0003:C1	01-Mar-65	31	127,6	11,81	2,29
COLO0003:C1	01-Abr-65	25	2765,28	333,28	53,32
COLO0003:C1	01-May-65	25	127,6	333,28	1,9
COLO0003:C1	01-Jun-65	30	1916,27	285,67	24
COLO0003:C1	01-Jul-65	31	1895,32	271,58	31,99
COLO0003:C1	01-Ago-65	31	2079,29	299,38	19,04
COLO0003:C1	01-Sep-65	30	1861,42	262,82	1,14
COLO0003:C1	01-Oct-65	31	1862,18	271,58	1,14
COLO0003:C1	01-Nov-65	30	1802	262,82	1,14
COLO0003:C1	01-Dic-65	31	1627,17	224,35	1,14
COLO0003:C1	01-Ene-66	31	1460,72	212,54	1,14
COLO0003:C1	01-Feb-66	28	1506,05	223,96	1,14
COLO0003:C1	01-Mar-66	31	1904,46	271,58	1,14
COLO0003:C1	01-Abr-66	30	621,62	159,97	6,86
COLO0003:C1	01-May-66	28	536,3	117,31	5,33
COLO0003:C1	01-Jun-66	30	793,02	148,55	3,43
COLO0003:C1	01-Jul-66	31	701,22	129,88	3,43
COLO0003:C1	01-Ago-66	31	479,54	94,46	2,29
COLO0003:C1	01-Sep-66	30	1338,07	91,41	14,85
COLO0003:C1	01-Oct-66	31	2124,23	141,69	3,43
COLO0003:C1	01-Nov-66	30	2292,21	141,69	0
COLO0003:C1	01-Dic-66	31	1393,3	153,5	3,43

COLO0003:C1	01-Ene-67	31	1147,63	153,5	3,43
COLO0003:C1	01-Feb-67	28	645,23	95,98	2,29
COLO0003:C1	01-Mar-67	31	959,85	153,5	3,43
COLO0003:C1	01-Abr-67	30	718,74	114,27	2,29
COLO0003:C1	01-May-67	31	802,92	118,08	2,29
COLO0003:C1	01-Jun-67	30	884,43	137,12	3,43
COLO0003:C1	01-Jul-67	31	1030,69	82,65	20,19
COLO0003:C1	01-Ago-67	31	1755,91	141,69	4,57
COLO0003:C1	01-Sep-67	25	639,9	114,27	3,05
COLO0003:C1	01-Oct-67	3	100,94	18,28	0,38
COLO0003:C1	01-Dic-67	31	545,81	101,36	2,26
COLO0003:C1	01-Ene-68	31	520,15	171,54	9,31
COLO0003:C1	01-Feb-68	28	1097,15	154,94	24,65
COLO0003:C1	01-Mar-68	31	986,48	171,54	17,1
COLO0003:C1	01-Abr-68	30	664,02	113,19	2,26
COLO0003:C1	01-May-68	31	131,8	23,39	4,02
COLO0003:C1	01-Jun-68	30	1162,8	128,28	0,75
COLO0003:C1	01-Jul-68	31	1641,45	179,34	2,26
COLO0003:C1	01-Ago-68	31	982,45	124,76	1,51
COLO0003:C1	01-Sep-68	30	897,94	113,19	1,51
COLO0003:C1	01-Oct-68	31	186,38	23,39	0
COLO0003:C1	01-Nov-68	30	262,59	30,18	0,75
COLO0003:C1	01-Dic-68	31	491,23	62,38	0,75
COLO0003:C1	01-Ene-69	24	390,11	50,56	0,25
COLO0003:C1	01-Feb-69	25	703,26	91,05	0,5
COLO0003:C1	01-Mar-69	31	809,4	104,63	0,5
COLO0003:C1	01-Abr-69	30	586,81	75,96	0,25
COLO0003:C1	01-May-69	31	657,99	85,02	0,5
COLO0003:C1	01-Jun-69	30	622,02	80,49	0,5
COLO0003:C1	01-Jul-69	31	709,05	91,55	0,5
COLO0003:C1	01-Ago-69	31	716,84	92,81	0,5
COLO0003:C1	01-Sep-69	30	715,84	92,56	0,5
COLO0003:C1	01-Oct-69	31	528,96	68,41	0,25
COLO0003:C1	01-Nov-69	30	622,52	80,49	19,62
COLO0003:C1	01-Dic-69	31	896,68	115,95	1,51
COLO0003:C1	01-Ene-70	31	740,99	95,83	1,76
COLO0003:C1	01-Feb-70	23	612,71	79,23	1,51
COLO0003:C1	01-Mar-70	31	756,58	97,84	1,76
COLO0003:C1	01-Abr-70	30	554,36	71,68	0,5
COLO0003:C1	01-May-70	31	433,63	56,09	0,5
COLO0003:C1	01-Jun-70	30	486,2	62,88	0,25
COLO0003:C1	01-Jul-70	31	667,04	86,27	0,25
COLO0003:C1	01-Ago-70	31	523,17	67,66	0,25
COLO0003:C1	01-Sep-70	30	129,53	51,81	0,5
COLO0003:C1	01-Oct-70	26	113,69	108,91	1,76
COLO0003:C1	01-Nov-70	30	78,73	75,46	1,26

COLO0003:C1	01-Dic-70	31	66,91	64,14	0,25
COLO0003:C1	01-Ene-71	31	67,66	64,89	0,25
COLO0003:C1	01-Feb-71	28	53,83	51,56	0,25
COLO0003:C1	01-Mar-71	31	65,65	62,88	0,25
COLO0003:C1	01-Abr-71	30	78,98	75,71	0,25
COLO0003:C1	01-May-71	31	93,32	89,54	0,5
COLO0003:C1	01-Jun-71	30	88,28	84,76	0,5
COLO0003:C1	01-Jul-71	31	518,14	496,76	1,26
COLO0003:C1	01-Ago-71	12	59,86	57,35	0,25
COLO0003:C1	01-Sep-71	30	1790,1	148,65	0,25
COLO0003:C1	01-Oct-71	31	1278,25	106,14	0,25
COLO0003:C1	01-Nov-71	30	667,55	131,04	0,25
COLO0003:C1	01-Dic-71	31	604,66	118,72	0,25
COLO0003:C1	01-Ene-72	31	1104,44	216,81	19,12
COLO0003:C1	01-Feb-72	28	501,04	98,35	8,8
COLO0003:C1	01-Mar-72	30	568,95	111,68	0,5
COLO0003:C1	01-Abr-72	30	556,12	109,16	1,26
COLO0003:C1	01-May-72	30	471,61	92,56	0,5
COLO0003:C1	01-Jun-72	30	529,21	103,88	1,01
COLO0003:C1	01-Jul-72	31	491,98	96,59	0,75
COLO0003:C1	01-Ago-72	31	474,12	93,06	1,51
COLO0003:C1	01-Sep-72	28	626,55	123	2,26
COLO0003:C1	01-Oct-72	31	489,47	96,08	3,27
COLO0003:C1	01-Nov-72	30	402,44	78,98	2,77
COLO0003:C1	01-Dic-72	31	479,91	95,83	3,77
COLO0003:C1	01-Ene-73	31	456,01	91,05	3,27
COLO0003:C1	01-Feb-73	28	404,45	80,74	3,02
COLO0003:C1	01-Mar-73	31	422,06	84,26	1,01
COLO0003:C1	01-Abr-73	30	387,85	77,47	1,01
COLO0003:C1	01-May-73	31	552,6	82,75	1,01
COLO0003:C1	01-Jun-73	30	522,42	78,22	1,26
COLO0003:C1	01-Jul-73	31	942,21	141,11	2,52
COLO0003:C1	01-Ago-73	31	1081,55	161,98	2,77
COLO0003:C1	01-Sep-73	24	535,75	80,24	1,26
COLO0003:C1	01-Oct-73	27	893,41	133,81	2,26
COLO0003:C1	01-Nov-73	29	1039,55	144,37	2,52
COLO0003:C1	01-Dic-73	31	860,21	119,47	2,01
COLO0003:C1	01-Ene-74	31	294,28	116,96	2,01
COLO0003:C1	01-Feb-74	28	272,9	108,41	0,25
COLO0003:C1	01-Mar-74	29	301,33	119,73	0,25
COLO0003:C1	01-Abr-74	23	24,65	9,81	0
COLO0003:C1	01-Oct-74	20	172,8	68,67	0,25
COLO0003:C1	01-Nov-74	30	219,08	87,03	0,25
COLO0003:C1	01-Dic-74	20	171,54	68,16	0,25
COLO0003:C1	01-Ene-75	28	255,05	101,36	0,5
COLO0003:C1	01-Feb-75	27	244,48	97,09	0,5

COLO0003:C1	01-Mar-75	31	385,84	96,08	0,75
COLO0003:C1	01-Abr-75	30	343,58	85,52	0,75
COLO0003:C1	01-May-75	31	387,1	96,33	0,75
COLO0003:C1	01-Jun-75	30	370,75	92,31	0,75
COLO0003:C1	01-Jul-75	31	366,72	91,3	0,75
COLO0003:C1	01-Ago-75	31	223,35	153,43	1,01
COLO0003:C1	01-Sep-75	30	394,89	118,47	0,75
COLO0003:C1	01-Oct-75	31	89,79	130,29	0,5
COLO0003:C1	01-Nov-75	30	82,25	119,47	0,5
COLO0003:C1	01-Dic-75	31	207,26	103,63	0,5
COLO0003:C1	01-Ene-76	31	216,81	108,41	0,75
COLO0003:C1	01-Feb-76	29	178,08	99,35	6,04
COLO0003:C1	01-Mar-76	31	221,34	123,5	7,29
COLO0003:C1	01-Abr-76	22	149,15	83,25	5,03
COLO0003:C1	01-May-76	31	178,08	99,35	5,79
COLO0003:C1	01-Jun-76	30	125,76	70,18	4,28
COLO0003:C1	01-Jul-76	31	188,39	105,14	6,29
COLO0003:C1	01-Ago-76	31	189,9	105,89	6,29
COLO0003:C1	01-Sep-76	30	146,64	81,75	5,03
COLO0003:C1	01-Oct-76	31	268,38	63,13	4,53
COLO0003:C1	01-Nov-76	30	332,51	78,22	5,79
COLO0003:C1	01-Dic-76	31	413,76	97,34	6,79
COLO0003:C1	01-Ene-77	31	526,94	124	8,8
COLO0003:C1	01-Feb-77	28	338,8	79,73	5,79
COLO0003:C1	01-Mar-77	31	384,83	90,55	6,29
COLO0003:C1	01-Abr-77	28	151,92	35,72	2,77
COLO0003:C1	01-May-77	31	349,62	82,25	6,29
COLO0003:C1	01-Jun-77	30	332,51	78,22	6,29
COLO0003:C1	01-Jul-77	31	372	87,53	6,79
COLO0003:C1	01-Ago-77	24	359,18	84,51	7,04
COLO0003:C1	01-Sep-77	13	197,7	46,53	3,77
COLO0003:C1	01-Oct-77	25	301,58	70,93	5,79
COLO0003:C1	01-Nov-77	26	271,65	63,89	5,28
COLO0003:C1	01-Dic-77	31	327,23	76,97	6,29
COLO0003:C1	01-Ene-78	28	341,07	80,24	6,29
COLO0003:C1	01-Feb-78	26	353,89	83,25	6,79
COLO0003:C1	01-Mar-78	31	395,65	93,06	7,55
COLO0003:C1	01-Abr-78	30	243,73	57,35	4,78
COLO0003:C1	01-May-78	30	220,34	51,81	4,02
COLO0003:C1	01-Jun-78	30	22,39	5,28	0,5
COLO0003:C1	01-Jul-78	31	307,87	72,44	6,04
COLO0003:C1	01-Ago-78	31	171,04	40,24	3,77
COLO0003:C1	01-Sep-78	30	314,41	73,95	7,04
COLO0003:C1	01-Oct-78	31	317,42	74,7	6,79
COLO0003:C1	01-Nov-78	30	257,56	60,62	5,28
COLO0003:C1	01-Dic-78	31	391,37	92,06	7,29

COLO0003:C1	01-Ene-79	24	300,32	70,68	5,79
COLO0003:C1	01-Feb-79	28	408,48	96,08	7,29
COLO0003:C1	01-Mar-79	31	415,77	97,84	7,8
COLO0003:C1	01-Abr-79	29	505,56	118,97	10,06
COLO0003:C1	01-May-79	31	646,67	152,17	13,08
COLO0003:C1	01-Jun-79	30	362,45	85,27	7,04
COLO0003:C1	01-Jul-79	29	338,8	79,73	6,54
COLO0003:C1	01-Ago-79	23	511,1	120,23	10,06
COLO0003:C1	01-Sep-79	30	354,9	83,51	6,79
COLO0003:C1	01-Oct-79	30	860,46	202,48	14,59
COLO0003:C1	01-Nov-79	30	318,68	74,95	5,28
COLO0003:C1	01-Dic-79	27	53,57	12,58	0,75
COLO0003:C1	01-Ene-80	1	6,54	1,51	0
COLO0003:C1	01-Feb-80	3	20,37	4,78	0,25
COLO0003:C1	01-Abr-80	5	30,94	7,29	0,5
COLO0003:C1	01-May-80	1	6,54	1,51	0
COLO0003:C1	01-Jul-80	26	98,35	23,14	1,51
COLO0003:C1	01-Ago-80	24	27,92	6,54	0,5
COLO0003:C1	01-Nov-80	29	150,66	35,46	2,52
COLO0003:C1	01-Dic-80	19	137,84	32,45	2,26
COLO0003:C1	01-Ene-81	12	85,52	20,12	1,51
COLO0003:C1	01-Feb-81	28	68,41	16,1	1,01
COLO0003:C1	01-Mar-81	31	27,92	6,54	0,5
COLO0003:C1	01-Abr-81	28	28,93	6,79	0,5
COLO0003:C1	01-May-81	31	24,65	5,79	0,5
COLO0003:C1	01-Jun-81	29	97,34	22,89	1,51
COLO0003:C1	01-Jul-81	10	193,42	45,53	3,02
COLO0003:C1	01-Ago-81	31	952,52	224,11	14,84
COLO0003:C1	01-Sep-81	30	675,59	158,96	10,82
COLO0003:C1	01-Oct-81	31	427,59	100,61	6,79
COLO0003:C1	01-Nov-81	30	460,79	108,41	7,29
COLO0003:C1	01-Dic-81	31	399,92	94,07	6,29
COLO0003:C1	01-Ene-82	31	466,07	109,66	7,55
COLO0003:C1	01-Feb-82	28	493,99	116,2	8,05
COLO0003:C1	01-Mar-82	30	520,65	122,49	8,8
COLO0003:C1	01-Abr-82	30	394,39	92,81	6,54
COLO0003:C1	01-May-82	31	365,72	86,02	5,79
COLO0003:C1	01-Jun-82	30	302,58	71,18	5,03
COLO0003:C1	01-Jul-82	31	238,44	56,09	4,02
COLO0003:C1	01-Ago-82	31	225,62	53,07	3,77
COLO0003:C1	01-Sep-82	30	335,78	78,98	5,53
COLO0003:C1	01-Oct-82	31	233,16	54,83	4,02
COLO0003:C1	01-Nov-82	30	236,18	55,59	4,28
COLO0003:C1	01-Dic-82	28	411,49	96,84	7,04
COLO0003:C1	01-Ene-83	31	427,59	100,61	7,55
COLO0003:C1	01-Feb-83	28	199,96	47,04	3,27

COLO0003:C1	01-Mar-83	31	79,23	18,61	1,26
COLO0003:C1	01-Abr-83	30	104,89	24,65	2,01
COLO0003:C1	01-May-83	30	110,17	25,91	2,01
COLO0003:C1	01-Jun-83	30	178,58	42	2,26
COLO0003:C1	01-Jul-83	31	256,55	60,37	0,75
COLO0003:C1	01-Ago-83	31	497,01	116,96	1,26
COLO0003:C1	01-Sep-83	19	245,99	57,85	0,5
COLO0003:C1	01-Oct-83	30	244,73	57,6	0,5
COLO0003:C1	01-Nov-83	30	371	87,28	0,75
COLO0003:C1	01-Dic-83	31	495	116,46	1,51
COLO0003:C1	01-Ene-84	30	507,83	119,47	3,02
COLO0003:C1	01-Feb-84	27	325,98	76,71	1,76
COLO0003:C1	01-Mar-84	31	601,9	141,61	3,27
COLO0003:C1	01-Abr-84	30	404,2	95,08	2,26
COLO0003:C1	01-May-84	31	334,53	78,73	2,01
COLO0003:C1	01-Jun-84	30	332,51	78,22	2,01
COLO0003:C1	01-Jul-84	31	462,8	108,91	2,77
COLO0003:C1	01-Ago-84	31	350,62	82,5	2,26
COLO0003:C1	01-Sep-84	29	302,58	71,18	3,52
COLO0003:C1	01-Oct-84	30	191,41	45,02	3,77
COLO0003:C1	01-Nov-84	30	219,08	51,56	4,28
COLO0003:C1	01-Dic-84	31	93,06	21,88	2,01
COLO0003:C1	01-Ene-85	31	165,75	38,99	3,77
COLO0003:C1	01-Feb-85	28	177,58	41,75	4,02
COLO0003:C1	01-Mar-85	31	95,08	22,39	1,01
COLO0003:C1	01-Abr-85	30	104,89	24,65	0
COLO0003:C1	01-May-85	30	1989,3	468,09	0,75
COLO0003:C1	01-Jun-85	30	2008,67	472,61	0,75
COLO0003:C1	01-Jul-85	31	2188,26	514,87	0,75
COLO0003:C1	01-Ago-85	31	132,55	31,19	0
COLO0003:C1	01-Sep-85	28	60,87	14,34	0
COLO0003:C1	01-Oct-85	14	30,94	7,29	0
COLO0003:C1	01-Nov-85	9	18,11	4,28	0
COLO0003:C1	01-Feb-86	28	56,59	13,33	0
COLO0003:C1	01-Jun-86	30	69,42	16,35	0
COLO0003:C1	01-Jul-86	1	2,26	0,5	0
COLO0003:C1	01-Ago-86	1	3,27	0,75	0
COLO0003:C1	01-Sep-86	1	3,27	0,75	0
COLO0003:C1	01-Oct-86	1	3,27	0,75	0
COLO0003:C1	01-Dic-86	31	69,42	16,35	0
COLO0003:C1	01-Oct-89	31	0	223,86	0,25
COLO0003:C1	01-Nov-89	30	0	124,5	0,25
COLO0003:C1	01-Dic-89	31	0	43,01	0
COLO0003:C1	01-Ene-90	31	0	42,76	0
COLO0003:C1	01-Feb-90	28	0	39,74	0
COLO0003:C1	01-Mar-90	31	0	46,53	0

COLO0003:C1	01-Abr-90	30	0	44,27	0
COLO0003:C1	01-May-90	31	0	45,02	0
COLO0003:C1	01-Jun-90	30	0	46,78	0
COLO0003:C1	01-Jul-90	31	0	47,29	0
COLO0003:C1	01-Ago-90	29	0	43,26	0
COLO0003:C1	01-Sep-90	30	0	44,52	0
COLO0003:C1	01-Oct-90	31	0	42,51	0
COLO0003:C1	01-Nov-90	30	0	40,24	0
COLO0003:C1	01-Dic-90	31	0	42,51	0
COLO0003:C1	01-Ene-91	31	0	32,45	0
COLO0003:C1	01-Feb-91	28	0	22,89	0
COLO0003:C1	01-Mar-91	31	0	24,65	0
COLO0003:C1	01-Abr-91	30	0	30,69	0
COLO0003:C1	01-May-91	31	0	17,1	0
COLO0003:C1	01-Jun-91	30	0	17,1	0
COLO0003:C1	01-Jul-91	31	0	12,07	0
COLO0003:C1	01-Ago-91	15	0	8,3	0
COLO0003:C1	01-Sep-91	15	0	8,05	0
COLO0003:C1	01-Oct-91	31	0	17,36	0
COLO0003:C1	01-Ene-92	1	0	0,5	0
COLO0003:C1	01-Abr-92	1	0	0,75	0
COLO0003:C1	01-May-92	1	0	0,5	0
COLO0003:C1	01-Jun-92	1	0	0,75	0
COLO0003:C1	01-Jul-92	1	0	0,75	0
COLO0003:C1	01-Ago-92	1	0	0,5	0
COLO0003:C1	01-Sep-92	1	0	0,5	0
COLO0003:C1	01-Oct-92	1	0	0,75	0
COLO0003:C1	01-Nov-92	30	0	19,87	0
COLO0003:C1	01-May-93	1	0	0,5	0
COLO0003:C1	01-Ago-93	1	0	0,5	0
COLO0003:C1	01-Sep-93	1	0	0,5	0
COLO0003:C1	01-Oct-93	17	0	25,15	0
COLO0003:C1	01-Nov-93	30	0	58,35	1,26
COLO0003:C1	01-Dic-93	31	0	89,29	2,26
COLO0003:C1	01-Ene-94	31	0	90,8	0
COLO0003:C1	01-Feb-94	27	0	79,98	0
COLO0003:C1	01-Mar-94	30	0	88,54	0
COLO0003:C1	01-Abr-94	30	0	80,49	0
COLO0003:C1	01-May-94	31	0	80,24	0
COLO0003:C1	01-Jun-94	30	0	73,45	0
COLO0003:C1	01-Jul-94	31	0	37,23	0
COLO0003:C1	01-Ago-94	31	0	43,26	0
COLO0003:C1	01-Sep-94	30	0	75,21	0
COLO0003:C1	01-Oct-94	31	0	79,98	0
COLO0003:C1	01-Nov-94	26	0	58,1	0
COLO0003:C1	01-Dic-94	31	0	60,62	0

COLO0003:C1	01-Ene-95	31	125,76	30,43	0
COLO0003:C1	01-Feb-95	28	0	20,62	0
COLO0003:C1	01-Mar-95	31	0	39,74	0
COLO0003:C1	01-Abr-95	30	0	63,38	0
COLO0003:C1	01-May-95	31	0	23,14	0
COLO0003:C1	01-Jun-95	30	0	22,89	0
COLO0003:C1	01-Jul-95	31	37,73	20,12	0
COLO0003:C1	01-Ago-95	31	0	36,97	0
COLO0003:C1	01-Sep-95	29	0	30,94	0
COLO0003:C1	01-Oct-95	30	0	28,93	0
COLO0003:C1	01-Nov-95	31	0	24,9	0
COLO0003:C1	01-Dic-95	31	0	29,68	0
COLO0003:C1	01-Ene-96	31	0	31,19	0,5
COLO0003:C1	01-Feb-96	29	0	25,4	0,5
COLO0003:C1	01-Mar-96	31	0	24,4	0
COLO0003:C1	01-Abr-96	30	0	44,27	0
COLO0003:C1	01-May-96	31	0	66,4	0
COLO0003:C1	01-Jun-96	30	0	97,09	6,04
COLO0003:C1	01-Jul-96	31	0	57,6	3,77
COLO0003:C1	01-Ago-96	26	0	64,14	3,77
COLO0003:C1	01-Sep-96	30	0	37,98	2,52
COLO0003:C1	01-Oct-96	31	0	56,34	4,53
COLO0003:C1	01-Nov-96	30	0	36,97	3,27
COLO0003:C1	01-Dic-96	31	0	28,67	2,52
COLO0003:C1	01-Ene-97	31	0	23,89	2,01
COLO0003:C1	01-Feb-97	28	0	36,97	2,52
COLO0003:C1	01-Mar-97	19	0	16,6	1,76
COLO0003:C1	01-Oct-99	0	0	1,01	0
COLO0003:C1	01-Nov-99	28	0	26,41	2,52
COLO0003:C1	01-Dic-99	31	0	30,69	2,77
COLO0003:C1	01-Ene-00	31	0	31,94	0
COLO0003:C1	01-Feb-00	29	0	21,88	0
COLO0003:C1	01-Mar-00	31	103,12	23,64	0
COLO0003:C2	01-Jul-61	22	2452,65	488,68	0
COLO0003:C2	01-Ago-61	31	3745,3	589,87	0
COLO0003:C2	01-Sep-61	30	3020,92	475,1	0
COLO0003:C2	01-Oct-61	31	2297,16	1325,35	0
COLO0003:C2	01-Nov-61	30	9651,39	3778	0
COLO0003:C2	01-Dic-61	31	20459,07	2017,65	0
COLO0003:C2	01-Ene-62	31	15277,36	1363,61	53,68
COLO0003:C2	01-Feb-62	28	12974,65	985,38	6,79
COLO0003:C2	01-Mar-62	31	11706,06	871,23	1,85
COLO0003:C2	01-Abr-62	30	10215,96	717,59	20,36
COLO0003:C2	01-May-62	31	6151,67	650,95	1,85
COLO0003:C2	01-Jun-62	30	4925,65	742,27	1,85
COLO0003:C2	01-Jul-62	22	2918,49	671,93	47,51

COLO0003:C2	01-Ago-62	31	6440,43	865,06	15,43
COLO0003:C2	01-Sep-62	30	7152,47	847,17	37,02
COLO0003:C2	01-Oct-62	31	7346,83	905,78	15,43
COLO0003:C2	01-Nov-62	30	6441,66	797,19	14,81
COLO0003:C2	01-Dic-62	31	5009,57	614,55	43,81
COLO0003:C2	01-Ene-63	22	4198,81	517,68	6,79
COLO0003:C2	01-Feb-63	24	8338,38	700,93	7,4
COLO0003:C2	01-Mar-63	30	10682,43	898,38	9,26
COLO0003:C2	01-Abr-63	30	9294,14	763,87	7,4
COLO0003:C2	01-May-63	31	8274,82	671,93	7,4
COLO0003:C2	01-Jun-63	30	7509,72	644,78	27,77
COLO0003:C2	01-Jul-63	17	3783,55	301,1	14,81
COLO0003:C2	01-Sep-63	20	7895,36	653,42	29,62
COLO0003:C2	01-Oct-63	30	8983,16	744,74	33,32
COLO0003:C2	01-Nov-63	25	3396,68	280,74	72,81
COLO0003:C2	01-Dic-63	31	1474,67	306,66	34,55
COLO0003:C2	01-Ene-64	31	5940,03	120,94	176,47
COLO0003:C2	01-Feb-64	28	5659,29	441,17	176,47
COLO0003:C2	01-Mar-64	31	6052,94	537,42	176,47
COLO0003:C2	01-Abr-64	30	2405,13	909,48	18,51
COLO0003:C2	01-May-64	31	1451,84	425,13	17,28
COLO0003:C2	01-Jun-64	21	868,14	136,36	1,23
COLO0003:C2	01-Jul-64	27	1347,57	108,6	28,38
COLO0003:C2	01-Ago-64	28	4163,64	873,7	29,62
COLO0003:C2	01-Sep-64	30	6295,43	683,04	92,55
COLO0003:C2	01-Oct-64	22	2274,94	383,78	13,57
COLO0003:C2	01-Nov-64	30	4797,93	620,1	88,85
COLO0003:C2	01-Dic-64	31	3124,58	399,83	57,38
COLO0003:C2	01-Ene-65	26	2600,73	332,57	54,3
COLO0003:C2	01-Feb-65	28	2463,75	291,85	48,13
COLO0003:C2	01-Mar-65	31	206,7	19,13	3,7
COLO0003:C2	01-Abr-65	25	4479,55	539,89	86,38
COLO0003:C2	01-May-65	25	206,7	539,89	3,09
COLO0003:C2	01-Jun-65	30	3104,22	462,76	38,87
COLO0003:C2	01-Jul-65	31	3070,28	439,93	51,83
COLO0003:C2	01-Ago-65	31	3368,3	484,98	30,85
COLO0003:C2	01-Sep-65	30	3015,37	425,74	1,85
COLO0003:C2	01-Oct-65	31	3016,6	439,93	1,85
COLO0003:C2	01-Nov-65	30	2919,11	425,74	1,85
COLO0003:C2	01-Dic-65	31	2635,9	363,42	1,85
COLO0003:C2	01-Ene-66	31	2366,26	344,3	1,85
COLO0003:C2	01-Feb-66	28	2439,69	362,81	1,85
COLO0003:C2	01-Mar-66	31	3085,09	439,93	1,85
COLO0003:C2	01-Abr-66	30	1006,97	259,15	11,11
COLO0003:C2	01-May-66	28	868,76	190,04	8,64
COLO0003:C2	01-Jun-66	30	1284,63	240,64	5,55

COLO0003:C2	01-Jul-66	31	1135,93	210,4	5,55
COLO0003:C2	01-Ago-66	31	776,83	153,02	3,7
COLO0003:C2	01-Sep-66	30	2167,58	148,08	24,06
COLO0003:C2	01-Oct-66	31	3441,11	229,53	5,55
COLO0003:C2	01-Nov-66	30	3713,21	229,53	0
COLO0003:C2	01-Dic-66	31	2257,05	248,66	5,55
COLO0003:C2	01-Ene-67	31	1859,07	248,66	5,55
COLO0003:C2	01-Feb-67	28	1045,23	155,49	3,7
COLO0003:C2	01-Mar-67	31	1554,88	248,66	5,55
COLO0003:C2	01-Abr-67	30	1164,31	185,11	3,7
COLO0003:C2	01-May-67	31	1300,67	191,28	3,7
COLO0003:C2	01-Jun-67	30	1432,72	222,13	5,55
COLO0003:C2	01-Jul-67	31	1669,65	133,89	32,7
COLO0003:C2	01-Ago-67	31	2844,45	229,53	7,4
COLO0003:C2	01-Sep-67	25	1036,59	185,11	4,94
COLO0003:C2	01-Oct-67	3	163,51	29,62	0,62
COLO0003:C2	01-Dic-67	31	1618,71	300,62	6,71
COLO0003:C2	01-Ene-68	31	1542,62	508,74	27,6
COLO0003:C2	01-Feb-68	28	3253,83	459,5	73,1
COLO0003:C2	01-Mar-68	31	2925,61	508,74	50,72
COLO0003:C2	01-Abr-68	30	1969,3	335,68	6,71
COLO0003:C2	01-May-68	31	390,88	69,37	11,94
COLO0003:C2	01-Jun-68	30	3448,52	380,43	2,24
COLO0003:C2	01-Jul-68	31	4868,06	531,86	6,71
COLO0003:C2	01-Ago-68	31	2913,68	369,99	4,48
COLO0003:C2	01-Sep-68	30	2663,04	335,68	4,48
COLO0003:C2	01-Oct-68	31	552,75	69,37	0
COLO0003:C2	01-Nov-68	30	778,77	89,51	2,24
COLO0003:C2	01-Dic-68	31	1456,84	185	2,24
COLO0003:C2	01-Ene-69	24	1156,97	149,94	0,75
COLO0003:C2	01-Feb-69	25	2085,67	270,03	1,49
COLO0003:C2	01-Mar-69	31	2400,46	310,31	1,49
COLO0003:C2	01-Abr-69	30	1740,3	225,28	0,75
COLO0003:C2	01-May-69	31	1951,4	252,13	1,49
COLO0003:C2	01-Jun-69	30	1844,73	238,7	1,49
COLO0003:C2	01-Jul-69	31	2102,83	271,53	1,49
COLO0003:C2	01-Ago-69	31	2125,95	275,26	1,49
COLO0003:C2	01-Sep-69	30	2122,97	274,51	1,49
COLO0003:C2	01-Oct-69	31	1568,73	202,9	0,75
COLO0003:C2	01-Nov-69	30	1846,22	238,7	58,18
COLO0003:C2	01-Dic-69	31	2659,31	343,88	4,48
COLO0003:C2	01-Ene-70	31	2197,57	284,21	5,22
COLO0003:C2	01-Feb-70	23	1817,13	234,97	4,48
COLO0003:C2	01-Mar-70	31	2243,81	290,17	5,22
COLO0003:C2	01-Abr-70	30	1644,07	212,6	1,49
COLO0003:C2	01-May-70	31	1286,02	166,35	1,49

COLO0003:C2	01-Jun-70	30	1441,92	186,49	0,75
COLO0003:C2	01-Jul-70	31	1978,26	255,86	0,75
COLO0003:C2	01-Ago-70	31	1551,57	200,66	0,75
COLO0003:C2	01-Sep-70	30	384,16	153,67	1,49
COLO0003:C2	01-Oct-70	26	337,17	323	5,22
COLO0003:C2	01-Nov-70	30	233,48	223,78	3,73
COLO0003:C2	01-Dic-70	31	198,42	190,22	0,75
COLO0003:C2	01-Ene-71	31	200,66	192,45	0,75
COLO0003:C2	01-Feb-71	28	159,63	152,92	0,75
COLO0003:C2	01-Mar-71	31	194,69	186,49	0,75
COLO0003:C2	01-Abr-71	30	234,23	224,53	0,75
COLO0003:C2	01-May-71	31	276,75	265,56	1,49
COLO0003:C2	01-Jun-71	30	261,83	251,38	1,49
COLO0003:C2	01-Jul-71	31	1536,65	1473,25	3,73
COLO0003:C2	01-Ago-71	12	177,54	170,08	0,75
COLO0003:C2	01-Sep-71	30	5308,92	440,86	0,75
COLO0003:C2	01-Oct-71	31	3790,91	314,79	0,75
COLO0003:C2	01-Nov-71	30	1979,75	388,64	0,75
COLO0003:C2	01-Dic-71	31	1793,26	352,09	0,75
COLO0003:C2	01-Ene-72	31	3275,46	643,01	56,69
COLO0003:C2	01-Feb-72	28	1485,93	291,67	26,11
COLO0003:C2	01-Mar-72	30	1687,34	331,2	1,49
COLO0003:C2	01-Abr-72	30	1649,29	323,74	3,73
COLO0003:C2	01-May-72	30	1398,65	274,51	1,49
COLO0003:C2	01-Jun-72	30	1569,48	308,08	2,98
COLO0003:C2	01-Jul-72	31	1459,08	286,44	2,24
COLO0003:C2	01-Ago-72	31	1406,11	276	4,48
COLO0003:C2	01-Sep-72	28	1858,16	364,77	6,71
COLO0003:C2	01-Oct-72	31	1451,62	284,95	9,7
COLO0003:C2	01-Nov-72	30	1193,52	234,23	8,21
COLO0003:C2	01-Dic-72	31	1423,27	284,21	11,19
COLO0003:C2	01-Ene-73	31	1352,41	270,03	9,7
COLO0003:C2	01-Feb-73	28	1199,49	239,45	8,95
COLO0003:C2	01-Mar-73	31	1251,7	249,89	2,98
COLO0003:C2	01-Abr-73	30	1150,25	229,75	2,98
COLO0003:C2	01-May-73	31	1638,85	245,42	2,98
COLO0003:C2	01-Jun-73	30	1549,34	231,99	3,73
COLO0003:C2	01-Jul-73	31	2794,32	418,48	7,46
COLO0003:C2	01-Ago-73	31	3207,58	480,39	8,21
COLO0003:C2	01-Sep-73	24	1588,87	237,96	3,73
COLO0003:C2	01-Oct-73	27	2649,61	396,84	6,71
COLO0003:C2	01-Nov-73	29	3083,01	428,17	7,46
COLO0003:C2	01-Dic-73	31	2551,14	354,33	5,97
COLO0003:C2	01-Ene-74	31	872,76	346,87	5,97
COLO0003:C2	01-Feb-74	28	809,35	321,5	0,75
COLO0003:C2	01-Mar-74	29	893,65	355,07	0,75

COLO0003:C2	01-Abr-74	23	73,1	29,09	0
COLO0003:C2	01-Oct-74	20	512,47	203,64	0,75
COLO0003:C2	01-Nov-74	30	649,72	258,1	0,75
COLO0003:C2	01-Dic-74	20	508,74	202,15	0,75
COLO0003:C2	01-Ene-75	28	756,39	300,62	1,49
COLO0003:C2	01-Feb-75	27	725,06	287,94	1,49
COLO0003:C2	01-Mar-75	31	1144,29	284,95	2,24
COLO0003:C2	01-Abr-75	30	1018,97	253,62	2,24
COLO0003:C2	01-May-75	31	1148,02	285,7	2,24
COLO0003:C2	01-Jun-75	30	1099,53	273,76	2,24
COLO0003:C2	01-Jul-75	31	1087,59	270,78	2,24
COLO0003:C2	01-Ago-75	31	662,4	455,03	2,98
COLO0003:C2	01-Sep-75	30	1171,14	351,34	2,24
COLO0003:C2	01-Oct-75	31	266,3	386,4	1,49
COLO0003:C2	01-Nov-75	30	243,93	354,33	1,49
COLO0003:C2	01-Dic-75	31	614,66	307,33	1,49
COLO0003:C2	01-Ene-76	31	643,01	321,5	2,24
COLO0003:C2	01-Feb-76	29	528,13	294,65	17,9
COLO0003:C2	01-Mar-76	31	656,43	366,26	21,63
COLO0003:C2	01-Abr-76	22	442,35	246,91	14,92
COLO0003:C2	01-May-76	31	528,13	294,65	17,16
COLO0003:C2	01-Jun-76	30	372,97	208,12	12,68
COLO0003:C2	01-Jul-76	31	558,72	311,81	18,65
COLO0003:C2	01-Ago-76	31	563,19	314,04	18,65
COLO0003:C2	01-Sep-76	30	434,89	242,43	14,92
COLO0003:C2	01-Oct-76	31	795,93	187,23	13,43
COLO0003:C2	01-Nov-76	30	986,14	231,99	17,16
COLO0003:C2	01-Dic-76	31	1227,09	288,68	20,14
COLO0003:C2	01-Ene-77	31	1562,76	367,75	26,11
COLO0003:C2	01-Feb-77	28	1004,79	236,47	17,16
COLO0003:C2	01-Mar-77	31	1141,3	268,54	18,65
COLO0003:C2	01-Abr-77	28	450,55	105,92	8,21
COLO0003:C2	01-May-77	31	1036,87	243,93	18,65
COLO0003:C2	01-Jun-77	30	986,14	231,99	18,65
COLO0003:C2	01-Jul-77	31	1103,26	259,59	20,14
COLO0003:C2	01-Ago-77	24	1065,21	250,64	20,89
COLO0003:C2	01-Sep-77	13	586,32	138	11,19
COLO0003:C2	01-Oct-77	25	894,39	210,36	17,16
COLO0003:C2	01-Nov-77	26	805,62	189,47	15,66
COLO0003:C2	01-Dic-77	31	970,48	228,26	18,65
COLO0003:C2	01-Ene-78	28	1011,51	237,96	18,65
COLO0003:C2	01-Feb-78	26	1049,55	246,91	20,14
COLO0003:C2	01-Mar-78	31	1173,38	276	22,38
COLO0003:C2	01-Abr-78	30	722,82	170,08	14,17
COLO0003:C2	01-May-78	30	653,45	153,67	11,94
COLO0003:C2	01-Jun-78	30	66,39	15,66	1,49

COLO0003:C2	01-Jul-78	31	913,04	214,83	17,9
COLO0003:C2	01-Ago-78	31	507,25	119,35	11,19
COLO0003:C2	01-Sep-78	30	932,44	219,31	20,89
COLO0003:C2	01-Oct-78	31	941,39	221,55	20,14
COLO0003:C2	01-Nov-78	30	763,85	179,77	15,66
COLO0003:C2	01-Dic-78	31	1160,7	273,02	21,63
COLO0003:C2	01-Ene-79	24	890,66	209,61	17,16
COLO0003:C2	01-Feb-79	28	1211,42	284,95	21,63
COLO0003:C2	01-Mar-79	31	1233,05	290,17	23,12
COLO0003:C2	01-Abr-79	29	1499,36	352,83	29,84
COLO0003:C2	01-May-79	31	1917,83	451,3	38,79
COLO0003:C2	01-Jun-79	30	1074,91	252,88	20,89
COLO0003:C2	01-Jul-79	29	1004,79	236,47	19,39
COLO0003:C2	01-Ago-79	23	1515,77	356,56	29,84
COLO0003:C2	01-Sep-79	30	1052,53	247,65	20,14
COLO0003:C2	01-Oct-79	30	2551,89	600,49	43,27
COLO0003:C2	01-Nov-79	30	945,12	222,29	15,66
COLO0003:C2	01-Dic-79	27	158,89	37,3	2,24
COLO0003:C2	01-Ene-80	1	19,39	4,48	0
COLO0003:C2	01-Feb-80	3	60,42	14,17	0,75
COLO0003:C2	01-Abr-80	5	91,75	21,63	1,49
COLO0003:C2	01-May-80	1	19,39	4,48	0
COLO0003:C2	01-Jul-80	26	291,67	68,63	4,48
COLO0003:C2	01-Ago-80	24	82,8	19,39	1,49
COLO0003:C2	01-Nov-80	29	446,82	105,18	7,46
COLO0003:C2	01-Dic-80	19	408,78	96,23	6,71
COLO0003:C2	01-Ene-81	12	253,62	59,68	4,48
COLO0003:C2	01-Feb-81	28	202,9	47,74	2,98
COLO0003:C2	01-Mar-81	31	82,8	19,39	1,49
COLO0003:C2	01-Abr-81	28	85,78	20,14	1,49
COLO0003:C2	01-May-81	31	73,1	17,16	1,49
COLO0003:C2	01-Jun-81	29	288,68	67,88	4,48
COLO0003:C2	01-Jul-81	10	573,63	135,02	8,95
COLO0003:C2	01-Ago-81	31	2824,91	664,64	44,01
COLO0003:C2	01-Sep-81	30	2003,62	471,44	32,08
COLO0003:C2	01-Oct-81	31	1268,11	298,38	20,14
COLO0003:C2	01-Nov-81	30	1366,58	321,5	21,63
COLO0003:C2	01-Dic-81	31	1186,06	278,98	18,65
COLO0003:C2	01-Ene-82	31	1382,24	325,23	22,38
COLO0003:C2	01-Feb-82	28	1465,04	344,63	23,87
COLO0003:C2	01-Mar-82	30	1544,11	363,28	26,11
COLO0003:C2	01-Abr-82	30	1169,65	275,26	19,39
COLO0003:C2	01-May-82	31	1084,61	255,11	17,16
COLO0003:C2	01-Jun-82	30	897,38	211,1	14,92
COLO0003:C2	01-Jul-82	31	707,16	166,35	11,94
COLO0003:C2	01-Ago-82	31	669,12	157,4	11,19

COLO0003:C2	01-Sep-82	30	995,84	234,23	16,41
COLO0003:C2	01-Oct-82	31	691,49	162,62	11,94
COLO0003:C2	01-Nov-82	30	700,45	164,85	12,68
COLO0003:C2	01-Dic-82	28	1220,37	287,19	20,89
COLO0003:C2	01-Ene-83	31	1268,11	298,38	22,38
COLO0003:C2	01-Feb-83	28	593,03	139,49	9,7
COLO0003:C2	01-Mar-83	31	234,97	55,2	3,73
COLO0003:C2	01-Abr-83	30	311,06	73,1	5,97
COLO0003:C2	01-May-83	30	326,73	76,83	5,97
COLO0003:C2	01-Jun-83	30	529,62	124,57	6,71
COLO0003:C2	01-Jul-83	31	760,87	179,03	2,24
COLO0003:C2	01-Ago-83	31	1473,99	346,87	3,73
COLO0003:C2	01-Sep-83	19	729,54	171,57	1,49
COLO0003:C2	01-Oct-83	30	725,81	170,82	1,49
COLO0003:C2	01-Nov-83	30	1100,27	258,84	2,24
COLO0003:C2	01-Dic-83	31	1468,03	345,37	4,48
COLO0003:C2	01-Ene-84	30	1506,07	354,33	8,95
COLO0003:C2	01-Feb-84	27	966,75	227,51	5,22
COLO0003:C2	01-Mar-84	31	1785,06	419,97	9,7
COLO0003:C2	01-Abr-84	30	1198,74	281,97	6,71
COLO0003:C2	01-May-84	31	992,11	233,48	5,97
COLO0003:C2	01-Jun-84	30	986,14	231,99	5,97
COLO0003:C2	01-Jul-84	31	1372,55	323	8,21
COLO0003:C2	01-Ago-84	31	1039,85	244,67	6,71
COLO0003:C2	01-Sep-84	29	897,38	211,1	10,44
COLO0003:C2	01-Oct-84	30	567,67	133,52	11,19
COLO0003:C2	01-Nov-84	30	649,72	152,92	12,68
COLO0003:C2	01-Dic-84	31	276	64,9	5,97
COLO0003:C2	01-Ene-85	31	491,58	115,62	11,19
COLO0003:C2	01-Feb-85	28	526,64	123,83	11,94
COLO0003:C2	01-Mar-85	31	281,97	66,39	2,98
COLO0003:C2	01-Abr-85	30	311,06	73,1	0
COLO0003:C2	01-May-85	30	5899,71	1388,21	2,24
COLO0003:C2	01-Jun-85	30	5957,15	1401,64	2,24
COLO0003:C2	01-Jul-85	31	6489,75	1526,96	2,24
COLO0003:C2	01-Ago-85	31	393,11	92,5	0
COLO0003:C2	01-Sep-85	28	180,52	42,52	0
COLO0003:C2	01-Oct-85	14	91,75	21,63	0
COLO0003:C2	01-Nov-85	9	53,71	12,68	0
COLO0003:C2	01-Feb-86	28	167,84	39,54	0
COLO0003:C2	01-Jun-86	30	205,88	48,49	0
COLO0003:C2	01-Jul-86	1	6,71	1,49	0
COLO0003:C2	01-Ago-86	1	9,7	2,24	0
COLO0003:C2	01-Sep-86	1	9,7	2,24	0
COLO0003:C2	01-Oct-86	1	9,7	2,24	0
COLO0003:C2	01-Dic-86	31	205,88	48,49	0

COLO0003:C2	01-Oct-89	31	0	663,89	0,75
COLO0003:C2	01-Nov-89	30	0	369,24	0,75
COLO0003:C2	01-Dic-89	31	0	127,56	0
COLO0003:C2	01-Ene-90	31	0	126,81	0
COLO0003:C2	01-Feb-90	28	0	117,86	0
COLO0003:C2	01-Mar-90	31	0	138	0
COLO0003:C2	01-Abr-90	30	0	131,29	0
COLO0003:C2	01-May-90	31	0	133,52	0
COLO0003:C2	01-Jun-90	30	0	138,75	0
COLO0003:C2	01-Jul-90	31	0	140,24	0
COLO0003:C2	01-Ago-90	29	0	128,3	0
COLO0003:C2	01-Sep-90	30	0	132,03	0
COLO0003:C2	01-Oct-90	31	0	126,07	0
COLO0003:C2	01-Nov-90	30	0	119,35	0
COLO0003:C2	01-Dic-90	31	0	126,07	0
COLO0003:C2	01-Ene-91	31	0	96,23	0
COLO0003:C2	01-Feb-91	28	0	67,88	0
COLO0003:C2	01-Mar-91	31	0	73,1	0
COLO0003:C2	01-Abr-91	30	0	91,01	0
COLO0003:C2	01-May-91	31	0	50,72	0
COLO0003:C2	01-Jun-91	30	0	50,72	0
COLO0003:C2	01-Jul-91	31	0	35,81	0
COLO0003:C2	01-Ago-91	15	0	24,62	0
COLO0003:C2	01-Sep-91	15	0	23,87	0
COLO0003:C2	01-Oct-91	31	0	51,47	0
COLO0003:C2	01-Ene-92	1	0	1,49	0
COLO0003:C2	01-Abr-92	1	0	2,24	0
COLO0003:C2	01-May-92	1	0	1,49	0
COLO0003:C2	01-Jun-92	1	0	2,24	0
COLO0003:C2	01-Jul-92	1	0	2,24	0
COLO0003:C2	01-Ago-92	1	0	1,49	0
COLO0003:C2	01-Sep-92	1	0	1,49	0
COLO0003:C2	01-Oct-92	1	0	2,24	0
COLO0003:C2	01-Nov-92	30	0	58,93	0
COLO0003:C2	01-May-93	1	0	1,49	0
COLO0003:C2	01-Ago-93	1	0	1,49	0
COLO0003:C2	01-Sep-93	1	0	1,49	0
COLO0003:C2	01-Oct-93	17	0	74,59	0
COLO0003:C2	01-Nov-93	30	0	173,06	3,73
COLO0003:C2	01-Dic-93	31	0	264,81	6,71
COLO0003:C2	01-Ene-94	31	0	269,29	0
COLO0003:C2	01-Feb-94	27	0	237,21	0
COLO0003:C2	01-Mar-94	30	0	262,57	0
COLO0003:C2	01-Abr-94	30	0	238,7	0
COLO0003:C2	01-May-94	31	0	237,96	0
COLO0003:C2	01-Jun-94	30	0	217,82	0

COLO0003:C2	01-Jul-94	31	0	110,4	0
COLO0003:C2	01-Ago-94	31	0	128,3	0
COLO0003:C2	01-Sep-94	30	0	223,04	0
COLO0003:C2	01-Oct-94	31	0	237,21	0
COLO0003:C2	01-Nov-94	26	0	172,31	0
COLO0003:C2	01-Dic-94	31	0	179,77	0
COLO0003:C2	01-Ene-95	31	372,97	90,26	0
COLO0003:C2	01-Feb-95	28	0	61,17	0
COLO0003:C2	01-Mar-95	31	0	117,86	0
COLO0003:C2	01-Abr-95	30	0	187,98	0
COLO0003:C2	01-May-95	31	0	68,63	0
COLO0003:C2	01-Jun-95	30	0	67,88	0
COLO0003:C2	01-Jul-95	31	111,89	59,68	0
COLO0003:C2	01-Ago-95	31	0	109,65	0
COLO0003:C2	01-Sep-95	29	0	91,75	0
COLO0003:C2	01-Oct-95	30	0	85,78	0
COLO0003:C2	01-Nov-95	31	0	73,85	0
COLO0003:C2	01-Dic-95	31	0	88,02	0
COLO0003:C2	01-Ene-96	31	0	92,5	1,49
COLO0003:C2	01-Feb-96	29	0	75,34	1,49
COLO0003:C2	01-Mar-96	31	0	72,36	0
COLO0003:C2	01-Abr-96	30	0	131,29	0
COLO0003:C2	01-May-96	31	0	196,93	0
COLO0003:C2	01-Jun-96	30	0	287,94	17,9
COLO0003:C2	01-Jul-96	31	0	170,82	11,19
COLO0003:C2	01-Ago-96	26	0	190,22	11,19
COLO0003:C2	01-Sep-96	30	0	112,64	7,46
COLO0003:C2	01-Oct-96	31	0	167,09	13,43
COLO0003:C2	01-Nov-96	30	0	109,65	9,7
COLO0003:C2	01-Dic-96	31	0	85,04	7,46
COLO0003:C2	01-Ene-97	31	0	70,87	5,97
COLO0003:C2	01-Feb-97	28	0	109,65	7,46
COLO0003:C2	01-Mar-97	19	0	49,23	5,22
COLO0003:C2	01-Oct-99	0	0	2,98	0
COLO0003:C2	01-Nov-99	28	0	78,32	7,46
COLO0003:C2	01-Dic-99	31	0	91,01	8,21
COLO0003:C2	01-Ene-00	31	0	94,74	0
COLO0003:C2	01-Feb-00	29	0	64,9	0
COLO0003:C2	01-Mar-00	31	305,84	70,12	0
COLO0003:E	01-Ago-56	15	20,56	32,63	0,3
COLO0003:E	01-Sep-56	30	67,52	62,86	0,21
COLO0003:E	01-Oct-56	31	87,29	47,83	0,05
COLO0003:E	01-Nov-56	30	65,55	35,55	0,12
COLO0003:E	01-Dic-56	31	64,43	33,16	0,15
COLO0003:E	01-Ene-57	31	58,84	30,28	0,07
COLO0003:E	01-Feb-57	28	56,94	24,61	0,06

COLO0003:E	01-Mar-57	31	59,32	25,6	0,09
COLO0003:E	01-Abr-57	29	49,57	21,42	0,15
COLO0003:E	01-May-57	31	48,16	20,81	0,15
COLO0003:E	01-Jun-57	30	41,91	18,11	0,02
COLO0003:E	01-Jul-57	31	66,11	17,9	0,02
COLO0003:E	01-Ago-57	31	69,76	16,03	0,04
COLO0003:E	01-Sep-57	30	66,24	14,64	0,04
COLO0003:E	01-Oct-57	31	72,17	15,46	0,18
COLO0003:E	01-Nov-57	30	75,27	14,74	0,04
COLO0003:E	01-Dic-57	31	69,58	14,28	0,04
COLO0003:E	01-Ene-58	31	66,43	13,64	0,03
COLO0003:E	01-Feb-58	28	95,29	16,33	0,06
COLO0003:E	01-Mar-58	31	132,88	20,08	0,07
COLO0003:E	01-Abr-58	30	115,86	16,89	0,04
COLO0003:E	01-May-58	31	111,28	15,35	0,38
COLO0003:E	01-Jun-58	30	92,99	13,93	0,07
COLO0003:E	01-Jul-58	31	96,97	13,31	0,03
COLO0003:E	01-Ago-58	31	94,67	12,56	0,04
COLO0003:E	01-Sep-58	30	80,31	10,47	0,36
COLO0003:E	01-Oct-58	31	75,52	10,65	0,07
COLO0003:E	01-Nov-58	30	64,34	10,73	0,09
COLO0003:E	01-Dic-58	31	53,2	10,57	0,09
COLO0003:E	01-Ene-59	31	68,92	10,3	0,04
COLO0003:E	01-Feb-59	28	52,3	8,96	0
COLO0003:E	01-Mar-59	31	61,22	10,42	0,02
COLO0003:E	01-Abr-59	30	51	9,74	0,02
COLO0003:E	01-May-59	31	53,72	10,34	0,02
COLO0003:E	01-Jun-59	30	33,45	9,86	0,01
COLO0003:E	01-Jul-59	31	34,31	10,01	0,05
COLO0003:E	01-Ago-59	31	45,81	10,05	0,02
COLO0003:E	01-Sep-59	30	33,58	10,27	0,05
COLO0003:E	01-Oct-59	31	33,31	10,29	0,07
COLO0003:E	01-Nov-59	30	29,84	9,13	0,02
COLO0003:E	01-Dic-59	31	29,71	9,1	0,02
COLO0003:E	01-Ene-60	31	30,17	8,61	0,02
COLO0003:E	01-Feb-60	25	29,34	8,27	0,02
COLO0003:E	01-Mar-60	31	36,13	10,07	0,02
COLO0003:E	01-Abr-60	30	37,11	10,08	0,02
COLO0003:E	01-May-60	17	21,03	5,76	0,01
COLO0003:E	01-Jun-60	28	112,63	29,05	0,1
COLO0003:E	01-Jul-60	31	107,57	17,35	0,04
COLO0003:E	01-Ago-60	28	57,01	9,62	0,02
COLO0003:E	01-Sep-60	30	58,89	8,68	0,04
COLO0003:E	01-Oct-60	31	53,81	7,9	0,04
COLO0003:E	01-Nov-60	30	65,89	6,19	0,02
COLO0003:E	01-Dic-60	31	127,32	9,81	0,02

COLO0003:E	01-Ene-61	31	68,01	5,62	0
COLO0003:E	01-Feb-61	28	44,46	3,26	0
COLO0003:E	01-Mar-61	31	65,26	5,15	0
COLO0003:E	01-Abr-61	30	61,38	3,85	0
COLO0003:E	01-May-61	31	16,8	5,38	0
COLO0003:E	01-Jun-61	30	13,72	4,47	0
COLO0003:E	01-Jul-61	22	8,31	1,66	0
COLO0003:E	01-Ago-61	31	12,69	2	0
COLO0003:E	01-Sep-61	30	10,23	1,61	0
COLO0003:E	01-Oct-61	31	7,78	4,49	0
COLO0003:E	01-Nov-61	30	32,7	12,8	0
COLO0003:E	01-Dic-61	31	69,31	6,84	0
COLO0003:E	01-Ene-62	31	51,76	4,62	0,18
COLO0003:E	01-Feb-62	28	43,95	3,34	0,02
COLO0003:E	01-Mar-62	31	39,66	2,95	0,01
COLO0003:E	01-Abr-62	30	34,61	2,43	0,07
COLO0003:E	01-May-62	31	20,84	2,21	0,01
COLO0003:E	01-Jun-62	30	16,69	2,51	0,01
COLO0003:E	01-Jul-62	22	9,89	2,28	0,16
COLO0003:E	01-Ago-62	31	21,82	2,93	0,05
COLO0003:E	01-Sep-62	30	24,23	2,87	0,13
COLO0003:E	01-Oct-62	31	24,89	3,07	0,05
COLO0003:E	01-Nov-62	30	21,82	2,7	0,05
COLO0003:E	01-Dic-62	31	16,97	2,08	0,15
COLO0003:E	01-Ene-63	22	14,22	1,75	0,02
COLO0003:E	01-Feb-63	24	28,25	2,37	0,03
COLO0003:E	01-Mar-63	30	36,19	3,04	0,03
COLO0003:E	01-Abr-63	30	31,49	2,59	0,03
COLO0003:E	01-May-63	31	28,03	2,28	0,03
COLO0003:E	01-Jun-63	30	25,44	2,18	0,09
COLO0003:E	01-Jul-63	17	12,82	1,02	0,05
COLO0003:E	01-Sep-63	20	26,75	2,21	0,1
COLO0003:E	01-Oct-63	30	30,43	2,52	0,11
COLO0003:E	01-Nov-63	25	11,51	0,95	0,25
COLO0003:E	01-Dic-63	31	5	1,04	0,12
COLO0003:E	01-Ene-64	31	20,12	0,41	0,6
COLO0003:E	01-Feb-64	28	19,17	1,49	0,6
COLO0003:E	01-Mar-64	31	20,51	1,82	0,6
COLO0003:E	01-Abr-64	30	8,15	3,08	0,06
COLO0003:E	01-May-64	31	4,92	1,44	0,06
COLO0003:E	01-Jun-64	21	2,94	0,46	0
COLO0003:E	01-Jul-64	27	4,57	0,37	0,1
COLO0003:E	01-Ago-64	28	14,11	2,96	0,1
COLO0003:E	01-Sep-64	30	21,33	2,31	0,31
COLO0003:E	01-Oct-64	22	7,71	1,3	0,05
COLO0003:E	01-Nov-64	30	16,25	2,1	0,3

COLO0003:E	01-Dic-64	31	10,59	1,35	0,19
COLO0003:E	01-Ene-65	26	8,81	1,13	0,18
COLO0003:E	01-Feb-65	28	8,35	0,99	0,16
COLO0003:E	01-Mar-65	31	0,7	0,06	0,01
COLO0003:E	01-Abr-65	25	15,18	1,83	0,29
COLO0003:E	01-May-65	25	0,7	1,83	0,01
COLO0003:E	01-Jun-65	30	10,52	1,57	0,13
COLO0003:E	01-Jul-65	31	10,4	1,49	0,18
COLO0003:E	01-Ago-65	31	11,41	1,64	0,1
COLO0003:E	01-Sep-65	30	10,22	1,44	0,01
COLO0003:E	01-Oct-65	31	10,22	1,49	0,01
COLO0003:E	01-Nov-65	30	9,89	1,44	0,01
COLO0003:E	01-Dic-65	31	8,93	1,23	0,01
COLO0003:E	01-Ene-66	31	8,02	1,17	0,01
COLO0003:E	01-Feb-66	28	8,27	1,23	0,01
COLO0003:E	01-Mar-66	31	10,45	1,49	0,01
COLO0003:E	01-Abr-66	30	3,41	0,88	0,04
COLO0003:E	01-May-66	28	2,94	0,64	0,03
COLO0003:E	01-Jun-66	30	4,35	0,82	0,02
COLO0003:E	01-Jul-66	31	3,85	0,71	0,02
COLO0003:E	01-Ago-66	31	2,63	0,52	0,01
COLO0003:E	01-Sep-66	30	7,34	0,5	0,08
COLO0003:E	01-Oct-66	31	11,66	0,78	0,02
COLO0003:E	01-Nov-66	30	12,58	0,78	0
COLO0003:E	01-Dic-66	31	7,65	0,84	0,02
COLO0003:E	01-Ene-67	31	6,3	0,84	0,02
COLO0003:E	01-Feb-67	28	3,54	0,53	0,01
COLO0003:E	01-Mar-67	31	5,27	0,84	0,02
COLO0003:E	01-Abr-67	30	3,94	0,63	0,01
COLO0003:E	01-May-67	31	4,41	0,65	0,01
COLO0003:E	01-Jun-67	30	4,85	0,75	0,02
COLO0003:E	01-Jul-67	31	5,66	0,45	0,11
COLO0003:E	01-Ago-67	31	9,64	0,78	0,03
COLO0003:E	01-Sep-67	25	3,51	0,63	0,02
COLO0003:E	01-Oct-67	3	0,55	0,1	0
COLO0003:E	01-Dic-67	31	5,48	1,02	0,02
COLO0003:E	01-Ene-68	31	5,23	1,72	0,09
COLO0003:E	01-Feb-68	28	11,02	1,56	0,25
COLO0003:E	01-Mar-68	31	9,91	1,72	0,17
COLO0003:E	01-Abr-68	30	6,67	1,14	0,02
COLO0003:E	01-May-68	31	1,32	0,24	0,04
COLO0003:E	01-Jun-68	30	11,68	1,29	0,01
COLO0003:E	01-Jul-68	31	16,49	1,8	0,02
COLO0003:E	01-Ago-68	31	9,87	1,25	0,02
COLO0003:E	01-Sep-68	30	9,02	1,14	0,02
COLO0003:E	01-Oct-68	31	1,87	0,24	0

COLO0003:E	01-Nov-68	30	2,64	0,3	0,01
COLO0003:E	01-Dic-68	31	4,94	0,63	0,01
COLO0003:E	01-Ene-69	24	3,92	0,51	0
COLO0003:E	01-Feb-69	25	7,07	0,91	0,01
COLO0003:E	01-Mar-69	31	8,13	1,05	0,01
COLO0003:E	01-Abr-69	30	5,9	0,76	0
COLO0003:E	01-May-69	31	6,61	0,85	0,01
COLO0003:E	01-Jun-69	30	6,25	0,81	0,01
COLO0003:E	01-Jul-69	31	7,12	0,92	0,01
COLO0003:E	01-Ago-69	31	7,2	0,93	0,01
COLO0003:E	01-Sep-69	30	7,19	0,93	0,01
COLO0003:E	01-Oct-69	31	5,31	0,69	0
COLO0003:E	01-Nov-69	30	6,25	0,81	0,2
COLO0003:E	01-Dic-69	31	9,01	1,16	0,02
COLO0003:E	01-Ene-70	31	7,44	0,96	0,02
COLO0003:E	01-Feb-70	23	6,16	0,8	0,02
COLO0003:E	01-Mar-70	31	7,6	0,98	0,02
COLO0003:E	01-Abr-70	30	5,57	0,72	0,01
COLO0003:E	01-May-70	31	4,36	0,56	0,01
COLO0003:E	01-Jun-70	30	4,88	0,63	0
COLO0003:E	01-Jul-70	31	6,7	0,87	0
COLO0003:E	01-Ago-70	31	5,26	0,68	0
COLO0003:E	01-Sep-70	30	1,3	0,52	0,01
COLO0003:E	01-Oct-70	26	1,14	1,09	0,02
COLO0003:E	01-Nov-70	30	0,79	0,76	0,01
COLO0003:E	01-Dic-70	31	0,67	0,64	0
COLO0003:E	01-Ene-71	31	0,68	0,65	0
COLO0003:E	01-Feb-71	28	0,54	0,52	0
COLO0003:E	01-Mar-71	31	0,66	0,63	0
COLO0003:E	01-Abr-71	30	0,79	0,76	0
COLO0003:E	01-May-71	31	0,94	0,9	0,01
COLO0003:E	01-Jun-71	30	0,89	0,85	0,01
COLO0003:E	01-Jul-71	31	5,21	4,99	0,01
COLO0003:E	01-Ago-71	12	0,6	0,58	0
COLO0003:E	01-Sep-71	30	17,99	1,49	0
COLO0003:E	01-Oct-71	31	12,84	1,07	0
COLO0003:E	01-Nov-71	30	6,71	1,32	0
COLO0003:E	01-Dic-71	31	6,08	1,19	0
COLO0003:E	01-Ene-72	31	11,1	2,18	0,19
COLO0003:E	01-Feb-72	28	5,03	0,99	0,09
COLO0003:E	01-Mar-72	30	5,72	1,12	0,01
COLO0003:E	01-Abr-72	30	5,59	1,1	0,01
COLO0003:E	01-May-72	30	4,74	0,93	0,01
COLO0003:E	01-Jun-72	30	5,32	1,04	0,01
COLO0003:E	01-Jul-72	31	4,94	0,97	0,01
COLO0003:E	01-Ago-72	31	4,76	0,94	0,02

COLO0003:E	01-Sep-72	28	6,29	1,24	0,02
COLO0003:E	01-Oct-72	31	4,92	0,97	0,03
COLO0003:E	01-Nov-72	30	4,04	0,79	0,03
COLO0003:E	01-Dic-72	31	4,82	0,96	0,04
COLO0003:E	01-Ene-73	31	4,58	0,91	0,03
COLO0003:E	01-Feb-73	28	4,06	0,81	0,03
COLO0003:E	01-Mar-73	31	4,24	0,85	0,01
COLO0003:E	01-Abr-73	30	3,9	0,78	0,01
COLO0003:E	01-May-73	31	5,55	0,83	0,01
COLO0003:E	01-Jun-73	30	5,25	0,79	0,01
COLO0003:E	01-Jul-73	31	9,47	1,42	0,03
COLO0003:E	01-Ago-73	31	10,87	1,63	0,03
COLO0003:E	01-Sep-73	24	5,38	0,81	0,01
COLO0003:E	01-Oct-73	27	8,98	1,34	0,02
COLO0003:E	01-Nov-73	29	10,44	1,45	0,03
COLO0003:E	01-Dic-73	31	8,64	1,2	0,02
COLO0003:E	01-Ene-74	31	2,96	1,18	0,02
COLO0003:E	01-Feb-74	28	2,74	1,09	0
COLO0003:E	01-Mar-74	29	3,03	1,2	0
COLO0003:E	01-Abr-74	23	0,25	0,1	0
COLO0003:E	01-Oct-74	20	1,74	0,69	0
COLO0003:E	01-Nov-74	30	2,2	0,87	0
COLO0003:E	01-Dic-74	20	1,72	0,68	0
COLO0003:E	01-Ene-75	28	2,56	1,02	0,01
COLO0003:E	01-Feb-75	27	2,46	0,98	0,01
COLO0003:E	01-Mar-75	31	3,88	0,97	0,01
COLO0003:E	01-Abr-75	30	3,45	0,86	0,01
COLO0003:E	01-May-75	31	3,89	0,97	0,01
COLO0003:E	01-Jun-75	30	3,72	0,93	0,01
COLO0003:E	01-Jul-75	31	3,68	0,92	0,01
COLO0003:E	01-Ago-75	31	2,24	1,54	0,01
COLO0003:E	01-Sep-75	30	3,97	1,19	0,01
COLO0003:E	01-Oct-75	31	0,9	1,31	0,01
COLO0003:E	01-Nov-75	30	0,83	1,2	0,01
COLO0003:E	01-Dic-75	31	2,08	1,04	0,01
COLO0003:E	01-Ene-76	31	2,18	1,09	0,01
COLO0003:E	01-Feb-76	29	1,79	1	0,06
COLO0003:E	01-Mar-76	31	2,22	1,24	0,07
COLO0003:E	01-Abr-76	22	1,5	0,84	0,05
COLO0003:E	01-May-76	31	1,79	1	0,06
COLO0003:E	01-Jun-76	30	1,26	0,71	0,04
COLO0003:E	01-Jul-76	31	1,89	1,06	0,06
COLO0003:E	01-Ago-76	31	1,91	1,06	0,06
COLO0003:E	01-Sep-76	30	1,47	0,82	0,05
COLO0003:E	01-Oct-76	31	2,7	0,63	0,05
COLO0003:E	01-Nov-76	30	3,34	0,79	0,06

COLO0003:E	01-Dic-76	31	4,16	0,98	0,07
COLO0003:E	01-Ene-77	31	5,29	1,25	0,09
COLO0003:E	01-Feb-77	28	3,4	0,8	0,06
COLO0003:E	01-Mar-77	31	3,87	0,91	0,06
COLO0003:E	01-Abr-77	28	1,53	0,36	0,03
COLO0003:E	01-May-77	31	3,51	0,83	0,06
COLO0003:E	01-Jun-77	30	3,34	0,79	0,06
COLO0003:E	01-Jul-77	31	3,74	0,88	0,07
COLO0003:E	01-Ago-77	24	3,61	0,85	0,07
COLO0003:E	01-Sep-77	13	1,99	0,47	0,04
COLO0003:E	01-Oct-77	25	3,03	0,71	0,06
COLO0003:E	01-Nov-77	26	2,73	0,64	0,05
COLO0003:E	01-Dic-77	31	3,29	0,77	0,06
COLO0003:E	01-Ene-78	28	3,43	0,81	0,06
COLO0003:E	01-Feb-78	26	3,56	0,84	0,07
COLO0003:E	01-Mar-78	31	3,98	0,94	0,08
COLO0003:E	01-Abr-78	30	2,45	0,58	0,05
COLO0003:E	01-May-78	30	2,21	0,52	0,04
COLO0003:E	01-Jun-78	30	0,22	0,05	0,01
COLO0003:E	01-Jul-78	31	3,09	0,73	0,06
COLO0003:E	01-Ago-78	31	1,72	0,4	0,04
COLO0003:E	01-Sep-78	30	3,16	0,74	0,07
COLO0003:E	01-Oct-78	31	3,19	0,75	0,07
COLO0003:E	01-Nov-78	30	2,59	0,61	0,05
COLO0003:E	01-Dic-78	31	3,93	0,92	0,07
COLO0003:E	01-Ene-79	24	3,02	0,71	0,06
COLO0003:E	01-Feb-79	28	4,1	0,97	0,07
COLO0003:E	01-Mar-79	31	4,18	0,98	0,08
COLO0003:E	01-Abr-79	29	5,08	1,2	0,1
COLO0003:E	01-May-79	31	6,5	1,53	0,13
COLO0003:E	01-Jun-79	30	3,64	0,86	0,07
COLO0003:E	01-Jul-79	29	3,4	0,8	0,07
COLO0003:E	01-Ago-79	23	5,14	1,21	0,1
COLO0003:E	01-Sep-79	30	3,57	0,84	0,07
COLO0003:E	01-Oct-79	30	8,65	2,03	0,15
COLO0003:E	01-Nov-79	30	3,2	0,75	0,05
COLO0003:E	01-Dic-79	27	0,54	0,13	0,01
COLO0003:E	01-Ene-80	1	0,07	0,02	0
COLO0003:E	01-Feb-80	3	0,2	0,05	0
COLO0003:E	01-Abr-80	5	0,31	0,07	0,01
COLO0003:E	01-May-80	1	0,07	0,02	0
COLO0003:E	01-Jul-80	26	0,99	0,23	0,02
COLO0003:E	01-Ago-80	24	0,28	0,07	0,01
COLO0003:E	01-Nov-80	29	1,51	0,36	0,03
COLO0003:E	01-Dic-80	19	1,38	0,33	0,02
COLO0003:E	01-Ene-81	12	0,86	0,2	0,02

COLO0003:E	01-Feb-81	28	0,69	0,16	0,01
COLO0003:E	01-Mar-81	31	0,28	0,07	0,01
COLO0003:E	01-Abr-81	28	0,29	0,07	0,01
COLO0003:E	01-May-81	31	0,25	0,06	0,01
COLO0003:E	01-Jun-81	29	0,98	0,23	0,02
COLO0003:E	01-Jul-81	10	1,94	0,46	0,03
COLO0003:E	01-Ago-81	31	9,57	2,25	0,15
COLO0003:E	01-Sep-81	30	6,79	1,6	0,11
COLO0003:E	01-Oct-81	31	4,3	1,01	0,07
COLO0003:E	01-Nov-81	30	4,63	1,09	0,07
COLO0003:E	01-Dic-81	31	4,02	0,95	0,06
COLO0003:E	01-Ene-82	31	4,68	1,1	0,08
COLO0003:E	01-Feb-82	28	4,96	1,17	0,08
COLO0003:E	01-Mar-82	30	5,23	1,23	0,09
COLO0003:E	01-Abr-82	30	3,96	0,93	0,07
COLO0003:E	01-May-82	31	3,67	0,86	0,06
COLO0003:E	01-Jun-82	30	3,04	0,72	0,05
COLO0003:E	01-Jul-82	31	2,4	0,56	0,04
COLO0003:E	01-Ago-82	31	2,27	0,53	0,04
COLO0003:E	01-Sep-82	30	3,37	0,79	0,06
COLO0003:E	01-Oct-82	31	2,34	0,55	0,04
COLO0003:E	01-Nov-82	30	2,37	0,56	0,04
COLO0003:E	01-Dic-82	28	4,13	0,97	0,07
COLO0003:E	01-Ene-83	31	4,3	1,01	0,08
COLO0003:E	01-Feb-83	28	2,01	0,47	0,03
COLO0003:E	01-Mar-83	31	0,8	0,19	0,01
COLO0003:E	01-Abr-83	30	1,05	0,25	0,02
COLO0003:E	01-May-83	30	1,11	0,26	0,02
COLO0003:E	01-Jun-83	30	1,79	0,42	0,02
COLO0003:E	01-Jul-83	31	2,58	0,61	0,01
COLO0003:E	01-Ago-83	31	4,99	1,18	0,01
COLO0003:E	01-Sep-83	19	2,47	0,58	0,01
COLO0003:E	01-Oct-83	30	2,46	0,58	0,01
COLO0003:E	01-Nov-83	30	3,73	0,88	0,01
COLO0003:E	01-Dic-83	31	4,97	1,17	0,02
COLO0003:E	01-Ene-84	30	5,1	1,2	0,03
COLO0003:E	01-Feb-84	27	3,28	0,77	0,02
COLO0003:E	01-Mar-84	31	6,05	1,42	0,03
COLO0003:E	01-Abr-84	30	4,06	0,96	0,02
COLO0003:E	01-May-84	31	3,36	0,79	0,02
COLO0003:E	01-Jun-84	30	3,34	0,79	0,02
COLO0003:E	01-Jul-84	31	4,65	1,09	0,03
COLO0003:E	01-Ago-84	31	3,52	0,83	0,02
COLO0003:E	01-Sep-84	29	3,04	0,72	0,04
COLO0003:E	01-Oct-84	30	1,92	0,45	0,04
COLO0003:E	01-Nov-84	30	2,2	0,52	0,04

COLO0003:E	01-Dic-84	31	0,94	0,22	0,02
COLO0003:E	01-Ene-85	31	1,67	0,39	0,04
COLO0003:E	01-Feb-85	28	1,78	0,42	0,04
COLO0003:E	01-Mar-85	31	0,96	0,22	0,01
COLO0003:E	01-Abr-85	30	1,05	0,25	0
COLO0003:E	01-May-85	30	19,99	4,7	0,01
COLO0003:E	01-Jun-85	30	20,18	4,75	0,01
COLO0003:E	01-Jul-85	31	21,99	5,17	0,01
COLO0003:E	01-Ago-85	31	1,33	0,31	0
COLO0003:E	01-Sep-85	28	0,61	0,14	0
COLO0003:E	01-Oct-85	14	0,31	0,07	0
COLO0003:E	01-Nov-85	9	0,18	0,04	0
COLO0003:E	01-Feb-86	28	0,57	0,13	0
COLO0003:E	01-Jun-86	30	0,7	0,16	0
COLO0003:E	01-Jul-86	1	0,02	0,01	0
COLO0003:E	01-Ago-86	1	0,03	0,01	0
COLO0003:E	01-Sep-86	1	0,03	0,01	0
COLO0003:E	01-Oct-86	1	0,03	0,01	0
COLO0003:E	01-Dic-86	31	0,7	0,16	0
COLO0003:E	01-Oct-89	31	0	2,25	0
COLO0003:E	01-Nov-89	30	0	1,25	0
COLO0003:E	01-Dic-89	31	0	0,43	0
COLO0003:E	01-Ene-90	31	0	0,43	0
COLO0003:E	01-Feb-90	28	0	0,4	0
COLO0003:E	01-Mar-90	31	0	0,47	0
COLO0003:E	01-Abr-90	30	0	0,44	0
COLO0003:E	01-May-90	31	0	0,45	0
COLO0003:E	01-Jun-90	30	0	0,47	0
COLO0003:E	01-Jul-90	31	0	0,48	0
COLO0003:E	01-Ago-90	29	0	0,43	0
COLO0003:E	01-Sep-90	30	0	0,45	0
COLO0003:E	01-Oct-90	31	0	0,43	0
COLO0003:E	01-Nov-90	30	0	0,4	0
COLO0003:E	01-Dic-90	31	0	0,43	0
COLO0003:E	01-Ene-91	31	0	0,33	0
COLO0003:E	01-Feb-91	28	0	0,23	0
COLO0003:E	01-Mar-91	31	0	0,25	0
COLO0003:E	01-Abr-91	30	0	0,31	0
COLO0003:E	01-May-91	31	0	0,17	0
COLO0003:E	01-Jun-91	30	0	0,17	0
COLO0003:E	01-Jul-91	31	0	0,12	0
COLO0003:E	01-Ago-91	15	0	0,08	0
COLO0003:E	01-Sep-91	15	0	0,08	0
COLO0003:E	01-Oct-91	31	0	0,17	0
COLO0003:E	01-Ene-92	1	0	0,01	0
COLO0003:E	01-Abr-92	1	0	0,01	0

COLO0003:E	01-May-92	1	0	0,01	0
COLO0003:E	01-Jun-92	1	0	0,01	0
COLO0003:E	01-Jul-92	1	0	0,01	0
COLO0003:E	01-Ago-92	1	0	0,01	0
COLO0003:E	01-Sep-92	1	0	0,01	0
COLO0003:E	01-Oct-92	1	0	0,01	0
COLO0003:E	01-Nov-92	30	0	0,2	0
COLO0003:E	01-May-93	1	0	0,01	0
COLO0003:E	01-Ago-93	1	0	0,01	0
COLO0003:E	01-Sep-93	1	0	0,01	0
COLO0003:E	01-Oct-93	17	0	0,25	0
COLO0003:E	01-Nov-93	30	0	0,59	0,01
COLO0003:E	01-Dic-93	31	0	0,9	0,02
COLO0003:E	01-Ene-94	31	0	0,91	0
COLO0003:E	01-Feb-94	27	0	0,8	0
COLO0003:E	01-Mar-94	30	0	0,89	0
COLO0003:E	01-Abr-94	30	0	0,81	0
COLO0003:E	01-May-94	31	0	0,81	0
COLO0003:E	01-Jun-94	30	0	0,74	0
COLO0003:E	01-Jul-94	31	0	0,37	0
COLO0003:E	01-Ago-94	31	0	0,43	0
COLO0003:E	01-Sep-94	30	0	0,76	0
COLO0003:E	01-Oct-94	31	0	0,8	0
COLO0003:E	01-Nov-94	26	0	0,58	0
COLO0003:E	01-Dic-94	31	0	0,61	0
COLO0003:E	01-Ene-95	31	1,26	0,31	0
COLO0003:E	01-Feb-95	28	0	0,21	0
COLO0003:E	01-Mar-95	31	0	0,4	0
COLO0003:E	01-Abr-95	30	0	0,64	0
COLO0003:E	01-May-95	31	0	0,23	0
COLO0003:E	01-Jun-95	30	0	0,23	0
COLO0003:E	01-Jul-95	31	0,38	0,2	0
COLO0003:E	01-Ago-95	31	0	0,37	0
COLO0003:E	01-Sep-95	29	0	0,31	0
COLO0003:E	01-Oct-95	30	0	0,29	0
COLO0003:E	01-Nov-95	31	0	0,25	0
COLO0003:E	01-Dic-95	31	0	0,3	0
COLO0003:E	01-Ene-96	31	0	0,31	0,01
COLO0003:E	01-Feb-96	29	0	0,26	0,01
COLO0003:E	01-Mar-96	31	0	0,25	0
COLO0003:E	01-Abr-96	30	0	0,44	0
COLO0003:E	01-May-96	31	0	0,67	0
COLO0003:E	01-Jun-96	30	0	0,98	0,06
COLO0003:E	01-Jul-96	31	0	0,58	0,04
COLO0003:E	01-Ago-96	26	0	0,64	0,04
COLO0003:E	01-Sep-96	30	0	0,38	0,03

COLO0003:E	01-Oct-96	31	0	0,57	0,05
COLO0003:E	01-Nov-96	30	0	0,37	0,03
COLO0003:E	01-Dic-96	31	0	0,29	0,03
COLO0003:E	01-Ene-97	31	0	0,24	0,02
COLO0003:E	01-Feb-97	28	0	0,37	0,03
COLO0003:E	01-Mar-97	19	0	0,17	0,02
COLO0003:E	01-Oct-99	0	0	0,01	0
COLO0003:E	01-Nov-99	28	0	0,27	0,03
COLO0003:E	01-Dic-99	31	0	0,31	0,03
COLO0003:E	01-Ene-00	31	0	0,32	0
COLO0003:E	01-Feb-00	29	0	0,22	0
COLO0003:E	01-Mar-00	31	1,04	0,24	0

*Fuente: Autores del proyecto*

#### 4. RESULTADOS

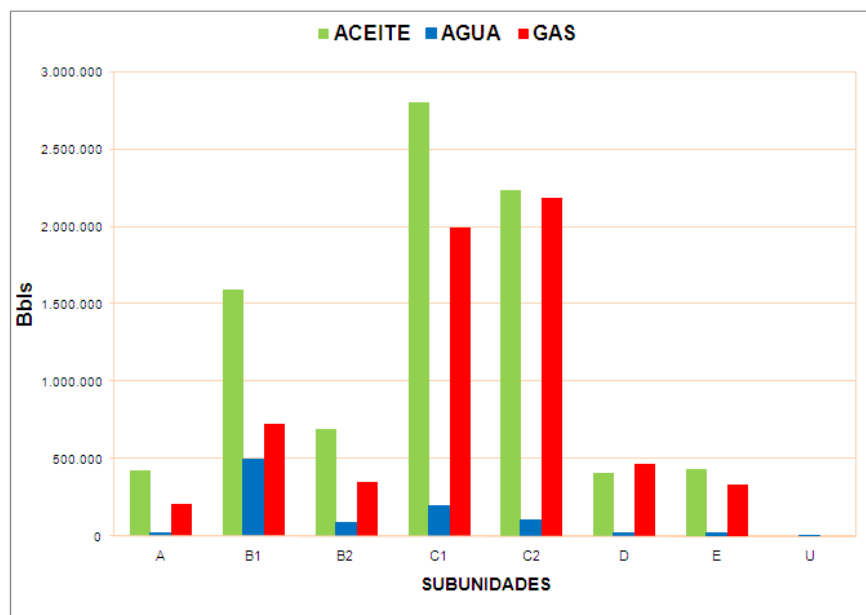
Con la historia de producción de aceite, gas y agua se obtuvieron los siguientes resultados (ver figuras 41, 42) donde los mayores aportes para el aceite se encuentran en la formación Mugrosa C, para las subunidades productoras C1 con 2800716,24 Bbls y C2 con 2234262,48 Bbls de aceite para un 33% y 26% de la producción total respectivamente y las unidades y subunidades con los menores aportes son D, A, E, B2, B1 con 406447,89; 425391,47; 430048,37; 695290,04; 1593803,49 Bbls de aceite. Como se puede observar la subunidad que más produce aceite es C1 y la que menos produce es la unidad D.

En las figuras 41 y 42, se observa que para el gas los mayores aportes se encuentran en las subunidades productoras C2 con 12276588,31 PCS (2186379,043 Bbls) y C1 con 11203909,71 PCS (1995342,091 Bbls) para un 35% y 32% de la producción total respectivamente y las unidades y subunidades con los menores aportes de gas son A, E, B2, D, B1 con 1171339,26 PCS (208607,7618 Bbls), 1872811,53 PCS (333535,3257 Bbls), 1987964,89 PCS (354043,3762 Bbls), 2600277,72 PCS (463092,2346 Bbls), 4082831,56 PCS (727125,2512 Bbls). Por lo tanto la subunidad que más aporta gas es C2 y la unidad de menor producción es A.

En las figuras 41 y 42, se observa que para el agua las subunidades que presentan los mayores aportes son B1 con 493276,86 Bbls y C1 con 193895,65 Bbls para un 54% y 21% de la producción total respectivamente, y las unidades y subunidades con los menores aportes se encuentran en E, A, D, B2, C2 con 13571; 16515,63; 20834,79; 85728,91; 96796 Bbls de agua. Por lo tanto la subunidad con mayor aporte de agua es C1 y la de menor E.

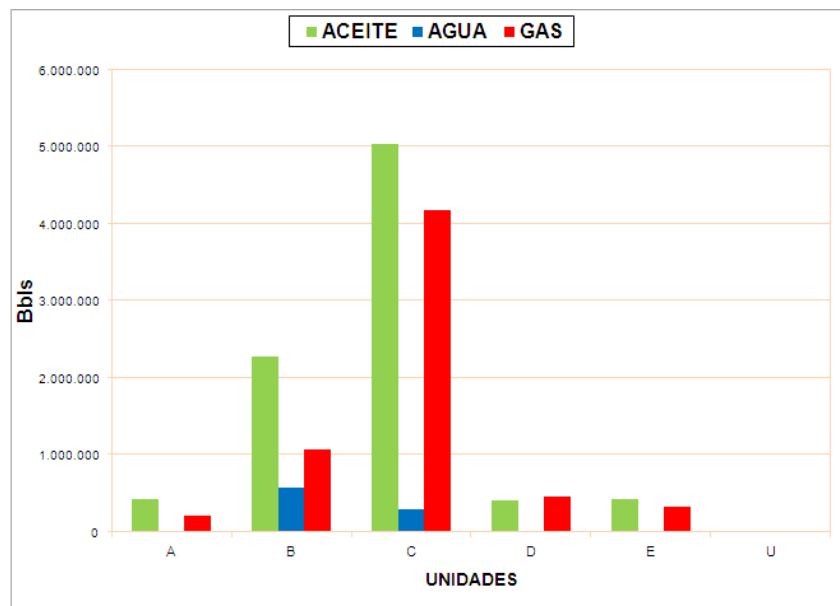
El campo Colorado presenta un RGL (relación gas-liquido) de 331807,3995 PCS/Bbbs.

Figura 41. Distribución de producción acumulada de aceite, agua y gas por subunidades.



Fuente: Autores del proyecto

Figura 42. Distribución de producción acumulada de aceite, agua y gas por unidades.



Fuente: Autores del proyecto

En la (tabla 9), se presenta la distribución de producción de aceite, gas y agua en su aporte total hasta Diciembre del 2006 donde se observa claramente que las unidades productores de Mugrosa C, contribuyen con el 59% de la producción total de aceite y lo reafirma con el 67% de la producción total de gas, adicionalmente un 32% de la producción total de Agua.

Tabla 9. Aporte de aceite, gas y agua por subunidad.

ZONA	ACEITE		GAS		AGUA	
	(Bls)	(%)	(PCS)	(%)	(Bls)	(%)
A	425391,47	5%	1171339,3	3%	16515,63	2%
B1	1593803,5	19%	4082831,6	12%	493276,86	54%
B2	695290,04	8%	1987964,9	6%	85728,91	9%
C1	2800716,2	33%	11203910	32%	193895,65	21%
C2	2234262,5	26%	12276588	35%	96796	11%
D	406447,89	4%	2600277,7	7%	20834,79	2%
E	430048,37	5%	1872811,5	5%	13571	1%
<b>TOTAL</b>	<b>8585960</b>	<b>100%</b>	<b>35195723</b>	<b>100%</b>	<b>920618,84</b>	<b>100%</b>

*Fuente: Autores del proyecto*

Los resultados de la distribución de producción de aceite, gas y agua indican que en el campo Colorado el mayor porcentaje de aceite producido se ha visto en Mugrosa B con un 27%, Mugrosa C con un 59%, adicionalmente donde menos se ha producido agua es en la unidad Esmeralda E y gas en Colorado A (tabla 10).

Tabla 10. Aporte de aceite, gas y agua por unidad.

ZONA	ACEITE		GAS		AGUA	
	(Bls)	(%)	(PCS)	(%)	(Bls)	(%)
A	425391,47	5%	1171339,3	3%	16515,63	2%
B	2289093,5	27%	6070796,5	18%	579005,77	63%
C	5034978,7	59%	23480498	67%	290691,65	32%
D	406447,89	4%	2600277,7	7%	20834,79	2%
E	430048,37	5%	1872811,5	5%	13571	1%
<b>TOTAL</b>	<b>8585960</b>	<b>100%</b>	<b>35195723</b>	<b>100%</b>	<b>920618,84</b>	<b>100%</b>

*Fuente: Autores del proyecto*

En la (tabla 11 y 11.1), se presenta la distribución de producción de aceite por unidad y por subunidad en la cual el mayor aporte por unidad lo obtiene Mugrosa C con el 59 % y el menor aporte lo presentan tanto la unidad Colorado A como la unidad E, con el 3% y el 5% respectivamente; y por subunidad el mayor aporte lo obtiene Mugrosa C1 con un 33 % y el menor lo muestra Esmeralda D con un 4%. En la figura 43, se presenta el comportamiento de la unidad Mugrosa C la cual tiene el mayor aporte de aceite y gas del campo Colorado y en la figura 44, se presenta la subunidad Mugrosa C1 la cual tiene el mayor aporte de aceite por subunidad del campo Colorado.

Tabla 11. Producción de aceite por unidad

ZONA	ACEITE	
	(Bls)	(%)
A	425391,47	5%
B	2289093,5	27%
C	5034978,7	59%
D	406447,89	4%
E	430048,37	5%
<b>TOTAL</b>	<b>8585960</b>	<b>100%</b>

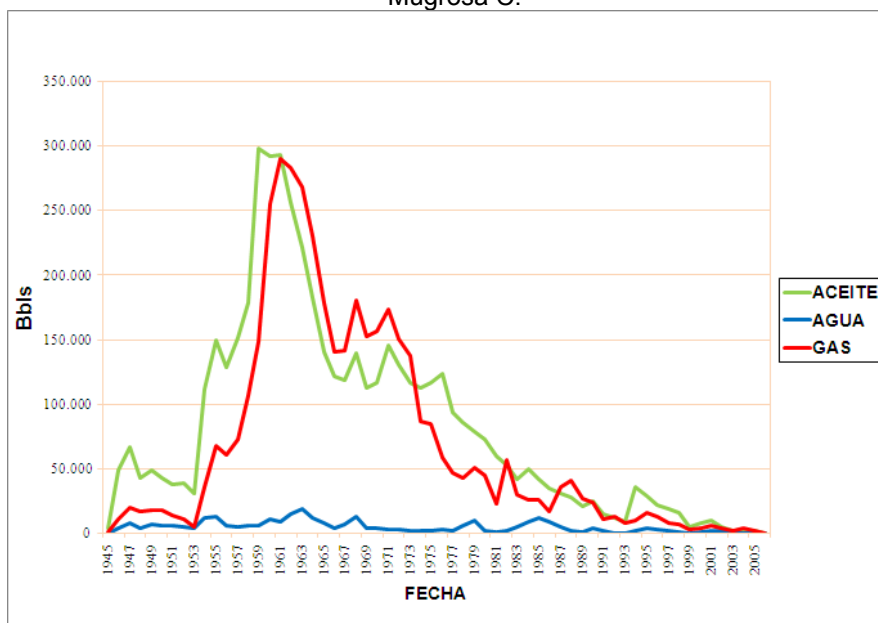
*Fuente: Autores del proyecto*

Tabla 11.1. Producción de aceite por subunidad.

ZONA	ACEITE	
	(Bls)	(%)
A	425391,47	5%
B1	1593803,5	19%
B2	695290,04	8%
C1	2800716,2	33%
C2	2234262,5	26%
D	406447,89	4%
E	430048,37	5%
<b>TOTAL</b>	<b>8585960</b>	<b>100%</b>

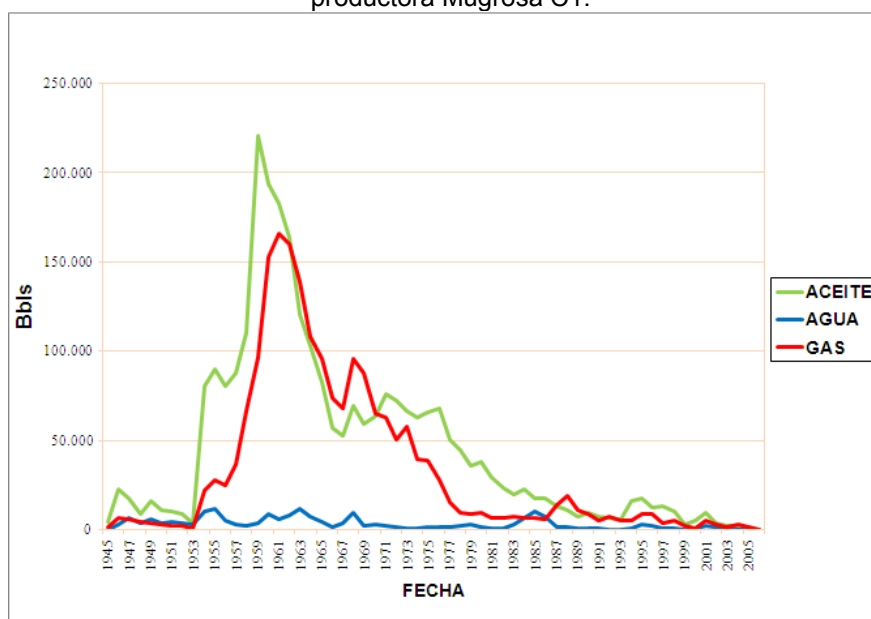
*Fuente: Autores del proyecto*

Figura 43. Comportamiento de la producción anual de aceite, gas y agua de la unidad productora Mugrosa C.



Fuente: Autores del proyecto

Figura 44. Comportamiento de la producción anual de aceite, gas y agua de la subunidad productora Mugrosa C1.



Fuente: Autores del proyecto

En la tabla 12 y 12.1, se presenta la distribución de producción de gas por unidad y por subunidad en la cual el mayor aporte por unidad lo obtiene Mugrosa C con

el 67 % y el menor aporte lo presenta colorado A con el 3%; y por subunidad el mayor aporte lo obtiene Mugrosa C2 con un 35 % y el menor lo muestra Colorado A con un 3%. En la figura 45, se observa el comportamiento de gas de la subunidad C2 la cual presenta el mayor aporte de gas por subunidad del campo Colorado.

Tabla 12. Producción de gas por unidad

ZONA	GAS	
	(PCS)	(%)
A	1171339,3	3%
B	6070796,5	18%
C	23480498	67%
D	2600277,7	7%
E	1872811,5	5%
<b>TOTAL</b>	<b>35195723</b>	<b>100%</b>

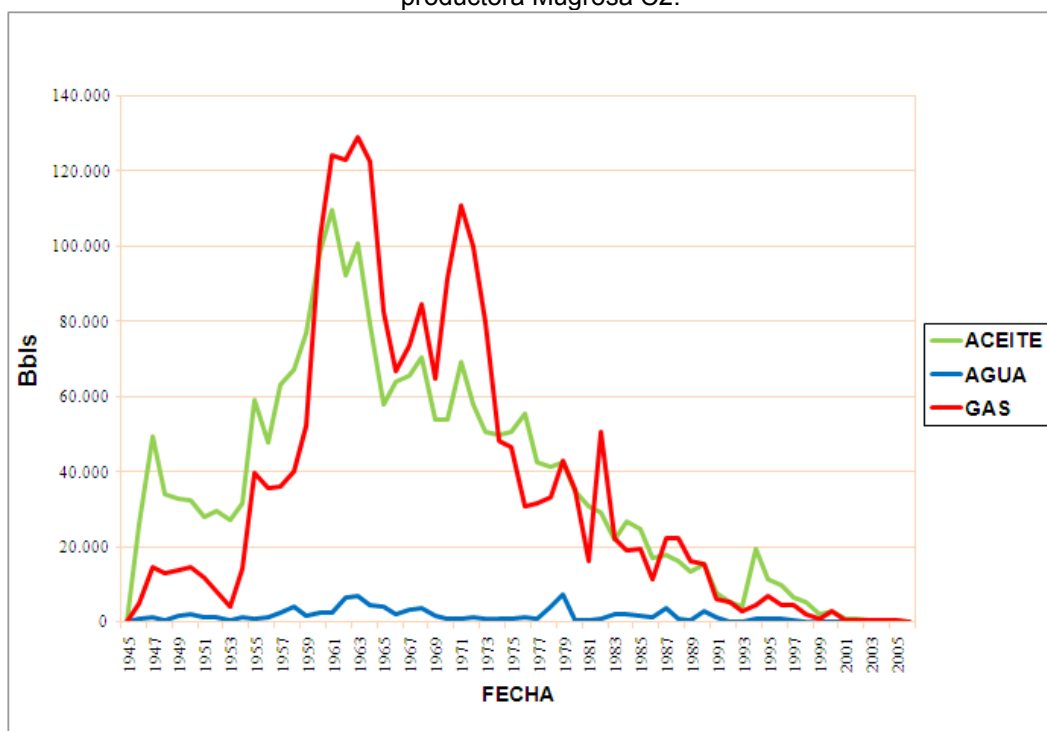
*Fuente: Autores del proyecto*

Tabla 12.1. Producción de gas por subunidad.

ZONA	GAS	
	(PCS)	(%)
A	1171339,3	3%
B1	4082831,6	12%
B2	1987964,9	6%
C1	11203910	32%
C2	12276588	35%
D	2600277,7	7%
E	1872811,5	5%
<b>TOTAL</b>	<b>35195723</b>	<b>100%</b>

*Fuente: Autores del proyecto*

Figura 45. Comportamiento de la producción anual de aceite, gas y agua de la subunidad productora Mugrosa C2.



Fuente: Autores del proyecto

En la tabla 13 y 13.1, se presenta la distribución de producción de agua por unidad y por subunidad en la cual el mayor aporte por unidad lo obtiene Mugrosa B con el 63 % y el menor aporte lo presenta la paz E con el 1%; y por subunidad el mayor aporte lo obtiene Mugrosa B1 con un 54 % y el menor lo muestra La Paz E con un 1%. En la figura 46, se presenta el comportamiento de la unidad Mugrosa B la cual tiene el mayor aporte de agua del campo Colorado y en la figura 47, se presenta la subunidad Mugrosa B1 la cual tiene el mayor aporte de agua por subunidad del campo Colorado.

Tabla 13. Producción de agua por unidad

ZONA	AGUA	
	(Bls)	(%)
A	16515,63	2%
B	579005,77	63%
C	290691,65	32%
D	20834,79	2%
E	13571	1%
<b>TOTAL</b>	<b>920618,84</b>	<b>100%</b>

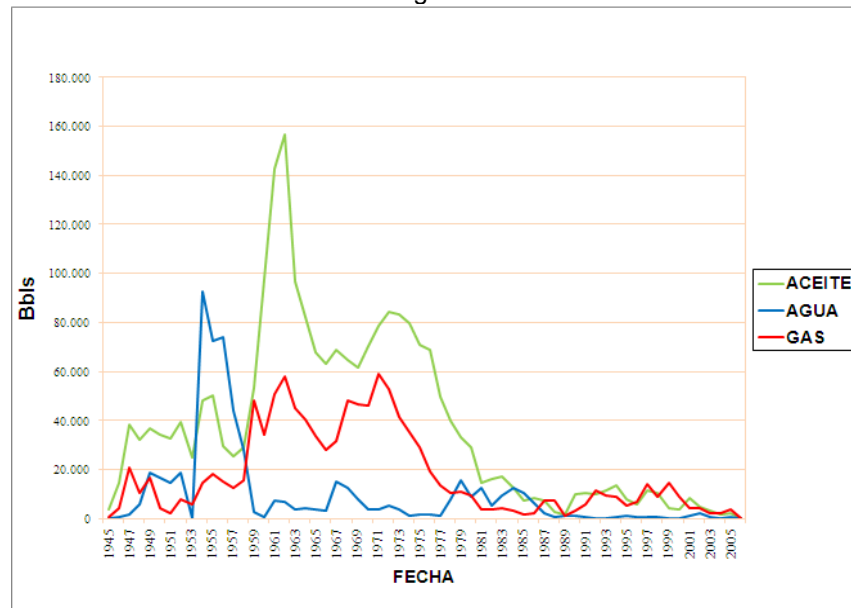
*Fuente: Autores del proyecto*

Tabla 13.1. Producción de agua por subunidad

ZONA	AGUA	
	(Bls)	(%)
A	16515,63	2%
B1	493276,86	54%
B2	85728,91	9%
C1	193895,65	21%
C2	96796	11%
D	20834,79	2%
E	13571	1%
<b>TOTAL</b>	<b>920618,84</b>	<b>100%</b>

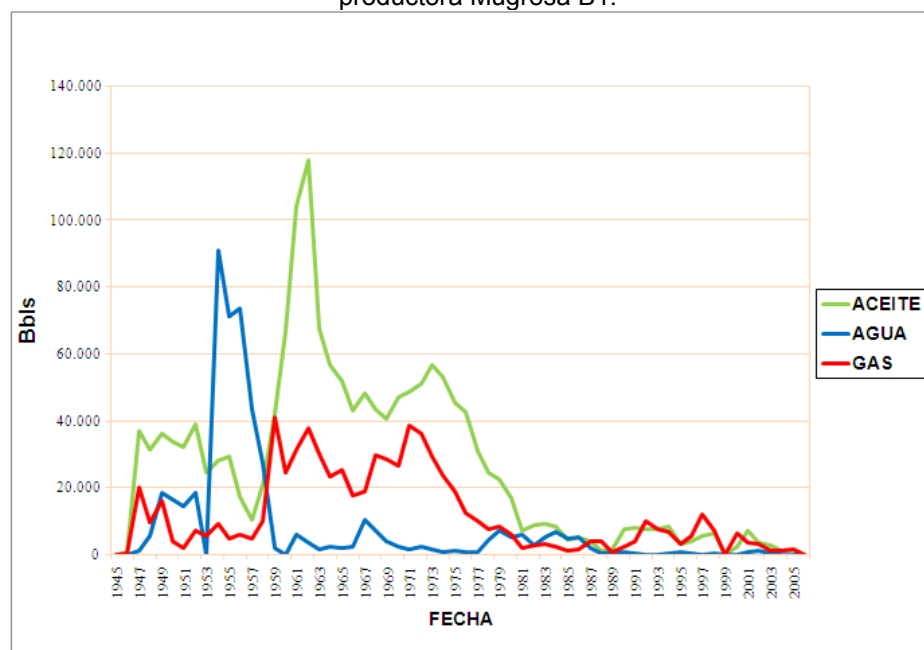
*Fuente: Autores del proyecto*

Figura 46. Comportamiento de la producción anual de aceite, gas y agua de la unidad productora Mugrosa B.



Fuente: Autores del proyecto

Figura 47. Comportamiento de la producción anual de aceite, gas y agua de la subunidad productora Mugrosa B1.

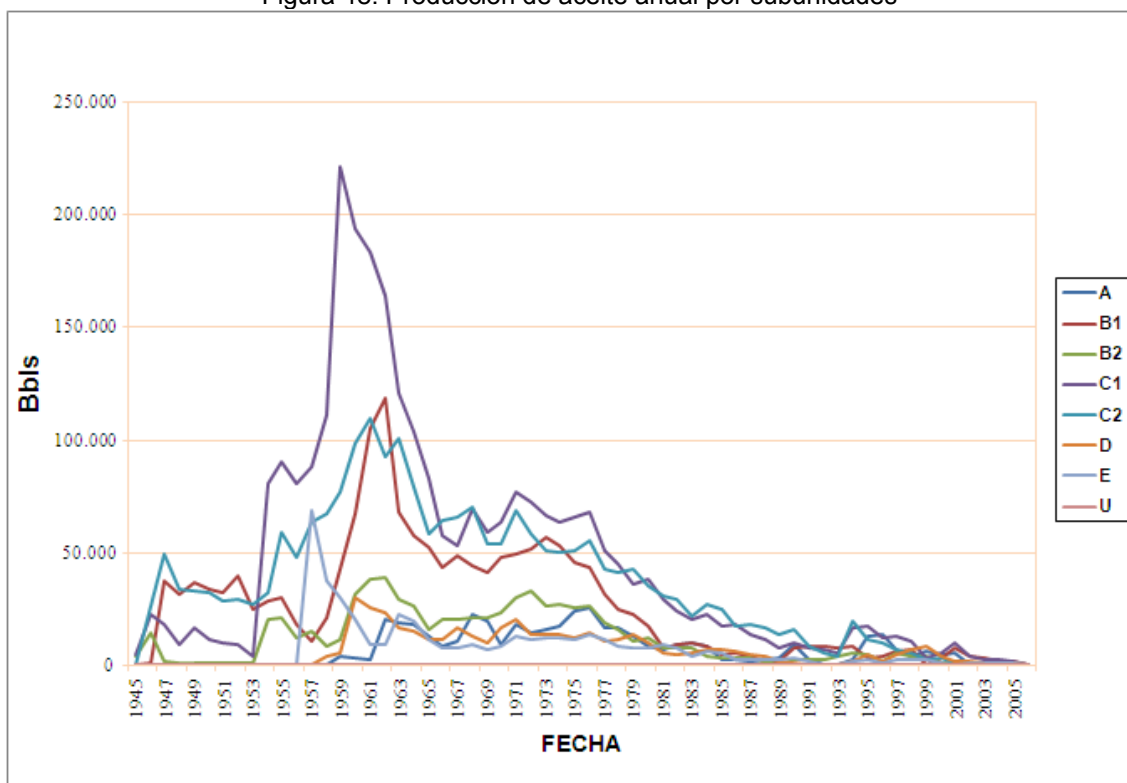


Fuente: Autores del proyecto

En la figura 48 y 49, podemos observar el comportamiento de producción tanto anual como mensual de aceite por subunidades; en donde podemos observar

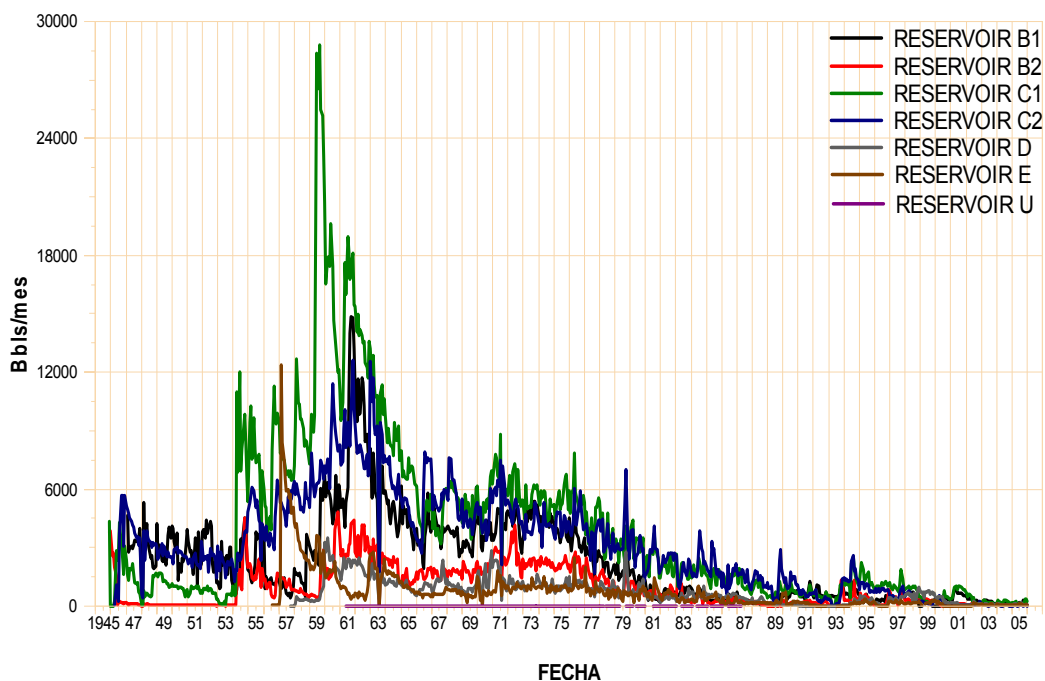
como la subunidad C1 muestra el mayor aporte de aceite producido con 220923,03 Bbls en el año 1959.

Figura 48. Producción de aceite anual por subunidades



Fuente: Autores del proyecto

Figura 49. Producción de aceite mensual por subunidades



Fuente: Autores del proyecto

En la tabla 14, se puede observar que los pozos que tienen un mayor acumulado de producción de aceite son: COLO0038 con 518733,26 Bbls, COLO0033 con 393934,14 Bbls, COLO0019 con 388062,13, COLO0067 con 355933 Bbls y los que menos producción de aceite acumulada tienen son: COLO0022 con 4 Bbls, COLO0048 con 76, COLO0015 con 227 Bbls, COLO0013 con 2572.

Tabla 14. Producción acumulada de aceite por pozo.

POZO	ACEITE (Bbls)
COLO0038	518733,26
COLO0033	393934,14
COLO0019	388062,13
COLO0067	355933
COLO0021	325382
COLO0043	317385
COLO0044	308910,77
COLO0055	306913,38
COLO0036	282231,62
COLO0037	277155,62

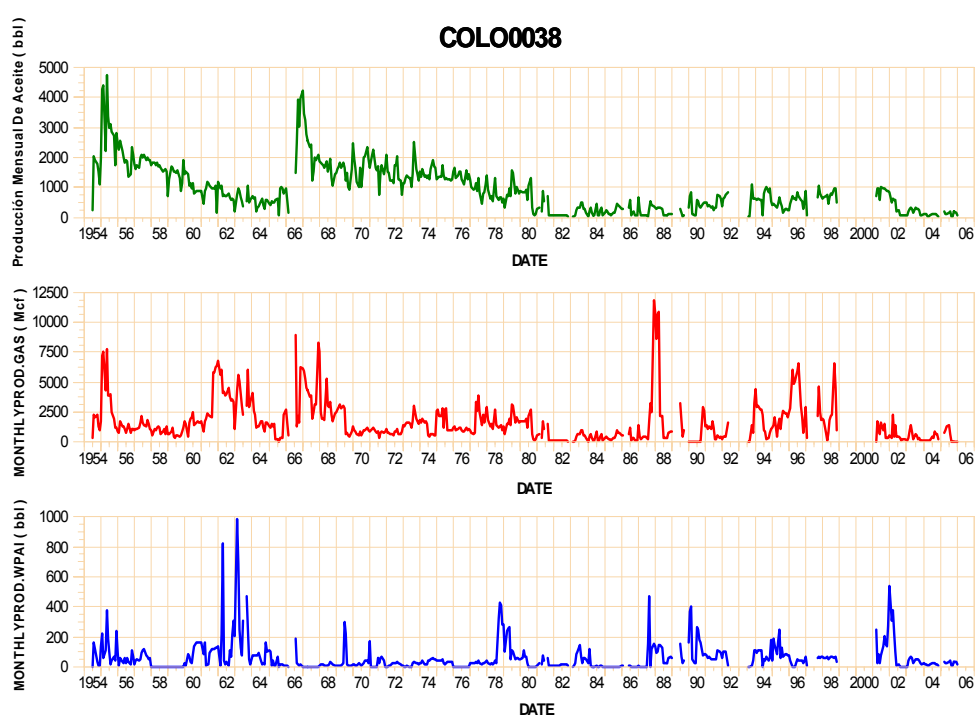
COLO0040	276286,23
COLO0003	274772,97
COLO0020	241507,88
COLO0063	240900
COLO0062	227908,05
COLO0058	221755,01
COLO0066	210461
COLO0059	210308,13
COLO0023	209482,99
COLO0049	200261,92
COLO0074	188195,69
COLO0045	185524
COLO0052	180687,03
COLO0010	175620,94
COLO0031	164726
COLO0027	136117,86
COLO0051	130244,03
COLO0035	129779,27
COLO0012	129153,1
COLO0053	128806,07
COLO0056	108239,06
COLO0011	101995,04
COLO0075	96854,31
COLO0034	86420,09
COLO0065	78497
COLO0039	75111,83
COLO0069	72929,05
COLO0030	70420
COLO0028	67865,15
COLO0060	67425,17
COLO0076	63715,2
COLO0050	61810,96
COLO0009	57652
COLO0024	52700
COLO0042	41930,95
COLO0016	39475
COLO0070	39231,51
COLO0018	25658
COLO0064	16753
COLO0025	12018

COLO0057	5252,03
COLO0007	4333
COLO0013	2572
COLO0015	227
COLO0048	76
COLO0022	4

Fuente: Autores del proyecto

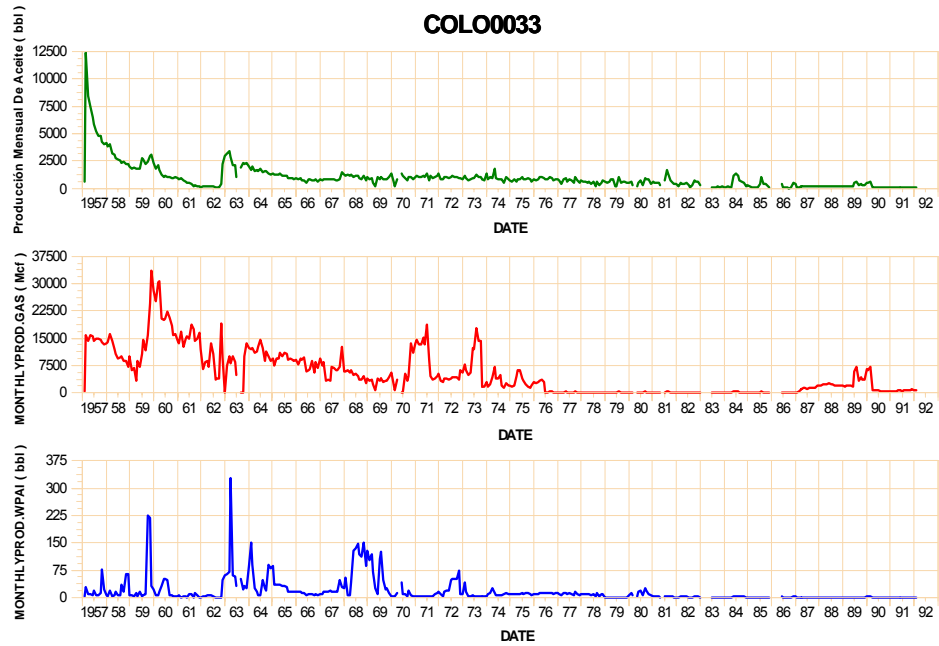
En las figuras 50, 51 y 52, se muestran los comportamientos de la producción mensual tanto de aceite, gas y agua de los pozos COLO0038, COLO0033 y COLO0019 los cuales mostraron el mayor acumulado de producción de aceite como se mencionó anteriormente, (las gráficas del comportamiento de la producción tanto de aceite, agua y gas para todos los pozos son presentadas en la base de datos).

Figura 50. Producción de aceite, agua y gas del pozo COLO0038.



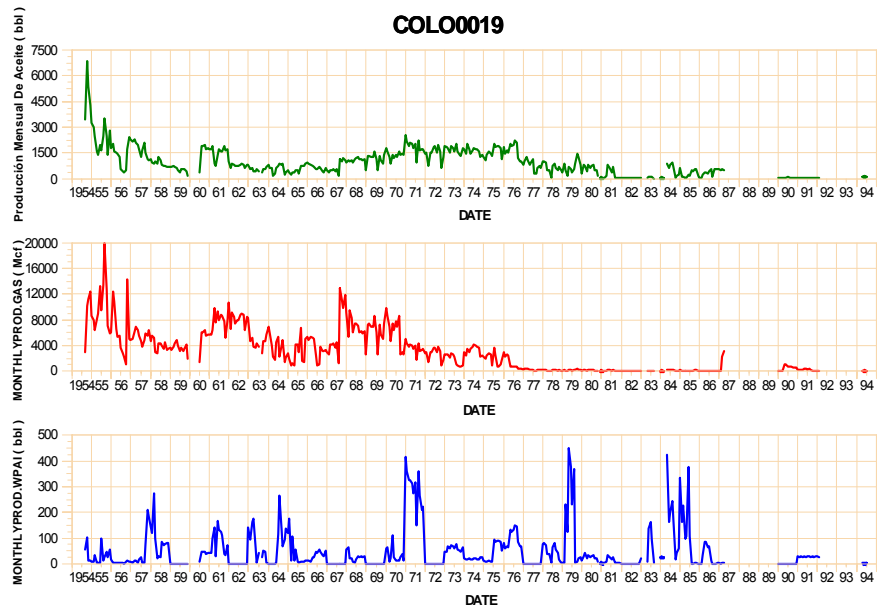
Fuente: Autores del proyecto

Figura 51. Producción de aceite, agua y gas del pozo COLO0033.



Fuente: Autores del proyecto

Figura 52. Producción de aceite, agua y gas del pozo COLO0019.



Fuente: Autores del proyecto

En la tabla 15, se puede observar que los pozos que tienen un mayor acumulado de producción de gas son: COLO0033 con 2620843,22 PCS, COLO0018 con 2143689,86 PCS, COLO0019 con 1561142,05 PCS, COLO0043 con 1550602,02 PCS y los que menos producción de gas acumulada tienen son: COLO007 con 0 PCS, COLO0057 con 0 PCS, COLO0064 con 2119 PCS, COLO0015 con 7426 PCS.

Tabla 15. Producción acumulada de gas por pozo.

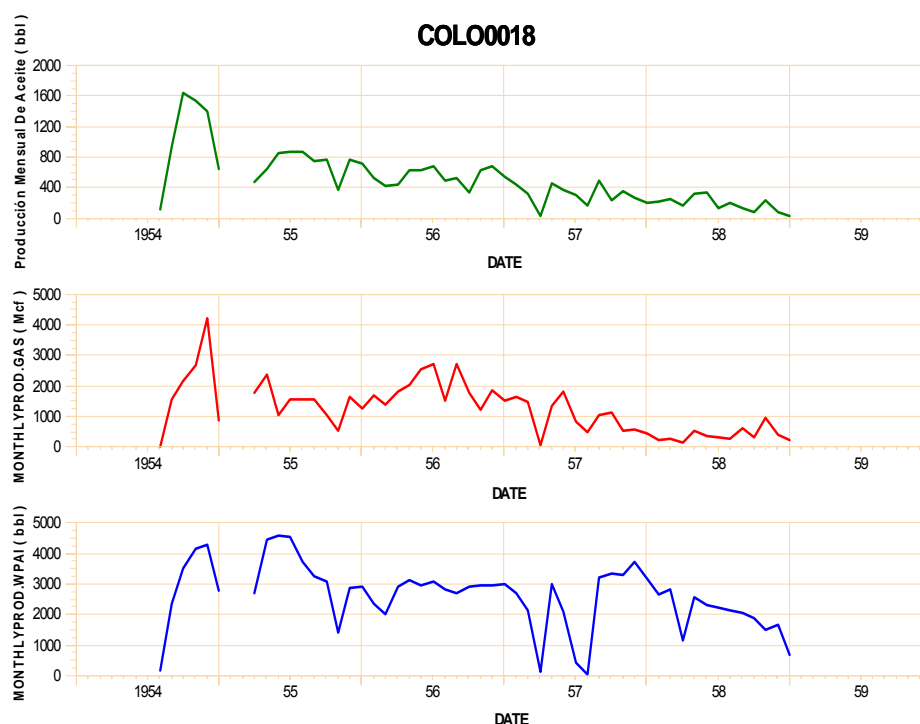
<b>POZO</b>	<b>GAS PCS)</b>
COLO0033	2620843,22
COLO0018	2143689,86
COLO0019	1561142,05
COLO0043	1550602,02
COLO0055	1481112,99
COLO0009	1400769,85
COLO0065	1369987
COLO0066	1312675,51
COLO0063	1296237,84
COLO0010	1283258,85
COLO0074	1258844,88
COLO0067	1187983,9
COLO0051	983785,21
COLO0062	959533
COLO0030	957434
COLO0021	904215,54
COLO0034	860530,96
COLO0011	750509
COLO0023	709734,08
COLO0028	633474
COLO0058	622685,44
COLO0060	593828,89
COLO0027	589427
COLO0035	526567,87
COLO0049	515864,07
COLO0069	508952,28
COLO0045	496390,98
COLO0038	480843
COLO0037	479463
COLO0059	468149

COLO0020	465393,97
COLO0024	459464,02
COLO0044	449569,68
COLO0012	427575,96
COLO0040	405320
COLO0052	359781,09
COLO0013	277441,96
COLO0036	247565,92
COLO0042	238322
COLO0039	233863
COLO0053	229045,98
COLO0031	176295,79
COLO0050	170050,31
COLO0070	136599
COLO0003	101805,93
COLO0056	75798
COLO0075	65104,03
COLO0076	64316
COLO0016	32031
COLO0048	28206
COLO0025	26515,96
COLO0022	9666
COLO0015	7426
COLO0064	2119
COLO0057	0
COLO0007	0

*Fuente: Autores del proyecto*

En la figura 51 y 52, ya se mostró el comportamiento de la producción mensual tanto del aceite, gas y agua de los pozos COLO0033 y COLO0019 los cuales presentan un importante acumulado de producción de aceite y también los mayores acumulados de producción de gas. En la figura 53, se muestra el comportamiento de la producción mensual tanto de aceite, gas y agua del pozo COLO0018 el cual muestra también los mayores acumulados de producción de gas como se mencionó anteriormente.

Figura 53. Producción de aceite, agua y gas del pozo COLO0018.



Fuente: Autores del proyecto

En la tabla 16, se puede observar que los pozos que tienen un mayor acumulado de producción de agua son: COLO0021 con 232578 Bbls, COLO0018 con 135420 Bbls, COLO0063 con 70475 Bbls, COLO0062 con 35278,45 Bbls y los que menos producción de agua acumulada tienen son: COLO0007 con 0 Bbls, COLO0057 con 145 Bbls, COLO0064 con 342 Bbls, COLO0022 con 345 Bbls.

Tabla 16. Producción acumulada de agua por pozo.

POZO	AGUA Bbls)
COLO0021	232578
COLO0018	135420
COLO0063	70475
COLO0062	35278,45
COLO0038	33302,87
COLO0011	32754,89
COLO0043	22584
COLO0066	20887

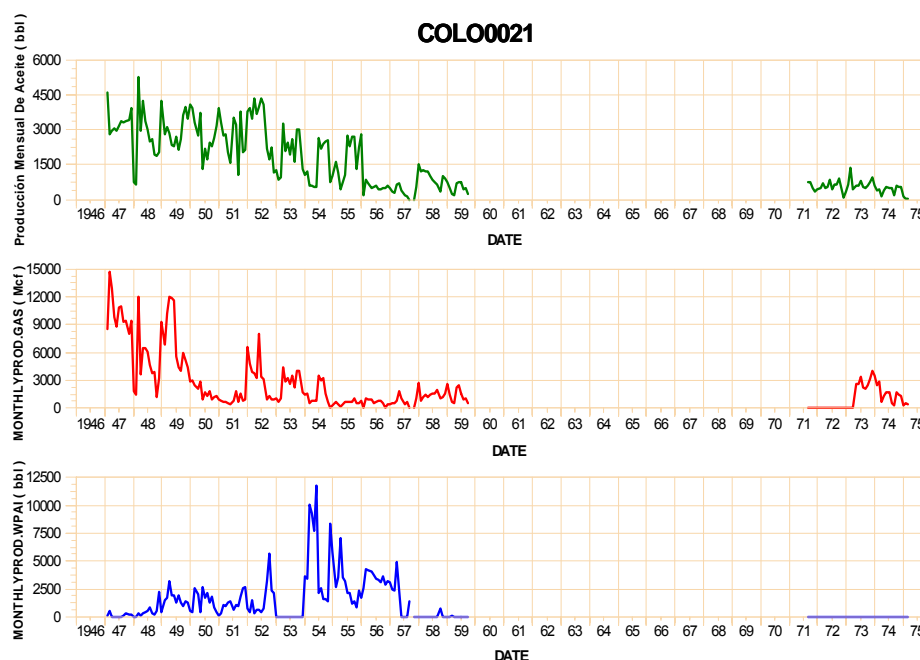
COLO0009	20732
COLO0058	20663,83
COLO0019	19666,93
COLO0065	19379
COLO0023	18046,15
COLO0037	15632,65
COLO0052	14009,12
COLO0030	13772
COLO0040	13258,97
COLO0067	12782
COLO0013	11246
COLO0049	9070,99
COLO0044	8595,83
COLO0027	8176,71
COLO0055	8063,82
COLO0020	7937,01
COLO0059	7566,8
COLO0024	7419
COLO0051	7342,26
COLO0074	6919
COLO0069	6842,6
COLO0033	6662,86
COLO0034	6436,01
COLO0003	6429,16
COLO0012	5777,48
COLO0036	5462,55
COLO0042	5118,94
COLO0053	4271,79
COLO0031	4074
COLO0039	4036,59
COLO0010	3907,04
COLO0045	3433
COLO0035	3406,47
COLO0060	3326,2
COLO0070	3125,77
COLO0028	2547,16
COLO0075	2377,45
COLO0056	2361,76
COLO0050	1842,6
COLO0076	1349,89

COLO0048	1209
COLO0016	1062
COLO0025	698
COLO0015	490
COLO0022	345
COLO0064	342
COLO0057	145
COLO0007	0

Fuente: Autores del proyecto

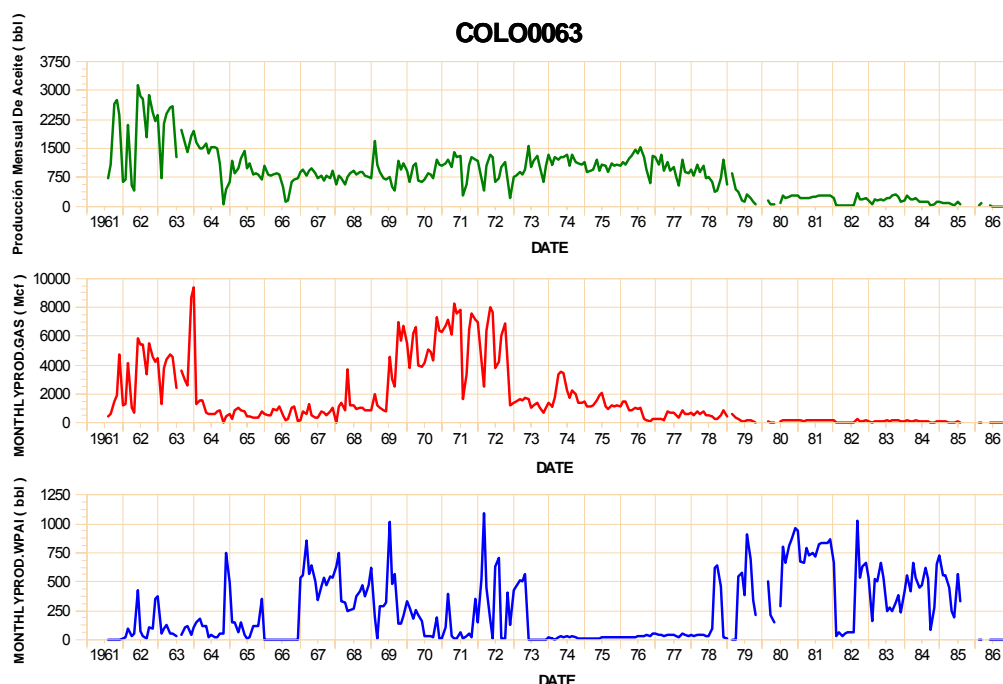
En la figura 53, ya se mostró el comportamiento de la producción mensual tanto de aceite, gas y agua del pozo COLO0018 el cual presenta un importante acumulado de producción de gas y también los mayores acumulados de producción de agua. En la figura 54 y 55, se muestran los comportamientos de la producción mensual tanto de aceite, gas y agua de los pozos COLO0021 y COLO0063 los cuales muestran los mayores acumulados de producción de agua como se mencionó anteriormente.

Figura 54. Producción de aceite, agua y gas del pozo COLO0021.



Fuente: Autores del proyecto

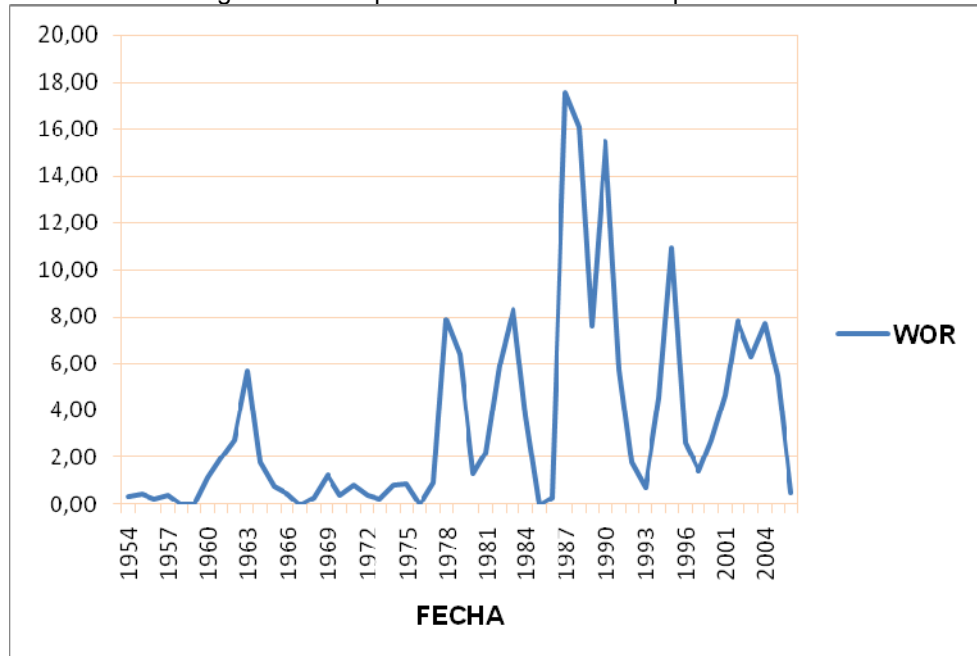
Figura 55. Producción de aceite, agua y gas del pozo COLO0063.



*Fuente: Autores del proyecto*

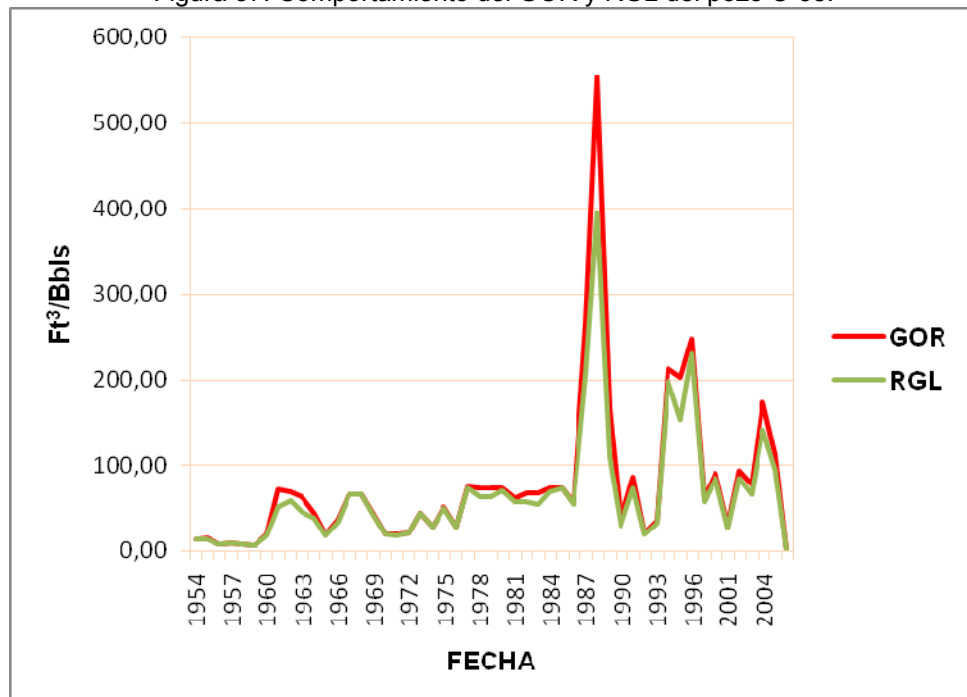
Los altos acumulados tanto de aceite, agua y gas de los pozos presentados anteriormente se pueden corroborar con el análisis del GOR, WOR y RGL. En la figura 56, se muestra el comportamiento del WOR para el pozo COLO0038, en la cual se observa unos incrementos desde el año de 1977, año en el cual se realizó un tratamiento de inyección de aceite caliente con el fin de incrementar la producción de aceite que venía en descenso. Este tratamiento se realizó por alrededor de 10 años, en los cuales se observa un comportamiento descendente y ascendente del WOR, ya que con este tratamiento lo que se consiguió fue incrementar la producción de agua. En cuando a la producción de aceite y gas se observa en la figura 57, como el comportamiento tanto del GOR y RLG se torna creciente a medida que se realizan los tratamientos de inyección de aceite caliente; con lo que se permite inferir que la producción de gas aumento levemente en tanto que la producción de aceite decreció lo que quiere decir que el tratamiento fue ineficaz.

Figura 56. Comportamiento del WOR del pozo C-38.



Fuente: Autores del proyecto

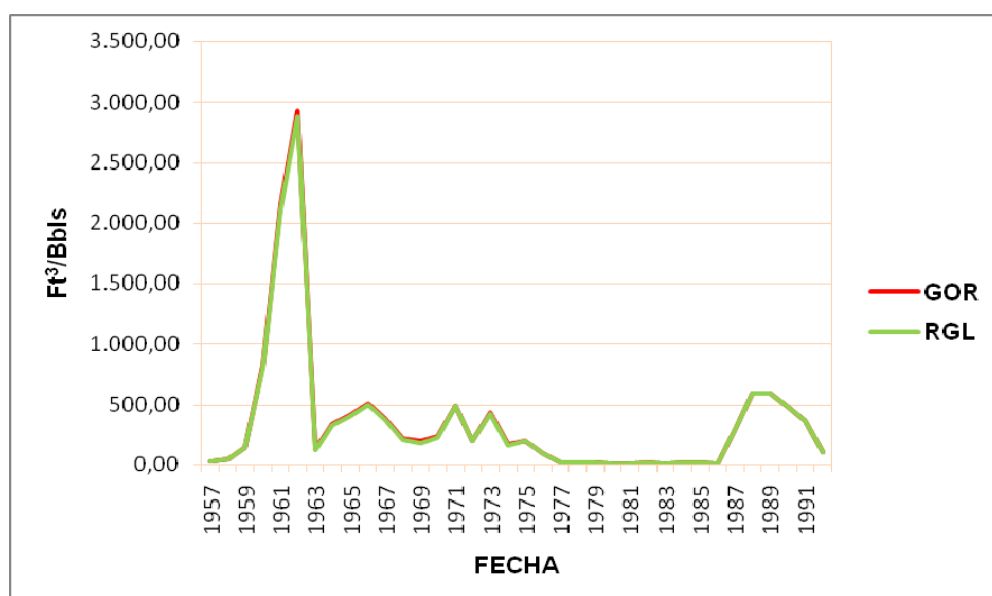
Figura 57. Comportamiento del GOR y RGL del pozo C-38.



Fuente: Autores del proyecto

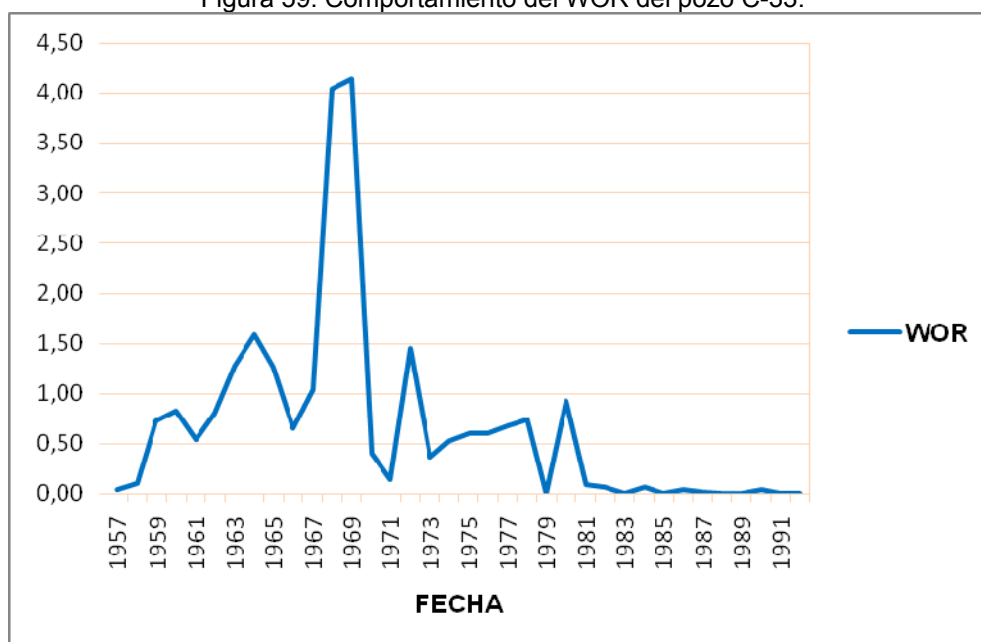
En la figura 58, se presenta el comportamiento del GOR y RGL para el pozo COLO0033, en la cual se observa un incremento tanto en el GOR como en el RGL en el año de 1959, esto debido a que en este año se cañearon algunos intervalos en la subunidad C2, B1 y en su mayoría en la subunidad C1. El incremento en el gas se debe a que las subunidades C2 y C1 son las mayores productoras de gas del campo Colorado, siendo la subunidad C2 la que mayor producción acumulada de gas. También en este mismo año se observa como el comportamiento del WOR incrementó (ver figura 59), debido a que estas subunidades también son altamente productoras de agua siendo las subunidades B1, C1 las de mayor producción acumulada de agua. En los años 1972 y 1973 se implementó un tratamiento de inyección de aceite caliente, el cual tuvo como consecuencia el incremento tanto del gas como del agua y se mantuvo la producción de aceite; lo cual infirió en el incremento proporcional del GOR y del RGL, así como del WOR. En los años posteriores de 1980, 1981, 1982, 1984 y 1989 se implementó otro tratamiento de inyección de aceite caliente, el cual mantuvo constante tanto la producción de aceite, así como la del gas y del agua.

Figura 58. Comportamiento del GOR y RGL del pozo C-33.



Fuente: Autores del proyecto

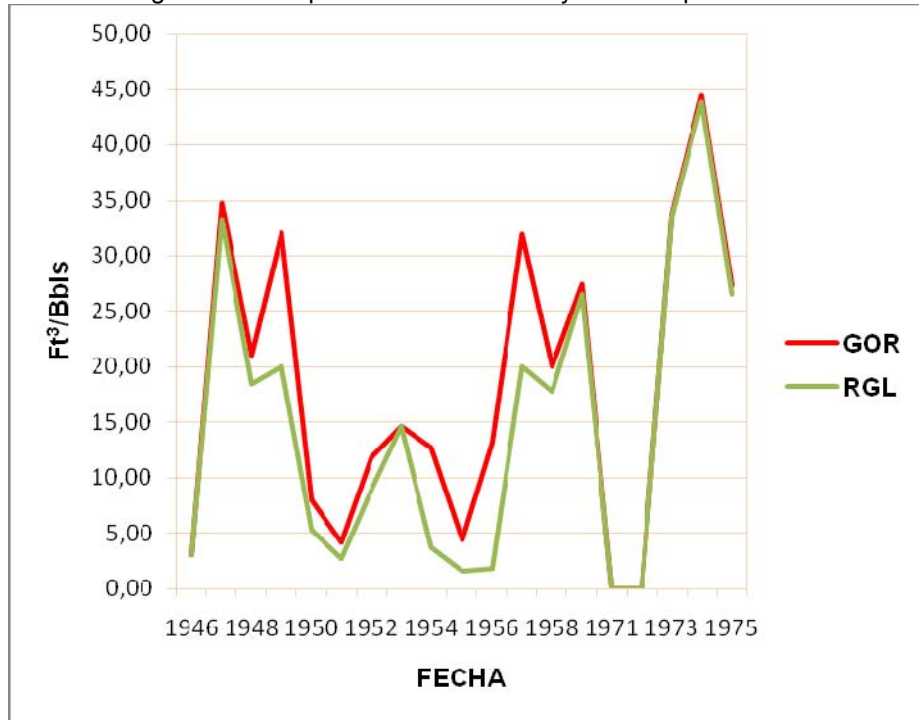
Figura 59. Comportamiento del WOR del pozo C-33.



Fuente: Autores del proyecto

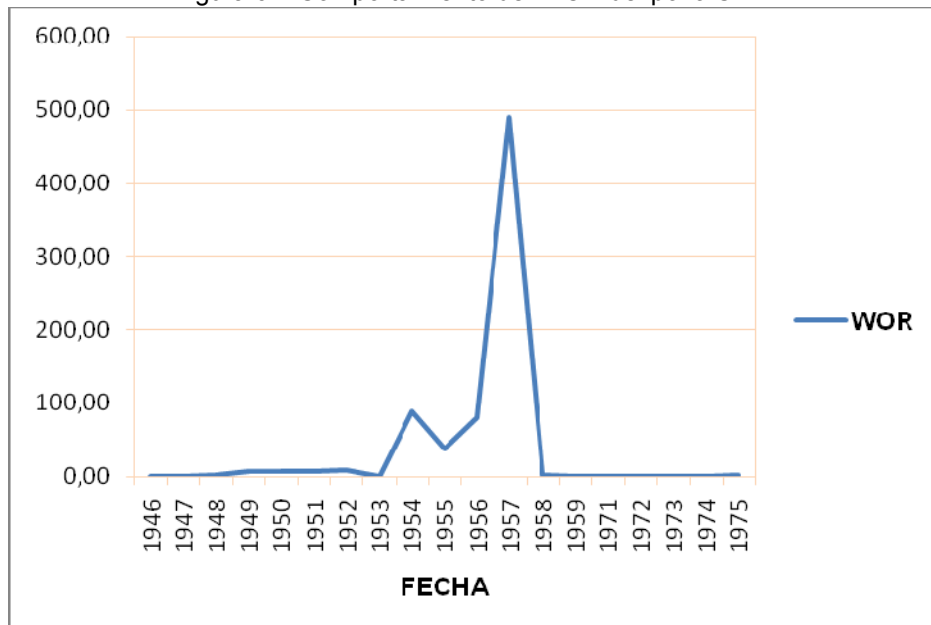
En la figura 60, se presenta el comportamiento del GOR y RGL para el pozo COLO0021, en la cual se observa un incremento tanto del GOR como del RGL en el año de 1946, debido a que en este año se realizaron algunos cañoneos en la subunidad B1 y esta subunidad es una de las que tiene mayor producción acumulada de gas en el campo Colorado. También se puede observar en la figura 61, como el WOR empieza a incrementar levemente en este año. Teniendo un alza mayor a partir del año de 1953 cuando la producción tanto de aceite como de gas declino levemente. En los años de 1972 y 1975 se realizó un tratamiento de inyección de aceite caliente en el pozo, el cual produjo un alza en la producción de gas manteniendo constante la producción tanto de aceite como de agua.

Figura 60. Comportamiento del GOR y RGL del pozo C-21.



Fuente: Autores del proyecto

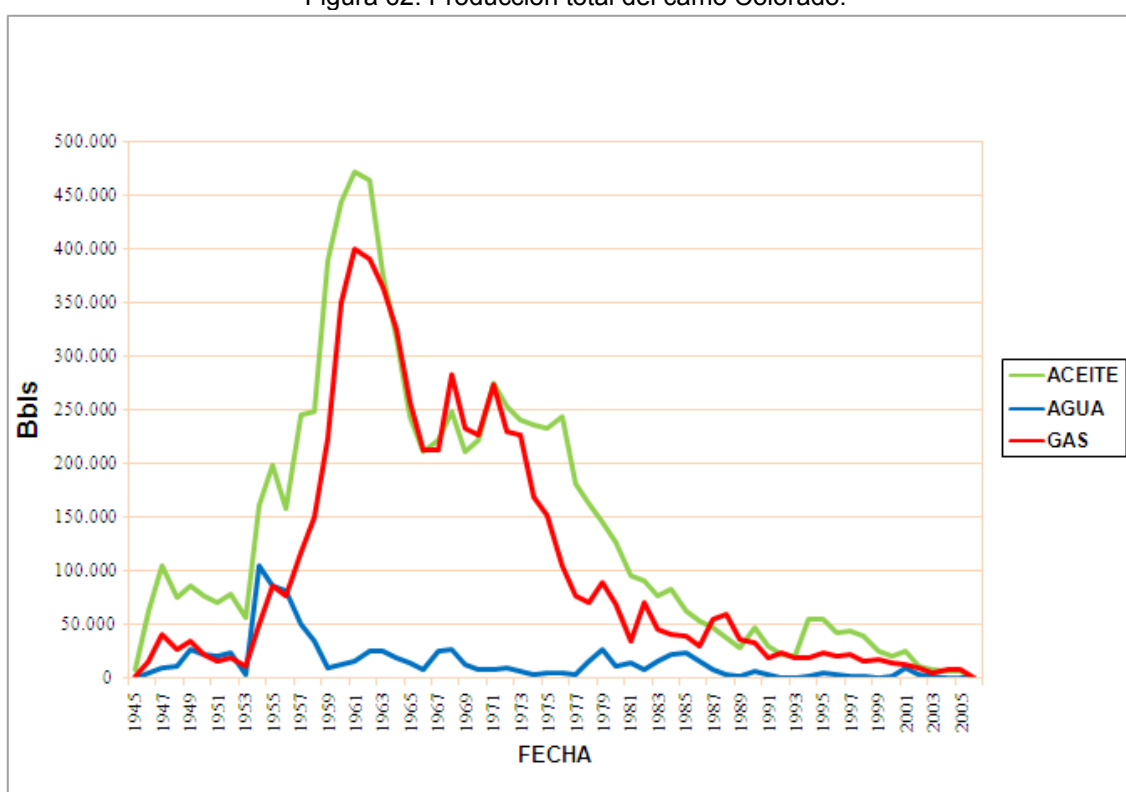
Figura 61. Comportamiento del WOR del pozo C-21.



Fuente: Autores del proyecto

En la figura 62, Podemos observar el comportamiento de la producción total de aceite, agua y gas del campo Colorado. Como se puede apreciar la mayor producción de aceite se presenta en el año 1961 con una producción de 471798,85 Bbls; y a su vez en este mismo año se presenta la mayor producción de gas de 2240963,15 PCS (399100,6902 Bbls); y la mayor producción de agua se presenta en el año 1954 con una producción de 104126 Bbls.

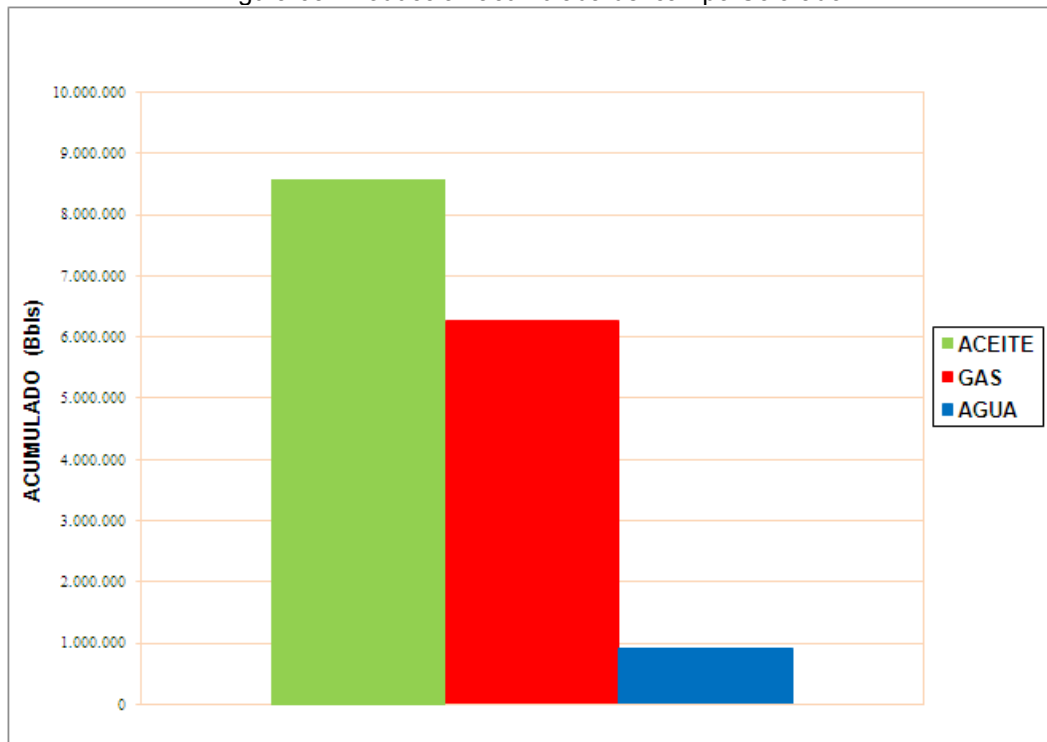
Figura 62. Produccion total del camo Colorado.



Fuente: Autores del proyecto

En la figura 63, se presenta el comportamiento de la producción tanto de aceite, agua y gas acumulada del campo Colorado donde se observa una producción acumulada de aceite de 8586304,44 Bbls, de agua de 920640,6 Bbls y de gas de 35197811,89 PCS (6268497,105 Bbls).

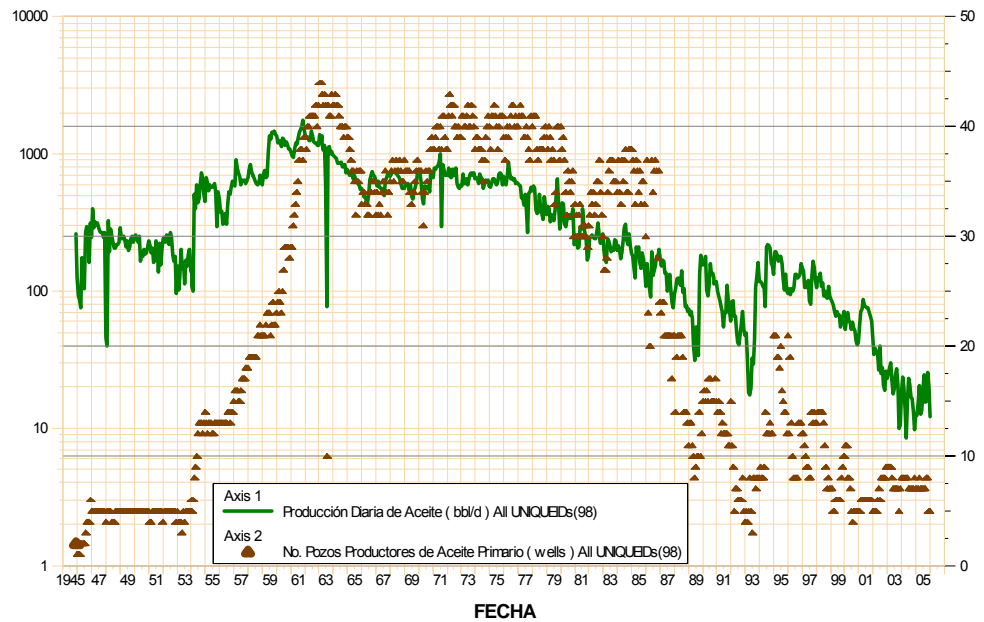
Figura 63. Producción acumulada del campo Colorado.



*Fuente: Autores del proyecto*

En la figura 64, se muestra el comportamiento de N° de pozos Vs producción de aceite diaria, la cual nos muestra claramente como en el año de 1963 se presenta el máximo número de pozos activos con un total de 44 pozos. En el año 1961 alcanzó la máxima producción, con un caudal de 1771 BOPD, declinando rápidamente, hasta llegar a un valor de 467 BOPD en 1966, debido a que en este periodo se perdieron pozos productores por diferentes problemas mecánicos.

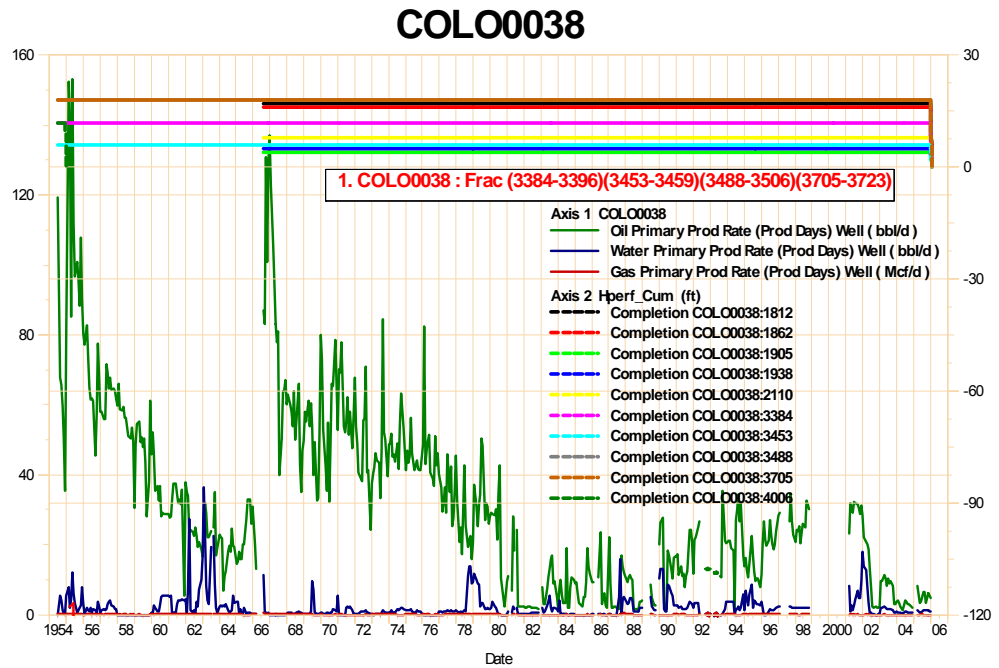
Figura 64, N° de pozos Vs producción de aceite diaria.



Fuente: Autores del proyecto

.En las figuras 65, se observa que en febrero de 1955 se realizó un fracturamiento al pozo COLO0038 en los intervalos (3384-3396), (3453-3459), (3488-3506), (3705-3723), lo cual produjo un incremento en la producción de aceite pero presentó una rápida declinación, convirtiendo el trabajo en un fracaso. Lo mismo ocurrió en el pozo COLO0019, el cual fue fracturado en agosto de 1955 en el intervalo (3443-3464) (ver figura 66).

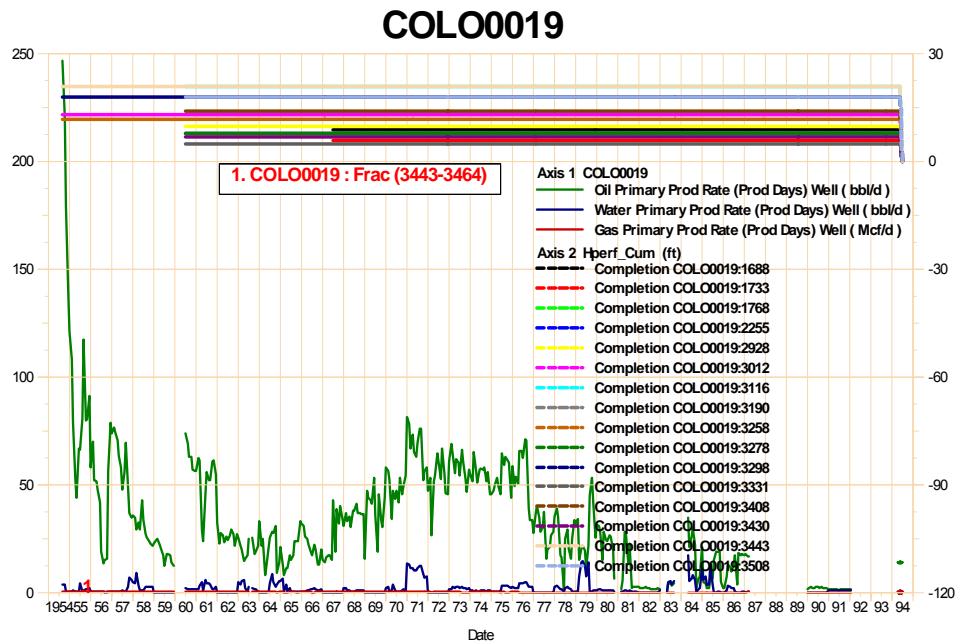
Figura 65. Fracturamiento del pozo Col-38.



Fuente: Autores del proyecto

Figura 66. Fracturamiento del pozo Col-

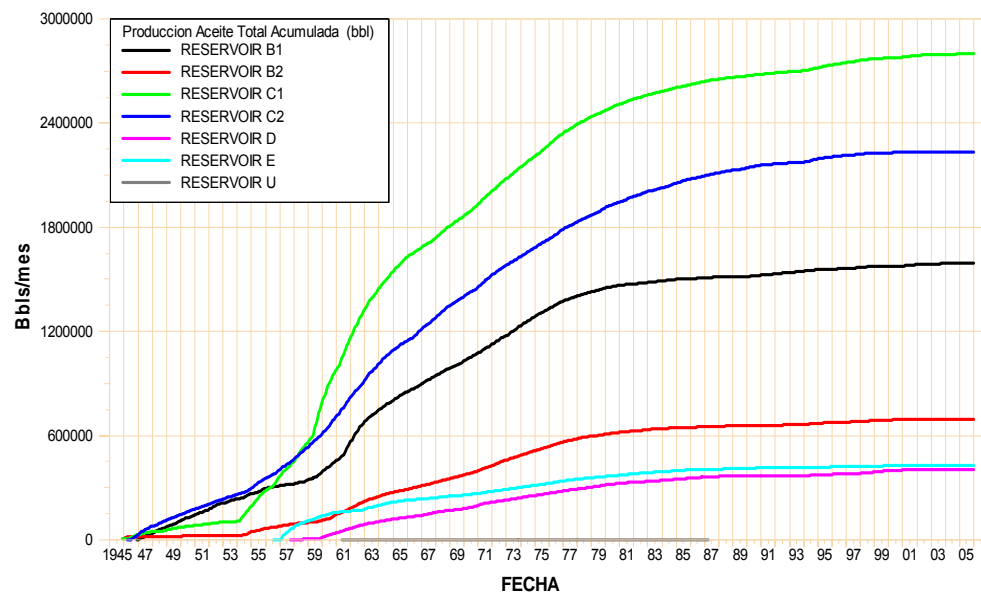
19.



Fuente: Autores del proyecto

En la figura 67, se presenta el comportamiento de la producción acumulada por subunidades tanto de aceite, agua y gas del campo Colorado, en la cual se observa que el mayor acumulado lo presentan la subunidad C1 y la subunidad C2 cada una con 2800716,24 Bbls, 2234262,48 Bbls de aceite respectivamente. Y los menores acumulados lo presentan la subunidad U y la subunidad D cada una con 344,46 Bbls, 406447,89 Bbls de aceite respectivamente.

Figura 67. Producción acumulada por subunidades del campo Colorado.



Fuente: Autores del proyecto

## 5. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

### 5.1. CONCLUSIONES

- La historia de los intervalos cañoneados “eventos” (ó zonas con liner ranurado ó hueco abierto) permite obtener un conocimiento más acertado de los factores que influyen en el comportamiento de la producción ya que las intervenciones de estos eventos fueron efectuadas en diferentes fechas, lo que los convierten en una función del tiempo.
- Con la historia de producción de petróleo, se observó que la zona más drenada para el aceite se encuentran en la formación Mugrosa C, para las subunidades productoras C1 con 2800716,24 Bbls y C2 con 2234262,48 Bbls de aceite para un 33% y 26% de la producción total respectivamente.
- Se identificaron que las formaciones con menor aporte de aceite son Esmeralda D con 406447,89 Bbls y Colorado A con 425391,47 Bbls de aceite con el 4% y 5% de la producción total respectivamente.
- La formación Mugrosa C es la de mayor producción acumulada de gas, para las subunidades productoras C2 con 12276588,31 PCS (2186379,043 Bbls) y C1 con 11203909,71 PCS (1995342,091 Bbls) para un 35% y 32% de la producción total respectivamente
- Las formaciones con menor producción de gas son Colorado A y la Paz E con 1171339,26 PCS (208607,7618 Bbls), 1872811,53 PCS (333535,3257 Bbls) de Gas para un 3% y 5% de la producción total respectivamente.

- Para el agua las formaciones que presentan los mayores aportes son Mugrosa B1 con 493276,86 Bbls y C1 con 193895,65 Bbls para un 54% y 21% de la producción total respectivamente y las formaciones con menor aporte son la Paz E y Colorado A con 13571 Bbls y 16515,63 Bbls de agua, para un 1% y 2% respectivamente de la producción total.
  
- La mayor producción acumulada de petróleo se presenta en el año 1961 con una producción de 471798,85 Bbls (1292. 6 bls/día); y a su vez en este mismo año se presenta la mayor producción acumulada de gas de 2240963,15 PCS (399100,6902 Bbls).
  
- La mayor producción acumulada de agua se presenta en el año 1954 con una producción de 104126 Bbls (285.28 bls/día).
  
- Para los pozos Colorado 3, 11, 12, 16, 19, 24, 25, 27, 28, 33, 38, 48, 50, 74 y 76 los cuales fueron fracturados o acidificados, se observó un aumento muy favorable en su producción, en algunos casos hasta más del 100% pero en muy corto tiempo su producción declinaba de nuevo. Esto pudo ocurrir debido a la forma como se realizaron las estimulaciones ya que en ese entonces según el historial de los pozos solamente se fracturaba a presión con arena otawa sin utilizar un propante que mantuviera abierta la fractura.

## 5.2 RECOMENDACIONES

- Se deben realizar estudios petrofísicos para las formaciones Colorado A, Esmeralda D y la Paz E para reducir la incertidumbre en el desarrollo de posteriores trabajos. Y volver a caracterizar la formación Mugrosa B y C para identificar nuevas zonas que se pudieron obviar en el pasado.
- Reconfigurar los intervalos de las subunidades C1, C2 y B1 de la formación Mugrosa que han mostrado un gran aporte en la producción de aceite del campo Colorado con cañones de más alta penetración lo cual podría acarrear un aumento significativo de la misma ya que la mayoría de los pozos han sido cañoneados a 2 TPP con cañones de baja penetración.
- Para los pozos donde fueron exitosos los trabajos de fracturamiento se recomienda volver a fracturarlos pero esta vez utilizando propanes que puedan mantener abiertas las fracturas ya que en ese entonces solamente se fracturaba con aceite, presión y arena otawa la cual no mantenía la fractura abierta por mucho tiempo de realizado el trabajo y así ocasionaba la pérdida temprana de producción ganada con éste.
- Se recomienda tomar como base la distribución de producción realizada en el presente proyecto, para plantear posibles trabajos de optimización de producción como son: recuperación secundaria, estimulaciones, trabajos de fracturamiento hidráulico y perforación infill, encaminados al incremento de producción del campo Colorado.
- Realizar estudios de factibilidad técnica y económica para los pozos que se encuentran inactivos, los cuales pudieran ser atractivos con los precios del crudo y gas actual.

## 6. BIBLIOGRAFIA

Mattar, SPE, D.M. Anderson. A Systematic and Comprehensive Methodology for Advanced Analysis of Production Data: SPE 84472. U.S.A, October 2003

Fernando J. Ferrer. Commingled Production Well: Experience in Lake Maracaibo, Venezuela: SPE 49311, September 1988.

V.K. Bust and P.S. Hara, SPE. Analytical Technique for Allocating Production to Subzones to Evaluate Prospect Candidates in the Terminal Zone of Fault Blocks III and IV, Wilmington Field, CA: SPE 94259, April 2005.

B. Widarsono, W. Robinson; and Ridwan. Application of Fuzzy Logic for Determining Production Allocation in Commingle Production Wells: SPE 93275, April 2005.

F.E. Bergren, D.L. Lagerlef, and Scott Feldman. Three-Phase Well-Level Production Allocation at Prudhoe Bay: SPE 35674-PA, April 1997.

Salís Aprilian, and Regina Maria. Improving Production Monitoring And Surveillance By Using An Integral Production Data Management: SPE 80523-MS, September 2003.

A. Zheng-Poe, and C.L.Boney. Production Data Analysis and Forecasting Using a Comprehensive Analysis System: SPE 52178-MS, March 1999.

L. Mattar, D.M. Anderson. A Systematic and Comprehensive Methodology for Advanced Analysis of Production Data: SPE 84472-MS. U.S.A. October 2003

Frantz, Jr., J.H., Spivey, J.P., Voneiff, G.W., Jacot, H. Practical Production Data Analysis for the Appalachian Basin: SPE 37347-MS, October 1996.

Frantz, J.H. Jr., Spivey, J.P., Hopkins, C.W. Practical Production Data Analysis: SPE 39927, April 1998.

Jesús A. Cañas, Fabio Girardi, Marcos E. Cohen. Pruebas Multicapa Con Perfiles De Producción (PLT). Para Caracterizar La Productividad De Yacimientos Con Producción Conjunta. Disponible en <http://biblioteca.iapg.org.ar>

Tomás Eduardo Pérez García. Curvas de Declinación. Disponible en [http://www.atlahua.com/temporal/curvas\\_de\\_declinacion.pdf](http://www.atlahua.com/temporal/curvas_de_declinacion.pdf)

Raúl E. Tuvío y Víctor Corsini. Análisis de Datos de Producción Mediante el uso de Modernas Curvas. Disponible en <http://biblioteca.iapg.org.ar>  
ECOPETROL – ICP, Informe Diagnóstico y Estrategias de Recobro Campo Colorado, El Centro, Diciembre de 2003.

CASTILLO, Aldemar y RIOS, Julio, Caracterización petrofísica a partir de núcleos de perforación y registros de pozo para la formación mugrosa del Campo Colorado, Bloques I y II, 2008. Trabajo de grado. Universidad Industrial de Santander, 2008.

Ariel Blanco Camargo, Juan Carlos Velasquez Bastidas. Análisis avanzado de curvas de declinación. Trabajo de grado. Universidad Industrial de Santander, 1993.

# ANEXOS