

**UNIVERSIDAD DE ORIENTE
NÚCLEO DE ANZOÁTEGUI
ESCUELA DE INGENIERÍA Y CIENCIAS APLICADAS
DEPARTAMENTO DE PETRÓLEO**



**“DETERMINACIÓN DE LA TASA DE DECLINACIÓN DE
PRODUCCIÓN EXISTENTE EN LOS YACIMIENTOS
MADUROS SELECCIONADOS DE GAS Y PETRÓLEO
PERTENECIENTES AL CAMPO SANTA ROSA DEL ÁREA
MAYOR DE ANACO.”**

REALIZADO POR:

REINALDO JOSÉ PINTO

**Trabajo De Grado Presentado ante La Universidad De Oriente Como Requisito
Parcial para Optar Al Título De**

INGENIERO DE PETRÓLEO

BARCELONA, NOVIEMBRE 2011

**UNIVERSIDAD DE ORIENTE
NÚCLEO DE ANZOÁTEGUI
ESCUELA DE INGENIERÍA Y CIENCIAS APLICADAS
DEPARTAMENTO DE PETRÓLEO**



**“DETERMINACIÓN DE LA TASA DE DECLINACIÓN DE
PRODUCCIÓN EXISTENTE EN LOS YACIMIENTOS
MADUROS SELECCIONADOS DE GAS Y PETRÓLEO
PERTENECIENTES AL CAMPO SANTA ROSA DEL ÁREA
MAYOR DE ANACO.”**

ASESORES

Ing. Daniel Segnini

Asesor Industrial

Ing. José Rodríguez, MSc., Ph.D.

Asesor Académico

BARCELONA, NOVIEMBRE DE 2011

**UNIVERSIDAD DE ORIENTE
NÚCLEO DE ANZOÁTEGUI
ESCUELA DE INGENIERÍA Y CIENCIAS APLICADAS
DEPARTAMENTO DE PETRÓLEO**



**“DETERMINACIÓN DE LA TASA DE DECLINACIÓN DE
PRODUCCIÓN EXISTENTE EN LOS YACIMIENTOS
MADUROS SELECCIONADOS DE GAS Y PETRÓLEO
PERTENECIENTES AL CAMPO SANTA ROSA DEL ÁREA
MAYOR DE ANACO.”**

JURADO

El jurado hace constar que asignó a esta Tesis la calificación de:

Ing. José Rodríguez, MSC., Ph.D.

Asesor Académico

Ing. Lorenzo Arditi, MSC.

Jurado Principal

Ing. Tania González

Jurado Principal

BARCELONA, NOVIEMBRE DE 2011

RESOLUCIÓN

De acuerdo con el Artículo 41 del reglamento de Trabajos de Grado:

“Los Trabajos de Grado son de exclusiva propiedad de la Universidad de Oriente y sólo podrán ser utilizados para otros fines con el consentimiento del Consejo de Núcleo respectivo, quien lo participará al Consejo Universitario”.

DEDICATORIA

A **Dios** todo poderoso por darme la bendición de haber estudiado la carrera que mas quería y por guiarme siempre por el buen camino para lograr esta meta.

A mi **abuelita** querida **Carmen Meza de Pinto (mi viejita)** esa gran mujer maravillosa, llena de fuerza, llena de vitalidad, llena de vida por darme siempre esos buenos consejos de seguir adelante y no decaer nunca y darme todo su amor aunque hoy no estés con nosotros se que estas allá arriba junto a Dios feliz, porque este era tu sueño aquí lo estoy logrando mi viejita. Abuela amada, tus palabras viven en mi alma las recuerdo cada mañana, ahora mismo la tristeza me quita la calma porque no estás aquí con nosotros viviendo este momento maravilloso, pero hago muy mío tu recuerdo, tus besos, tus abrazos son un tesoro interminable, por eso te dedico este triunfo porque es tan tuyo como mío. Abuela, mujer admirable, no has muerto y nunca lo harás, porque no se muere cuando el corazón deja de latir, se muere cuando los recuerdos dejan de existir y tu estás presente, estás aquí, estás viva para todos para mi. TE AMO MI VIEJITA QUERIDA.

A mi **madre** querida **Adela Pinto**, por formarme, educarme enseñarme los valores y principio a seguir para alcanzar el triunfo y ser alguien exitoso en la vida, que me dio fuerza y animó cuando me sentía derrotado, siempre apoyándome en todo, creyendo en mi, su amor hacia mi fueron mi fuerza para seguir adelante te quiero mucho y esto es para ti. Te amo mamá.

A mi **hija** linda **Reinnymar Pinto**, tu eres el motivo para seguir luchando cada día mas TE AMO mi princesita linda, que Dios te bendiga siempre mi amor.

A mi **princesa Andreína** por apoyarme en todo y brindarme todo su amor y estar allí en todo momento.

A mi **hermano** y toda mi **familia** por que siempre me apoyaron en las malas y las buenas.

A todos mis amigos, pero en muy especial a **Carolina, Andreína (mol), José Antonio, Manuel (Barato), Gabriel, Francisco**, gracias por su cariño y colaboración, se que sin ustedes el camino hubiese sido mas difícil, por algo Dios los puso a mi lado, se les quiere mucho. Mil Gracias Muchachos, que Dios los Bendiga a todos.

AGRADECIMIENTOS

A mi **Dios** por haberme dado esta vida, sabiduría, inteligencia, capacidad, fuerza y salud que me has dado y me sigues dando para seguir luchando y aprendiendo cada día mas de esta vida y personas que me rodean; también para seguir luchando contra los obstáculos que se me han presentado, por ser la luz que nos guía lejos de la oscuridad de la ignorancia y nos enseña el camino al conocimiento y gracias por protegerme de todos estos peligros. Gracias mi **Dios**.

A mi **abuela** querida aunque físicamente no está, me ayudó, me acompañó, me apoyó en todo momento y me guió con amor y cariño para lograr esta meta.

A mi **madre** quien con esfuerzo y dedicación me brindo el apoyo incondicional en todo momento y gracias por todo ese amor tan grande que me tienes, la verdad que me siento muy afortunado por tenerte como madre que Dios te bendiga siempre.

A mi hermano **Wilfredy** y a mis **tíos** que me apoyaron y ayudaron cuando más lo necesite.

A la prestigiosa **Universidad de Oriente (UDO)**, por haberme brindado la oportunidad de formarme como profesional.

A **PDVSA Gas Anaco**, por abrirme sus puertas y haberme dado la oportunidad de realizar mí trabajo de grado.

Al ingeniero **Robert J. Gutiérrez S.** por brindarme su apoyo, gracias a sus conocimientos y disposición de ayudarme en todo momento permitieron elaborar mi trabajo de grado.

A José Rodríguez (Moncho), por ser mi tutor. Gracias por tu ayuda y tu comprensión.

A mis profesores, quienes con sus enseñanzas, sus conocimientos y su ayuda propiciaron que llegara el día en el que puedo decir que soy Ingeniero de Petróleo, en especial, quiero agradecerles a Aura Vilela, Roberto Salas , Ivón Ulacio, Lorenzo Arditi, José Rodríguez, quienes además me aconsejaron y me brindaron su amistad.

A mis amigos: Carolina Sabino, Andreina Saballo, Mayra Marcano, José Antonio Vásquez, Manuel Cedeño, Gabriel Noriega, y Francisco Magallanes quienes me acompañaron durante toda mi carrera y me han apoyado y ayudado en todo momento. Cada uno de ustedes, ha puesto su granito de arena para hacerme mejor profesional y mejor persona. A todos muchas gracias por su comprensión, su paciencia, su colaboración y su cariño.

A TODOS MUCHAS GRACIAS

CONTENIDO

RESOLUCIÓN	iv
DEDICATORIA	v
AGRADECIMIENTOS	vii
CONTENIDO	ix
LISTA DE TABLAS	xiii
LISTA DE FIGURAS	xiv
SUMARIO	xviii
CAPÍTULO I. INTRODUCCIÓN	19
1.1. Planteamiento del Problema	19
1.2. Objetivos del Estudio	20
1.2.1. Objetivo General.....	20
1.2.2. Objetivos Específicos	21
CAPÍTULO II. MARCO TEÓRICO	22
2.1. Antecedentes	22
2.2. Descripción de Área en Estudio	23
2.2.1. Cuenca Oriental de Venezuela.....	23
2.2.2. Descripción de Distrito Gas Anaco	25
2.2.3. Descripción del Campo Santa Rosa.....	25
2.3. Yacimiento	28
2.4. Clasificación de los Yacimientos	29
2.4.1. Clasificación geológica de los yacimientos.....	29
2.4.2. Clasificación de acuerdo al punto de Burbuja	31
2.4.3. Clasificación de acuerdo al estado de los fluidos	32
2.4.4. De acuerdo a variaciones del volumen originalmente disponible a hidrocarburos	39
2.5. Mecanismo de Producción	39

2.6. Declinación de Producción.....	44
2.7. Tipos de Declinación de Producción.....	45
2.7.1. De acuerdo con la naturaleza de la declinación.....	45
2.8. Curvas Tipo de Fetkovich	45
2.9. Ecuación de Ajuste Universal (Fekkane).....	48
2.10. Tipos de Curvas de Declinación.....	50
2.11. Reconocimiento y Estudio del Tipo de Declinación	54
2.11.1. Curva de Declinación Exponencial	54
2.11.2. Curva de Declinación Hiperbólica.....	61
2.11.3. Curva de Declinación Armónica	65
2.12. Aplicación de las Curvas de Declinación según el Mecanismo de Producción.....	69
2.13. Relación entre los Mecanismos de Producción y el Exponente de Declinación B	70
2.14. Importancia del Estudio de la Declinación de la Producción.....	74
2.15. Fundamentos de las Curvas de Declinación de Producción.....	75
2.16. Factores que Afectan las Curvas de Declinación	77
2.16.1. Factores que aumentan la Declinación de la Producción	77
2.16.2. Factores que atenúan la Declinación de la Producción	79
CAPÍTULO III. MARCO METODOLÓGICO	85
3.1. Revisión Bibliográfica.....	85
3.2. Selección de los Yacimientos y Períodos Representativos que cumplieran con las Condiciones Necesarias para la Aplicación del Estudio de Declinación de Producción.....	85
3.2.1. Elaboración de los gráficos de producción de los yacimientos estudiados	87
3.2.2. Selección del Período de Declinación	88
3.2.3. Validación de los datos de Producción.....	90

3.3. Establecer el Tipo de Declinación de Producción de cada Yacimiento Seleccionado referente al Área de Estudio	92
3.3.1. Procedimiento de trabajo (OFM) para establecer el tipo de declinación de producción de cada Yacimiento.....	92
3.3.1.1. Módulos Utilizados en el Estudio	93
3.3.2. Procedimiento de trabajo (EXCEL) para establecer el tipo de declinación de producción de cada Yacimiento	102
3.4. Estimar la Tasa Declinación de Producción Anual de los Yacimientos Seleccionados de Crudo y Gas	104
3.4.1. Procedimiento de trabajo (OFM) para estimar Tasa de Declinación de producción de cada Yacimiento.....	106
3.4.2. Procedimiento de trabajo (EXCEL) para estimar la tasa de Declinación de producción de cada Yacimiento.....	107
3.4.2.1. Descripción de la Opción Solver	108
3.5. Evaluar Nuevas Estrategias de Explotación en Base a la Producción Asociada y a la Tasa de Declinación Determinada	112
3.5.1. Potencial de producción de los pozos seleccionados.....	113
3.5.1.1. Análisis Nodal.....	113
3.5.1.2. Módulo VertWell.....	116
3.5.1.3. Módulo Tubing	117
3.5.1.4. Módulo de Choke.....	118
3.5.1.5. Modulo de Flowline	119
3.5.1.6. Determinación de correlaciones de flujo Multifásico	120
CAPÍTULO IV. DISCUSIÓN DE RESULTADOS	123
4.1 Seleccionar los Yacimientos y Períodos Representativos que cumplieran con las Condiciones Necesarias para la Aplicación del Estudio de Declinación de Producción	123
4.2. Establecer el Tipo de Declinación de Producción de cada Yacimiento Seleccionado referente al Área de Estudio.....	126

4.2.1. Tipo de Declinación establecido por OFM.....	126
4.2.2. Tipo de Declinación establecido por EXCEL	126
4.3. Estimar la Tasa Declinación de Producción Anual de los Yacimientos Seleccionados de Crudo y Gas	131
4.4. Evaluar Nuevas Estrategias de Explotación en Base a la Producción Asociada y a la Tasa de Declinación Determinada	139
CONCLUSIONES	150
RECOMENDACIONES.....	151
BIBLIOGRAFÍA	152

LISTA DE TABLAS

Tabla 2.1. Características de los Diferentes Mecanismos de Producción. ^[3]	44
Tabla 2.2. Constantes de la Ecuación de Fekkanne. ^[8]	49
Tabla 2.3. Exponente de declinación para varios mecanismos de recobro ^[9]	73
Tabla 4.1. Yacimientos seleccionados de gas condensado para estudiar.....	124
Tabla 4.2. Yacimientos seleccionados de petróleo liviano para estudiar.....	125
Tabla 4.3. Yacimientos de gas condensado con su tipo de declinación.....	130
Tabla 4.4 Yacimientos de petróleo liviano con su tipo de declinación.....	130
Tabla 4.5. Tasa de Declinación calculada a través de la ecuación de ajuste universal (Fekkanne) del Yacimiento COEFG RG 14.....	133
Tabla 4.6. Tasa de declinación de los yacimientos de gas condensado	135
Tabla 4.7. Tasa de declinación de los yacimientos de Petróleo liviano	135
Tabla 4.8. Tasa de declinación promedio de los yacimientos de gas condensado...	138
Tabla 4.9. Tasa de declinación promedio de los yacimientos de petróleo liviano...	138
Tabla 4.10. Prueba de producción del pozo RG 242.....	140
Tabla 4.11. Sensibilidades con reductor y daño pozo RG 242	142
Tabla 4.12. Prueba de producción del pozo RG 225.....	143
Tabla 4.13. Propiedades petrofísicas del pozo RG 173	144
Tabla 4.14. Sensibilidades del pozo RG 173 con daño y reductor	145
Tabla 4.15. Propiedades petrofísicas del pozo RG 241	146
Tabla 4.16. Sensibilidades del pozo RG 241 con daño y reductor	148
Tabla 4.17. Resumen de los resultados obtenidos.....	148

LISTA DE FIGURAS

Figura 2.1. Ubicación Geográfica de la Cuenca Oriental de Venezuela. ^[1]	24
Figura. 2.2. Campo Santa Rosa. Ubicación Geográfica. ^[1]	1
Figura. 2.3. Columna estratigráfica AMA ^[1]	1
Figura 2.4. Esquema de un Yacimiento. ^[2, 5]	29
Figura 2.5. Yacimiento Estratigráfico. ^[2,5]	30
Figura 2.6. Yacimiento Estructural. ^[2,5]	30
Figura 2.7. Yacimiento Combinado. ^[2,5]	30
Figura 2.8. Clasificación de los Yacimientos de acuerdo al punto de Burbuja. ^[2,5] ...	31
Figura 2.9. Diagrama de Fases Para el Petróleo Negro. ^[2, 6]	32
Figura 2.10. Diagrama de Fases Para el Petróleo Volátil. ^[2, 6]	33
Figura 2.11. Diagrama de Fases Para el Gas Retrogrado. ^[2, 6]	34
Figura 2.12. Diagrama de Fases Para el Gas Húmedo ^[2,5]	35
Figura 2.13. Diagrama de Fases Para el Gas Seco. ^[2,5]	36
Figura 2.14. Clasificación de los Yacimientos de Acuerdo al Estado de los Fluidos. ^[2,5]	37
Figura 2.15. Comportamiento de fases de diferentes mezclas con diferentes proporciones de los mismos hidrocarburos. ^[2, 5]	37
Figura 2.16. Comportamiento del (GOR o la RGP) y la gravedad API a través del tiempo. ^[3]	38
Figura 2.17. Variación en el Porcentaje de C7+ de Acuerdo a la Relación Gas Petróleo Inicial (Todos los fluidos). ^[3]	38
Figura 2.18. Influencia de los Mecanismos de Producción en el Recobro de Petróleo ^[3]	43
Figura 2.19. Curvas Tipo de Fetkovich q_{Dd} en función del t_{Dd} . ^[7]	46
Figura 2.20. Gráfico Log-Log Tasa en función del Tiempo ^[7]	47

Figura 2.21. Cotejo, Grafico Log-Log. Tasa en función del. Tiempo. Con Curvas Tipos De Fetkovich ^[7]	47
Figura 2.22. Cotejo, Grafico Log-Log. Tasa en función del. Tiempo. Con Curvas Tipos De Fetkovich ^[7]	48
Figura 2.23. Representación gráfica del logaritmo de la tasa de producción Vs. Tiempo ^[3]	57
Figura 2.24. Representación gráfica de la producción acumulada de petróleo Vs. Tasa de producción de petróleo ^[3]	61
Figura 2.25. Representación grafica de la producción acumulada de petróleo Vs. Logaritmo de la tasa de producción de petróleo ^[3]	68
Figura 2.26. Gráfica de Presión en Función de la Eficiencia de Recobro ^[9]	72
Figura 2.27. Gráfica de producción acumulada de petróleo Vs. Log de la tasa de producción ^[9]	72
Figura 3.1. Ejemplo del comportamiento de producción del yacimiento COEF/G-RG14	87
Figura 3.2. Ejemplo del período seleccionado de producción del yacimiento COEF/G-RG14.....	89
Figura. 3.3. Validación de los Datos de Producción	91
Figura. 3.4. Icono de acceso directo a OFM 2005	93
Figura 3.5. Acceso al Proyecto o Workspace.	94
Figura 3.6. Mapa Base del proyecto.....	94
Figura 3.7. Pantalla de la aplicación que muestra la selección de la Opción Filter ..	95
Figura 3.8. Pantalla de la aplicación que muestra la Opción Plot (Gráfico).....	96
Figura 3.9. Gráfico de Declinación (Log qo en función de t) arrojado por OFM.....	98
Figura 3.10. Pantalla de la aplicación que permite el ajuste del período a las curvas tipo de OFM.....	100
Figura 3.11. Pantalla de la aplicación que permite editar el Escenario.....	100
Figura 3.12. Pantalla de la aplicación que permite editar el período seleccionado	101
Figura 3.13. Ejemplo de un Reporte realizado por OFM.....	101

Figura 3.14. Tasa y Petróleo Producido Vs Tiempo	102
Figura 3.15. Curvas Tipo de Fetkovich.....	103
Figura 3.16. Curvas Linealizadas de Fetkovich	103
Figura 3.17. Tasa de Producido Vs Tiempo de período seleccionado	106
Figura 3.18. Tabla donde se carga el historial de producción de los yacimientos...	107
Figura 3.19. Ecuaciones empíricas cargadas en Excel.....	108
Figura 3.20. Cálculos de Declinación	108
Figura 3.21. Herramienta Solver de Excel	109
Figura 3.22. Herramienta Solver de Excel	110
Figura 3.23. Hoja de cálculo de Fekkane.....	111
Figura 3.25. Simulador PIPESIM 2008	113
Figura 3.26. Ventana de ubicación del Modulo Well Performace Análisis.....	115
Figura 3.27. Ventana de ubicación del Modulo Well Performace Analysis, las barras de herramientas.....	116
Figura 3.28. Ventana de ubicación del Modulo VertWell Desplegada.....	117
Figura 3.29. Ventana del Modulo Tubing desplegada	118
Figura 3.30. Ventana del Modulo Choke desplegada	119
Figura 3.31. Ventana del Modulo Flowline, desplegada	119
Figura 3.32. Ventana de Ajuste para la correlación de flujo PIPESIM 2008	120
Figura 3.33. Análisis Nodal	121
Figura 3.34. Perfil de Profundidad Vs. Presión del pozo.....	122
Figura 4.1. Cotejo Gráfico de Producción yacimiento COEFG RG 14 con la Herramienta OFM para estimar el tipo de declinación.....	128
Figura 4.2. Curvas tipo cargadas en OFM yacimiento COEFG RG 14 para estimar el tipo de declinación.....	128
Figura 4.3. Curvas tipo digitalizadas para estimar el tipo de declinación(yacimiento COEFG RG 14)	129
Figura 4.4. Curvas tipo (linealizadas) digitalizadas para estimar el tipo de declinación (yacimiento COEFG RG 14).....	129

Figura 4.5. Estimación de la tasa de declinación del yacimiento COEFG RG 14 a través de OFM.....	132
Figura 4.6. Cotejo Gráfico de Producción (COEFG RG 14) con la Curva de Ajuste Universal	134
Figura 4.7. Porcentaje de declinación obtenido para los yacimientos de gas condensado en estudio.....	136
Figura 4.8. Porcentaje de declinación obtenido para los yacimientos de petróleo liviano en estudio	137
Figura 4.9. Análisis Nodal del pozo RG 242 en la arena SJA yacimiento RG 134 tasa de petróleo.....	141
Figura 4.10. Análisis Nodal del pozo RG 242 en la arena SJA yacimiento RG 134 tasa de gas	141
Figura 4.11. Registro triple combo de la arena SJB pozo RG 173	143
Figura 4.12. Análisis Nodal del pozo RG 173 en la arena SJB yacimiento RG 200 tasa de gas	144
Figura 4.13. Análisis Nodal del pozo RG 173 en la arena SJB yacimiento RG 200 tasa de Petróleo	145
Figura 4.14. Registro triple combo de la arena SJB pozo RG 241	146
Figura 4.15. Análisis Nodal del pozo RG 241 en la arena SJB yacimiento RG 200 tasa de gas	147
Figura 4.16. Análisis Nodal del pozo RG 241 en la arena SJB yacimiento RG 200 tasa de Petróleo	147

SUMARIO

Es inevitable que al producir las reservas de un yacimiento, éstas y en especial, la energía de éste disminuyan considerablemente, de tal forma que las tasas de producción descienden a valores que no retribuyen los costos de operación, situación que se conoce como declinación de producción. El Distrito Gas Anaco en la actualidad no cuenta con un estudio que permita visualizar el tipo y tasa de declinación de producción de los principales yacimientos asociados al Campo Santa Rosa, por lo que los valores de declinación que se manejan actualmente no se ajustan al comportamiento real de producción de los yacimientos, lo que impide conocer la magnitud de la disminución de producción. En consecuencia, surgió este estudio con el objeto de estimar el tipo y tasa de declinación de los yacimientos para sincerizar los valores que se manejan actualmente. Para ello se recopiló la historia de producción de los yacimientos pertenecientes a esta área, a través de los programas Centinela y Oil Field Manager (OFM), se seleccionaron los yacimientos que mostraron algún período de declinación, los cuales se analizaron por medio de la herramienta OFM y una hoja de cálculo de Excel. De esta manera, se determinó que el comportamiento exponencial es el que mejor se ajusta a la historia de producción de estos yacimientos, debido a que los mecanismos de producción predominante en el área son la compactación de la roca y fluidos donde la declinación es rápida y continua. Se estimaron porcentajes de declinación para yacimientos de gas y petróleos respectivamente, con la finalidad de sincerizar los valores oficiales de declinación de 12% para gas y 20% para petróleo que se manejan actualmente en el distrito ya que estos no se ajustan a la producción real de los mismo. El porcentaje de declinación de estos yacimientos estuvo en el orden de 15-22% para yacimientos de gas condensado y de 22-30% para yacimientos de petróleo liviano respectivamente. Extrategias de Explotación, recomendada para los pozos RG 173 y RG 241es ser completado a mediano plazo en la arena SJB RG 200 con un pohtencial esperado de 2,5MMPCND y 2,3MMPCND de gas y 37 BND y 34 BND de petróleo respectivamente.

CAPÍTULO I.

INTRODUCCIÓN

1.1. Planteamiento del Problema

PDVSA GAS es una filial de la Estatal **PDVSA**, la cual es responsable de la exploración y explotación del gas. Una de las áreas operacionales del país es el Distrito Gas Anaco, el cual está conformado por dos áreas operativas las cuales son: El Área Mayor de Oficina (AMO) y el Área Mayor de Anaco (AMA). Se estima que las reservas probadas del Distrito son superiores a **26 MMMPCN** de gas en una extensión de 13.400 Km². El Área Mayor de Anaco está situada al Norte del Corrimiento de Anaco, cuyo rumbo aproximado es de N 50° E a lo largo del cual resalta la presencia de una serie de domos, que son las estructuras donde se localizan las acumulaciones de hidrocarburos de la región. Abarca un área de 3.160 km² y está conformada por los Campos: Santa Rosa, San Joaquín, Guarió, El Roble, Santa Ana y El Toco. La historia estructural de esta área encierra tensión, compresión, levantamiento, plegamiento y erosión. Presenta una columna estratigráfica representada por las formaciones San Antonio, San Juan, Vidoño, Merecure, Oficina, Las Piedras y Mesa en orden estratigráfico ascendente.

El Campo Santa Rosa está ubicado en la Cuenca Oriental de Venezuela, específicamente en el Área Mayor de Anaco, aproximadamente a 10 km, al noreste de la ciudad de Anaco en el Estado Anzoátegui. Constituye una de las más grandes e importantes acumulaciones de gas condensado y crudo liviano, con una extensión aproximada de 51.362 acres y una columna estratigráfica estimada en 9.870 pies, en la cual se encuentran distribuidas 150 arenas de hidrocarburos que varían de gruesas a lenticulares y proporcionan diversas extensiones laterales a cada yacimiento.

El Distrito Gas Anaco en la actualidad no cuenta con un estudio que permita visualizar el tipo y tasa de declinación de producción de los principales yacimientos asociados al Campo Santa Rosa, por lo que los valores de declinación que se manejan actualmente no se ajustan al comportamiento real de producción de los yacimientos, lo que impide conocer la magnitud de la disminución de producción, impidiendo visualizar como se verá afectada la producción a futuro y los planes de desarrollo y explotación propuestos para estos yacimientos.

La Gerencia de Yacimientos del Distrito PDVSA Gas Anaco, contempló realizar un estudio que permita estimar la tasa de declinación en los principales yacimientos activos pertenecientes al Campo Santa Rosa, de manera que se puedan establecer mejores estrategias de explotación, a través de actividades generadoras de potencial tales como: RA/RC, cambios de zona, reparaciones, estimulaciones, entre otras, las cuales ayuden a mejorar las condiciones actuales de los pozos y permitan generar un incremento en la producción del Distrito.

1.2. Objetivos del Estudio

1.2.1. Objetivo General

Determinar la tasa de declinación de producción existentes en los yacimientos maduros seleccionados de Gas y Petróleo pertenecientes al campo Santa Rosa del Área Mayor de Anaco.

1.2.2. Objetivos Específicos

1. Seleccionar los yacimientos y los períodos representativos que cumplan con las condiciones necesarias para la aplicación del estudio de declinación de producción.

2. Establecer el tipo de declinación de producción de cada yacimiento seleccionado referente al área de estudio.

3. Estimar la tasa declinación de producción anual de los yacimientos seleccionados de crudo y gas.

4. Evaluar nuevas estrategias de explotación en base a la producción asociada y a la tasa de declinación determinada.

CAPÍTULO II.

MARCO TEÓRICO

2.1. Antecedentes

- **Mata**, En su Trabajo de Grado Analizó el impacto de la producción sobre la declinación de producción del Yacimiento RG-14, Arena Colorado EF/G perteneciente al Campo Santa Rosa, Distrito Gas Anaco y concluyó que la declinación de producción del Yacimiento es originada principalmente por la acumulación de líquido en todo el yacimiento, en los alrededores de los pozos y en las tuberías de producción. ^[1]

- **Álvarez y Velásquez**, Análizaron la Declinación de Producción de los Yacimientos de la Unidad de Explotación Pesado Oeste, San Tomé y señalaron que el modelo de declinación exponencial es el que mejor se ajusta a los tipos de yacimientos y recomendaron la actualización periódica los valores de declinación de los campos estudiados. ^[2]

- **Bianchi**, En su trabajo de grado propuso que la declinación de producción en los yacimientos pertenecientes a los Campos Melones y Melones Central es ocasionada principalmente por alta producción de agua, problemas mecánicos y por arenamiento en la formación y que el modelo de declinación exponencial es el que mejor se ajusta al comportamiento de yacimientos de crudos pesados de los Campos Melones y Melones Central. ^[3]

- **Rojas**. Su trabajo trata de la Estudió las Reservas a los Pozos del Yacimiento Morichal - 07 por los Métodos Volumétrico y Curvas de Declinación de Producción. PDVSA Distrito Morichal, y propuso que para este yacimiento la

declinación de la producción fue ocasionada principalmente por la alta producción de agua, problemas mecánicos y por arenamiento en la formación, también pudo definir el modelo de declinación predominante que es el Exponencial. ^[4]

2.2. Descripción de Área en Estudio

2.2.1. Cuenca Oriental de Venezuela

La Cuenca Oriental de Venezuela es la segunda cuenca petrolífera más importante de Venezuela y está ubicada en la región Centro Este del País, como se muestra en la **Figura 2.1**. Comprende la mayor parte de los Estados Guárico, Anzoátegui, Monagas y Territorio Federal Delta Amacuro, y una extensión menor en el Estado Sucre, prolongándose hasta la Plataforma Deltana y Sur de Trinidad. Tiene una longitud aproximada de 800 km en sentido Oeste-Este, una anchura promedio de 200 km de Norte a Sur y un área total aproximada de 165.000 km². ^[1]

Esta cuenca sedimentaria forma una depresión topográfica y estructural, limitada al Norte, por la línea que demarca el pie de monte meridional de la Serranía del Interior Central y Oriental, al Sur por el curso del río Orinoco, siguiendo de modo aproximado el borde septentrional del Cratón de Guayana; al Oeste por el levantamiento del El Baúl y su conexión estructural con el mencionado Cratón, que sigue aproximadamente el curso de los ríos Portuguesa y Pao. Hacia el Este la cuenca continúa por debajo del Golfo de Paria, incluyendo la parte situada al Sur de la Cordillera Septentrional de la Isla de Trinidad y se hunde en el Atlántico al Este de la costa del Delta del Orinoco. Esta cuenca por sus características tectónicas, estratigráficas y sedimentológicas ha sido dividida en dos subcuencas: Subcuenca de Guárico al Oeste y Subcuenca de Maturín al Este. ^[1]



Figura 2.1. Ubicación Geográfica de la Cuenca Oriental de Venezuela. ^[1]

En la Cuenca Oriental de Venezuela se distinguen ocho áreas principales productoras de petróleo: Área de Guárico, Área mayor de Anaco, Área Mayor de Oficina, Área Mayor de Temblador, Faja del Orinoco, Área Mayor de Jusepín, Área de Quiriquire y Área de Pedernales. Por lo general, en esta área, las formaciones terciarias tienen la tendencia a adelgazarse en dirección Sur, y en el Área de la Faja del Orinoco se produce el truncamiento de todo el Terciario contra las rocas Cretácicas y pre – Cretácicas del Macizo Guayanés. ^[1]

2.2.2. Descripción de Distrito Gas Anaco

Se encuentra ubicado en la parte central del estado Anzoátegui, abarcando parte de los estados Guárico y Monagas. Posee un área aproximada de 13400 km², conformado por dos extensas áreas:^[1]

Área Mayor de Anaco: ubicada en la parte norte de la zona central del estado Anzoátegui con un área de 3.160 km². Esta área cuenta con una infraestructura para manejar y procesar 1.650 millones de pies cúbicos normales de gas diarios (MMPCND), con un potencial de extracción de líquidos de 8500 barriles normales por día (BNPD), está conformada por los campos: Santa Rosa, San Joaquín, Guarío, El Roble, Santa Ana y El Toco.^[1]

Área Mayor de Oficina: ubicada en la parte sur de la zona central del estado Anzoátegui con un área de 10.240 km². Esta área cuenta con una infraestructura para manejar y procesar 430 millones de pies cúbicos normales de gas diarios (MMPCND), con un potencial de extracción de líquidos de 9.000 barriles normales por día (BNPD). Está integrada por los campos: Aguasay Central, Carisito, Caro, Freites, La Ceibita R, Mapire, Mata R, Mata 10, Zulus, Zanjas, Zapato y Zarza.^[1]

2.2.3. Descripción del Campo Santa Rosa

El Campo Santa Rosa está ubicado en la Cuenca Oriental de Venezuela, específicamente en el Área Mayor de Anaco, aproximadamente a 10 km, al noreste de la ciudad de Anaco en el Estado Anzoátegui. Constituye una de las más grandes e importantes acumulaciones de gas condensado y crudo liviano, es el más grande de los campos pertenecientes al Distrito Gas Anaco. Se encuentra localizado en el Área Mayor de Anaco(**Figuras 2.2 y 2.3**).^[1]

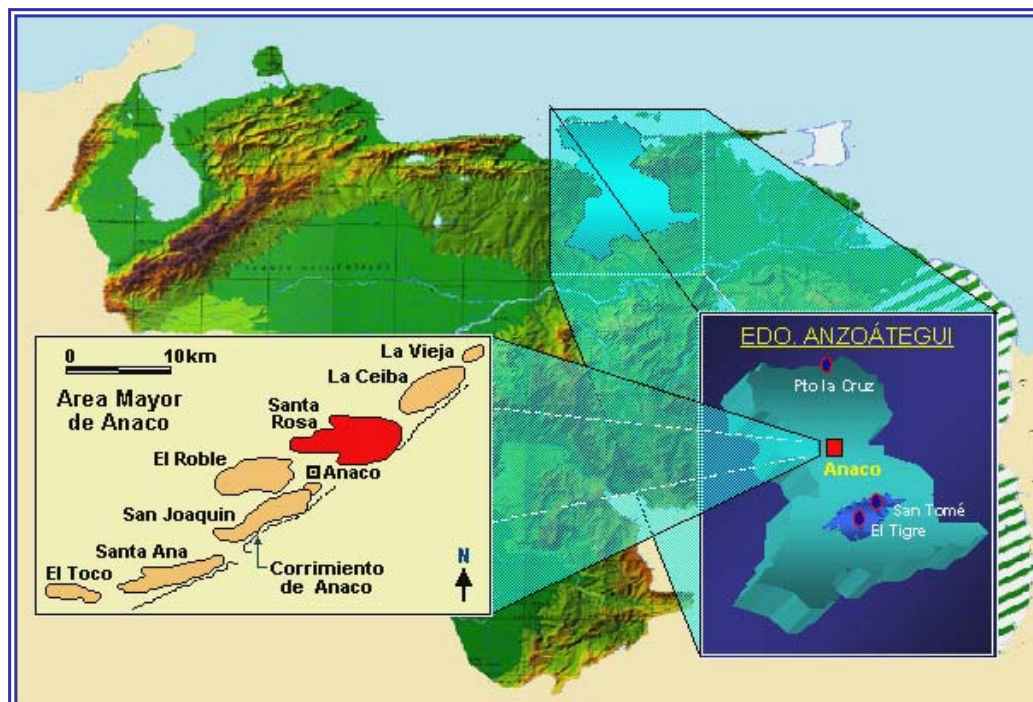


Figura. 2.2. Campo Santa Rosa. Ubicación Geográfica.^[1]

EDAD (Ma)		DESCRIPCION
PLEISTOCENO (1,8)	MESA	Conglomerados gruesos. Areniscas ferruginosas.
PLIOCENO (3,7)	LAS PIEDRAS	Areniscas, limolitas y arcillas. Algunos lignitos.
MIOCENO INFERIOR MEDIO (18,4)	O F I C I N A BLANCO AZUL MORENO NARANJA VERDE AMARILLO COLORADO	Areniscas y limos separados por lutitas y algunos lignitos. Los cuerpos de arena son: canales y barras.
OLIGOCENO (12)	MERECURE (A - T4,5)	Areniscas masivas y lutitas carbonáceas delgadas
CRETACICO (80)	VIDOÑO	Lutitas con areniscas locales glauconíticas.
	SAN JUAN SAN ANTONIO	Areniscas duras grises de grano fino a medio. Calizas y lutitas negras con areniscas duras y chert

Figura. 2.3. Columna estratigráfica AMA^[1]

La columna estratigráfica del Área Mayor de Anaco, la cual se extiende desde el Cretáceo hasta el Pleistoceno. El Cretáceo está representado por las formaciones San Antonio, San Juan y Vidoño, mientras que el Terciario comprende las formaciones Merecure, Oficina, Las Piedras y Mesa. ^[1]

❖ **Miembro Blanco y Azul (AZ):** estos miembros de la Formación Oficina se caracterizan en su totalidad por una secuencia de arcillas, gris claro a verdosa, Lutitas limosas, color gris oscuro, con pequeñas intercalaciones de Carbón y Arenisca cuarzo cristalino de grano medio a grueso. Está compuesto de arenas poco consolidadas, limos y arcillas plásticas. No hay yacimientos y por lo tanto se considera de poco interés económico. ^[1]

❖ **Miembro Moreno (MO):** en el tope y la parte media del estrato, el miembro Moreno se encuentra conformado por arcilla de color gris claro – gris verdosa, plástica, soluble, blanda, limosa, con pequeñas intercalaciones de Carbón, escasas intercalaciones de Lutitas y Arenisca cuarzo cristalina de grano fino a medio. ^[1]

❖ **Miembro Naranja (NA):** está caracterizado en el tope por una secuencia monótona de lutita gris claro – gris oscuro, blanda a moderadamente dura, hidratable, ocasionalmente limosa, carbonosa, no calcárea. Hacia la base de este Miembro los espesores de Arenisca y Limolita son mayores. ^[1]

❖ **Miembro Verde (VE):** está conformado en la parte superior por Lutita gris claro – gris verdoso, moderadamente duro, hidratable, ligeramente calcárea, con delgadas intercalaciones de Arenisca y Limolita. Hacia la parte media e inferior del estrato, se reconoce Lutita marrón oscuro, blanda a moderadamente dura, hidratable, con mayor espesor de Limolita y Arenisca de grano fino. ^[1]

❖ **Miembro Amarillo (AM):** predominan las Lutitas gris oscuro – gris medio, blanda a moderadamente dura, hidratable, ligeramente calcárea, con intercalaciones de arenisca de grano fino a muy fino. Hacia la base del estrato existe abundante Lutita gris claro – marrón claro, en parte laminar, blanda a moderadamente dura, en parte limosa y ligeramente calcárea. ^[1]

❖ **Miembro Colorado (CO):** está conformado por intercalaciones de Lutita y bloques de Arenisca. Las Lutitas son de color gris oscuro, gris medio, sub-laminar, blanda a moderadamente dura, en parte quebradiza, en parte limosa, no calcárea.

❖ **Formación Merecure (ME):** esta formación es típica de ambientes fluvio-continental, con intercalaciones de Lutitas carbonáceas, limonitas y numerosos niveles de lignitos. ^[1]

❖ **Formación Vidoño:** la Formación Merecure suprayace discordantemente a la Formación Vidoño de edad Paleoceno. La litología predominante se caracteriza por presentar Lutita gris claro, marrón claro, laminar, moderadamente dura, en parte limosa, no calcárea, intercalada con arenisca de grano fino a medio. ^[1]

❖ **Formación San Juan:** Esta sección presenta arenisca masivas grises bien escogidas. Está constituida por tres arenas principales: San Juan-A, San Juan-B y San Juan-C, las cuales presentan escasas intercalaciones de Lutita, con matriz arcillosa. ^[1]

2.3. Yacimiento

Un yacimiento de hidrocarburos es un medio poroso en cada una de cuyas zonas existe una, dos o tres fases inmiscibles: agua, petróleo, y gas. Para extraer el petróleo contenido en los yacimientos hay que perforar pozos, que conforman la

unidad básica de producción o punto de drenaje. Un yacimiento puede contener desde solo algunos pozos a cientos de ellos como se observa en la **Figura. 2.4**.^[2, 5]

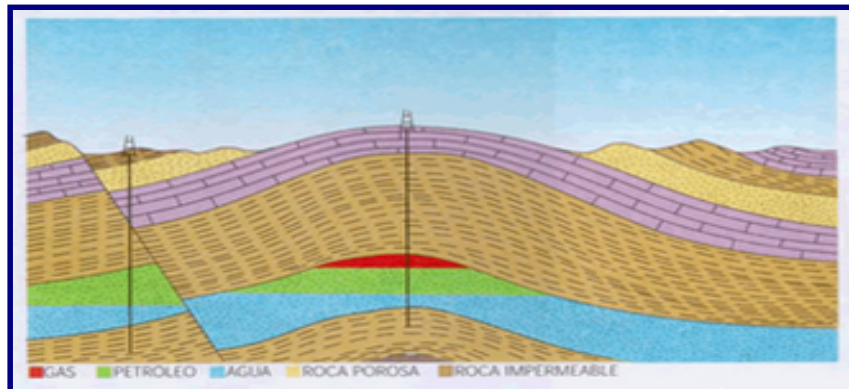


Figura 2.4. Esquema de un Yacimiento.^[2, 5]

2.4. Clasificación de los Yacimientos

2.4.1. Clasificación geológica de los yacimientos

Geológicamente, los yacimientos se clasifican en estratigráficos, estructurales y combinados.

❖ **Estratigráficos:** Lentes de arena, cambios de facies, calizas o dolomitas porosas, cambios de permeabilidad (**Figura. 2.5**).^[2, 5]

❖ **Estructurales:** Fracturas en calizas o rocas ígneas, discordancias, fallamiento en areniscas, sinclinales, anticlinales, domos salinos, etc. (**Figura. 2.6**).^[2,5]

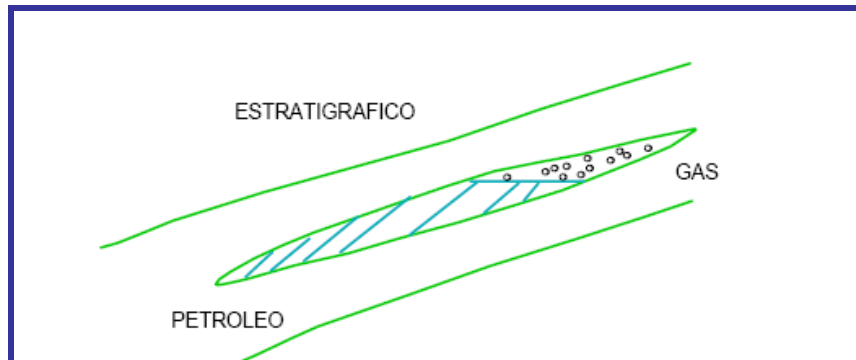


Figura 2.5. Yacimiento Estratigráfico. [2,5]

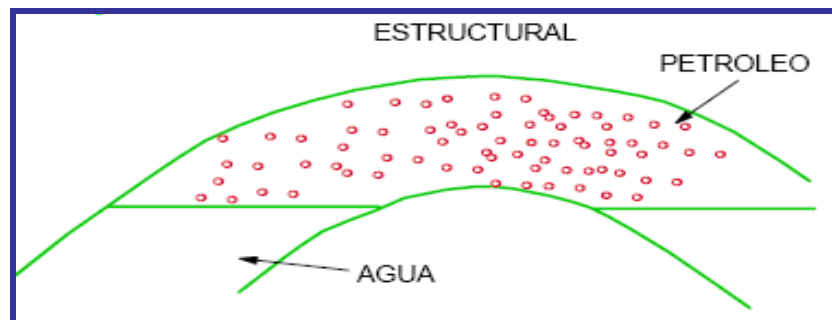


Figura 2.6. Yacimiento Estructural. [2,5]

❖ **Combinados:** Hace referencia a las posibles combinaciones que se presenten entre los dos grupos anteriores. **(Fig.ura 2.7).** [2,5]

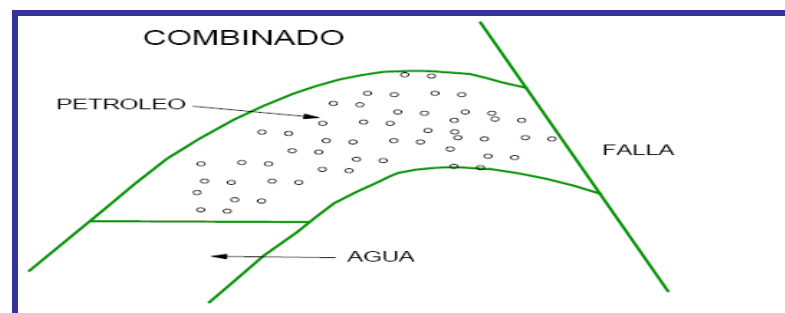


Figura 2.7. Yacimiento Combinado. [2,5]

2.4.2. Clasificación de acuerdo al punto de Burbuja

❖ **Subsaturados:** Yacimientos cuya presión inicial es mayor que la presión en el punto de burbuja. Las burbujas de gas se desprenden del crudo una vez el punto de burbuja se alcanza. Eventualmente, el gas librado empieza a aglutinarse hasta tener condiciones de flujo hacia al pozo en cantidades cada vez incrementales. Contrariamente, el flujo de crudo decreta gradualmente y en la etapa de depleción permanece mucho crudo en el yacimiento. [2,5]

❖ **Saturado:** Yacimientos cuya presión inicial es menor o igual que la presión en el punto de burbuja. Este yacimiento bifásico consiste de una zona gaseosa suprayaciendo una zona líquida. Puesto que la composición del gas y el crudo son completamente diferentes, estas pueden representarse por diagramas de fases individuales que tienen poca relación entre ellas o en composición. La zona líquida está en su punto de burbuja y será producida como un yacimiento subsaturado modificado con la presencia de la capa de gas. La capa de gas está en el punto de rocío y podría ser retrógrada o no retrógrada (yacimiento de gas) como se puede apreciar en **Figura. 2.8.** [2,5]

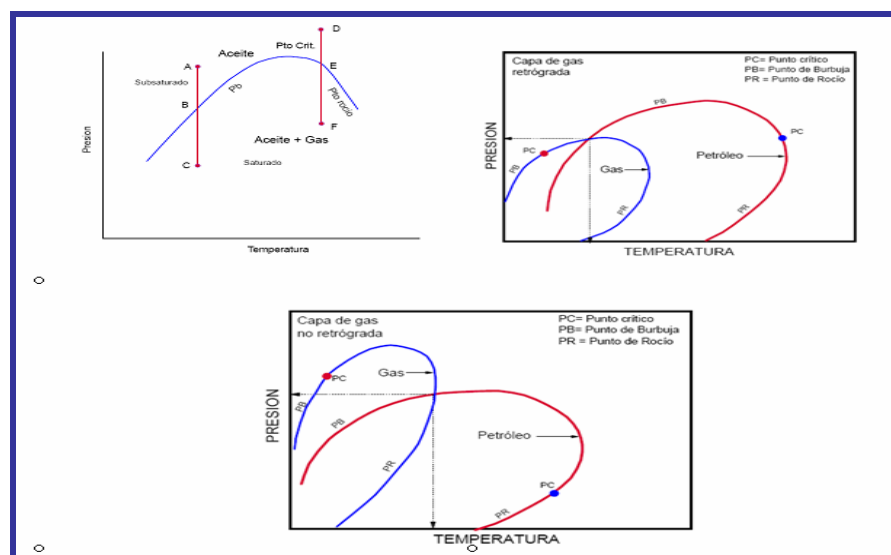


Figura 2.8. Clasificación de los Yacimientos de acuerdo al punto de Burbuja. [2,5]

2.4.3. Clasificación de acuerdo al estado de los fluidos

❖ **Petróleo Negro:** Consiste de una amplia variedad de especies químicas que incluyen moléculas grandes, pesadas y no volátiles. El punto crítico está localizado hacia la pendiente de la curva. Las líneas (iso-volumétricas o de calidad) están uniformemente espaciadas y tienen un rango de temperatura amplio. Los primeros crudos de este tipo fueron de color negro, de allí su nombre. También se le llama crudo de bajo encogimiento o crudo ordinario. Estos crudos tienen RGP menores o iguales 1000 PCN/BN, el cual se incrementa por debajo del punto de burbuja. El factor volumetrico del petróleo(B_o) menores o iguales a 2 y la gravedad API menor o igual 45 y el contenido de C7+ mayor o igual a 30 %. Las temperaturas del yacimiento son menores de 250 °F. La gravedad decrece lentamente con el tiempo hasta bien avanzada la vida del yacimiento donde vuelve a incrementarse ligeramente. Este crudo es normalmente negro (compuestos pesados) aunque puede ser marrón o verdusco observar **Figura. 2.9.** ^[2,6]

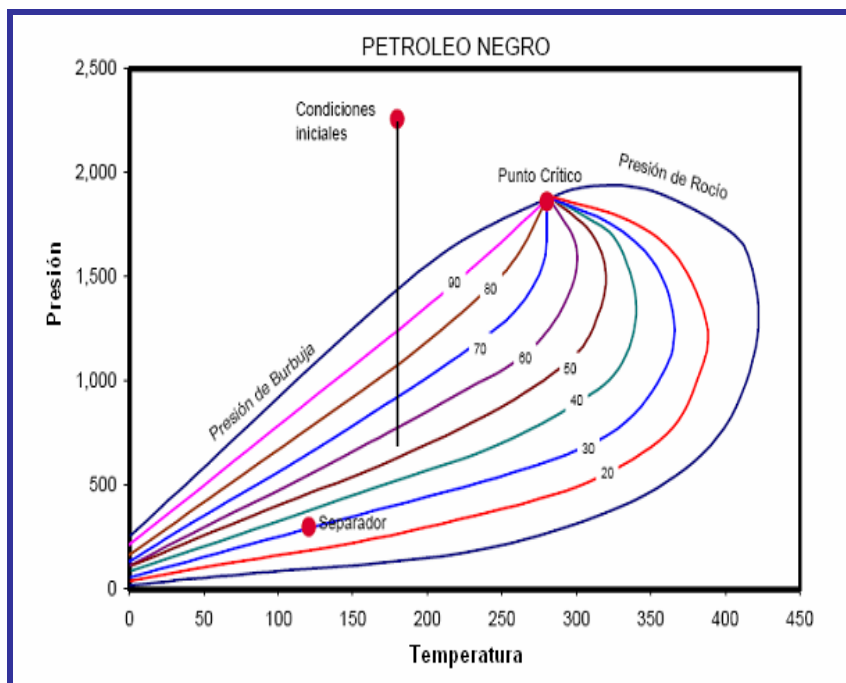


Figura 2.9. Diagrama de Fases Para el Petróleo Negro. ^[2, 6]

❖ **Petróleo Volátil:** El rango de temperatura es más pequeño que en petróleo negro. La temperatura crítica, T_{cr} , es también menor que en crudos negros y está cerca de la temperatura del yacimiento, T_R (T_{cr} mayor que la T_R). Las líneas de calidad no están igualmente espaciadas y están desplazadas hacia arriba hacia el punto de burbuja. Una pequeña reducción en presión por debajo del punto de burbuja causa una liberación enorme de gas. Hasta un 50 % de estos crudos puede convertirse en gas en el yacimiento cuando la presión cae unos cientos psi debajo del punto de burbuja. Estos también se llaman crudos de alta encogimiento o crudos cercanos al punto crítico. La Ecuación de Balance de Materia (EBM) de petróleo negro no trabaja en estos casos. El punto de división entre crudo volátil y negro es arbitrario, pero se toma como referencia la tolerancia de la EBM. El factor volumetrico del petróleo mayor a 2, y la gravedad API esta entre 45 y 60, C_7+ mayor o igual a 13.5 %, la temperatura del yacimiento ligeramente menor que la crítica y el gas liberado puede ser del tipo gas condensado. El RGP y La API se incrementan con la producción a medida que la presión cae por debajo de la presión del punto de burbuja. El color es usualmente café (claro a verde). El comportamiento de este yacimiento se puede observar en la **Figura. 2.10.** [2, 6]

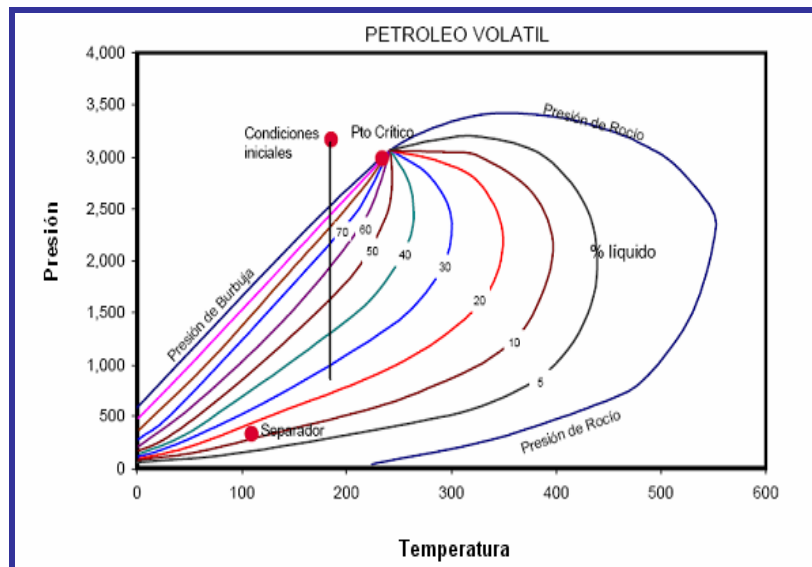


Figura 2.10. Diagrama de Fases Para el Petróleo Volátil. [2, 6]

❖ **Gas Condensado (retrógrados):** El diagrama de fases es menor que el de los aceites negros y el punto crítico está bien por debajo y a la izquierda de la envolvente (**Figura. 2.11**). Esto es el resultado de gases retrógrados conteniendo muy pocos hidrocarburos pesados que los crudos. La (T_{cr} menor que la TR) y el punto cricondentérmico es mayor que TR. A medida que la presión cae, el líquido, normalmente claro, se condensa y se forma líquido en el yacimiento, el cual normalmente no fluye y no puede producirse. $C7+$ menor o igual a 13.5 %, 70.000 menor que RGP menor que 100.000 PCN/BN y se incrementa a medida que la producción toma lugar. API mayor 60 y se incrementa a medida que la presión cae por debajo de la presión de rocío. El líquido es ligeramente colorado, marrón, anaranjado, verduzco o transparente. También se les llama condensados. ^[2, 6]

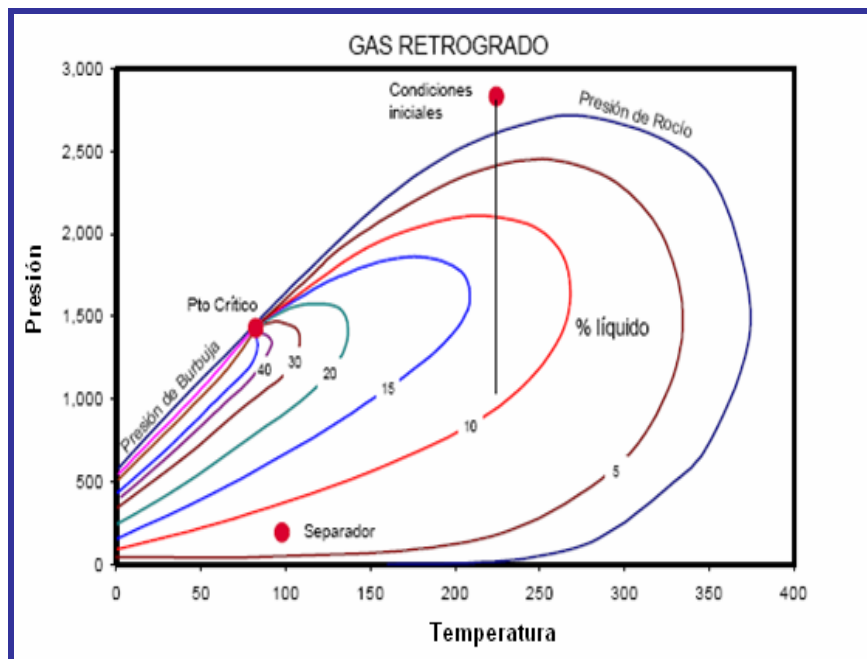


Figura 2.11. Diagrama de Fases Para el Gas Retrogrado. ^[2, 6]

❖ **Gas Húmedo:** Todo el diagrama de fases de la mezcla de hidrocarburos con moléculas predominantemente pequeñas yacen debajo de la temperatura del yacimiento. La línea de presión no entra la envolvente y por tanto no se forma líquido

en el yacimiento, pero si en superficie (dos fases). La gravedad, mayor de 60 API, de los líquidos es similar a la de los gases retrógrados (**Figura. 2.12**). La gravedad se mantiene constante y el color de los líquidos es transparente. RGP mayor a 15000 PCN/BN y permanece constante durante toda la vida del yacimiento. Se producen menos de 60 BN de crudo por cada millón de pies cúbicos normales de gas. ^[2, 6]

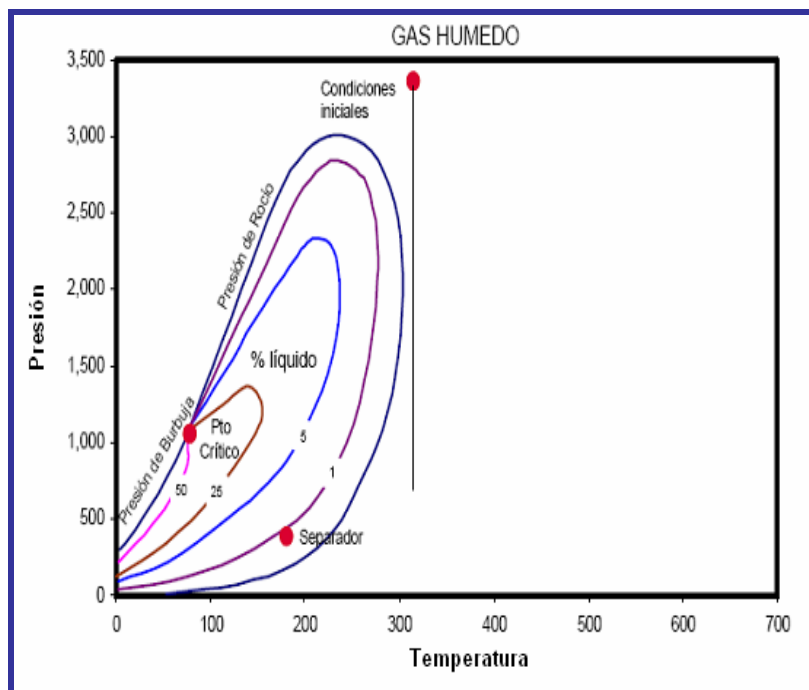


Figura 2.12. Diagrama de Fases Para el Gas Húmedo ^[2,5]

❖ **Gas Seco:** Está formado principalmente por metano y algunos intermedios. El diagrama de fases muestra una mezcla de hidrocarburos gaseosa tanto en superficie como en el yacimiento. No hay presencia de líquidos ni en yacimiento ni en superficie. Sin embargo, a temperaturas criogénicas, menores de 50 °F, se puede obtener líquidos de estos gases. La EBM puede aplicarse tanto a gas como gases húmedos para determinar gas original in-situ y predecir reservas de gas ver **Figura 2.13**. ^[2, 6]

❖ **Asfálténicos:** En estos yacimientos, las condiciones iniciales del yacimiento están muy por encima y a la izquierda del punto crítico. El rango de temperatura es bastante amplio. Estos no se vaporizan ni tiene punto crítico. Cuando la presión del yacimiento localiza a éste en la zona de una sola fase, normalmente la composición se mantiene constante. [2,5]

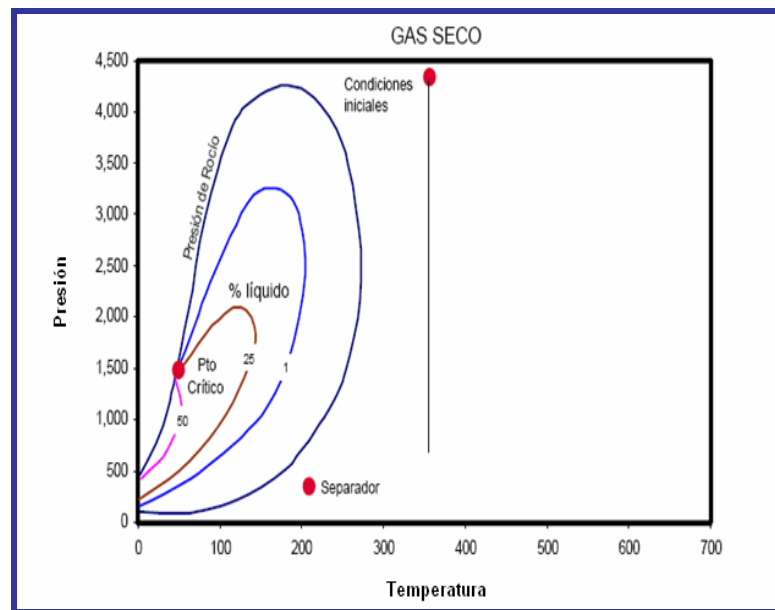


Figura 2.13. Diagrama de Fases Para el Gas Seco. [2,5]

Sin embargo, cuando la presión localiza al yacimiento por debajo de la envolvente, el gas puede producirse más fácilmente y la relación gas-petróleo no se mantiene causando un consecuente cambio del punto de burbuja y un desplazamiento del diagrama de fases. Caso típico ocurre en un yacimiento de condensado retrógrado. Al pasar por el punto de rocío la condensación toma lugar y el líquido queda atrapado dentro de los poros de la roca, luego el producto en superficie tendrá menos contenido líquido y como consecuencia se incrementa el RGP. Una vez el punto de rocío se alcanza, la composición del fluido cambia y la envolvente se desplaza a la derecha lo que agrava la pérdida de líquido en los poros ver **Figuras 2.14 - 2.17.** [2,5]

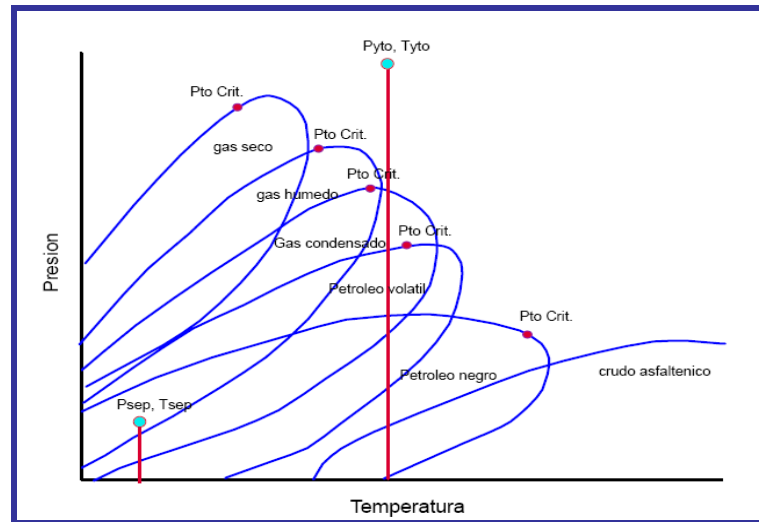


Figura 2.14. Clasificación de los Yacimientos de Acuerdo al Estado de los Fluidos. [2,5]

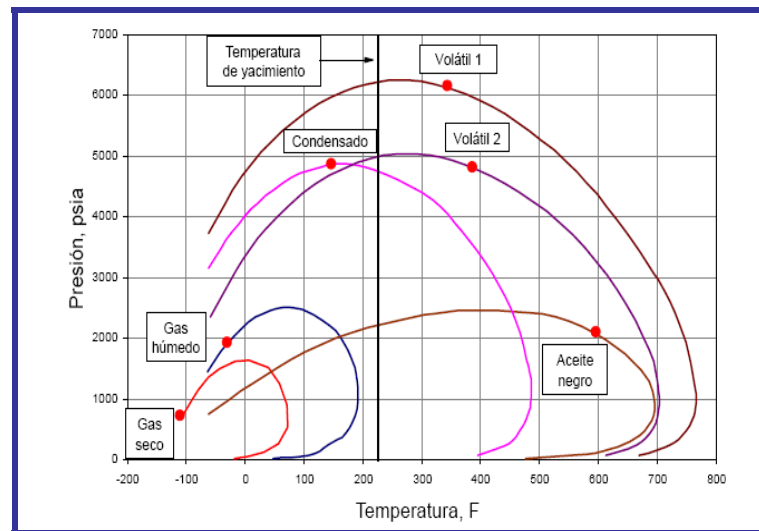


Figura 2.15. Comportamiento de fases de diferentes mezclas con diferentes proporciones de los mismos hidrocarburos. [2, 5]

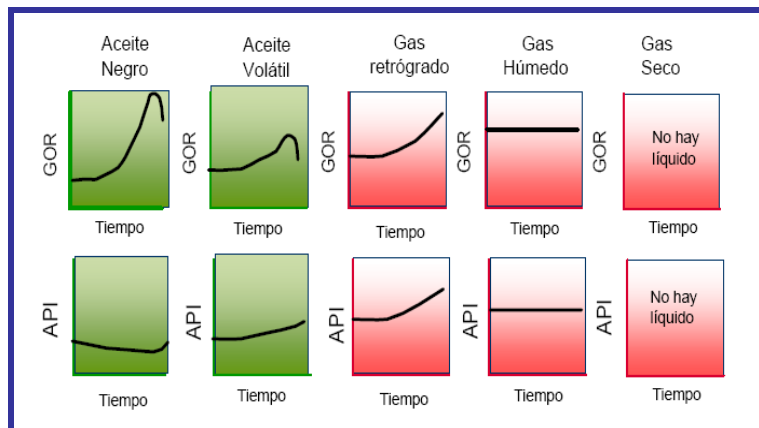


Figura 2.16. Comportamiento del (GOR o la RGP) y la gravedad API a través del tiempo. [3]

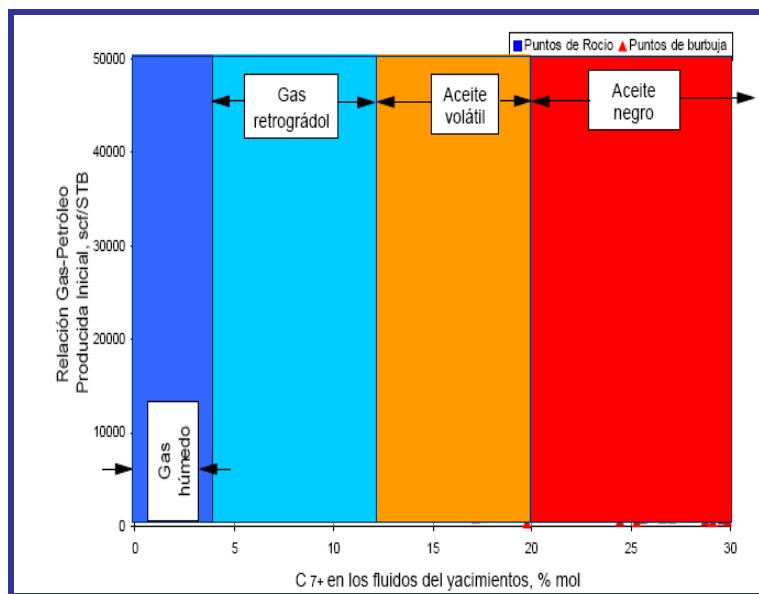


Figura 2.17. Variación en el Porcentaje de C7+ de Acuerdo a la Relación Gas Petróleo Inicial (Todos los fluidos). [3]

2.4.4. De acuerdo a variaciones del volumen originalmente disponible a hidrocarburos

❖ **Volumétricos:** Cuando no existe un acuífero adyacente al yacimiento (yacimiento Cerrado).^[3]

❖ **No volumétricos:** El volumen disponible a hidrocarburos se reduce por la intrusión de agua procedente de un acuífero aledaño.^[3]

2.5. Mecanismo de Producción

La producción inicial de hidrocarburos está acompañada por el uso de la energía natural de este y normalmente se conoce como producción primaria. El petróleo y el gas son desplazados hacia los pozos productores bajo producción primaria mediante a) expansión de fluido, b) desplazamiento de fluidos, c) drenaje gravitacional y d) expulsión capilar. Cuando no existe ni acuífero ni inyección de fluidos, el recobro de hidrocarburos se debe principalmente a la expansión del fluido; sin embargo, en crudos, éste podría producirse mediante drenaje gravitacional. El uso de gas natural o inyección de agua es llamado producción secundaria y su principal propósito es mantener la presión del yacimiento (adición de energía), de modo que el término mantenimiento de presión normalmente se usa para describir procesos de recobro secundario.^[3]

Cuando el agua procede de un acuífero o es inyectada en los pozos, el recobro es acompañado por un mecanismo de desplazamiento, el cual puede ser ayudado por drenaje gravitacional o expulsión capilar. El gas se inyecta como fluido de desplazamiento para ayudar al recobro de crudo y también como gas cíclico para recuperar condensados. Dicha inyección normalmente modifica la presión de rocío y por lo tanto desplaza el diagrama de fases.

Existen otros procesos de desplazamiento llamado recuperación terciaria y mejor referida como recobro realzado (Recuperación Reforzada de petróleo con sus siglas en ingles EOR) los cuales se desarrollaron para cuando los procesos secundarios resultan inefectivos. Adicional a la adición de energía al yacimiento, este proceso considera cambios en las propiedades de la roca (como la mojabilidad) o del fluido (como la viscosidad o la tensión interfacial). Sin embargo, el mismo proceso se considera para casos donde el recobro primario no se utilizó por bajo potencial de recobro. En este caso el término terciario está mal empleado. En algunos yacimientos es ventajoso iniciar un proceso secundario o terciario antes de terminar la producción primaria. En estos casos el término recobro mejorado (Recuperación Mejorada de Petróleo con sus siglas en ingles IOR) se ha convertido en popular y algunos consideran que la diferencia entre es que esta última involucra un proceso de reingeniería y caracterización del yacimiento.^[3]

En muchos yacimientos pudieren simultáneamente operar varios mecanismos de producción, pero generalmente predomina uno o dos. Durante la vida del yacimiento la predominancia puede cambiar de un mecanismo a otro ya sea natural o artificialmente. Por ejemplo, un yacimiento volumétrico podría producir inicialmente por expansión de fluidos, cuando este se ha depletado lo suficiente la producción hacia los pozos podría deberse a drenaje gravitacional ayudado por un mecanismo de bombeo. Más tarde, un proceso de inyección de agua puede usarse para adicionar mayor empuje a los hidrocarburos. En este caso el ciclo de los mecanismos es expansión-gravitacional y desplazamiento de drenaje. En general la producción de los yacimientos se debe a los siguientes mecanismos (**Figura. 2.18 y Tabla 2.1**):

❖ **Expansión roca fluido**

Estos casos el diferencial de presión hará que la roca se expanda hacia los espacios porosos, esa disminución del volumen poroso empujará a los fluidos hacia un sitio de menor presión que estará ubicado en el pozo, al someter al yacimiento a un diferencial de presión los líquidos se expandirán y buscarán ir a un sitio de menor resistencia o menor presión que estará en el pozo.^[3]

❖ **Mecanismo de empuje por gas en solución**

El empuje por gas en solución es también llamado empuje por gas disuelto; es comúnmente comparado con el efecto de los gases en las bebidas gaseosas al abrir el envase. En este caso la energía para transportar y producir los fluidos de un yacimiento se deriva del gas disuelto en el petróleo.^[3]

- Es el principal mecanismo de empuje para aproximadamente un tercio de los reservorios de petróleo del mundo.
- No existe producción de agua ya que la saturación de agua esta cerca del valor irreducible.
- La presión inicial del yacimiento está sobre o igual a la presión de burbujeo y declina rápida y continuamente.
- La recuperación de petróleo para este mecanismo usualmente está en el rango de 5 al 20% del POES.

❖ **Mecanismo de empuje de agua**

Este mecanismo de empuje se produce por la apreciable expansión de agua del acuífero que debe formar parte del sistema. A medida que se reduce la presión, el agua se expande, e invade yacimiento, reemplazando parcialmente los fluidos extraídos del mismo.^[3]

- En este tipo de yacimientos no existe capa de gas y la producción de agua inicia muy temprano e incrementa en cantidades apreciables. La conificación en este tipo de yacimientos puede convertirse en un problema.
- La presión del yacimiento permanece alta por influencia del acuífero.
- La recuperación de petróleo para este mecanismo usualmente está en el rango de 30 al 60% del POES.

❖ **Mecanismo por capa de gas**

Este mecanismo de empuje se produce porque a medida que se reduce la presión, la capa de gas se expande causando un desplazamiento inmisible del petróleo.

- La presión inicial del yacimiento es igual a la presión de burbujeo.
- La recuperación de petróleo para este mecanismo usualmente está en el rango de 20 al 40% del POES.

❖ Mecanismo por segregación gravitacional

Este mecanismo de empuje se produce cuando existe suficiente permeabilidad vertical para permitir que las fuerzas gravitacionales sean mayores que las fuerzas viscosas dentro del reservorio.

- Generalmente no poseen capa de gas, pero la recuperación será mayor si existe alguna.
- La presión tiende a mantenerse.
- La recuperación de petróleo para este mecanismo usualmente está en el rango de 25 al 80% del POES. [3]
- Es el mecanismo de empuje primario más eficiente.

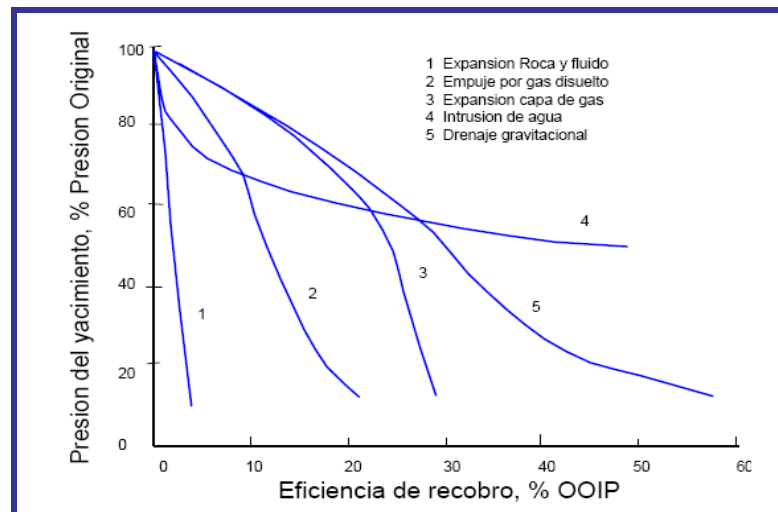


Figura 2.18. Influencia de los Mecanismos de Producción en el Recobro de Petróleo^[3]

Tabla 2.1. Características de los Diferentes Mecanismos de Producción. ^[3]

Mecanismo	Presión de yacimiento	RGP (PCN/BN)	WP (BARRILES)	Eficiencia	Otros
Expansión de las roca y los fluidos	Declina rapido y continuamente $P_i > P_b$	Permanece bajo y cte	No, excepto alta Sw.	1-10% Prm 3%	
Gas en solución	Declina rapido y continuamente	Alto, incrementa y cae	No, excepto alta Sw.	5-35% Prm 20%	Require bombeo temprano.
Capa de gas	Cae lenta y continuamente	Carece de continuidad en formaciones inclinadas	Despreciable	20-40% Prm 25%	Ruptura temprana de gas indica m.
Empuje de agua	Permanece alta. P depende del caudal	Permanece bajo si la P es alta	Pozos bajos tienen Wp que crece.	35-80% Prm 5%	N de BM crece si We=0.
Segregación gravitacional	Declina rapido y continuamente	Bajo en formaciones poco inclinadas. Alto en foraciones inclinadas.	Despreciable	40-80% Prm 60%	

2.6. Declinación de Producción

Es la disminución de la capacidad de producción de un pozo o grupo de pozos en el tiempo, y la misma ocurre cuando se ven alteradas las condiciones originales de presión y movilidad de los fluidos en el yacimiento o las condiciones mecánicas de los pozos han sufrido deterioros que limitan su eficacia operacional. Cuando la declinación ocurre de manera natural a causa de la pérdida de energía, al incremento en la producción de fluidos indeseables o daño se le llama declinación energética. No se considera declinación a la pérdida de capacidad de producción por daños mecánicos en los componentes del pozo, ya que su restitución se considera como un mantenimiento de la capacidad de producción y se logra mediante servicios a pozos; aunque hay ingenieros que denominan a la declinación debida a estas causas como declinación mecánica y la cual no se considero en este estudio. ^[4]

2.7. Tipos de Declinación de Producción

2.7.1. De acuerdo con la naturaleza de la declinación

➤ **Declinación Energética:** Es la declinación de la tasa de producción debido al agotamiento de la energía del yacimiento (caída de presión) o disminución de la permeabilidad relativa y saturación de hidrocarburos alrededor de los pozos.^[2]

➤ **Declinación Mecánica:** Esta asociada a la disminución de la efectividad de los métodos de producción y problemas como arenamiento, producción excesiva de asfáltenos, deterioro de la tubería de producción, problemas con las válvulas de levantamiento artificial, averías en las bombas de subsuelo o alguna otra falla de índole mecánico que contribuya a la disminución de producción.^[2]

➤ **Declinación Total:** Es la suma de la declinación energética más la declinación mecánica.^[2]

2.8. Curvas Tipo de Fetkovich

En 1985 Fetkovich introduce al Análisis de Curvas de declinación las curvas tipo. Fetkovich utilizó el método de curvas de declinación de Arps junto con las curvas tipos para mostrar el flujo radial simétrico para líquidos de baja compresibilidad a constante presión de fondo en el hoyo. Fetkovich relacionó el método de Arps a algunos parámetros del yacimiento en la ingeniería para la producción contra la constante presión del fondo del hoyo.^[7]

Las curvas tipo de Fetkovich fueron desarrolladas para yacimientos homogéneo, y también pueden ser usadas para analizar datos de largos periodos de producción de petróleo o gas, y para pozos fracturados hidráulicamente.. Las curvas

tipo incluyen la acción transitorias (trasiente) o infinita y los períodos de flujo predominantes. La tasa de producción en función del tiempo y la producción acumulada en función del tiempo transitorias están caracterizadas por un parámetro de correlación definido como la relación entre el radio de drenaje externo y el radio aparente del pozo, r_e , w_a , mientras que el régimen de flujo del estado pseudo estable esta caracterizado por la constante de declinación de J.J. Arps, “ b ”. En este sentido, cuando $b = 0$ corresponde al comportamiento de declinación exponencial, mientras que $b = 1$ representa la declinación armónica. Los valores b en el rango de 0 y 1, poseen características de declinación hiperbólica. La respuesta de flujo dominante en los límites generada por la ecuación empírica de declinación de Arps, está caracterizada por el parámetro “ b ” (Figuras 2.19- 2.22).^[7]

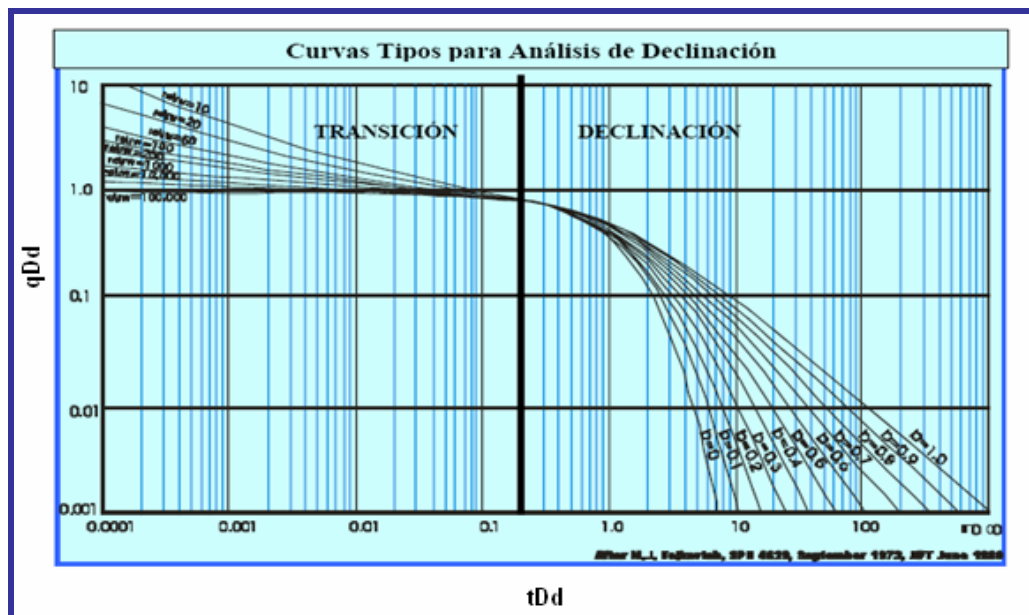


Figura 2.19. Curvas Tipo de Fetkovich q_{Dd} en función del t_{Dd} .^[7]

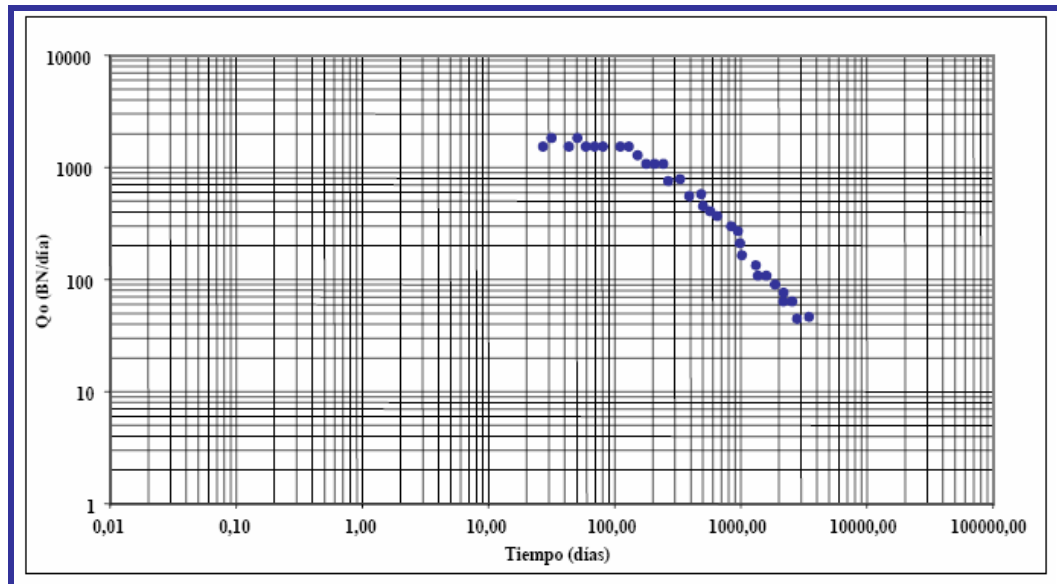


Figura 2.20. Gráfico Log-Log Tasa en función del Tiempo ^[7]

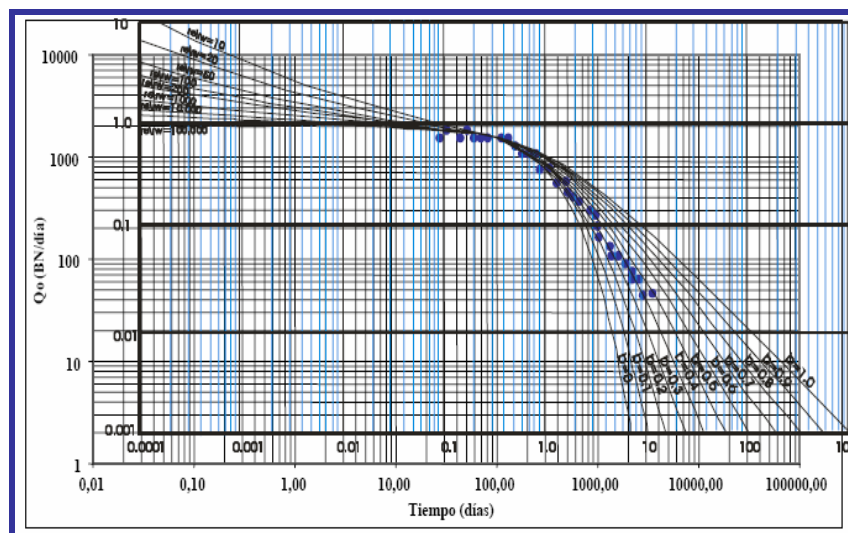


Figura 2.21. Cotejo, Gráfico Log-Log. Tasa en función del. Tiempo. Con Curvas Tipos De Fetkovich ^[7]

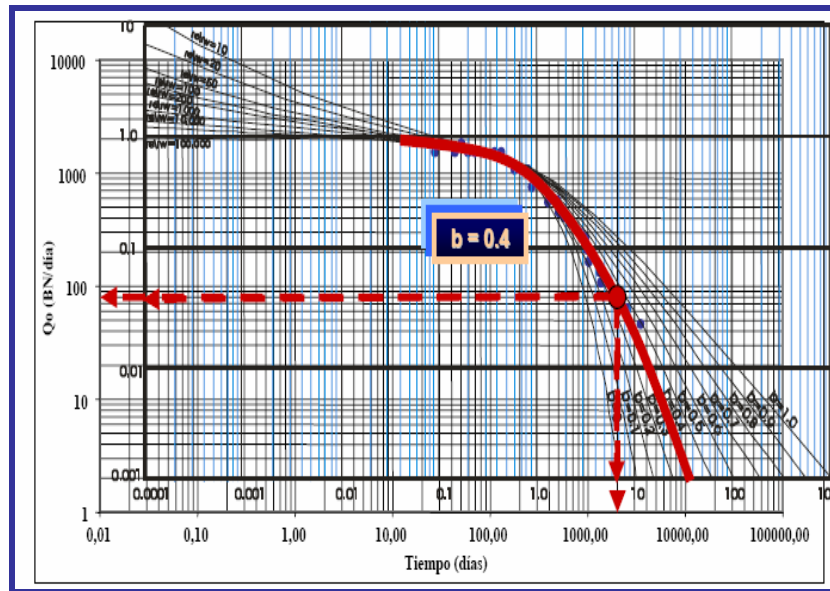


Figura 2.22. Cotejo, Grafico Log-Log. Tasa en función del. Tiempo. Con Curvas Tipos De Fetkovich ^[7]

2.9. Ecuación de Ajuste Universal (Fekane)

Desarrollo una ecuación de declinación universal con variables de tasa tiempo y radio de drenaje adimensionales (q_{Dd} , t_{Dd} , r_{eD}) y el exponente de declinación de Arps (b), esto lo propuso como una alternativa que facilite la extracción de los parámetros que se obtienen de la curva tipo. ^[8]

$$q_{Dd} = (1 + b * t_{Dd})^{(1/b) * e^{-\left[\frac{(g+h/(1+i*((\ln t_{eD})-0.5)-j)/k)^2 \gamma) * \ln(t_{Dd})^2 - (a+b'/(1+c*((\ln t_{eD})-0.5)-d)/e)^2 \gamma f)} \right]}} \quad (\text{Ec. 2.1}).$$

$$q_{Dd} = \frac{q(t)}{q_i} \quad (\text{Ec. 2.2}).$$

$$t_{Dd} = D_i t \quad (\text{Ec. 2.3}).$$

$$t_{Dd} = B * t \quad (\text{Ec. 2.4}).$$

Debido a que la ecuación hiperbólica no está definida para $b = 0$ se sustituye este valor de b por un valor que se aproxime a cero para el modelo exponencial donde el valor de b que más se ajusta para dicho modelo es el de 0,00000001, es decir que la ecuación aplica para valores de b mayores a (0,00000001 y menores o iguales a 1), y una restricción para el radio de drenaje adimensional donde este debe ser mayor a (10 y menor o igual a 1.000.000). Además dicha ecuación está definida por una serie de constantes ($a, b, c, d, e, f, g, h, j, k, l$), que no son más que constantes de correlación que minimizan el error de los parámetros obtenidos utilizando un solver en Excel. Estas constantes son las siguientes:

Tabla 2.2. Constantes de la Ecuación de Fekkané. ^[8]

a=	-0,0527045	g=	0,0002006
b'=	0,1322739	h=	0,0402755
c=	7,1836646	i=	6,0346586
d=	2,1627228	j=	0,5544162
e=	5,0113183	k=	5,2991248
f=	0,2696159	l=	0,7911067

Para analizar los datos de la producción real, las variables adimensionales de tasa y tiempo deben sustituirse en la ecuación universal de Fekkané la forma siguiente:

$$A = \frac{q}{q_{Dd}} \quad (\text{Ec. 2.5}).$$

$$B = \frac{t_{Dd}}{t} \quad (\text{Ec. 2.6}).$$

Obteniéndose entonces la ecuación universal de Fekkan:

$$Q = A * (1 + b * B * t)^{\left(\frac{-1}{b} \right) * e^{\left(\frac{g+h}{1+i * \left[\frac{\ln(re_D) - 0.5 - j}{k} \right]^2} \right) * \ln(B * t)^2} - \left(\frac{a+b}{(1+c * \left(\frac{\ln(re_D) - 0.5 - d}{e} \right)^2)^f} \right)}$$

(Ec. 2.7).

Donde:

Q= Tasa de producción, BND.

T = Tiempo, días.

B = Parámetro Adimensional.

A = Parámetro Adimensional.

t_{Dd} = Tiempo adimensional.

q_{Dd} = Tasa Adimensional.

r_{eD} = Radio de Drenaje Adimensional. ^[6]

2.10. Tipos de Curvas de Declinación

❖ Curva de Declinación Exponencial

Se dice que ocurre una declinación exponencial de la tasa de producción cuando la variación de la tasa de producción con el tiempo, expresada como una función de ella misma, es una constante. Matemáticamente que se expresa así: ^[2]

$$D = - \frac{(dq / dt)}{q} \quad (\text{Ec. 2.8}).$$

Donde:

q = Tasa de producción, BND.

T = Tiempo, días.

D = Constante de declinación exponencial, días⁻¹

Este tipo de curvas se caracteriza por presentar una declinación constante, por lo tanto, el inverso de la declinación (a) denominado tasa o relación de pérdida, es constante y; su exponente de declinación (b), definido como la primera derivada de las relaciones de pérdidas con respecto al tiempo es cero. Además la variación del logaritmo de la tasa de producción con respecto al tiempo ($\log q_0$ en función de t) y de la tasa con respecto a la producción acumulada (q_0 en función de N_p) son lineales, en ambos casos, la pendiente de las curvas representa la fracción o porcentaje de la declinación nominal. Esta declinación se representa como un porcentaje invariable de la tasa de producción. [2]

La ecuación de la tasa de producción es:

$$q_t = q_i e^{-Dt} \quad (\text{Ec. 2.9})$$

❖ Curva de Declinación Hiperbólica

La declinación hiperbólica o Log-Log fue desarrollada por J.J Arps bajo la premisa de que es lo que ocurre mas frecuente. En este caso ambas tipos de relaciones, la tasa y el recobro acumulado, no son lineales. Un método fácil de reconocer es aforando por la relación de perdida “ a ”. Si la relación incrementa uniforme indica que la producción puede obedecer a una declinación hiperbólica. Si esta relación permanece constante la declinación es exponencial. [2]

La declinación hiperbólica es aquella donde la variación del inverso de la constante de declinación con tiempo es una constante. La definición matemática de la declinación hiperbólica es la siguiente:

$$a = \frac{1}{D} = \left[-\frac{q}{(dq/dt)} \right] \quad (\text{Ec. 2.10}).$$

Donde:

D = Tasa de declinación, días⁻¹

Q = Tasa de producción, BND.

T = Tiempo de producción, días.

a = Inverso de la declinación.

Este tipo de curvas se caracteriza por una disminución de la tasa de declinación con el tiempo, y su exponente (b) se encuentra en un rango de cero a uno. La variación de la tasa de producción con respecto al tiempo (q_0 en función de t) es hiperbólica (**Ecuación 2.11**)

$$q_t = q_i (D_i b t + 1)^{-1/b} \quad (\text{Ec. 2.11})$$

Donde:

q_t : Tasa de producción, BPPD, BPPM.

q_i : Tasa de producción inicial, BPPD, BPPM.

D: Constante de declinación, días⁻¹, meses⁻¹.

t: Tiempo, días, meses.

b: Exponente de declinación, adim.

Este tipo de declinación ocurre generalmente después que el drenaje por gravedad se ha convertido en el mecanismo de desplazamiento predominante y,

usualmente, tiene lugar durante los niveles tardíos de agotamientos. La declinación puede cambiar a exponencial nuevamente en las etapas tardías ^[2].

❖ Curva de Declinación Armónica

Es un caso particular de la declinación hiperbólica, cuando $b = 1$. La definición matemática de este tipo de declinación es la misma que la declinación hiperbólica. La ecuación de la tasa de producción permite predecir la tasa de petróleo a un tiempo determinado; para esta declinación la ecuación se obtiene a partir de la ecuación para la declinación hiperbólica, al asignarle el valor de 1 al parámetro b .

$$q_t = \frac{q_i}{(1 + D_i t)^1} \quad (\text{Ec. 2.12}).$$

Donde:

q_t : Tasa de producción, BPPD, BPPM.

q_i : Tasa de producción inicial, BPPD, BPPM.

D : Constante de declinación, días⁻¹, meses⁻¹.

t : Tiempo, días, meses.

Como ejemplo de este tipo de declinación, puede mencionarse la producción de petróleo de alta viscosidad por desplazamiento hidráulico. Debido a que la relación de movilidades es desfavorable, la irrupción del agua ocurre tempranamente, si la tasa total de fluidos se mantiene constante luego que la cantidad de agua se ha incrementado en el fluido total, se tiene como consecuencia que la producción de petróleo declina. Esta declinación sobre un período apreciable puede ser descrita por una declinación armónica. ^[2]

2.11. Reconocimiento y Estudio del Tipo de Declinación

2.11.1. Curva de Declinación Exponencial

Se dice que ocurre una declinación exponencial de la tasa de producción cuando la variación de la tasa de producción con el tiempo expresada como una fracción de ella misma es una constante.^[3]

Matemáticamente, este tipo de declinación se expresa de la siguiente manera:

$$-D = \frac{(dq/dt)}{q} \quad (\text{Ec. 2.13}).$$

Donde:

q = Tasa de producción, Bls/días.

t = Tiempo de producción, días.

D = Constante de declinación exponencial, días⁻¹.

❖ Desarrollo de la ecuación de la curva de declinación exponencial.

Al desarrollar la ecuación que define la declinación exponencial podremos encontrar expresiones para la tasa de producción y la producción acumulada de petróleo, las cuales permitirán identificar este tipo de declinación y calcular las reservas recuperables del pozo o yacimiento.^[3]

➤ **Tasa de Producción:** La ecuación para la tasa de producción bajo este tipo de declinación se obtendrá a partir de su definición. De esta definición se obtiene:

$$dq/q = -D dt \quad (\text{Ec. 2.14})$$

Si integramos la expresión anterior entre la tasa de producción q_i obtenida a un tiempo t_i y una tasa q obtenida en un tiempo t , tenemos:

$$\int_{q_i}^q dq/q = -D \int_{t_i}^t dt \quad (\text{Ec. 2.15})$$

Al resolver esta integral tenemos que:

$$\ln(q/q_i) = -D(t - t_i) \quad (\text{Ec. 2.16})$$

y si despejamos la tasa q , resultara:

$$q = q_i \cdot e^{-D(t-t_i)} \quad (\text{Ec. 2.17})$$

Si suponemos que el tiempo inicial t_i es cero, tendremos finalmente la ecuación de la tasa de producción en forma exponencial:

$$q = q_i \cdot e^{-Dt} \quad (\text{Ec. 2.18})$$

en forma logarítmica:

$$\log q = \log q_i - \frac{Dt}{2.303} \quad (\text{Ec. 2.19})$$

Función: La función de la ecuación de la tasa de producción es:

- Identificar el tipo de declinación exponencial.

- Predecir el comportamiento de la tasa de producción de petróleo del pozo o yacimiento.^[3]

Procedimiento de aplicación: A continuación se presenta el procedimiento que se debe seguir al aplicar la ecuación de la tasa de producción para cumplir las funciones de la misma:

- Graficar la tasa de producción del pozo o yacimiento (Bls/día) en función del tiempo (días), en papel logarítmico.

- Observar la tendencia de comportamiento:

Si es lineal, se continúa con el paso siguiente.

Si la tendencia no es lineal, el tipo de curva no es del tipo exponencial y se cancela este procedimiento.

- Trazar la mejor recta que se adapte a este comportamiento.
- Calcular la pendiente de la recta trazada en forma gráfica ($-D/3.303$) y de allí se obtiene D.
- Extrapolar la línea recta hasta el tiempo cuando se quiera predecir la tasa de producción de petróleo del pozo o del yacimiento o hasta la tasa de producción límite económica o de abandono (q_a) para predecir el tiempo (t_a) cuando se alcanzara esta tasa.^[3]

Una alternativa al procedimiento de aplicación anterior consiste en una vez que se ha identificado una tendencia de comportamiento lineal (paso # 2), calcular la pendiente de la recta con el método de mínimos cuadrados:

$$m = \frac{-D}{2.303} = \frac{\sum_{i=1}^n \text{Log } q_i \sum_{i=1}^n t_i - n \sum_{i=1}^n t_i \text{Log } q_i}{\left[\sum_{i=1}^n t_i \right]^2 - n \sum_{i=1}^n t_i^2} \quad (\text{Ec. 2.20})$$

De donde el valor de D puede ser obtenido y a continuación usar la expresión:

$$t_a = \frac{\log(q_i/q)}{\frac{D}{2.303}} \quad (\text{Ec. 2.21})$$

Para calcular el tiempo de abandono del pozo o yacimiento cuando se alcanzara la tasa de producción de abandono (q_a). [3]

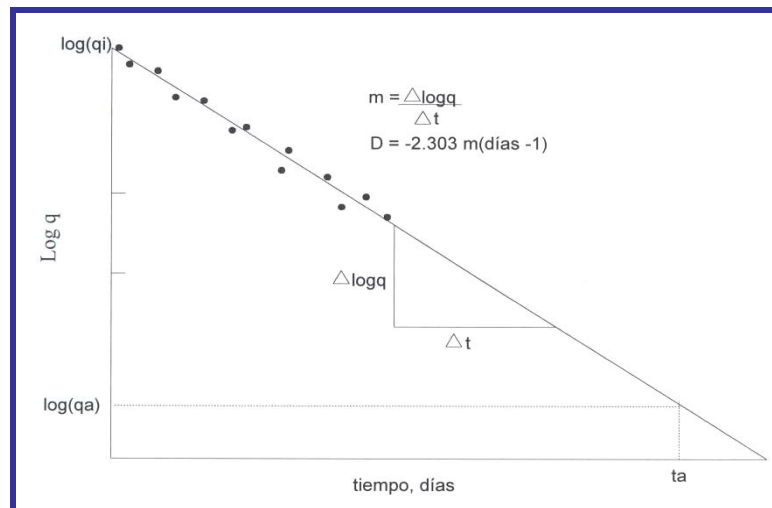


Figura 2.23. Representación gráfica del logaritmo de la tasa de producción Vs. Tiempo^[3]

➤ **Producción Acumulada de Petróleo:** Por definición la producción acumulada de petróleo en forma diferencial puede obtenerse de la siguiente manera:

$$dNp = q dt \quad (\text{Ec.2.22})$$

Al despejar tendremos:

$$q = dNp/dt \quad (\text{Ec.2.23})$$

Si sustituimos la expresión de la tasa de producción para este tipo de declinación, en la ecuación anterior tendremos:

$$q_i e^{-d.t} = dNp/dt \quad (\text{Ec.2.24})$$

Esta ecuación diferencial puede resolverse por separación de variables e integración de ambos lados del signo igual. La integración se hará entre un tiempo inicial cero ($Np=0$) y un tiempo “t” al cual se habrá producido un Np:

$$\int_0^{Np} dNp = q_i \int_0^t e^{-D.t} dt \quad (\text{Ec.2.25})$$

Que después de resolver las integrales tendremos:

$$Np = q_i \left[\frac{e^{-Dt}}{-D} - \frac{1}{-D} \right] \quad \text{ó} \quad Np = \frac{q_i e^{-Dt}}{-D} - \frac{q_i}{-D} \quad (\text{Ec.2.26})$$

Obsérvese que el primer factor de la ecuación anterior es la ecuación de la tasa de producción, su sustitución permitirá obtener la ecuación de la producción acumulada:

$$Np = \frac{q}{-D} - \frac{q_i}{-D} = \frac{q_i}{D} - \frac{q}{D} \quad (\text{Ec.2.27})$$

Función: La función de la ecuación de la producción acumulada de petróleo es:

- Identificar el tipo de declinación exponencial.
- Predecir la producción acumulada de petróleo o reservas recuperables del pozo o yacimiento. [3]

Procedimiento de Aplicación:

- Graficar la producción acumulada de petróleo (Bls) en función de la tasa de producción de petróleo (Bls/día) del pozo o yacimiento, en papel normal.
- Observar la tendencia de comportamiento:
- Si es lineal, se continúa con el paso siguiente.
- Si no es lineal, el tipo de curva de declinación no es del tipo exponencial. Cancela el procedimiento.
- Trazar la mejor recta que se adapte a este comportamiento.
- Calcular la pendiente de la recta trazada en forma gráfica (-1/D) y de allí se obtiene D.

- Extrapolar la línea recta hasta la tasa de producción de petróleo, el límite económico o de abandono para predecir el volumen de reservas que podrían recuperarse cuando se alcance dicha tasa. [3]

Una alternativa al procedimiento descrito sería, después de identificar una tendencia lineal de comportamiento (paso 2), calcular la pendiente de la recta mediante el método de mínimos cuadrados:

$$m = -\frac{1}{D} = \frac{\sum_{i=1}^n Np_i \sum_{i=1}^n q_i - n \sum_{i=1}^n Np_i q_i}{\left[\sum_{i=1}^n q_i \right]^2 - n \sum_{i=1}^n q_i^2} \quad (\text{Ec.2.28})$$

De donde el valor de la constante de declinación D puede ser despejada y con ella calcular la producción acumulada de petróleo o reservas recuperables que se obtendrían cuando el pozo o yacimiento alcancen la tasa de producción de abandono (q_a) mediante la expresión:

$$Npr = \frac{q_i - q_a}{D} \quad (\text{Ec.2.29})$$

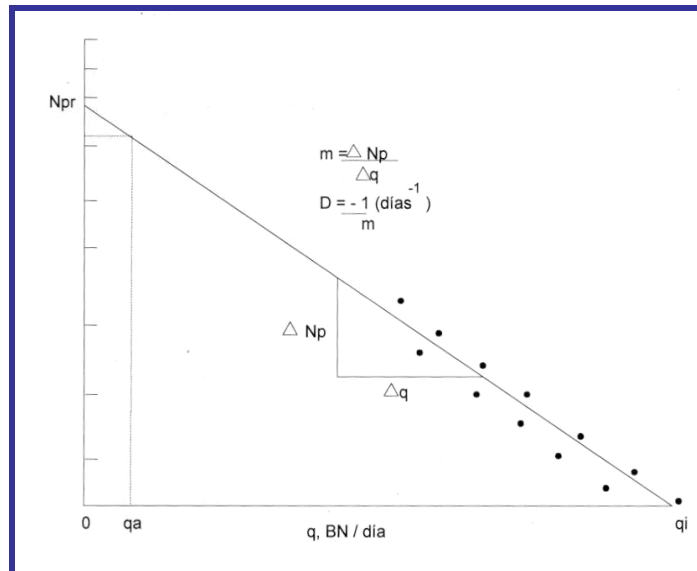


Figura 2.24. Representación gráfica de la producción acumulada de petróleo Vs. Tasa de producción de petróleo^[3]

2.11.2. Curva de Declinación Hiperbólica

Es aquella donde la variación del inverso de la constante de declinación con el tiempo es una constante.

La definición matemática de la declinación hiperbólica es la siguiente:

$$a = \frac{1}{D} = \frac{-q}{dq/dt} \quad (\text{Ec.2.30}).$$

Donde:

D = Tasa de declinación, días⁻¹

q = Tasa de producción, Bls/días

t = Tiempo de producción, días

a = Inverso de la declinación, días.

❖ **Desarrollo de la ecuación de la curva de Declinación Hiperbólica.**

Al desarrollar la ecuación de la declinación hiperbólica podremos encontrar expresiones para la tasa de producción y la producción acumulada de petróleo.^[3]

➤ **Tasa de Producción:** Al derivar la ecuación que define la declinación hiperbólica con respecto al tiempo tenemos que:

$$da/dt = \frac{d[-q/(dq/dt)]}{dt} = b \quad (\text{Ec. 2.31}).$$

Si separamos las variables tendremos:

$$d[-q/(dq/dt)] = bdt \quad (\text{Ec. 2.32}).$$

Si integramos la ecuación diferencial obtendremos:

$$-q/(dq/dt) = bt + c \quad (\text{Ec. 2.33}).$$

Donde “c” es la constante de integración que al evaluarla para $t = 0$ será igual a a_1 , el intervalo de a_1 es la constante de declinación inicial D_1 . Entonces la ecuación anterior quedara de la forma siguiente:

$$[q/(dq/dt)] = -(D_1bt + 1)/D_1 \quad (\text{Ec. 2.34}).$$

Si aplicamos separación de variables a la ecuación diferencial anterior tenemos:

$$\left[-D_i/(D_i bt + 1)\right]dt = dq/q \quad (\text{Ec. 2.35})$$

Si integramos ambos miembros tenemos:

$$\int_0^t D_i/(D_i bt + 1)dt = - \int_{q_i}^q dq/q \quad (\text{Ec. 2.36})$$

La cual, después de efectuar la integración será:

$$\ln(D_i bt + 1)^{-1/b} = \ln(q/q_i) \quad (\text{Ec. 2.37})$$

Simplificada queda así:

$$q = q_i (D_i bt + 1)^{-1/b} \quad (\text{Ec. 2.38})$$

Función: La función de la ecuación de la tasa de producción de petróleo es:

- Predecir el comportamiento de la tasa de producción de petróleo del pozo o yacimiento una vez que los parámetros D_i y b han sido determinados.
- **Aplicación:** La predicción de la tasa de producción de petróleo se realiza al sustituir el tiempo, al cual se requiere estimar dicha tasa, en el lado derecho de la expresión anterior.

La misma expresión puede utilizarse para calcular el tiempo en el cual el pozo o yacimiento alcanzara una tasa de producción de petróleo límite económica o de abandono. A este tiempo se le conoce como tiempo de abandono y se expresa como:

$$t_a = \frac{1}{D_i b} \left[\left(\frac{q_a}{q_i} \right)^{-b} - 1 \right] \quad (\text{Ec. 2.39})$$

➤ **Producción Acumulada de Petróleo:** La ecuación de la producción acumulada de petróleo para este tipo de declinación puede deducirse al sustituir la ecuación de la tasa de producción de petróleo, desarrollada anteriormente en la definición de producción acumulada de petróleo:

$$dNp = q_i dt = q_i (D_i bt + 1)^{-1/b} dt \quad (\text{Ec. 2.40}).$$

Al integrar ambos miembros:

$$Np = q_i \int_0^t (D_i bt + 1)^{-1/b} dt \quad (\text{Ec. 2.41}).$$

$$Np = q_i / [D_i (b - 1)] [(D_i bt + 1)^{(b-1)/b} - 1] \quad (\text{Ec. 2.42}).$$

Pero al ser $D_i bt + 1 = (q/q_i)^{-b}$, la expresión anterior se reduce a:

$$Np = q_i / [D_i (b - 1)] [(q/q_i)^{1-b} - 1] \quad (\text{Ec. 2.43}).$$

Función: La función de la ecuación de producción acumulada de petróleo es:

- Predecir la producción acumulada de petróleo a reservas recuperables del pozo o yacimiento una vez que los parámetros D_i y b han sido determinados.

Aplicación: La aplicación de la ecuación anterior permite calcular la producción acumulada de petróleo o reservas recuperables cuando se sustituye la tasa de producción de petróleo de abandono en el lado derecho de dicha ecuación.^[3]

2.11.3. Curva de Declinación Armónica

La declinación armónica es un caso particular de la declinación hiperbólica cuando $b=1$.

La definición matemática de este tipo de declinación es la misma que la declinación hiperbólica.

❖ Desarrollo de la ecuación de la curva de Declinación Armónica

Al desarrollar la ecuación de la declinación armónica podremos encontrar expresiones para la tasa de producción y la producción acumulada de petróleo. [3]

➤ **Tasa de Producción:** La ecuación de la tasa de producción de petróleo, para esta declinación, se obtiene a partir de la ecuación para la declinación hiperbólica, al asignarle al parámetro b el valor de 1. Así tendremos que:

$$q = q_i (D_i . t + 1)^{-1} = q_0 \frac{q_i}{(D_i . t + 1)} \quad (\text{Ec. 2.44}).$$

Función: La función de la ecuación de la tasa de producción de petróleo es:

- Predecir la tasa de producción de petróleo a un tiempo determinado.

Aplicación: La ecuación anterior puede aplicarse para obtener la tasa de producción de petróleo que se obtendría a un tiempo determinado, así mismo, definida la tasa de producción de petróleo de abandono (q_a), la ecuación anterior permite el tiempo (t_a) en que se calcularía dicha tasa. Para esto basta con despejar el tiempo en la referida ecuación:

$$t_a = \frac{1}{D_i} \left[\frac{q_i}{q_a} - 1 \right] \quad (\text{Ec. 2.45})$$

❖ Producción Acumulada de Petróleo

La ecuación de la producción acumulada de petróleo se obtendrá al sustituir la ecuación de la tasa de producción de petróleo. Así tendremos:

$$dNp = q \cdot dt = q_i (D_i \cdot t + 1)^{-1} dt \quad (\text{Ec. 2.46})$$

Al integrar ambos miembros:

$$Np = q_i \int_0^t \frac{1}{(D_i t + 1)} dt = \frac{q_i}{D_i} \ln(D_i t + 1) \quad (\text{Ec. 2.47})$$

Pero el factor $\ln(D_i t + 1)$ es igual a $\ln(q_i/q)$ entonces:

$$Np = \frac{q_i}{D_i} \ln\left(\frac{q_i}{q}\right) \quad (\text{Ec.2.48})$$

$$Np = \frac{q_i}{D_i} \ln\left(\frac{q_i}{q}\right) - \ln q = 2.303 \left(\frac{q_i}{D_i}\right) \log q_i - 2.303 \left(\frac{q_i}{D_i}\right) \log q \quad (\text{Ec.2.49})$$

Función: La función de la ecuación de la producción acumulada de petróleo es:

- Identificar el tipo de declinación armónica.
- Predecir la producción acumulada de petróleo o reservas recuperables del pozo o yacimiento.

Procedimiento de Aplicación: Con el objeto de cumplir con las funciones de la producción acumulada de petróleo debe seguirse el siguiente procedimiento:

- Graficar la producción acumulada de petróleo (Bl) en función de la tasa de producción de petróleo (Bl/día) en papel semi-log.
- Observar la tendencia de comportamiento:

Si es lineal, se continúa con el paso siguiente.

Si la tendencia no es lineal, el tipo de curva no es de tipo armónica. Cancele el procedimiento.

Trazar la mejor recta que se adapte a este comportamiento.

- Calcular la pendiente de la recta trazada en forma grafica ($3.303 q_i/D_i$) y de allí obtenga D_i .
- Extrapolar la línea recta hasta la tasa de producción al límite económico o de abandono (q_a) para obtener el volumen que podría recuperarse cuando se alcance esta tasa.

Una alternativa al procedimiento anterior sería, una vez que una tendencia de comportamiento lineal ha sido observada (paso 2), calcular la pendiente de la recta mediante el método de mínimos cuadrados:

$$m = -\frac{2.303 q_i}{D_i} = \frac{\sum_{i=1}^n Np_i \sum_{i=1}^n \log q_i - n \sum_{i=1}^n Np_i \log q_i}{\left[\sum_{i=1}^n \log q_i \right]^2 - n \sum_{i=1}^n \log q_i} \quad (\text{Ec. 2.50})$$

Donde el valor de la constante de declinación D_i puede ser despejado y sustituido en la expresión de la producción acumulada de petróleo para obtener las reservas recuperables cuando el pozo o yacimiento alcance la tasa de producción de abandono:

$$Np_r = 2.303 \left(\frac{q_i}{D_i} \right) \log q_i - 2.303 \left(\frac{q_i}{D_i} \right) \log q_a \quad (\text{Ec. 2.51})$$

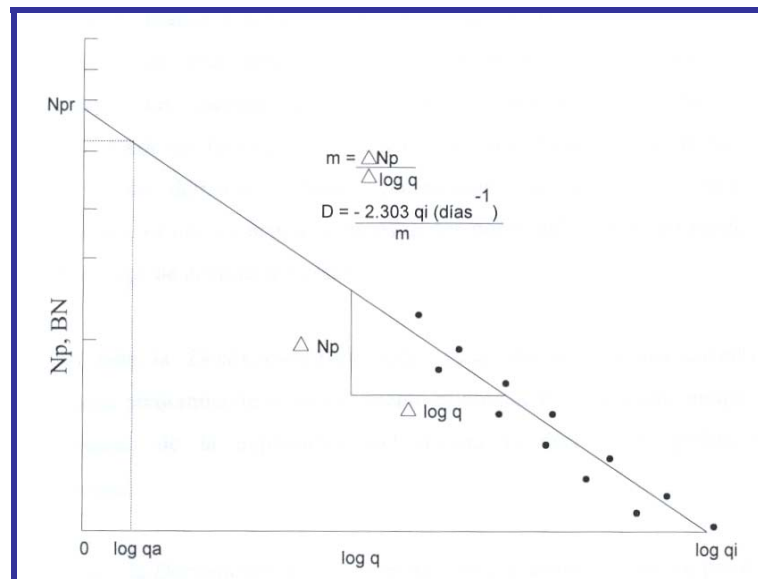


Figura 2.25. Representación gráfica de la producción acumulada de petróleo Vs. Logaritmo de la tasa de producción de petróleo ^[3]

2.12. Aplicación de las Curvas de Declinación según el Mecanismo de Producción

El análisis de las curvas de declinación depende del mecanismo de producción dominante en el yacimiento, de aquí el hecho de que existan comparaciones entre los tipos de curvas. ^[1]

Así, en los yacimientos sub-saturados cuyo mecanismo predominante es la expansión de fluidos y donde la compresibilidad, permeabilidad y viscosidad del fluido son constantes, usualmente responden a una Declinación Exponencial. En cambio, en yacimientos saturados con empuje de gas en solución donde los factores antes mencionados son variables, ningún modelo simple puede derivarse aunque generalmente se usa la Declinación Exponencial, ya que a menudo los pozos del yacimiento producen con porcentaje de declinación constante. ^[1]

Por otro lado, la Declinación Hiperbólica generalmente se aplica, cuando el mecanismo de producción predominante en el yacimiento es drenaje por gravedad, aunque en el comienzo de la explotación del mismo la declinación podría ser Exponencial.

Así mismo, la Declinación Armónica es aplicable, cuando se produce petróleo de muy alta viscosidad con irrupción prematura del frente de agua y una razón de movilidad desfavorable.

Del análisis de una gran cantidad de curvas de declinación de producción, se concluye que la mayoría de las curvas presentan declinación hiperbólica, mientras que la declinación armónica es poco frecuente.

A pesar de ello, dado que la extrapolación utilizando declinación hiperbólica se hace asintótica al eje de las abscisas, los resultados de las predicciones con este tipo de declinación podrían ser optimistas. En la práctica se utiliza la declinación exponencial en el cálculo de la declinación del yacimiento, con la finalidad de obtener resultados más conservadores de las reservas al límite económico.

De lo antes expuesto se puede concluir que la diferencia entre las declinaciones exponenciales, hiperbólicas y armónicas, se observa al final del ciclo productivo del yacimiento, cuando el margen de ganancia es menor. ^[1]

2.13. Relación entre los Mecanismos de Producción y el Exponente de Declinación B

El mecanismo de producción es el proceso mediante el cual los fluidos del yacimiento son desplazados a través del medio poroso hacia el fondo del pozo. De acuerdo con principios básicos de ingeniería de yacimientos, algunos valores de b han sido derivados para diferentes tipos de desplazamiento o mecanismos de recobro, los cuales deberían ser usados cuando los datos de producción son pocos, insuficientes o no están disponibles. Estos pueden ser utilizados, también, para apoyar o confirmar los valores claramente definidos del exponente de declinación, b , determinados a partir de datos de producción de buena calidad. ^[9]

Al graficar la presión en función de la eficiencia de recobro (Figura.2.26 y Tabla 2.3), se representan los valores típicos de los porcentajes de recobro para varios mecanismos de producción desde el menos eficiente: Expansión de la roca y de los fluidos (yacimiento altamente subsaturado) con un $b = 0$; hasta los más eficientes: Drenaje gravitacional o desplazamiento hidráulico, con un $b = 0,5$ y, se puede notar que a medida que el exponente de declinación aumenta, el porcentaje de recobro se

incrementa, de manera que se ilustra el concepto de que el exponente de declinación, b , es una reflexión de la eficiencia de recobro o del mecanismo de producción.

El rango de valores de b esperado para una capa homogénea e individual o sistemas de capas con flujo cruzado entre ellas, es de 0 a 0,5; de acuerdo con el mecanismo de producción predominante. Mientras que los yacimientos con sistemas de capas sin flujo cruzado, o con capas de baja permeabilidad en pozos estimulados exhiben exponentes de declinación más altos que van desde 0,5 a 1.^[9]

Un estudio no publicado conducido en los campos de West Texas que fueron invadidos por agua, obtuvo valores de b que van desde el exponencial, $b=0$ hasta $b=0,9$ o aproximadamente armónico. El exponente de declinación fue esencialmente el mismo en diferentes parcelas de un campo dado, pero diferente para distintos campos.^[9]

El exponente de declinación no puede ser determinado, cuando la tasa de producción se mantiene constante, en períodos en los cuales la tasa de producción incrementa, o cuando las tasa de flujo se encuentren en el período transitorio o de actividad infinita sin información geológica y de ingeniería complementaria (**Figura.2.27**).

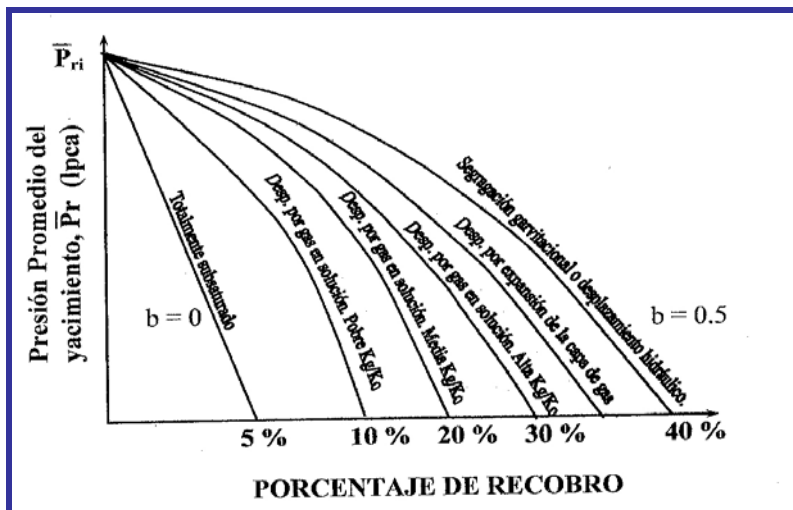


Figura 2.26. Gráfica de Presión en Función de la Eficiencia de Recobro^[9]

Un estudio no publicado conducido en los campos de West Texas que fueron invadidos por agua, obtuvo valores de b que van desde el exponencial, $b = 0$ hasta $b = 0,9$ o aproximadamente armónico. El exponente de declinación fue esencialmente el mismo en diferentes parcelas de un campo dado, pero diferente para distintos campos.^[7]

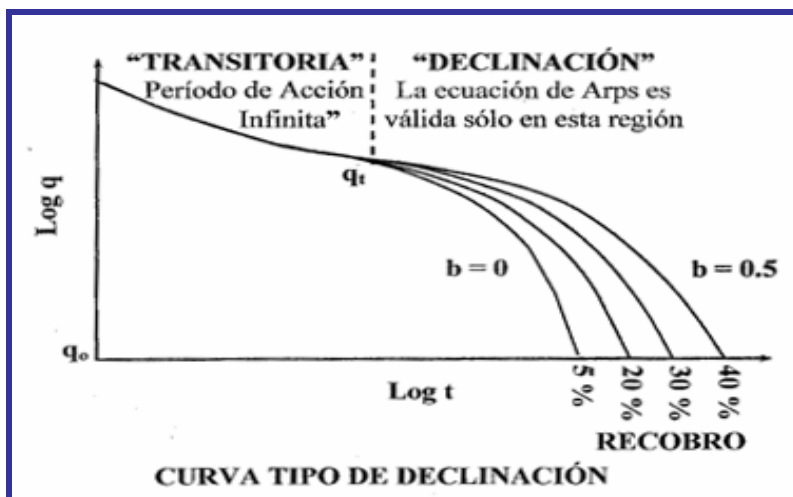


Figura 2.27. Gráfica de producción acumulada de petróleo Vs. Log de la tasa de producción^[9]

Un estudio no publicado conducido en los campos de West Texas que fueron invadidos por agua, obtuvo valores de b que van desde el exponencial, $b = 0$ hasta $b = 0,9$ o aproximadamente armónico. El exponente de declinación fue esencialmente el mismo en diferentes parcelas de un campo dado, pero diferente para distintos campos.^[9]

El exponente de declinación no puede ser determinado, cuando la tasa de producción se mantiene constante, en períodos en los cuales la tasa de producción incrementa, o cuando las tasa de flujo se encuentren en el período transitorio o de actividad infinita sin información geológica y de ingeniería complementaria.

Tabla 2.3. Exponente de declinación para varios mecanismos de recobro ^[9]

Capa homogénea e individual o Sistema de capas con flujo cruzado entre ellas				
$b = 0$, Exponencial	$b = 0,33$	$b = 0,4 - 0,5$	$b = 0,5$	$0 < b < 1$
<p>Yacimientos Altamente subsaturados (de una sola fase). Depleción o desplazamiento por gas en solución con una relación Kg/Ko desfavorable. Pozos con alta P_{wf}, es decir, $\frac{P_{wf}}{P_r} \rightarrow 1$ Drenaje por gravedad sin superficie libre Pobre desarrollo de la invasión con agua.</p>	<p>Típico para desplazamiento por gas en solución.</p>	<p>Típico para pozos de gas. $b = 0,5$ si $P_{wf} \approx 0$ $b = 0,4$ si $P_{wf} = 0,1 P_{ri}$</p>	<p>Drenaje por gravedad con superficie libre. Yacimientos de Petróleo con desplazamiento hidráulico activo.</p>	<p>Invasión con agua</p>

2.14. Importancia del Estudio de la Declinación de la Producción

Debido a que el análisis de las curvas de declinación representan una técnica sencilla y eficaz para estudiar el comportamiento de producción de un yacimiento, campo, segregación, etc.; el mismo se utiliza frecuentemente en la industria petrolera para realizar programas de planificación de producción y evaluar mediante análisis económicos las inversiones futuras destinadas a actividades de mantenimiento e incremento de potencial. ^[9]

El análisis de declinación mediante curvas tipos ha ido evolucionando desde simple gráfica tasa vs. Tiempo, utilizada para evaluar y pronosticar el comportamiento de producción, hasta sofisticados programas diseñados para manejar grandes volúmenes de información. ^[9]

En general el análisis de declinación se utiliza para:

➤ Cálculo de Reservas

La estimación de reservas utilizando al análisis de declinación de producción representa una alternativa confiable, entre otros métodos para estimar las reservas de crudos. Éste calculo se basa en la extrapolación del comportamiento de los yacimientos, campos, segregaciones y grupos de pozos, conocida la historia de producción de los mismos. Generalmente se selecciona la producción acumulada y el tiempo como las variables independientes y se utiliza el eje de las abscisas para graficarlas. Cualquier característica de producción puede ser una función de la variable independiente y debe variar en forma uniforme y definible. Si se grafican los valores de esta variable dependiente (por lo general se utiliza la tasa de producción de petróleo), en el eje de las ordenadas en función de la variable independiente en el eje de las abscisas y se extrapola en forma gráfica o matemática el comportamiento de

producción aparente, se obtendrá un estimado de las reservas remanentes de un yacimiento. [10]

Si el sistema no es afectado en forma significativa por algún cambio en el método de producción de los pozos del yacimiento, es posible realizar un cálculo de reservas y obtener un estimado del periodo de tiempo en el cual se llegará al límite económico del yacimiento, campo o grupos de pozos en estudio.

➤ **Planificación de las actividades generadoras de potencial de Producción**

Conocido el valor de declinación de producción, se pueden planificar las actividades generadoras y de mantenimiento de potencial que deben realizarse para atenuar este valor de declinación y las inversiones que deben hacerse para este fin. [10]

Como se ha señalado la declinación de la producción presenta un indicador básico del comportamiento de producción de un pozo, yacimiento, segregación, etc.; el cual es utilizado para diagnosticar las reservas posibles y el tiempo en el cual éstas pueden ser extraídas. [10]

2.15. Fundamentos de las Curvas de Declinación de Producción

Las curvas de declinación de producción proveen los estimados de reservas más confiables dado que se aplican solo cuando se dispone de suficiente y confiable información de producción. por lo general la producción acumulada y el tiempo son considerados como las variables independientes. Cualquier característica de producción puede ser seleccionada como variable dependiente. Para propósitos de extrapolación, esta variable debe ser función de la variable independiente, variando de una manera constante y definible. [11]

Al graficar los valores de la variable dependiente en el eje de las ordenadas (y), en función de los valores de la variable independiente en el eje de las abscisas (x) y haciendo una extrapolación gráfica o matemática del comportamiento, se obtendrá un estimado de las reservas remanentes o de la vida productiva remanente del yacimiento.^[11]

Por lo general es usada la tasa de producción de petróleo, la presión o la fracción de agua producida como variable dependiente.

La aplicación de este método se encuentra regido específicamente y de forma estricta bajo una suposición muy radical: las operaciones que se están realizando durante el periodo de producción continuaran en el futuro y cualquier cambio efectuado en el manejo del yacimiento, como inyección de fluidos o perforación de pozos ínter espaciados, invalidara la extrapolación.

En otras palabras, la única suposición en la aplicación del método es la siguiente: “Todos los factores que han afectado al yacimiento en el pasado, lo seguirán afectando en el futuro”.

En Venezuela la aplicación de este método resulta ideal ya que:

- Los yacimientos son grandes, siendo sus periodos de vida productiva extensos.
- No existen restricciones severas en las tasas de producción por parte del Ministerio de Energía y Minas.^[11]

2.16. Factores que Afectan las Curvas de Declinación

Entre los factores que afectan el análisis de las curvas de declinación de producción se pueden diferenciar dos grupos: aquellos que contribuyen a aumentar los valores de declinación y otros que contribuyen a atenuarla: ^[1]

- Factores que contribuyen a aumentar los valores de declinación, como son: la precipitación de asfaltenos y parafinas, conificación de agua y/o gas, daño a la formación y daño mecánico en el pozo, cierres de producción en forma total o parcial debido a razones de mercado, control de producción mediante uso de reductores, cierre de producción por toma de presiones, y pruebas especiales, entre otros. ^[1]

- Factores que contribuyen a la atenuación de los valores de producción, entre estos se encuentran los cambios en la estrategia de explotación o método de producción y optimación del mismo, las actividades de rehabilitación y reacondicionamiento de pozos, perforación y completación de nuevos pozos y el mecanismo de producción que predomina en el yacimiento, ya que el tipo de declinación varía dependiendo del mecanismo de desplazamiento. ^[1]

A continuación se describen algunos de estos factores:

2.16.1. Factores que aumentan la Declinación de la Producción

❖ Daño a la formación

Se define daño a la formación como cualquier restricción al flujo de fluidos en el medio poroso, causada por la reducción de la permeabilidad en la vecindad del pozo, por la producción de fluidos o por la penetración de fluidos durante las operaciones de perforación, terminación y/o rehabilitación del pozo. Un ejemplo, es

el hinchamiento de las arcillas debido a entrada de agua dulce o filtrado de lodos en formaciones que poseen arcillas como la montmorillonita, cuya tendencia a aumentar su volumen y a obstruir los espacios porosos de la formación provoca la reducción de la permeabilidad.^[12]

❖ **Arenamiento**

Cuando se producen hidrocarburos de formaciones poco consolidadas ocurren migraciones de arena de la formación hacia el pozo, lo que ocasiona que el fluido contaminado con arena dañe los equipos de superficie, tales como: bombas, estranguladores, válvulas de seguridad y separadores. Adicionalmente, si la velocidad de flujo es muy baja, se forman "puente de arena" que restringen la tasa de producción. Cuando se forma un puente en la sarta de producción las perforaciones del pozo se llenan con granos de arenas, lo cual se conoce como arenamiento, y requiere una reparación costosa para remover la obstrucción y restaurar la producción.^[12]

❖ **Interrupción de los Programas de Producción**

Los períodos de cierre total o parcial de producción podrían implicar variaciones en la tasa de producción al momento de la reapertura de pozos, de manera que las predicciones pueden ser cuestionables.^[12]

❖ **Medición de Producción y Períodos Desiguales de Tiempo**

La declinación de la producción es ficticia o aparente, cuando los equipos de levantamiento no operan eficientemente o existen restricciones y los pozos son producidos a tasas controladas, es decir; inferiores al potencial de producción. Los datos de producción deben ser validados con el fin de establecer su confiabilidad y

por ende la de los ajustes y extrapolaciones mediante las técnicas estadísticas de extrapolación.^[12]

Además, las pruebas de los pozos y mediciones, no se efectúan en los pozos considerando los mismos lapsos de tiempo entre prueba y prueba, lo que hace que los promedios entre diferentes tiempos no estén bien ponderados. Lo ideal es efectuar siempre las pruebas con lapsos de tiempos iguales y a todos los pozos en el mismo momento. Sin embargo, éste es un factor que no afecta mucho en estudio de declinación.^[2]

❖ **Prorrateo**

Es un factor poco importante en Venezuela. En muchos países por leyes expresas se restringe la tasa de producción, en consecuencia, los yacimientos no producen a su verdadero potencial y por ende, no se podrá trabajar con las curvas de declinación, sino hasta estar seguro de que comienza una verdadera declinación.^[12]

2.16.2. Factores que atenúan la Declinación de la Producción

❖ **Cambio de Productividad de los Pozos**

La producción de los pozos tiene una declinación natural. Cuando en determinados pozos su producción llega a valores bajos, son sometidos a reparaciones y diversos trabajos con el objeto de incrementar nuevamente el potencial de producción; representado por la sumatoria de las pruebas de todos los pozos en condiciones de operación, conectados a las instalaciones de producción. De manera, que se realizan actividades generadoras de potencial, las cuales pueden enmascarar los resultados verdaderos de declinación del campo.^[12]

Las actividades generadoras de potencial son aquellas que contribuyen al aumento de potencial mediante trabajos de perforación y recuperación adicional, reperfusión, reparación de pozos con taladro y plataforma, inyección de vapor y otras actividades generadoras (instalación de bombeo electrosumergible, BES, o cambio de método de producción).

Algunas de estas actividades son:

❖ **Reparación y Reacondicionamiento de pozos. (RA/RC)**

Se refiere a aquellas actividades que se realizan en pozos activos (abiertos o cerrados) e inactivos, cuyo objetivo principal es mejorar sus condiciones productivas a través de recompletación, acidificación, fracturamiento, forzamiento arena petróleo, control de arena, control de gas o agua y trabajos de guaya relacionados con cambios en el intervalo productor.^[12]

Se incluye también el cambio de bombas, varillas y tubería de producción, cuando se efectúa conjuntamente con el reacondicionamiento y/o recompletación. Se puede realizar reacondicionamiento y reparación de pozos con o sin taladro dependiendo de la naturaleza del trabajo requerido.

❖ **Estimulación de Pozos**

Incluye la estimulación de las zonas productoras por medio de la fractura de la arena, inyección de petróleo, surfactantes, ácidos, o por recañoneo u otros métodos para estimular la producción. A continuación se describen algunas de estas actividades:^[12]

- **Fracturamiento Hidráulico**

Se lleva a cabo bombeando un fluido apropiado hacia formaciones consolidadas a una tasa mayor que aquella a la que el fluido puede salir de la roca, como consecuencia, la presión del fluido se incrementa suficientemente como para romper el esfuerzo compresivo de la formación que mantiene el material de la roca unido, de tal manera que ésta se fractura a lo largo de un plano perpendicular al menor esfuerzo compresivo en la matriz de la formación. De esta forma se logra incrementar la productividad mediante la creación de un camino altamente conductivo (comparado con permeabilidad del yacimiento), a cierta distancia del pozo hacia la formación. [2]

- **Forzamiento con Arena y Petróleo**

El forzamiento de arena y petróleo (FAP) consiste en el bombeo de una mezcla de arena y petróleo a la formación, en este caso, formaciones no consolidadas, y la roca no se fractura. [12]

En la práctica, este procedimiento hace que la arena bombeada desaloje la arena de la formación y llene un espacio en forma de globo alrededor del pozo, de manera que éste y las grietas abiertas se llenan con una arena más gruesa que la arena natural de la formación. Esto permite cierto control de la arena, que el petróleo fluya más fácilmente y que se reduzca la presión diferencial necesaria para que éste entre al pozo. En otras palabras, el pozo fluirá a una tasa más elevada, con las mismas presiones que tenía antes del trabajo de FAP.

- **Acidificación**

El ácido puede utilizarse para reducir tipos específicos de daño cerca del pozo en todo tipo de formación. Se emplean ácido orgánicos, inorgánicos y combinaciones de ellos junto con surfactantes en variedad de tratamientos de estimulación de pozos. Existen dos tipos básicos de acidificación, caracterizados por tasas continuas de inyección y presión. [12]

La acidificación se considera matricial cuando las estimulaciones se realizan a tasa de inyección por debajo de la presión de fractura. Ésta se aplica primordialmente, para remover el daño causado por perforación, completación, rehabilitación, inyección de fluidos y por precipitación de depósitos de escamas o hidratos por agua producida o inyectada. Al remover el daño en areniscas, calizas o dolomitas, puede obtenerse un incremento en la productividad del pozo. Si no hay daño, un tratamiento matricial en calizas o dolomitas puede aumentar la producción natural no más de una o una y media veces. Los tratamientos matriciales, tienden a dejar la zona de barrera (lutitas o fallas) intacta. [12]

Se considera acidificación de fractura cuando las estimulaciones se realizan a una presión por encima de la presión de fractura. Se consideran una alternativa para el fracturamiento hidráulico, particularmente en yacimientos de caliza. En acidificación de fractura, el yacimiento es fracturado hidráulicamente y luego con ácido se abren canales de flujo lineal hacia el pozo. El fracturamiento por ácido se realiza para producir un aumento local en la permeabilidad de la formación adyacente al pozo, y así obtener un incremento en la producción del mismo.

▪ **Inyección Alternada de Vapor**

La inyección alternada de vapor es un proceso de recuperación térmica que se clasifica como estimulación al pozo. Consiste en inyectar grandes volúmenes de vapor de agua a pozos que producen crudos pesados en procesos de desplazamientos inmiscibles (generalmente agua desplazando petróleo), con la finalidad de aumentar la razón de movilidades entre el agua y el petróleo mediante una reducción de la viscosidad del crudo. Los ciclos de inyección alternada de vapor tienen una vida útil de dos años aproximadamente, lo que quiere decir que una vez que ha culminado la inyección, el pozo aumentará drásticamente su producción de petróleo y posteriormente ésta declinará nuevamente. [12]

❖ **Perforación y Terminación de Nuevos Pozos**

Cuando se aplican las técnicas a grupos de pozos o yacimientos, es necesario considerar que la activación de pozos nuevos o preexistentes incrementa la tasa de producción temporalmente hasta alcanzar la estabilización de flujo; por lo cual, es necesario esperar hasta que se muestre una nueva tendencia. [12]

❖ **Actividades de Mantenimiento de Potencial**

Son aquellas que ayudan al mantenimiento o restitución de producción, sin que haya generación adicional de potencial por este concepto. Los mismos se refieren a actividades que se realizan en pozos activos (abiertos o cerrados) e inactivos, con el objetivo principal de mejorar sus condiciones productivas, estos incluyen sacar las varillas y tuberías de producción, reemplazar bombas de subsuelo, trabajos de limpieza de pozos, así como trabajos de inducción a producción y trabajos a cable

para los cuales se requieren taladros; y reparaciones menores donde éstos no sean necesarios.^[12]

La importancia de las actividades de mantenimiento de potencial radica en que gracias a ellas, se contrarresta el efecto de la declinación de producción y se logra el objetivo de que el potencial al final del período sea igual o ligeramente mayor al potencial al inicio del período.

Los proyectos de inyección de agua, gas e inyección continua de vapor, constituyen un ejemplo de estas actividades, debido a que ocurre un incremento en la tasa de producción cuando un yacimiento es sometido a un proceso de inyección de fluidos.

Esto se debe a que el fluido inyectado contribuye al mantenimiento de la presión (energía) en el yacimiento y además, sirve como medio de desplazamiento para extraer el crudo, lo cual conlleva a un incremento pronunciado de la tasa de producción y posteriormente, el comportamiento de declinación observado difiere de la tendencia que presentaba el yacimiento antes del proceso de inyección.^[12]

❖ **Mecanismo de Producción**

La extrapolación de datos antes de alcanzar el punto de burbujeo dará resultados erróneos en el análisis tradicional, debido al cambio en el mecanismo de producción, por lo cual debe determinarse si el yacimiento se encuentra saturado o subsaturado, en especial, el mecanismo de producción. Sin embargo estas desviaciones pueden ser solucionadas mediante el método de curvas tipo.^[12]

CAPÍTULO III.

MARCO METODOLÓGICO

El presente estudio se desarrolló mediante el cumplimiento satisfactorio de varias etapas. Cada una de ellas, contribuyó a la determinación del tipo y la tasa de declinación del área en estudio, permitiendo así realizar las conclusiones y recomendaciones pertinentes.

3.1. Revisión Bibliográfica

Mediante la consulta de libros, manuales técnicos, trabajos de grado, páginas web y publicaciones técnicas como papers, se recopilieron los conceptos básicos de declinación de producción, las técnicas de reconocimiento y determinación de los tipos de declinación, y ecuaciones que pueden ser empleadas en el análisis de estos aspectos. De esta manera, se obtuvieron los conocimientos necesarios para cumplir con las subsecuentes etapas

3.2. Selección de los Yacimientos y Períodos Representativos que cumplieran con las Condiciones Necesarias para la Aplicación del Estudio de Declinación de Producción

En esta etapa inicial de la investigación se procedió a elaborar una data que incluyera toda la información de producción referente a los yacimientos asociados al Campo Santa Rosa, para ello se llevó a cabo la revisión de toda la columna estratigráfica perteneciente al Área Mayor de Anaco, partiendo desde el miembro Azul, hasta San Juan, a fin de cuantificar cuantos yacimientos estaban completados en las distintas arenas pertenecientes al Campo Santa Rosa. Una vez contabilizados los yacimientos se procedió a revisar: El libro Oficial de Reservas del año 2009, el

Sumario mensual de producción del mes de Abril del 2011, y el Libro de Presiones del Área Mayor de Anaco.

Con esta información se puede observar toda la información básica de los mismos, como: POES oficial, presión de yacimiento, (Original y Actual), Producción acumulada hasta la fecha, Reservas remanentes, y características de los hidrocarburos allí presentes, con la cual se pudo elaborar la base de datos que nos permitió visualizar cuales serían los yacimientos a los que se les aplicaría el estudio de declinación.

De los yacimientos contabilizados se establecieron ciertos criterios de selección debido a que era imposible estudiarlos todos por razones de tiempo.

Los criterios de selección estuvieron basados en las siguientes premisas:

✓ Aquellos yacimientos activos e inactivos que hubiesen drenado más del 30% de sus reservas, asegurando de esta manera que tuviesen un extenso período de producción a fin de encontrar un período maduro al que se le aplicó el estudio de declinación.

✓ Aquellos yacimientos con reservas mayores a 20 MMPCG de manera que fuese factible proponer planes de explotación en los mismos.

✓ Aquellos yacimientos que volumétricamente estuviesen aportando más del 50% a la producción actual del Campo Santa Rosa, ya que estos son los que mantienen la producción actual del Campo.

3.2.1. Elaboración de los gráficos de producción de los yacimientos estudiados

Una vez seleccionados los yacimientos con los cuales se trabajó, se generaron los gráficos de producción de petróleo, agua, gas, y número de pozos activos para cada uno de los yacimientos en estudio, utilizando el módulo Plots (gráficos) de OFM. (Figura 3.1).

Una vez generados los gráficos se procedió analizar los comportamientos de producción de los yacimientos, y a seleccionar los períodos maduros a los cuales se les aplicó el estudio de declinación.

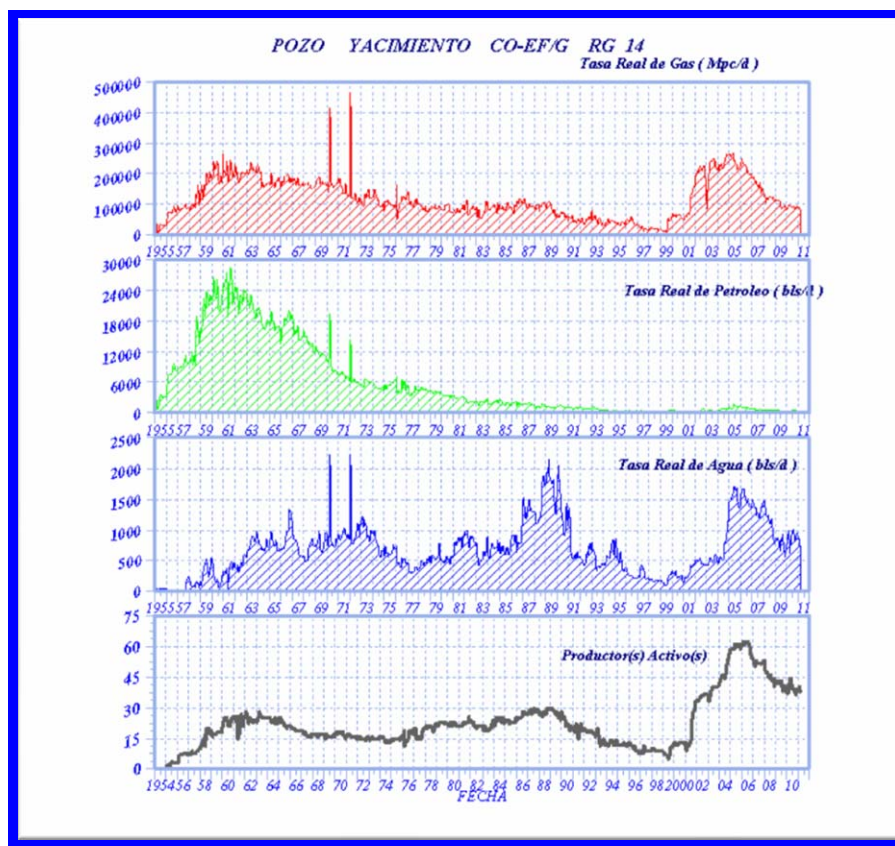


Figura 3.1. Ejemplo del comportamiento de producción del yacimiento
COEF/G-RG14

3.2.2. Selección del Período de Declinación

Para poder llevar a cabo la selección de los períodos representativos se establecieron las siguientes consideraciones:

1.- Que la tasa de producción de los pozos que conformaban el período mostraran un comportamiento bien definido con tendencia a declinar durante un tiempo como mínimo de 8 meses.

2.- Que la declinación de producción fuese el reflejo de la productividad del yacimiento y no de causas externas en las condiciones de producción, tales como trabajos, estimulaciones, fracturamientos, suabos, reparaciones, debido a que esto no solo alteraba el comportamiento de producción mostrado sino que también impedía visualizar el verdadero valor de declinación.

3.- Que durante el período seleccionado el yacimiento no hubiese sido inyectado a fin de que se pudiera apreciar la declinación energética.

4.- Que el número de pozos activos se hubiese mantenido relativamente constante durante todo el período (gráfica 3.2).

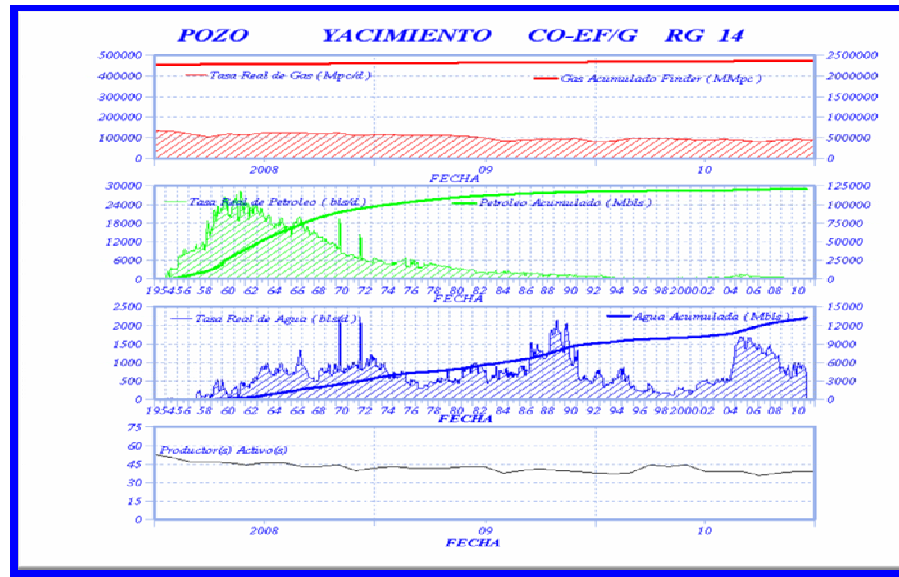


Figura 3.2. Ejemplo del período seleccionado de producción del yacimiento COEF/G-RG14

5.- Se tomaron en cuenta pozos que hubiesen sufrido cierres, siempre y cuando la inactividad de los pozos cerrados durante el período seleccionado fuese menor al 20% del tiempo de producción.

6.- Se tomaron en cuenta los pozos con cambios de reductor y cambios de nivel durante el período seleccionado.

7.- Se descartaron los períodos en los cuales los pozos que mostraran un comportamiento de producción anormal, irregular, o inestable, sin tendencia a declinar. También aquellos que contaran con pocas pruebas de producción o cuyas pruebas no fuesen representativas del comportamiento de producción.

8.- Para el estudio se seleccionaron los períodos de producción más recientes donde el yacimiento se encontrara en fase de declinación y donde la información fuese lo más certera posible.

Las representaciones de la tasa de producción y del número de pozos permitieron observar, en la mayoría de los yacimientos, numerosas interrupciones en su historia de producción, comportamientos irregulares, así como continuos cierres y activaciones de pozos; situaciones que no permitieron seleccionar, en estos casos, un período de estudio.

3.2.3. Validación de los datos de Producción

Esta etapa se llevo a cabo conjuntamente con la selección del período a declinar, ya que consistió en la revisión detallada de cada uno de los pozos que conformaban el período seleccionado, haciendo uso de las carpetas de pozos, (las cuales contienen toda la información de la vida del pozo desde su propuesta de perforación original hasta su abandono oficial) la base de datos de los trabajos menores, y el modulo eventos del programa Centinela, a fin tener un conocimiento previo de las condiciones mecánicas de los mismos y observar los distintos problemas operacionales surgidos, en el período seleccionado tales como: servicios, reparaciones, y estimulaciones, cierres, etc, los cuales hubiesen podido alterar el comportamiento de producción observado.

De igual forma se buscó comparar la información de producción mostrada en OFM, con la reflejada en las pruebas de producción que maneja Centinela (**Fig. 3.3**), a fin de tener certeza sobre la data de producción manejada. En el momento en el que las tasas de producción de OFM y Centinela mostraban mucha discrepancia entre sí, se descartaba ese período del estudio. De igual forma en los casos en los que algún pozo presentara algún trabajo durante el período seleccionado tal como: una estimulación, un recañoneo, o una limpieza de escala severa, el cual modificara mucho el comportamiento de producción también era excluido ese período para estudio, ya que no solo modificaba las condiciones de producción sino que también impedía observar la declinación verdadera del yacimiento.



Figura. 3.3. Validación de los Datos de Producción.

De esta manera se pudo observar a que se debían los comportamientos anormales de producción mostrados en las graficas, es decir si era debido algún cambio en el reductor o cambios de nivel, o si era debido algún trabajo realizado en los pozos durante el período seleccionado. En algunos casos se presentaron limitaciones, debido a que los pozos no son probados todos los meses por lo que en algunos períodos se contó con pocas pruebas de producción.

La validación también consistió en verificar que los pozos estudiados realmente estuviesen completados en el yacimiento, debido a que suele ocurrir que muchas veces la información de producción se le atribuye a un yacimiento en particular cuando realmente el pozo está completado en otro yacimiento, por lo que la información disponible es errónea.

Por este motivo fue necesario llevar a cabo la validación de los datos, para poder garantizar que el estudio realizado fuese confiable y certero.

3.3. Establecer el Tipo de Declinación de Producción de cada Yacimiento Seleccionado referente al Área de Estudio

En esta etapa para establecer el tipo de declinación de cada yacimiento se utilizó la aplicación Oil Field Manager (OFM) y Excel Microsoft Office.

Para el trabajo con OFM primeramente se tomó la producción validada de cada yacimiento seleccionado, se cargó en la base de datos del mismo, creando así un proyecto, luego se localizó en éste los yacimientos a estudiar para aplicarles la opción de análisis de declinación (Forecast), posteriormente se seleccionó el período a estudiar y se programa para que se ajuste al comportamiento de producción, luego se observa el valor del exponente de declinación, el cual de acuerdo a éste se expresa el tipo de declinación, estos son: $b=0$ Exponencial; $b=1$ Armónica; $1 < b > 0$ Hiperbólica.

3.3.1. Procedimiento de trabajo (OFM) para establecer el tipo de declinación de producción de cada Yacimiento.

Para iniciar OFM, se hace doble clic sobre el icono que representa al programa (Figura 3.4), o en el menú que corresponde a OFM; y éste se ejecuta. Al ubicar la opción File / New Workspace se pueden crear nuevos proyectos para los cuales se deben cargar los datos correspondientes. Con la opción File / Open Workspace se puede seleccionar el proyecto ya creado, con el cual se quiere trabajar. Al dar clic sobre esta opción, aparecerá la pantalla que permite dicha selección, como se muestra en la Figura 3.5. Una vez seleccionado el proyecto, en este caso Proyecto AMA 2005 aparecerá el Mapa Base.



Figura. 3.4. Icono de acceso directo a OFM 2005

3.3.1.1. Módulos Utilizados en el Estudio

❖ Mapa Base

El mapa base es la primera ventana de cada proyecto. Esta ventana permite el acceso a todos los componentes principales de OFM, y muestra cada uno de los pozos asociados a un yacimiento. Permite visualizar las desviaciones de los pozos siguiendo la trayectoria de su perforación en coordenadas XY, así como seleccionar los pozos de interés. Es posible ajustar el tamaño del mapa, ampliar la vista, y visualizar los nombres de los pozos (Figura 3.6).

❖ Módulo de Filtro o selección: Filter

Filter, es la simple selección de los pozos asociados a cada yacimiento, que serán mostrados en el mapa base. Después de filtrar los pozos, los datos pertenecientes a ellos son cargados en la memoria de OFM, e inmediatamente mostrados en el mapa. Esta opción puede encontrarse dentro del Menú View (Ver) / Panes (Paneles), y puede ser ubicado de lado derecho o izquierdo de la pantalla según la preferencia del usuario, a través de la opción Layout (Figura 3.8).

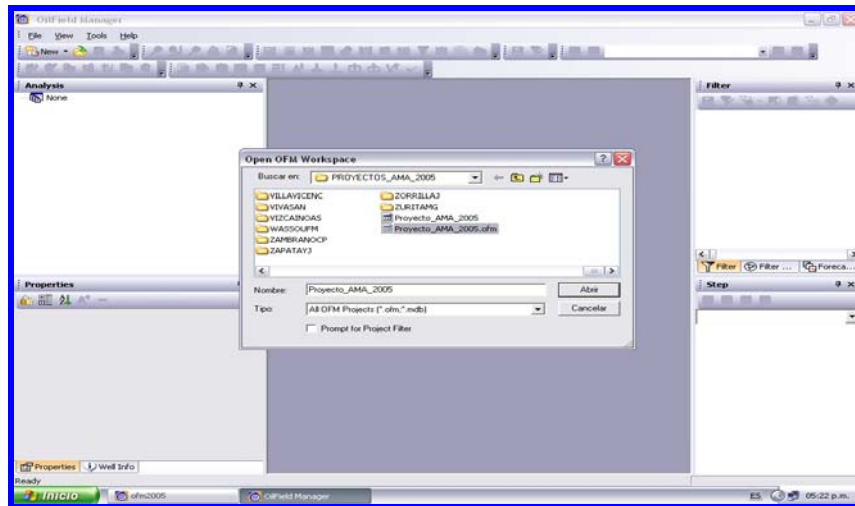


Figura 3.5. Acceso al Proyecto o Workspace.

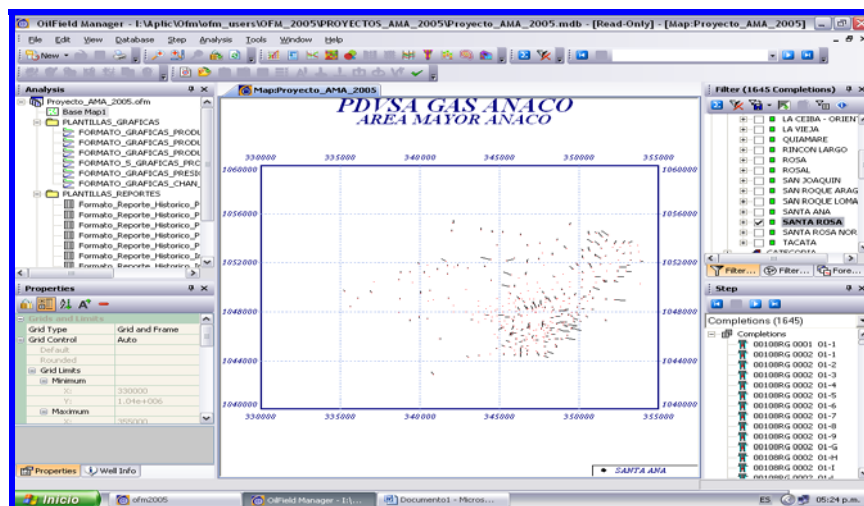


Figura 3.6. Mapa Base del proyecto

Filter puede hacerse de diferentes maneras utilizando cada método por separado o combinándolos. Se pueden hacer filtros por Tabla de Datos, Lista, Match, Quero; sin embargo, las principales opciones son:

- Filtros por completación, se seleccionan los pozos de acuerdo a las completaciones que tenga.
- Filtros por categoría, esta opción permite a su vez seleccionar los pozos de acuerdo al Campo, Yacimiento, Arena, Segregación, Estado, Sarta a la cual pertenece (Figura 3.7).

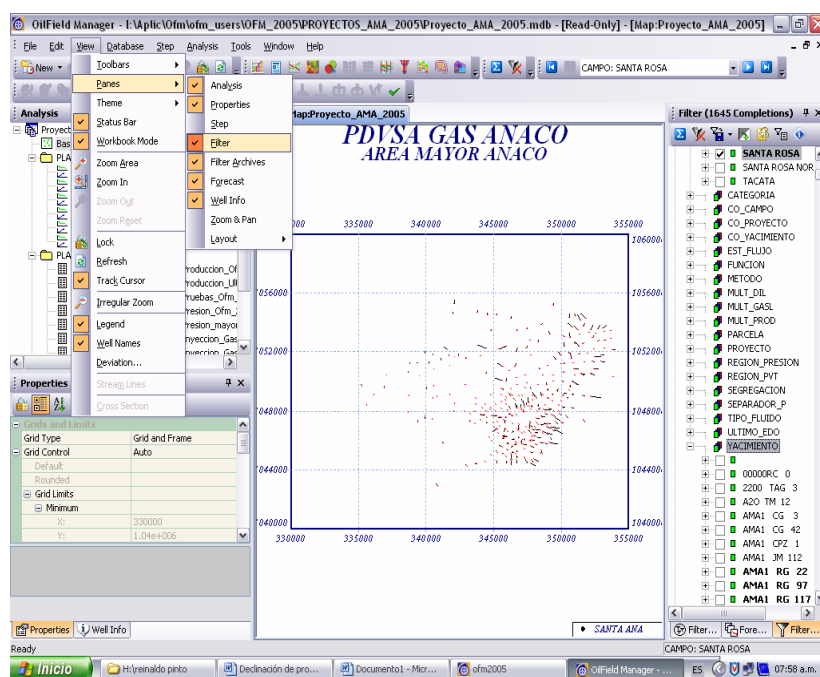


Figura 3.7. Pantalla de la aplicación que muestra la selección de la Opción Filter

❖ Módulo de Gráficos: Plot

La herramienta permite realizar gráficos de variables requeridas por el usuario, correspondientes a un pozo o un conjunto de pozos. Este módulo se encuentra en el Menú Analysis (Análisis) (Figura 3.8), y se presenta sobre una plantilla que sirve de base para todos los yacimientos o pozos en estudio. Con la ayuda de las facilidades que ofrece el Panel Properties (Propiedades), la ventana de gráficos le permite al

usuario personalizar la presentación de los componentes del mismo, tales como las fuentes, las curvas, las leyendas y la escala de los ejes.

Con esta opción, es posible utilizar un máximo de 6 ejes en el eje Y, de manera que se realizaron gráficos de la tasa de producción en el eje principal y el número de pozos en el eje secundario, en función del tiempo en coordenadas semilogarítmicas; los cuales permitieron seleccionar los posibles períodos de declinación.

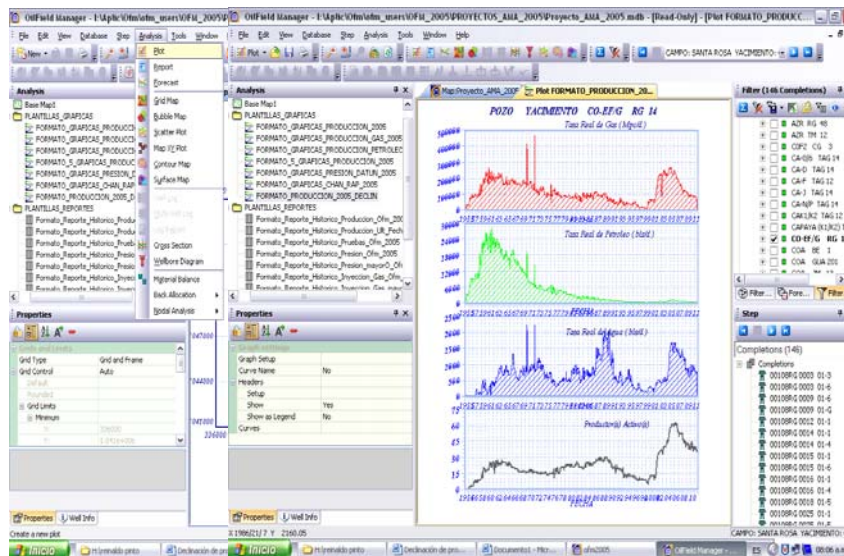


Figura 3.8. Pantalla de la aplicación que muestra la Opción Plot (Gráfico)

❖ Módulo de Análisis de Curvas de Declinación: Forecast

El programa OFM suministra la herramienta de análisis de curvas de declinación que permite analizar, predecir y planificar el rendimiento de un yacimiento. Esta tarea se realiza, por lo general, sobre los datos obtenidos en una completación; sin embargo, se puede efectuar una predicción de declinación de grupos de pozos o categorías de filtrado, de la forma más conveniente al usuario.

Este módulo pertenece al Menú Analysis (Análisis) y posee cuatro técnicas de análisis: Método Empírico, Curvas Tipo de Fetkovich **Figura 3.10**, Método de Locke y Sawyer, y la Solución Analítica de la etapa transitoria. OFM permite al usuario escoger la técnica a utilizar para el análisis de declinación; e incluso, escoger el tipo de declinación (exponencial, hiperbólica, armónica) a estudiar, el período donde se va a realizar dicha declinación, límite económico o años de predicción. La predicción de la declinación es el resultado de la aplicación de técnicas de ajuste de curvas teóricas a los datos de producción. Para este estudio se usó el Método Empírico y Curvas Tipo de Fetkovich.

Para la determinación del tipo y de la tasa de declinación de los yacimientos del área en estudio, se empleó en especial este módulo, mediante el Menú Analysis, el cual proporciona acceso a la ventana Forecast, que muestra el gráfico correspondiente al análisis de declinación y los parámetros de declinación (b y D) ajustados, como se observa en la **Figura 3.9**.

Automáticamente, la herramienta OFM genera una tendencia predictiva del comportamiento de producción de los yacimientos analizados, representada en la **Figura 3.9** a través de una recta de color rojo. Dichas tendencias, no fueron consideradas en el estudio, debido a que son creadas de acuerdo con el escenario por defecto que internamente considera el programa, ya que la tasa límite económica de cada uno de estos yacimientos, no ha sido determinada, y para ello, es necesario un estudio técnico – económico que permita cambiar las condiciones establecidas y generar un escenario más acorde con el comportamiento real de los yacimientos estudiados. Además, estas predicciones no afectan ni el tipo ni el factor de declinación ajustado a los datos reales de producción, por medio de OFM.

Para realizar el análisis del exponente de declinación, se utilizó el panel Properties, ubicado en el Menú View / Panes, con el cual se seleccionaron:

- La fase (Phase), es decir, el tipo de fluido con que se va a trabajar: agua, petróleo o gas, en este caso es petróleo y gas ya que fueron estudiados yacimientos de petróleo y gas.
- El tipo de técnica a emplear, solución empírica y las curvas tipo de Fetkovich.
- Las variables en función de las cuales se realizó el análisis, tasa – tiempo
- El tipo de tasa de declinación: Mensual, anual, nominal o efectiva; en este caso, anual.

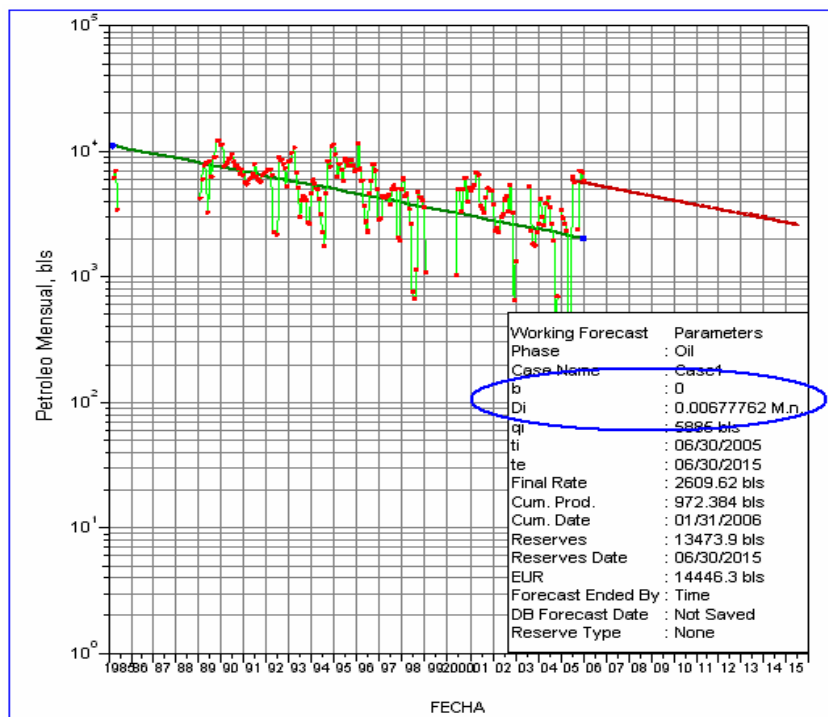


Figura 3.9. Gráfico de Declinación (Log q_o en función de t) arrojado por OFM

- El tipo de ajuste de los datos de producción. En esta opción se seleccionó el mejor ajuste; sin embargo, pueden seleccionarse cualquiera de los tipos conocidos.
- El tipo de escala: Semilogarítmica.
- Al presionar el botón derecho del ratón sobre el gráfico, la aplicación muestra un cuadro de diálogo que permite ingresar a la Ventana Scenario (Escenario) y a la Ventana Limits (Límites).
- La Ventana Scenario, permite escoger, también, la fase y el tipo de solución a emplear, y las variables que serán empleadas en el análisis. Para fines de este trabajo, fueron seleccionadas las variables Fecha, Producción Acumulada y Producción Mensual (Figura 3.11).
- En la Ventana Limits / Range, se coloca los límites mediante un rango de fecha, que corresponde al período seleccionado para cada yacimiento, restringiendo así el período en el cual se realiza el estudio de declinación (Figura 3.12).

❖ **Módulo de Reporte: Report**

Este es uno de los módulos de OFM de mayor utilidad, y también puede ser accesado mediante el Menú Análisis (Análisis), Report permite crear reportes con las variables requeridas por el usuario, además de personalizar la apariencia, agregar ecuaciones y agrupar datos

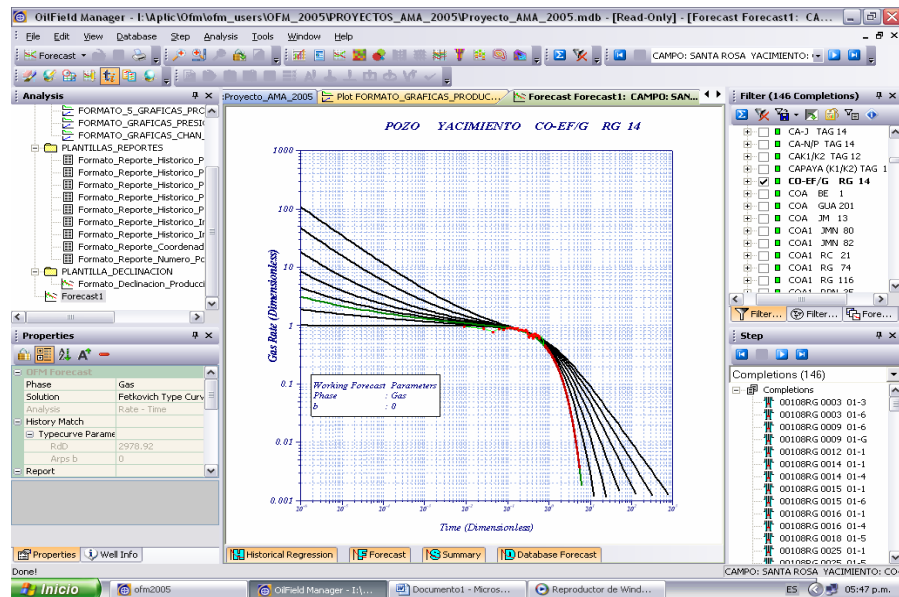


Figura 3.10. Pantalla de la aplicación que permite el ajuste del período a las curvas tipo de OFM

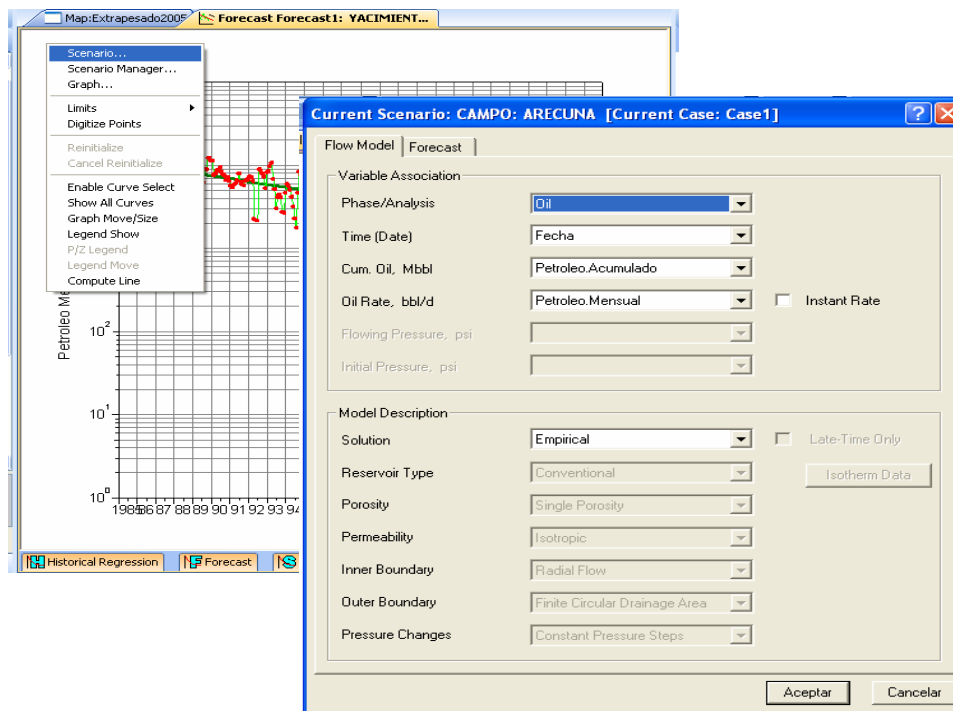


Figura 3.11. Pantalla de la aplicación que permite editar el Escenario

Para el estudio realizado, se utilizaron principalmente reportes de la tasa de producción, con su respectiva fecha, y el número de pozos productores activos (Figura 3.13.)

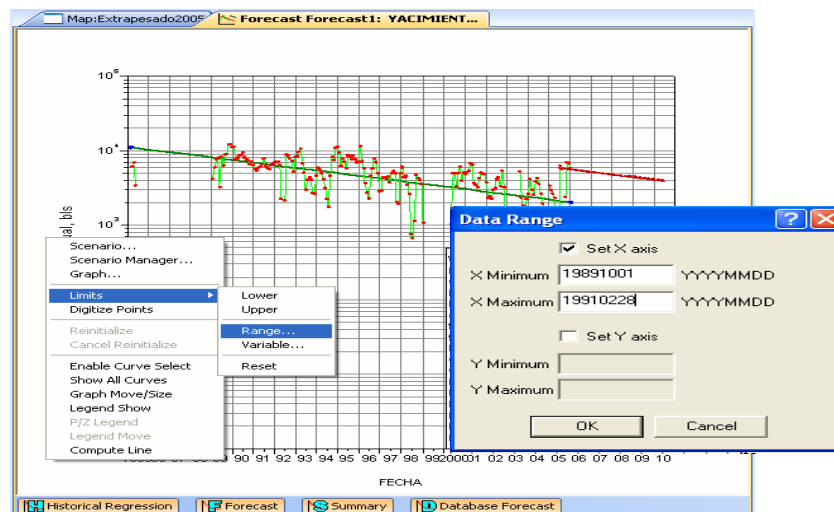


Figura 3.12. Pantalla de la aplicación que permite editar el período seleccionado

POZO	YACIMIENTO	CAMPO	CO-EFG	RG	FECHA	Tasa Real de Gas Mpcd
1	CO-EFG RG 14	SANTA ROSA			11/12/1994	
2	CO-EFG RG 14	SANTA ROSA			11/01/1995	
3	CO-EFG RG 14	SANTA ROSA			12/02/1995	
4	CO-EFG RG 14	SANTA ROSA			11/03/1995	
5	CO-EFG RG 14	SANTA ROSA			10/04/1995	
6	CO-EFG RG 14	SANTA ROSA			11/05/1995	
7	CO-EFG RG 14	SANTA ROSA			10/06/1995	
8	CO-EFG RG 14	SANTA ROSA			11/07/1995	
9	CO-EFG RG 14	SANTA ROSA			11/08/1995	
10	CO-EFG RG 14	SANTA ROSA			10/09/1995	
11	CO-EFG RG 14	SANTA ROSA			11/10/1995	
12	CO-EFG RG 14	SANTA ROSA			10/11/1995	
13	CO-EFG RG 14	SANTA ROSA			11/12/1995	
14	CO-EFG RG 14	SANTA ROSA			11/01/1996	
15	CO-EFG RG 14	SANTA ROSA			20/02/1996	
16	CO-EFG RG 14	SANTA ROSA			11/03/1996	
17	CO-EFG RG 14	SANTA ROSA			10/04/1996	
18	CO-EFG RG 14	SANTA ROSA			11/05/1996	
19	CO-EFG RG 14	SANTA ROSA			10/06/1996	
20	CO-EFG RG 14	SANTA ROSA			11/07/1996	
21	CO-EFG RG 14	SANTA ROSA			11/08/1996	
22	CO-EFG RG 14	SANTA ROSA			10/09/1996	
23	CO-EFG RG 14	SANTA ROSA			11/10/1996	

Figura 3.13. Ejemplo de un Reporte realizado por OFM

3.3.2. Procedimiento de trabajo (EXCEL) para establecer el tipo de declinación de producción de cada Yacimiento

Excel se usó para crear un archivo que contenga el historial de producción de cada yacimiento, dicha hoja tendrá como datos principales la tasa de producción que será graficada de la forma siguiente: la tasa (q_o y q_g) en función del tiempo en semi log donde se podrá observar los períodos más representativos para el análisis como se observa en la Fig. 3.14.

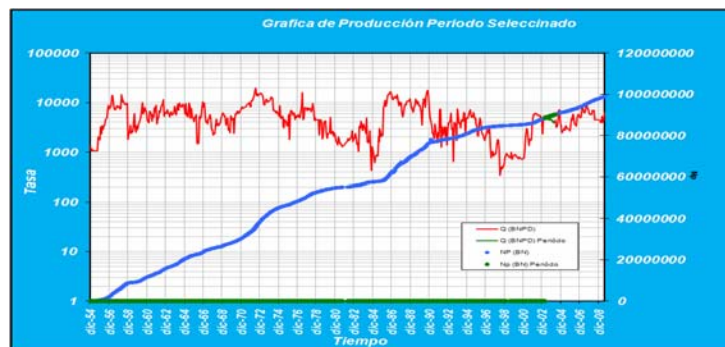


Figura 3.14. Tasa y Petróleo Producido Vs Tiempo

Anexada a la hoja se encuentran las curvas tipo de Fetkovich que fueron graficadas en coordenadas logarítmicas las cuales fueron utilizadas para realizar la superposición de los valores de producción de los periodos seleccionados para identificar el exponente de declinación b como se observa en las Figuras. 4.15 y 4.16.

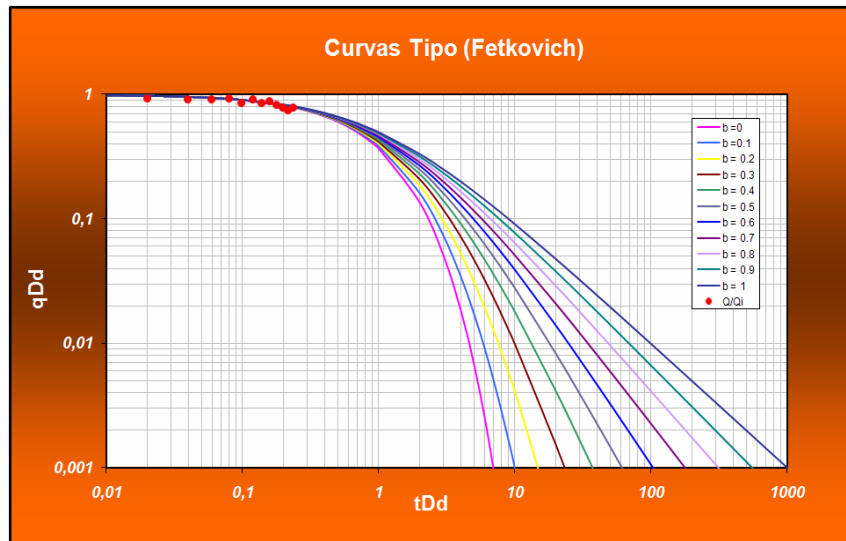


Figura 3.15. Curvas Tipo de Fetkovich

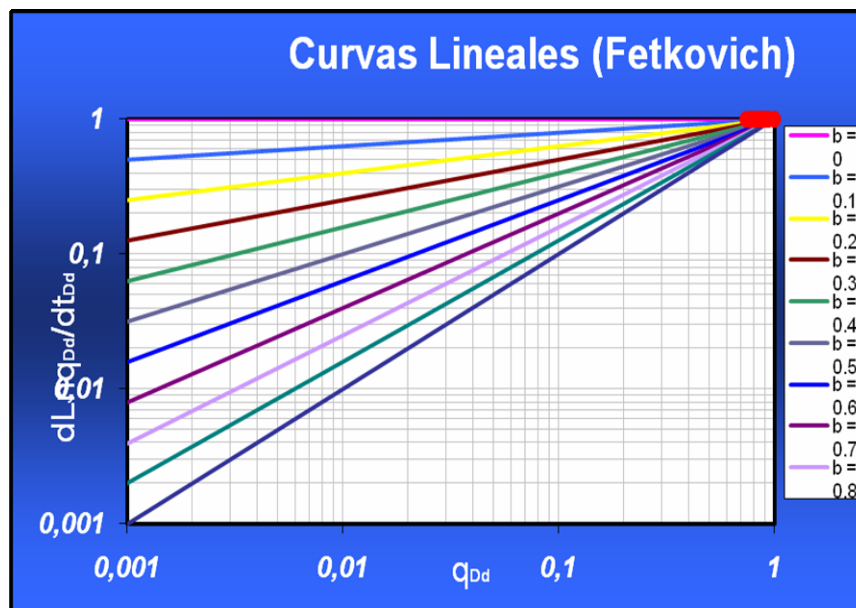


Figura 3.16. Curvas Linealizadas de Fetkovich

3.4. Estimar la Tasa Declinación de Producción Anual de los Yacimientos Seleccionados de Crudo y Gas

En el desarrollo de esta etapa al igual que la anterior fue necesaria la utilización de la aplicación OFM con la cual se calculó el porcentaje de declinación por el método empírico, se generó las gráficas de declinación mediante el módulo “Forecast” y se elaboró una de hoja de cálculo en Excel Microsoft Office la cual tiene las ecuaciones programadas hasta que arroje un mínimo margen de error después de cien interacciones, se determinó el modelo y porcentaje de declinación para cada yacimiento estudiado. Se creó una tabla de datos, presentando el porcentaje de declinación total de cada yacimiento estudiado, su producción acumulada y otros valores importantes característicos de cada yacimiento que influye en el comportamiento de producción estudiada.

Para el cálculo del porcentaje de declinación por el método empírico se generaron las gráficas de declinación mediante el módulo “forecast” de la herramienta de OFM.

A través de ésta se pudo establecer la mejor tendencia de declinación de producción en los períodos previamente seleccionados y validados, para posteriormente obtener los valores de declinación total.

Para generar las gráficas se tomaron en consideración ciertos parámetros básicos como:

- El tipo de gráfica generada, fue la de Logaritmo de la Tasa vs. Tiempo.
- La fase a la cual se le realizó la declinación dependió del tipo de fluido predominante en el yacimiento, es decir que si el yacimiento era de condensado la

declinación se realizó para la fase de gas, mientras que si el yacimiento era de petróleo, la declinación se realizó para la fase de crudo. Para esto se empleó la pestaña Flow Model de la herramienta OFM para definir la fase con la que se trabajaría.

- Las Variables asociadas, fueron la fecha en el eje de las abscisas y la tasa de petróleo y gas en el eje de las ordenadas (dependiendo del fluido primario producido por el yacimiento); donde la tasa de producción representa el aporte mensual de petróleo o gas del yacimiento.

Una vez establecidos todos los parámetros se le pidió al programa que realizara el mejor ajuste de declinación, que se adaptara al comportamiento de producción del yacimiento en el período seleccionado. Al generar la tendencia de declinación del yacimiento el programa generó automáticamente los resultados del índice de declinación de producción anual del yacimiento, y el tipo de declinación presente, el cual está representado por el valor de b (exponente de declinación), como se explicó en la etapa anterior.

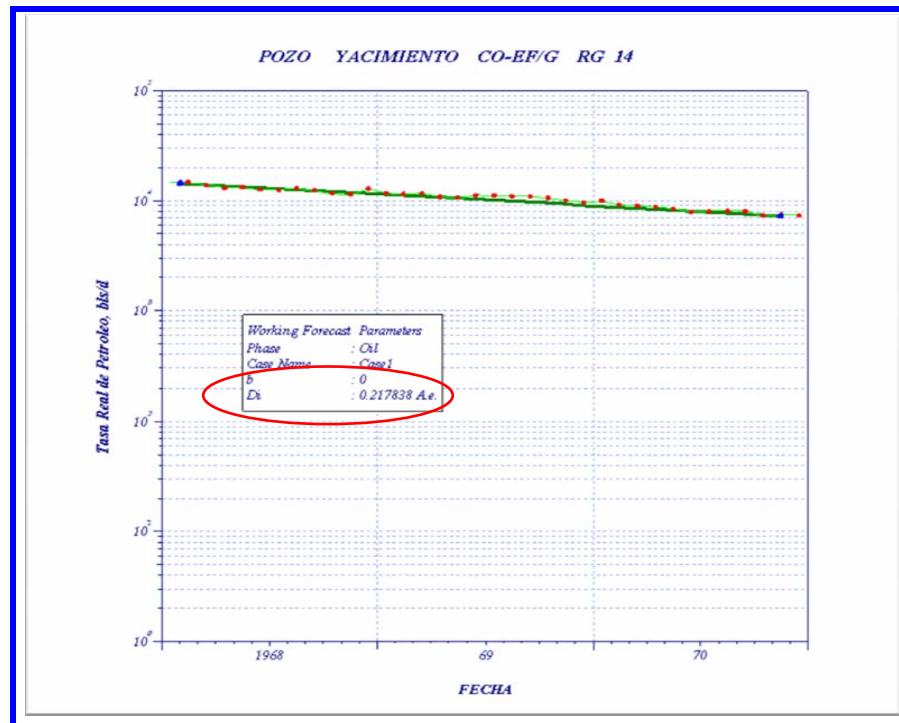


Figura 3.17. Tasa de Producido Vs Tiempo de período seleccionado

3.4.1. Procedimiento de trabajo (OFM) para estimar Tasa de Declinación de producción de cada Yacimiento

Es el mismo procedimiento que en la etapa anterior ya que esta herramienta esta diseñada para arrojar el tipo y tasa de declinacion al momento en lo que se le introduce en intervalo de interes, es decir el periodo seleccionado del historial de produccion de cada yacimiento.

3.4.2. Procedimiento de trabajo (EXCEL) para estimar la tasa de Declinación de producción de cada Yacimiento

En esta etapa, se empleó Microsoft Excel para crear un archivo, que contiene la historia de producción del yacimiento correspondiente (**Fig. 3.18**), y programar hojas de cálculo mediante las ecuaciones del método matemático convencional para el análisis de declinación, explicado en el capítulo II.

The screenshot shows an Excel spreadsheet with the following data table:

Fecha	Q (BNPD)	Np (BN)	Q Calendario (BNPD)
31.01/1955	519	2053	
28.02/1955	2587	511049	
31.03/1955	877	535961	
30.04/1955	830	560953	
31.05/1955	2998	616476	
30.06/1955	3734	753336	
31.07/1955	3088	811049	
31.08/1955	3088	906762	
30.09/1955	3190	1002475	
31.10/1955	3088	1098188	
30.11/1955	3190	1193901	
31.12/1955	3088	1344700	
31.01/1956	4855	2054066	
29.02/1956	7264	2261579	
31.03/1956	7883	2499184	
30.04/1956	7604	2725255	
31.05/1956	7568	2959347	
30.06/1956	7523	3182905	
31.07/1956	9129	3461260	
31.08/1956	8639	3764042	
30.09/1956	6753	4024121	
31.10/1956	8144	4327053	
30.11/1956	8149	4571184	
31.12/1956	8478	4831567	

Figura 3.18. Tabla donde se carga el historial de producción de los yacimientos

Se procedió a determinar el modelo y el porcentaje de declinación de cada yacimiento a través de la hoja de cálculo la cual posee las ecuaciones programadas (Fig. 3.19) y mediante un solver que posee incorporado la herramienta el cual arroja un mínimo margen de error después de cien interacciones se determino el modelo y porcentaje de declinación para cada yacimiento (**Figura. 3.20**).

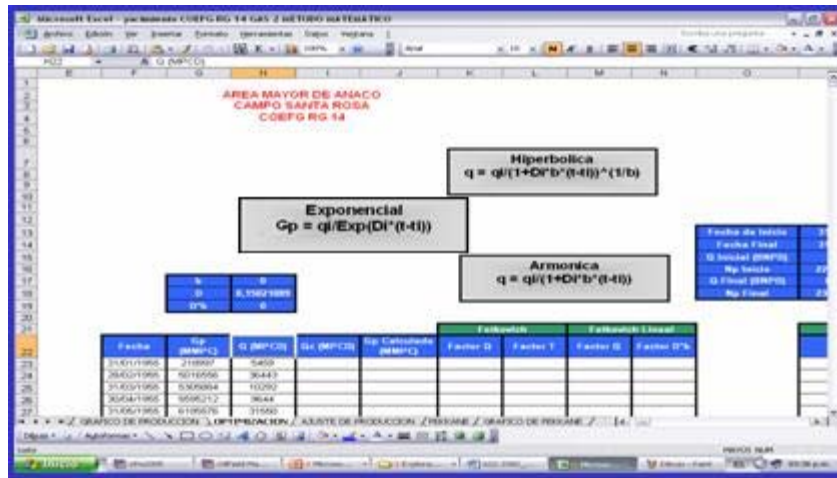


Figura 3.19. Ecuaciones empíricas cargadas en Excel

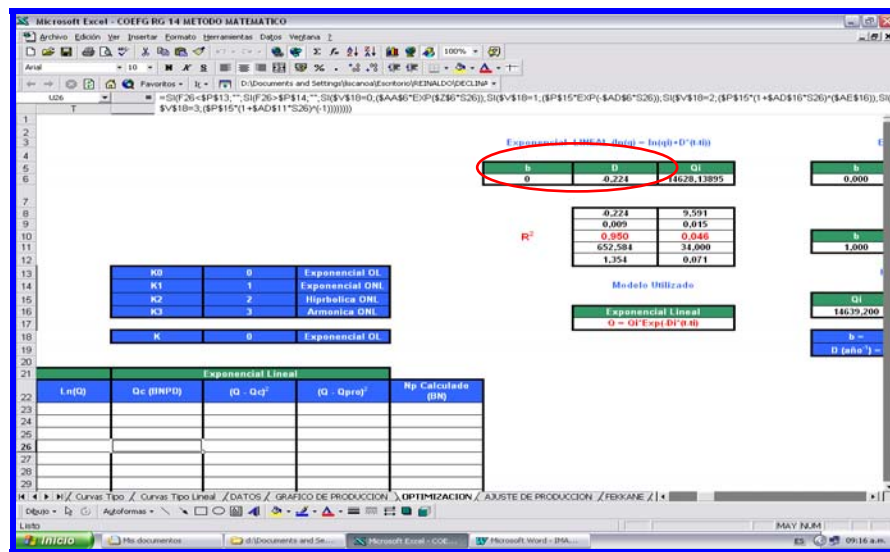


Figura 3.20. Cálculos de Declinación

3.4.2.1. Descripción de la Opción Solver

Solver es parte de una serie de comandos, a veces, denominados herramientas de análisis, proceso en el que existe una serie de cambios de valores de variables para conocer la influencia de éstas sobre el fenómeno estudiado. Con Solver, puede

buscarse el valor óptimo para una fórmula de celda, denominada celda objetivo, en una hoja de cálculo, y funciona en un grupo de celdas que estén relacionadas, directa o indirectamente, con la fórmula de la celda objetivo. Solver ajusta los valores en las celdas cambiantes que se especifiquen, denominadas celdas ajustables, para generar el resultado especificado en la fórmula de la celda objetivo. Pueden aplicarse restricciones para restringir los valores que puede utilizar Solver en el modelo y éstas pueden hacer referencia a otras celdas a las que afecte la fórmula de la celda objetivo.

Se puede disponer de este submenú, al hacer clic en el menú Herramientas y luego en Solver, seguidamente se despliega un cuadro de dialogo, en el cual se pueden especificar los parámetros de Solver como lo son la celda objetivo, el valor de la celda objetivo, las celdas ajustables y las restricciones, y además, ejecutar Solver al hacer clic en resolver (**Figuras 3.21 y 3.22**).

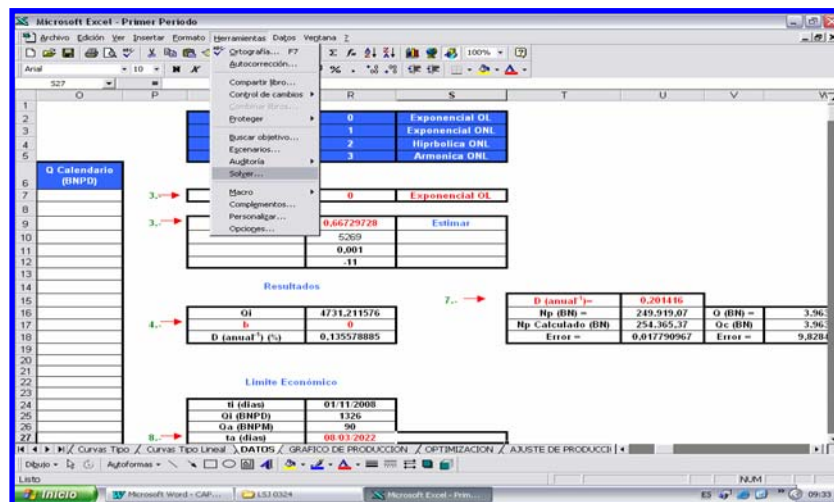


Figura 3.21. Herramienta Solver de Excel

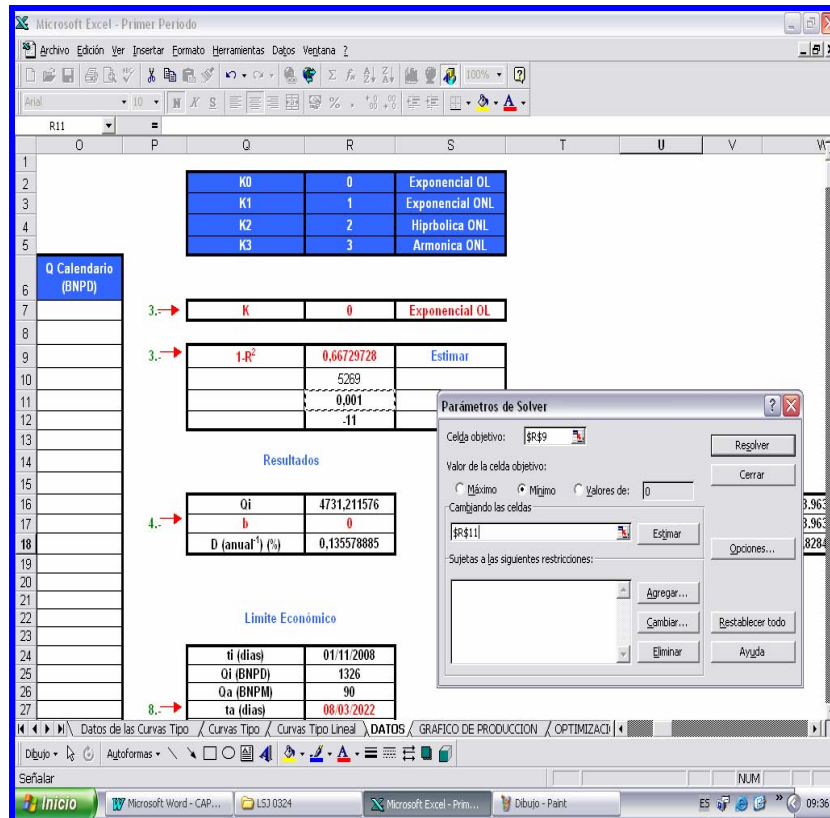


Figura 3.22. Herramienta Solver de Excel

Para verificar el modelo y la tasa de declinación arrojada por la hoja de cálculo que posee las ecuaciones para cada modelo de declinación, también se determinaron estos valores mediante la ecuación de ajuste universal desarrollada por Fekkané a fin de comparar ambos resultados y observar así el margen de error entre ambos. La curva de la ecuación de ajuste universal desarrollada por Fekkané tiene como función superponerse a los datos de producción para estimar el exponente hiperbólico b y así obtener el valor de la declinación y el modelo que mejor se ajusta a los puntos (**Figuras. 3.23 y 3.24**) Esto se aplica con mas detalles en el capítulo II (**Ecuación.2.7**).

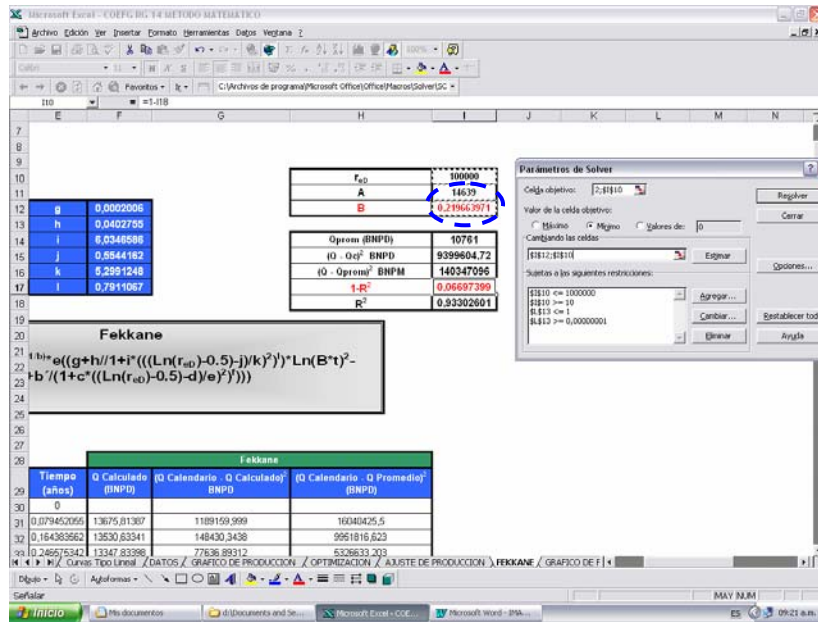


Figura 3.23. Hoja de cálculo de Fekkane.

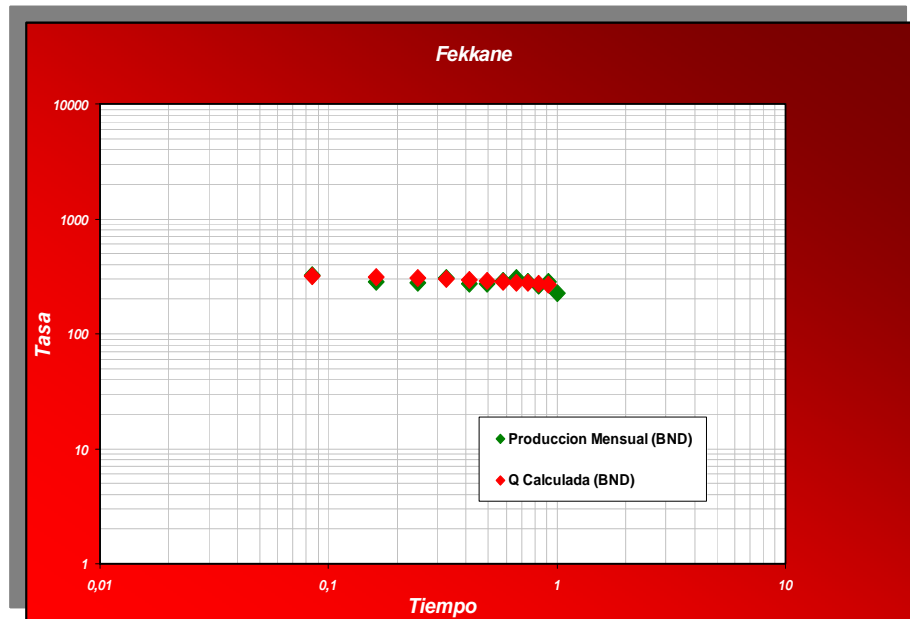


Figura 3.24. Cotejo Gráfico de Producción con la Curva de Ajuste Universal

3.5. Evaluar Nuevas Estrategias de Explotación en Base a la Producción Asociada y a la Tasa de Declinación Determinada

Una vez determinados los valores de declinación para cada uno de los yacimientos estudiados, se procedió a realizar las propuestas de explotación las cuales estuvieron enfocadas con miras a incrementar los potenciales de producción, y a dar continuidad al plan de explotación del Distrito.

Para esto se llevó a cabo una selección de aquellos yacimientos que cumpliera con las siguientes premisas:

- Buena presión actualmente.
- Mayores reservas remanentes.
- Pocos pozos completados.
- Menores tasas de declinación.

Luego se realizó la revisión de los mapas isópaco estructurales de cada yacimiento para verificar la ubicación de los pozos, al igual que las zonas menos drenadas y de esta forma realizar las propuestas de trabajos menores como cambios de zonas, Ra/Rc, reparaciones, y estimulaciones, en las arenas de interés. Para ello se realizó la revisión detallada del estado y la condición actual de los pozos completados e interpretados en los yacimientos que fueron evaluados así como, su categoría, y la última prueba de producción realizada, de manera que se pudiera verificar cuáles de ellos se encontraban activos, inactivos o abandonados.

Después de tener los pozos identificados a los cuales se le realizó la propuesta se procedió realizarles su respectivo análisis nodal para estimar su potencial de acuerdo a las condiciones de cada pozo en estudio.

3.5.1. Potencial de producción de los pozos seleccionados

3.5.1.1. Análisis Nodal

Para una propuesta de reactivación de un pozo, es importante la estimación del potencial de producción del mismo esto va a depender de su ubicación, propiedades petrofísicas y de las condiciones actuales del yacimiento.

En esta etapa de la investigación, se estimó el potencial de producción que aportarían los pozos seleccionados previamente con las características de los yacimientos, datos de producción , reservas y condiciones mecánicas, se genera propuesta factible, a través del análisis nodal de los pozos, para observar el comportamiento de las curvas IPR donde se analizaran las curvas de Oferta (lo que aporta el yacimiento) y Demanda (lo que puede aportar el pozo), logrando cuantificar la tasa inicial de los fluidos a producir nuevamente.

Esta estimación se realizó, mediante el uso del simulador PIPESIM 2008 (Figura 3.25) garantizando de esta forma que los resultados obtenidos serían los más ajustados a las condiciones actuales del yacimiento.

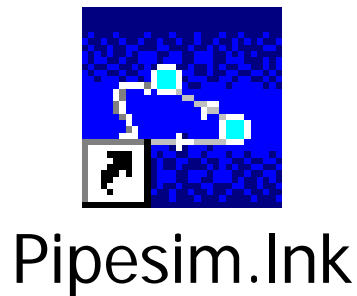


Figura 3.25. Simulador PIPESIM 2008

PIPESIM 2008 es un simulador que trabaja bajo ambiente Windows, para la optimización de sistema de producción (pozos y redes) creado para la empresa Schlumberger, para solucionar problemas de flujo, permitiendo obtener resultados puntuales a la hora de interpretar sistemas de flujo multifásico. A su vez, es capaz de representar el flujo de sistema de producción de hidrocarburos así como el análisis gráfico de los fenómenos que con llevan al flujo de más de una fase.

Los componentes del simulador están constituidos por los siguientes módulos:

- Pipeline & Facilities.
- Well Performance Analysis.
- Network Analysis.
- Production Optimizacion (GOAL).
- Field Planning (FPT).
- Multi – Lateral (HOSIM).

Para el uso de esta herramienta, una vez ingresado al simulador, se indicó el módulo en el que se deseaba trabajar. Para el análisis de esta parte del proyecto se utilizó el módulo Well Performance Analysis (**Figura 3.26**), para el diseño y la optimización del sistema de producción.

Este modulo sirvió de complemento para el estudio de los pozos, dando un análisis eficiente y rápido del flujo multifásico que va desde el yacimiento hasta su destino final. Este modulo incluye además, modelos de completaciones detalladas

(múltiple zonas), perfiles de tuberías, choques de cabezal, y puede ser extendido hasta las tuberías de superficie. Una vez ingresado al modulo, se desplegó una ventana en donde se encontraba las barras de herramientas que permitieron construir el modelo del pozo (**Figura 3.27**), en función de todos los elementos que lo conformaban e integraban al sistema de producción. Este diseño involucraba los datos estáticos y de producción suministrados por la empresa para modelar dicho sistema.

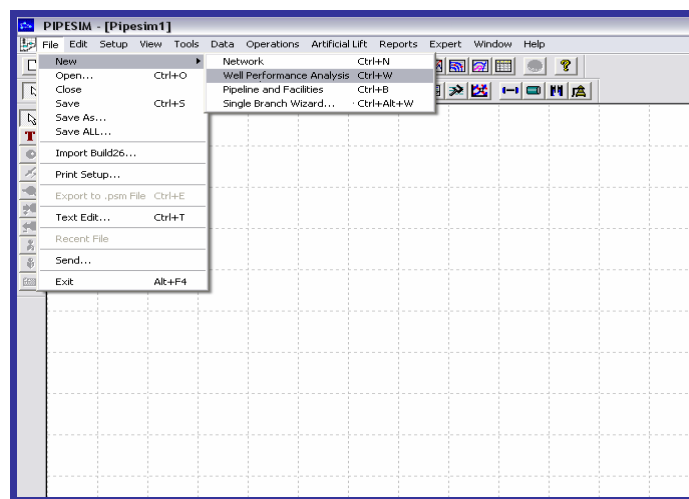


Figura 3.26. Ventana de ubicación del Modulo Well Performace Análisis

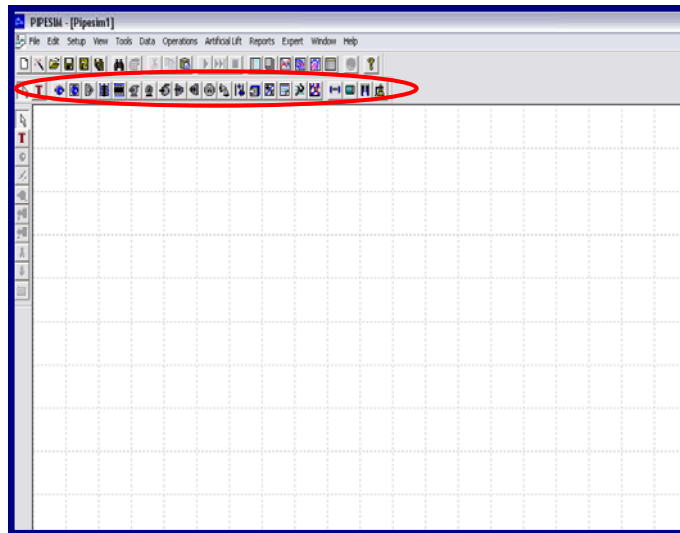


Figura 3.27. Ventana de ubicación del Modulo Well Performace Analysis, las barras de herramientas

3.5.1.2. Módulo VertWell

Dentro del módulo yacimiento se consideran los parámetros de presión de fondo, temperatura, permeabilidad, daño, radio de drenaje y modelo de flujo. PIPESIM 2008, cuenta con diferentes modelos de flujo como lo son:

- Índice de Productividad.
- Ecuación de Vogel.
- Ecuacion de Fetkovich.
- Ecuacion de Jones.
- Pseudo Steady State.

Seleccionado el yacimiento vertical, con la pantalla en blanco se posicionó el yacimiento; luego dando doble click sobre el icono de yacimiento se introdujeron los

datos requeridos asociados al yacimiento (**Figura 3.28**). De igual forma, se añadieron los demás componentes del pozo, para lo que fue necesario colocar un punto o nodo donde estos conectaran.

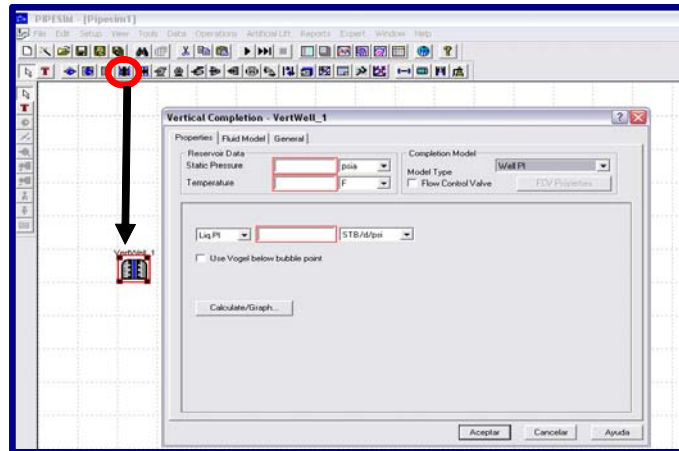


Figura 3.28. Ventana de ubicación del Modulo VertWell Desplegada

3.5.1.3. Módulo Tubing

En esta ventana se pudo modelar el flujo vertical de los pozos productores. La tubería fue definida como modelo detallado (Figura 3.29)

Para el desarrollo de este trabajo se implementó el modelo simple que presenta las siguientes secciones:

- **Deviation Survey:** En esta sección se introdujeron la profundidad al nivel de referencia o DATUM, en donde el punto medio de las perforaciones TVD era igual al punto medio de las perforaciones MD.
- **Geothermal Survey:** En esta sección se introdujeron la temperatura del yacimiento al nivel de referencia o DATUM, en donde el punto medio de las perforaciones TVD era igual al punto medio de las perforaciones MD.

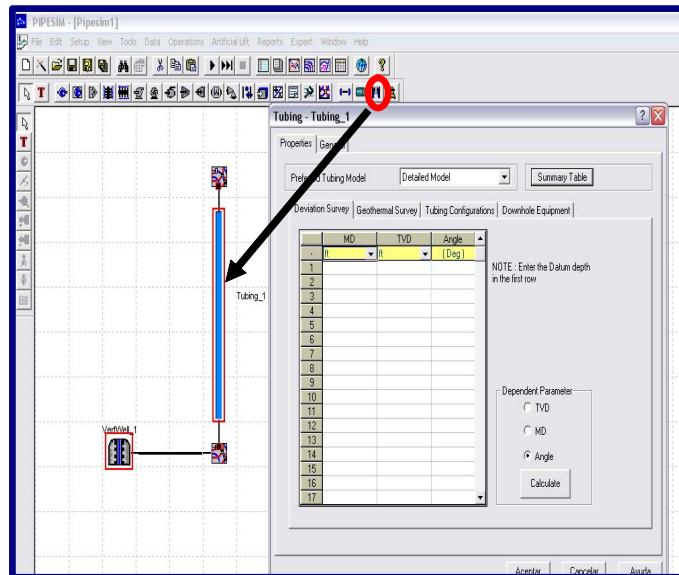


Figura 3.29. Ventana del Módulo Tubing desplegada

3.5.1.4. Módulo de Choke

Permitió especificar el diámetro del asiento de los estranguladores (Figura 3.30). En este módulo también se pudo considerar la relación de presión crítica y la tolerancia para el flujo crítico. Para esto deben proporcionar los datos de las correlaciones de Flujo Crítico y Flujo Subcrítico.

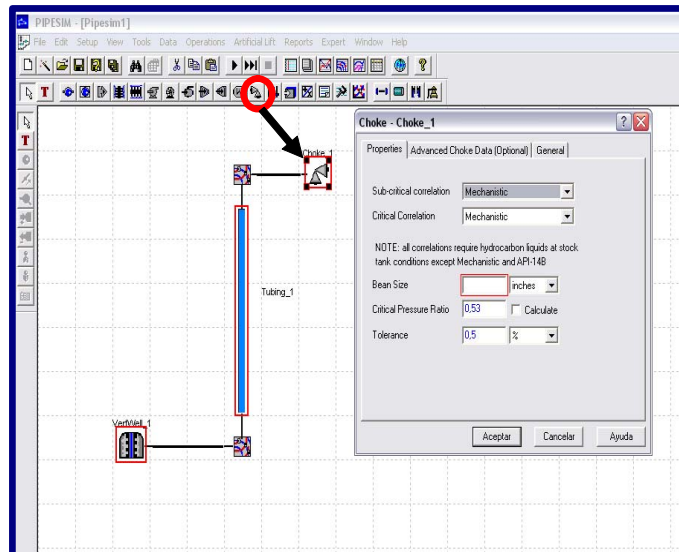


Figura 3.30. Ventana del Modulo Choke desplegada

3.5.1.5. Modulo de Flowline

En esta ventana se pudo establecer la distancia horizontal, el diferencial de elevación, diámetro interno, espesor, rugosidad, y temperatura en la línea de flujo. Esta tubería fue definida como modelo simple (Figura 3.31).

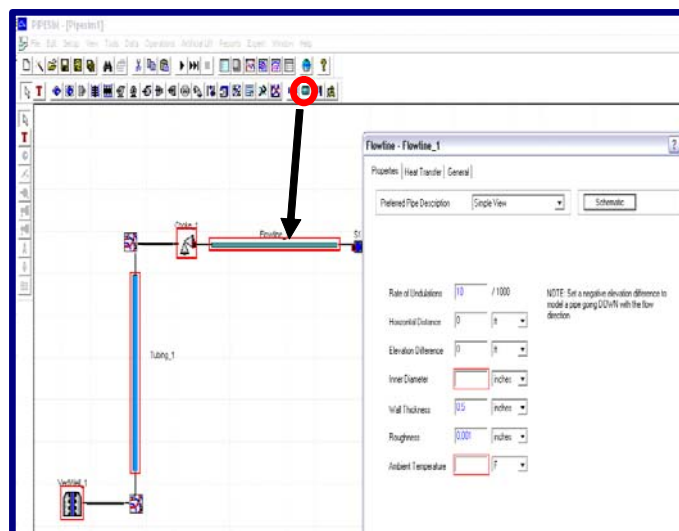


Figura 3.31. Ventana del Modulo Flowline, desplegada

3.5.1.6. Determinación de correlaciones de flujo Multifásico

Para lograr la representación de las condiciones reales del pozo, se determinó la correlación de flujo multifásico que permitiera describir la caída de presión en la tubería de producción. Para ello, luego de cargar en el programa toda la información del sistema, se sensibilizó el nodal con las diferentes correlaciones de flujo multifásico para el flujo de tuberías verticales. Con esto se buscaba observar, cual reproducía con menor error relativo los valores de la prueba.

En esta sensibilidad se efectuó, utilizando pruebas BHP – BHT fluyentes realizadas a los pozos, considerando las correlaciones de flujo multifásico que ofrece el simulador y las correlaciones mas utilizadas en la industria, tales como: Dunus y Ross (1961), Hegedorn y Brown (1965), Orkiszewski (1967), Beggs y Brill (1973) y Gray (1974) para flujo vertical; Dukler, AGA y Flanagan (1969), Beggs y Brill (1973), para flujo horizontal (Figura 3.32).

The screenshot shows the 'Dato Global' window with the following settings:

- Correlaciones de Flujo**
 - Flujo Vertical (Multifásico)**
 - Fuente: bja
 - Correlación: Gray (modified)
 - Factor de Fricción: 1
 - Factor de Colgamiento: 1
 - Flujo Horizontal (Multifásico)**
 - Fuente: bja
 - Correlación: Dukler, AGA & Flanagan
 - Factor de Fricción: 1
 - Factor de Colgamiento: 1
 - Ángulo de cambio Vertical-Horizontal de Correlación de Flujo**
 - Ángulo de Cambio: 45 (0-90) grados de la horizontal
 - (0-90) desviación de la vertical: 45
 - Monofásico**
 - Correlación: Moody

Buttons at the bottom: Aceptar, Cancelar, Ayuda.

Figura 3.32. Ventana de Ajuste para la correlación de flujo PIPESIM 2008

Una vez cargada la información en el simulador y seleccionada la correlación correspondiente se realizó el análisis nodal, colocando el nodo solución en el fondo del pozo, generando la gráfica de presión Vs. tasa de gas (Figura 3.33) con diferentes curvas de oferta (Inflow), representando diferentes valores de daño (dato desconocido) y la curva de demanda (Outflow) que corresponde al reductor, obteniéndose de esta manera el valor de daño que más se ajuste a las condiciones de presión reales de cada uno de los pozos evaluados. La curva de oferta representa el aporte de producción que puede ofrecer la arena productora, mientras que la curva de demanda corresponde a la producción que puede ser extraída por la completación del pozo y las instalaciones de superficie.

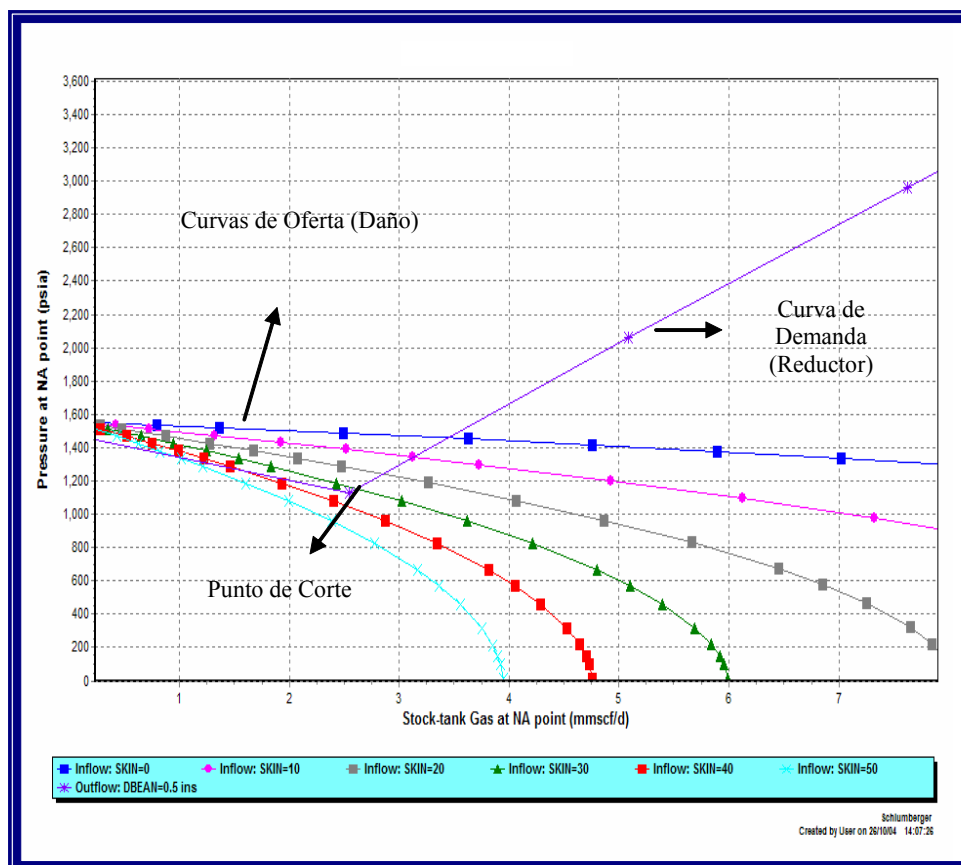


Figura 3.33. Análisis Nodal

Perfil de Profundidad Vs. Presión.

Una vez que se logra reproducir la tasa de gas y líquido en el pozo se genera el perfil de presión para validar y cotejar la presión de cabezal y línea del mismo (agua abajo del reductor), además se puede observar en esta gráfica el comportamiento de las caídas de presión que ocurren en desde el yacimiento hasta la superficie (Figura 3.34). A través de este procedimiento se logra ajustar cada pozo a las condiciones de operación que actualmente tienen en el campo.

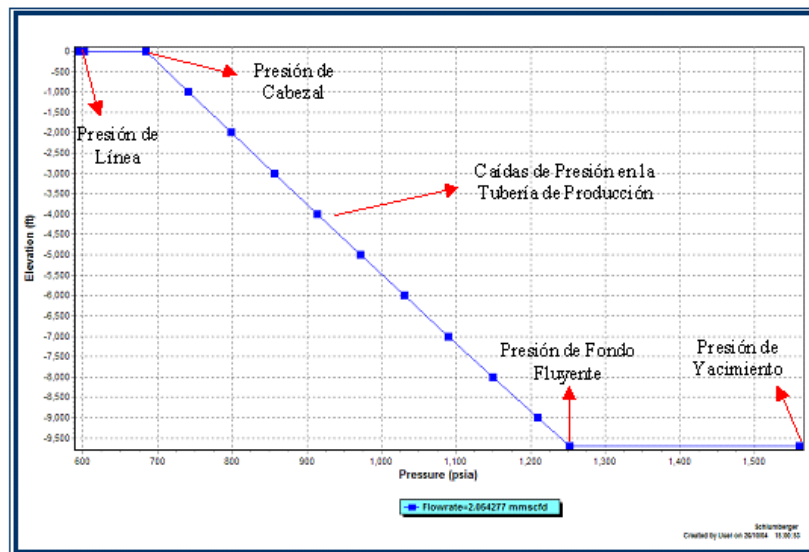


Figura 3.34. Perfil de Profundidad Vs. Presión del pozo

CAPÍTULO IV.

DISCUSIÓN DE RESULTADOS

Para determinar la declinación de los yacimientos del Campo Santa Rosa, se plantearon, al comienzo de este estudio, objetivos específicos; los cuales fueron alcanzados mediante el cumplimiento de las etapas mencionadas en el capítulo anterior. Durante el desarrollo de cada una de estas etapas, se destacaron determinados aspectos que deben ser considerados y analizados de acuerdo con los objetivos propuestos:

4.1 Seleccionar los Yacimientos y Períodos Representativos que cumplieran con las Condiciones Necesarias para la Aplicación del Estudio de Declinación de Producción

Las etapas involucradas en el cumplimiento de este objetivo fueron la revisión bibliográfica, la recopilación y validación de la historia de producción y la selección de los yacimientos y los períodos representativos. La primera de ellas, proporcionó cuales eran las variables involucradas en el análisis de declinación, es decir, la información que debía ser recopilada así como; las técnicas de análisis y reconocimiento del tipo de declinación; que fueron empleadas en el resto de las etapas para alcanzar el objetivo propuesto.

En la segunda etapa, se observó el historial de producción de la mayoría de los yacimientos obtenidos a través de las herramientas corporativas como la opción de Informes del Módulo Pozo del Sistema Centinela, el módulo plots de OFM y AICO,

con la finalidad de que cada historial de producción manejado de los yacimiento fuera el verdadero para evitar resultados erróneos.

Luego se procedió a seleccionar el período representativo de cada yacimiento estudiado (**Apéndice A, Figuras A.1-A.19**) con la finalidad de aplicarle el estudio de declinación cumpliendo con las premisas mencionadas en el capítulo anterior.

Es importante destacar que de no llevar a cabo una buena selección de los yacimientos a estudiar, más allá de no tener exactitud en los resultados, estos en muchos casos serían completamente erróneos; ya en la selección de los yacimientos de los 493 y después haber aplicado los criterios establecidos, se realizó la selección correspondiente obteniendo como resultado de esta 10 yacimientos de gas condensado y 9 de petróleo liviano que cumplieran con las características necesarias para el desarrollo exitoso del trabajo (**Tablas 4.1 y 4.2**).

Tabla 4.1. Yacimientos seleccionados de gas condensado para estudiar

ARENA	YACIMIENTO	TASA REAL DE GAS (MPCD)	TASA REAL DE PETRÓLEO (BN)	% DE APOORTE DE GAS	% DE APOORTE DE CRUDO	RESERVAS REMANENTES DE GAS (MPC)	PRESIÓN ORIGINAL (LPC)	PRESIÓN ACTUAL (LPC)
CO-EF/G	RG 14	74.399	397	27,9	12,9	811.861.860	4.660	736
MERJM	RG 9	31.568	392	11,8	12,7	139.029.648	4.385	1.249
SJA	RG 134	8.270	69	3,1	2,2	23.595.656	4.370	920
COR2	RG 43	6.970	70	2,6	2,3	19.492.909	3.800	1.200
COKL	RG 18	16.588	130	6,2	4,2	12.502.736	4.400	944
NAJ1	RG 52	5.605	60	2,1	1,9	9.487.719	2.467	506
NAH2	RG 113	1.000	41	0,4	1,3	9.133.697	2.450	605
AMF2	RG 44	2.941	40	1,1	1,3	8.195.722	3.080	676
NAF2	RG 18	7.099	58	2,7	1,9	7.673.444	1.996	447
SJB	RG 200	2.700	43	1,0	1,4	8.852.555	4.450	1.182
TOTAL	10	157.139	1.300	59,0	42,1	1.049.825.946		

Tabla 4.2. Yacimientos seleccionados de petróleo liviano para estudiar

ARENA	YACIMIENTO	TASA REAL DE PETRÓLEO (BN)	TASA REAL DE GAS (MPCD)	% DE APORTE DE CRUDO	% DE APORTE DE GAS	RESERVAS REMANENTES DE LIQ. (BN)	GRAVEDAD API	PRESIÓN ORIGINAL (LPC)	PRESIÓN ACTUAL DEL YACIMIENTO (LPC)
CO-EF/G	RG 14	155	18.599	5,0	7,0	15.044.484	36	4.660	736
VEE3	RM 1	24	12.507	0,8	4,7	3.669.449	41	3.850	1.075
VEA4	RG 47	27	103	0,9	0,0	3.189.471	40	4.550	1.700
AMD1	RM 11	0	0	0,0	0,0	1.756.769	40	4.620	740
MEPL	RG 118	0	0	0,0	0,0	1.320.032	40	4.550	1.577
MEE	RG 39	0	0	0,0	0,0	759.710	41	3.459	2.024
VEC2	RG 4	96	8.197	3,1	3,1	748.520	41	3.450	531
VEE3	RG 66	83	51	2,7	0,0	229.778	40	2.290	1.075
VEE1M	RG 2	0	0	0,0	0,0	254.789	36	2.360	1.190
TOTAL	9	385	39.457	12,5	14,8	26.973.002			

Es importante mencionar que de los 9 yacimientos de petróleo 4 de ellos están inactivos actualmente que son los que tienen producción de cero como se observa en la **TABLA 4.2**. A estos yacimientos se les decide realizar el estudio porque se tiene pensado reactivarlos a corto plazo para incrementar la producción del distrito por tener buenas reservas y buena presión.

Con respecto a los yacimientos activos seleccionados son los más importantes del campo Santa Rosa ya que representan más del 50% de la producción de gas y crudo del campo.

4.2. Establecer el Tipo de Declinación de Producción de cada Yacimiento Seleccionado referente al Área de Estudio

Para establecer el tipo de declinación de cada yacimiento se utilizó la aplicación Oil Field Manager (OFM) y Excel Microsoft Office.

4.2.1. Tipo de Declinación establecido por OFM

El exponente de declinación fue evaluado aplicando el análisis analítico proporcionado por el programa OIL FIELD MANAGER, OFM, a través del módulo de análisis de declinación, descrito en el capítulo III, sección 3.3.

OFM, ajusta internamente el exponente de declinación a la historia de producción o parte de ésta que se desea analizar, de acuerdo con el tipo de declinación seleccionado. En este proyecto, se seleccionó el mejor ajuste, por consiguiente, OFM evalúa el comportamiento de producción con respecto a diferentes valores de b , y arroja como resultado único, el valor del exponente que proporcione la menor desviación entre la tasa real reportada y la estimada a partir de este valor.

4.2.2. Tipo de Declinación establecido por EXCEL

El porcentaje de declinación se determinó a través de metodologías empíricas mediante la elaboración de una hoja de cálculo la cual posee las Curvas Tipo digitalizadas, la Curva de la Ecuación de Ajuste Universal y todas las ecuaciones a utilizar para el cálculo de la tasa de declinación, la cual se determinó para cada yacimiento.

Las curvas Tipo de Fetkovich permitieron observar el exponente de declinación al cual se ajusta cada yacimiento, el se obtuvo cotejando la tasa de producción de

cada yacimiento con un grupo de curvas tipo, cuyos valores oscilan entre 0 y 1. Las curvas de declinación permiten estimar la tasa de declinación, la predicción de la producción de cada yacimiento ya que estos una vez que comienzan a declinar tienden a ajustarse a un modelo de declinación bien sea Exponencial, Hiperbólica o Armónica dependiendo del mecanismo de producción del yacimiento y de la veracidad de los datos.

Estimar la constante b , permitió entonces, conocer el tipo de declinación que mejor se ajusta a los datos de producción, de manera analítica y corroborar el tipo previamente propuesto de forma apreciativa mediante las representaciones del comportamiento de producción realizadas en la etapa anterior.

Un ejemplo de este estudio son los yacimientos COEFG RG 14 y el MEPL RG 118, siendo el primero un yacimiento de doble zona por tal razón se le realizó el estudio tanto a la zona de gas condensado como a la zona de petróleo liviano y el segundo es un yacimiento netamente de petróleo liviano. La arena COEFG yacimiento RG 14 es el más grande e importante del campo, su producción se ha mantenido por más de 60 años, por tal razón fue el principal yacimiento al cual se realizó el estudio de declinación, escogiendo un período reciente que cumplió con las premisas establecidas mencionadas en el capítulo anterior. Este período está comprendido desde Enero de 2008 a Octubre de 2010 con un promedio de pozos activos de 45. Después de tener el período seleccionado se procedió a estimar el tipo de declinación de este yacimiento para la zona de gas condensado tal como se explica en el capítulo anterior a través de la herramienta OFM, obteniéndose un tipo de declinación de producción exponencial, lo que quiere decir que el exponente de declinación b es igual a cero ($b=0$), tal como se observa en las Figuras 4.1 y 4.2.



Figura 4.1. Cotejo Gráfico de Producción yacimiento COEFG RG 14 con la Herramienta OFM para estimar el tipo de declinación

De manera de corroborar también se estableció el tipo de declinación a través de las curvas tipo digitalizadas en Excel (**Figuras 4.3 y 4.4**), obteniéndose que el período seleccionado se justo al tipo de curva exponencial. De igual manera se obtuvo el tipo de declinación para los nueve yacimientos restantes de gas condensado como se muestra en la **Tabla 4.3** y el **Apéndice B (Figuras B.1-B.48.)**

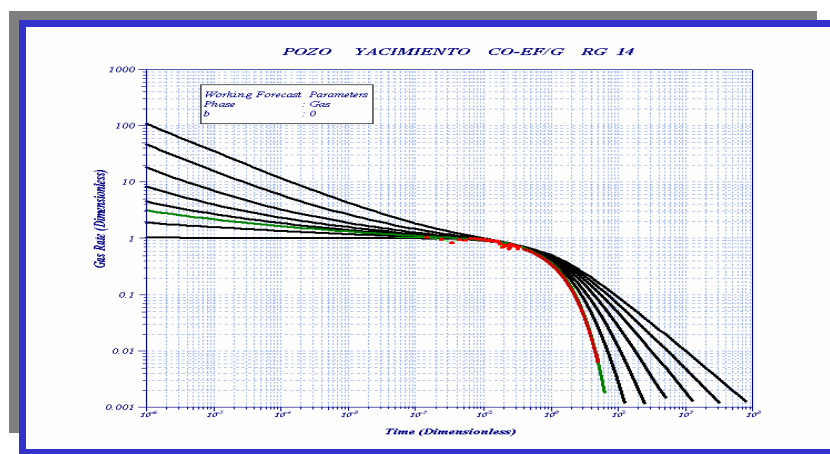


Figura 4.2. Curvas tipo cargadas en OFM yacimiento COEFG RG 14 para estimar el tipo de declinación

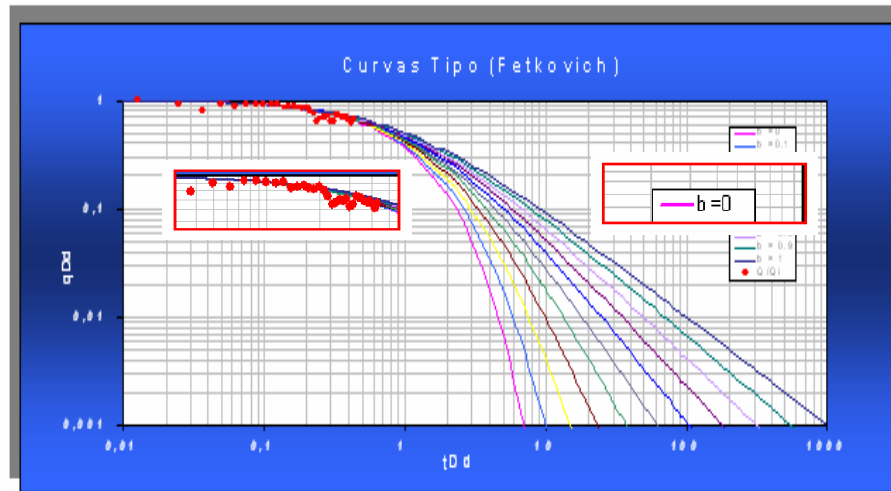


Figura 4.3. Curvas tipo digitalizadas para estimar el tipo de declinación (yacimiento COEFG RG 14)

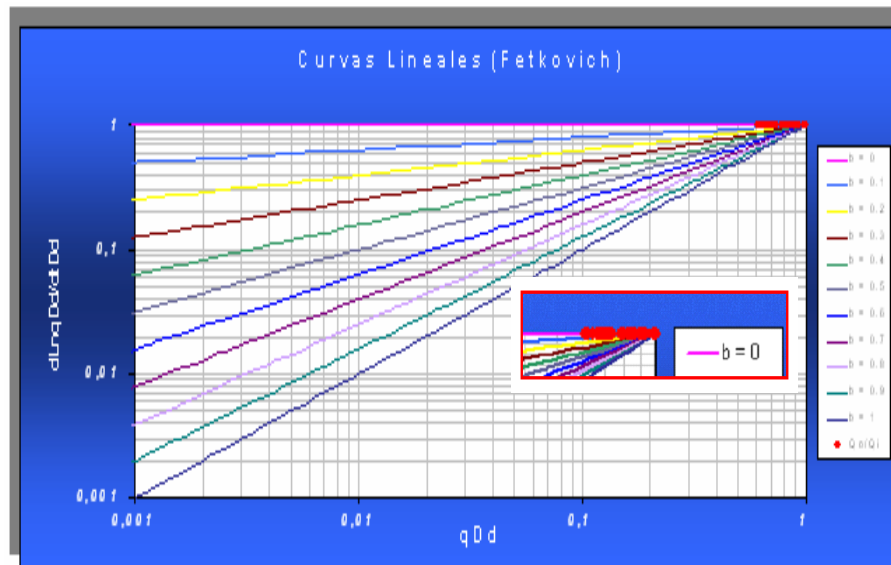


Figura 4.4. Curvas tipo (linealizadas) digitalizadas para estimar el tipo de declinación (yacimiento COEFG RG 14)

Tabla 4.3. Yacimientos de gas condensado con su tipo de declinación

ARENA	YACIMIENTO	PERÍODOS	TIPO DE DECLINACIÓN
CO-EF/G	RG 14	31/12/2007-31/10/2010	EXPONENCIAL b=0
MERJM	RG 9	31/12/2010-31/03/2011	EXPONENCIAL b=0
SJA	RG 134	28/02/2007-31/08/2010	EXPONENCIAL b=0
COR2	RG 43	31/03/2003-31/03/2004	EXPONENCIAL b=0
COKL	RG 18	30/09/2004-31/08/2005	EXPONENCIAL b=0
NAJ1	RG 52	30/09/2004-31/08/2005	EXPONENCIAL b=0
NAH2	RG 113	30/04/2008-31/03/2009	EXPONENCIAL b=0
AMF2	RG 44	30/04/2003-30/04/2004	EXPONENCIAL b=0
SJB	RG 200	31/07/2008-30/09/2009	EXPONENCIAL b=0
NAF2	RG 18	31/01/2007-28/02/2008	EXPONENCIAL b=0
TOTAL	10		

De igual manera se realizó para los nueve yacimientos de petróleo liviano, como por ejemplo el yacimiento MEPL RG 118, dicho yacimiento se encuentra inactivo actualmente, pero ya se encuentra en el plan de explotación de 2012, posee buenas reservas de hidrocarburo y buena presión, el período seleccionado que cumplió con las características necesarias para el estudio, esta comprendido desde enero de 1998 hasta enero 1999 y cuatro pozos activos para ese tiempo obteniéndose como resultados el tipo de declinación exponencial mediante la herramienta OFM y las curvas tipos digitalizadas en Excel. De la misma forma se obtuvo el tipo de declinación para los demás yacimientos de petróleo como se observa en la **Tabla 4.4** y en el **Apéndice B (Figuras B.1-B.48)**

Tabla 4.4 Yacimientos de petróleo liviano con su tipo de declinación.

ARENA	YACIMIENTO	PERÍODOS	TIPO DE DECLINACIÓN
CO-EF/G	RG 14	31/01/1968-31/12/1970	EXPONENCIAL b=0
VEE3	RM 1	31/08/1978-1979/09/30	EXPONENCIAL b=0
VEC2	RG 4	31/11/1976-30/09/1977	EXPONENCIAL b=0
AMD1	RM 11	1972/01/31-1973/09/30	EXPONENCIAL b=0
MEPL	RG 118	31/12/1997-31/01/1998	EXPONENCIAL b=0
MEE	RG 39	31/12/2003-31/12/2004	EXPONENCIAL b=0
VEE3	RG 66	30/06/1960-30/06/1961	EXPONENCIAL b=0
VEA4	RG 47	30/09/1982-30/10/1983	EXPONENCIAL b=0
VEE1M	RG 2	31/07/1979-31/05/1980	EXPONENCIAL b=0
TOTAL	9		

Al considerar toda la historia de producción de los yacimientos estudiados, el tipo de declinación predominante fue de comportamiento exponencial, con porcentajes variables de declinación. Sin embargo, los comportamientos de declinación obtenidos no son representativos si se toman en cuenta las interrupciones de producción y la variación continua del número de pozos que drenan el mismo, por ende, se generan cambios continuos de las condiciones bajo las cuales son explotados, de manera que no se cumple el principio fundamental del análisis de declinación, el cual supone que estas condiciones permanecen invariables y continuarán afectando al yacimiento de la misma forma.

Al considerar entonces, un período de producción en el cual se cumplieron las asunciones más importantes del método de declinación, se obtuvo que el 100 % de los yacimientos analizados muestran una declinación de tipo exponencial. Tales resultados permiten afirmar que la declinación exponencial se ajusta de mejor forma al comportamiento de producción de los yacimientos del Campo Santa Rosa, de manera que en concordancia con los registros de la empresa, es válido establecer como declinación predominante, el tipo exponencial y considerar ésta como tendencia preliminar en yacimientos pertenecientes al Campo, cuando se considera que estos no han alcanzado un período estable de declinación o cuando los datos requeridos son insuficientes; sin embargo, es de suma importancia actualizar los registros oficiales y corroborar esta tendencia tan pronto como sea posible.

4.3. Estimar la Tasa Declinación de Producción Anual de los Yacimientos Seleccionados de Crudo y Gas

Para lograr estimar la tasa de declinación de los yacimientos se empleó la herramienta Oil Field Manager, OFM y los métodos convencionales programados en Microsoft Excel. El programa OFM ajusta la tasa de producción cuando ésta varía de manera exponencial, hiperbólica o armónica, y permite estimar la tasa de declinación

para cada tipo, mientras que con el método matemático, aplicado en la hoja de cálculo, la tasa sólo puede ser estimada cuando existe una variación lineal de la tasa de producción en función del logaritmo del tiempo, en cuyos casos, los porcentajes de declinación coinciden con los arrojados por el programa OFM.

La herramienta OFM es una de las herramientas más fácil y sencilla que se usa para el estudio y análisis de declinación de un pozo o yacimiento, permitió estimar el porcentaje y el modelo de declinación al que mejor se ajustan los yacimientos, además muestra a través de un gráfico el periodo de selección con el ajuste de la curva calculada, como se observa en la **Figura 4.5** y en el **Apéndice B (Figuras B.1-B.2)**.

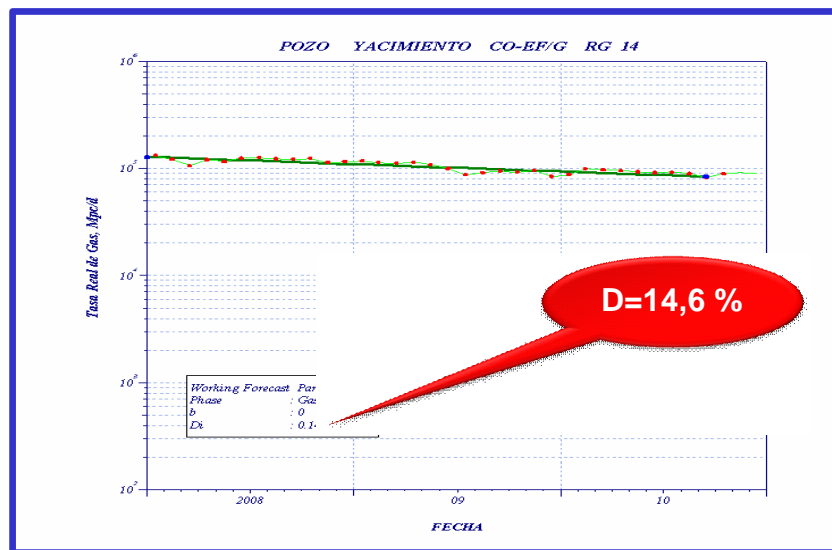


Figura 4.5. Estimación de la tasa de declinación del yacimiento COEFG RG 14 a través de OFM

El porcentaje de declinación también se determinó a través de metodologías empíricas mediante la elaboración de una hoja de cálculo la cual posee la Curva de la Ecuación de Ajuste Universal y todas las ecuaciones JJ.Arps a utilizar para el cálculo de la tasa de declinación, la cual se determinó para cada yacimiento estudiado de gas

y petróleo, esto se realizó con la finalidad de comparar y verificar los resultados arrojados por OFM y darle más soporte a los resultados obtenidos.

La ecuación de Ajuste Universal de Fekkané permitió analizar de forma rápida el modelo de declinación al cual se ajusta un pozo o un yacimiento y la tasa de declinación del mismo mediante el cotejo gráfico de la tasa real y una tasa calculada mediante la ecuación, dicha gráfica me permite conocer el porcentaje de ajuste entre ambas curvas y el modelo de declinación al cual se ajusta el pozo o yacimiento, como se observa en la Figura 4.6 y en la Tabla 4.5. Los puntos verdes representan la producción real y los puntos rojos la producción calculada por la ecuación de ajuste universal del yacimiento COEFG RG 14, de igual forma se obtuvo para todos los yacimientos estudiados de gas y petróleo como se puede observar en el Apéndice B (Figuras B.1-B.2).

Tabla 4.5. Tasa de Declinación calculada a través de la ecuación de ajuste universal (Fekkané) del Yacimiento COEFG RG 14

r_{eD}	66895,2307
A	135715
B	0,159793506
15.9%	
b	0,00000001
Q_{prom} (MPCD)	106161
$(Q - Q_c)^2$ MPCD	1580889864
$(Q - Q_{prom})^2$ MPCM	7140446905
$1-R^2$	0,22139929
R^2	0,77860071

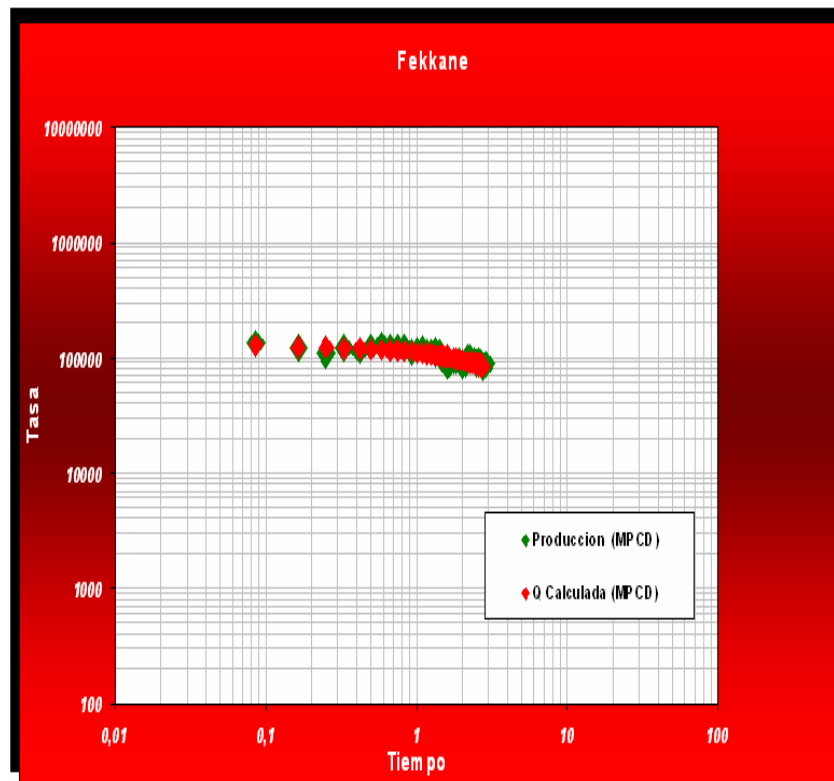


Figura 4.6. Cotejo Gráfico de Producción (COEFG RG 14) con la Curva de Ajuste Universal

Una vez analizados los históricos de producción de los yacimientos, y validada la información de producción, se procedió a estimar el tipo tasa de declinación de los yacimientos en los períodos previamente seleccionados.

A continuación se muestran los resultados de las declinaciones obtenidas para los yacimientos estudiados a través de los tres métodos usados como se puede observar en la **Tabla 4.6 y 4.7**, las tasas de declinación obtenidas a través de estos tres métodos aplicados son muy similares lo que quiere decir que su porcentaje de desviación entre ellos es muy bajo como se observa en dichas tablas.

En cuanto a los valores de declinación obtenidos se puede observar que el promedio de las declinaciones obtenidas estuvieron en el orden de un 15-22% para yacimientos de gas condensado y de 22-29% para yacimientos de petróleo respectivamente. Los yacimientos en los que se obtuvo mayor porcentaje de declinación fueron COKL RG 18 yacimiento de gas condensado y VEE3 RM 1 con una tasa de declinación de 25 Y 29% respectivamente, esto quiere decir que la capacidad de producción para estos yacimientos se verá más afectada con respecto a los demás debido a todos esos factores que afectan directa e indirectamente la tasa, por lo que el factor de recobro será menor siendo más difícil extraer los hidrocarburos presentes en estos yacimientos. Caso contrario ocurre con los yacimientos COEFG RG14, MERJM RG 9 y SJA RG 134 son los que menos tasa de declinación tienen, esto sucede porque son los yacimientos mas grandes del campo y por ende tienen mayores reservas y mejores presiones y por tal razón su declinación es menor en comparación con los otros yacimientos que son mas pequeños como se observa en las Figuras 4.7 y 4.8.

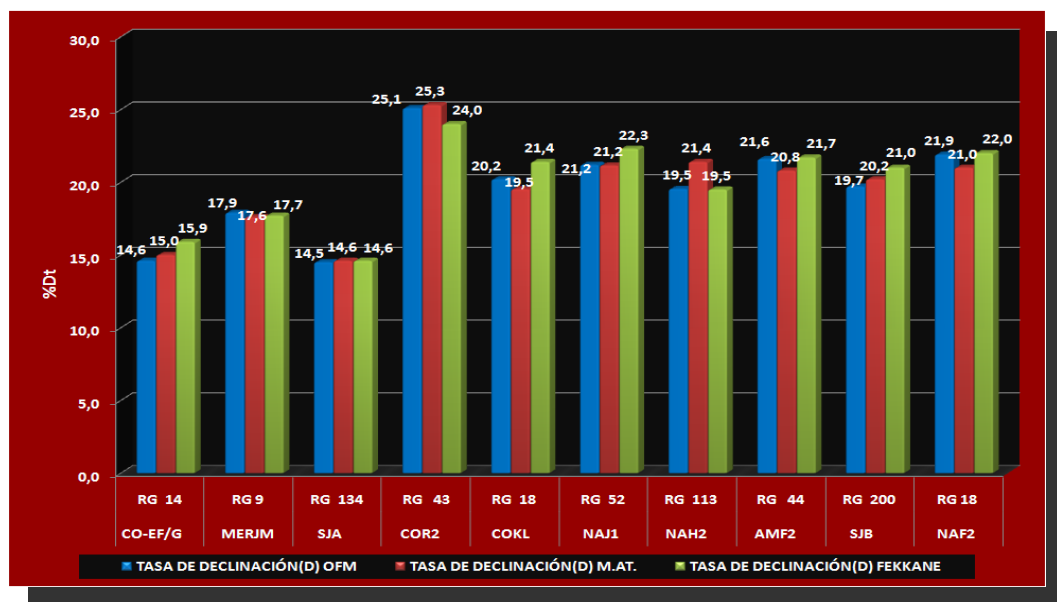


Figura 4.7. Porcentaje de declinación obtenido para los yacimientos de gas condensado en estudio

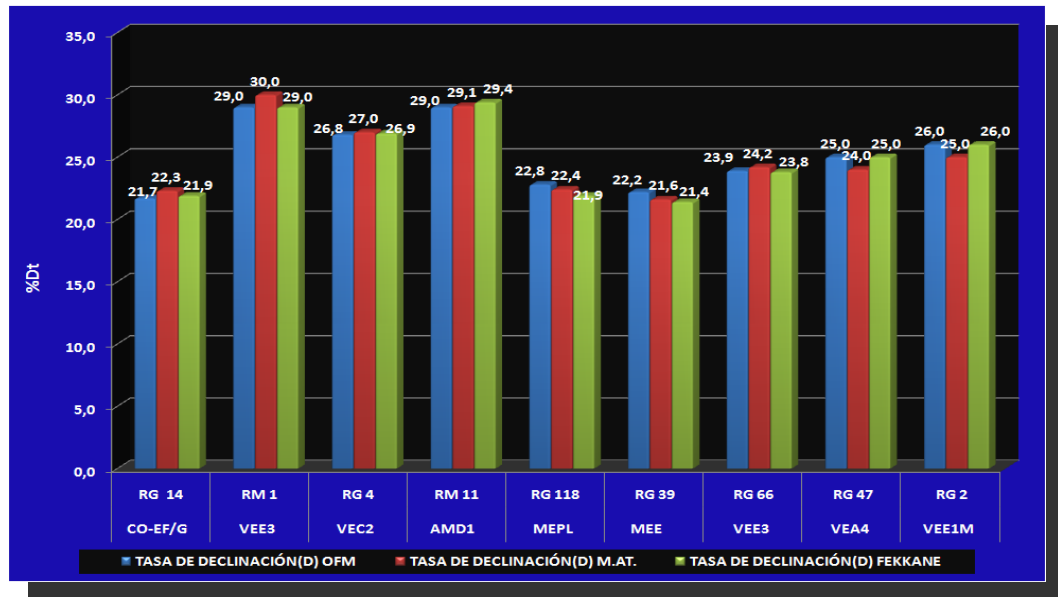


Figura 4.8. Porcentaje de declinación obtenido para los yacimientos de petróleo liviano en estudio

Las Tablas 4.8 y 4.9 muestran el resultado obtenido de la declinación promedio del Campo Santa Rosa a partir del promedio ponderado por volumetría realizado con las declinaciones de cada uno de los yacimientos estudiados, donde este valor estará más influenciado por aquellos yacimientos que tengan el mayor aporte de gas y petróleo acumulado hasta la fecha. Teniéndose como resultado que el Campo Santa Rosa tiene una declinación de 16% para yacimientos de gas condensado y 23,4% para yacimientos de petróleo liviano.

Tabla 4.8. Tasa de declinación promedio de los yacimientos de gas condensado

ARENA	YACIMIENTO	%DECLINACIÓN TOTAL	Dt (FRACCIÓN)	GP(MMPCG)	Dt*GP	$\sum Dt*GP/GP$
CO-EF/G	RG 14	15,2	0,152	2.370.256,903	359.489	16%
MERJM	RG 9	17,7	0,177	198.137,309	35.070	
SJA	RG 134	14,6	0,146	168.003,145	24.472	
COR2	RG 43	24,8	0,248	54.193,246	13.440	
COKL	RG 18	20,4	0,204	90.377,056	18.413	
NAJ1	RG 52	21,6	0,216	78.197,861	16.852	
NAH2	RG 113	20,1	0,201	42.756,644	8.614	
AMF2	RG 44	21,4	0,214	101.832,757	21.758	
SJB	RG 200	20,3	0,203	21.709,492	4.407	
NAF2	RG 18	21,6	0,216	39.465,627	8.538	
TOTAL	10			3.164.930,040	511.053	

Tabla 4.9. Tasa de declinación promedio de los yacimientos de petróleo liviano

ARENA	YACIMIENTO	%DECLINACIÓN TOTAL	Dt (FRACCIÓN)	NP(BN)	Dt*NP	$\sum Dt*NP/NP$
CO-EF/G	RG 14	22,0	0,220	121.113.872	26604680,55	23,4
VEE3	RM 1	29,3	0,293	24.931.457	7304916,90	
VEC2	RG 4	25,0	0,250	11.065.067	2766266,75	
AMD1	RM 11	29,2	0,292	1.475.231	430275,71	
MEE	RG 39	22,0	0,220	186.102	40942,44	
MEPL	RG 118	21,7	0,217	4.415.968	959737,05	
VEE3	RG 66	17,7	0,177	3.176.385	562220,15	
VEA4	RG 47	25,0	0,250	11.259.612	2814903,00	
VEE1M	RG 2	26,0	0,260	380.211	98854,86	
TOTAL	9			178.003.905	41582797,4	

4.4. Evaluar Nuevas Estrategias de Explotación en Base a la Producción Asociada y a la Tasa de Declinación Determinada

Del total de yacimientos analizados, fueron seleccionados para la búsqueda de oportunidades de explotación solo dos yacimientos en base a su presión actual, su reservas remanentes y la tasa de declinación en búsqueda de pozos para el proyecto de PGA (Proyecto de Gas Anaco) que próximamente se tiene pensado en el Distrito.

Esto consistió en la revisión detallada de todos los pozos que estaban completados en cada uno de los yacimientos estudiados. con la finalidad de obtener toda la información referente a su estado y condición actual, la categoría, el intervalo productor, la última prueba de producción y el tipo de completación de los pozos, de manera que se pudiese visualizar.

Dos yacimientos fueron seleccionados para las estrategias de explotación y mejorar la producción del campo, uno de ellos es el Yacimiento RG 134 Arena SJA por tener buenas reservas remanentes de 23,59 MMMPCN de gas y 272 MBN de condensado, con una presión actual de 920 lpc y la declinación de producción de 15%, después de haberse revisado el mapa isopacoestructural (Apéndice C, Figuras C.1 y C.2) en conjunto con el sumario de producción de dicho yacimiento con la finalidad de verificar el estado y producción de cada uno de los pozos y saber cuantos pozos están completados e interpretados en el yacimiento.

Este yacimiento posee 23 pozos completados y 11 interpretados de los primeros 4 están activos, 7 se encuentran inactivos, 9 abandonados y tres probados. Es importante mencionar que los pozos inactivos y probados se encuentran con un buen potencial de producción en otras arenas por tal razón no se propone un cambio de zona para estos pozos.

Se decidió trabajar con los pozos activos que presentaran problemas de producción, encontrándose uno de ellos como es el pozo RG 242, Este pozo esta produciendo a nivel de 60 Lpc con una tasa de 1,3 MMPCND de gas y 8 BND de condensado y un corte de agua de 80% como se observa en la Tabla 4.10, por tal razón presenta problemas de acumulación de líquidos en la tubería de producción lo que provoca una disminución notable en el potencial de producción por el peso de la columna de liquido, una solución inmediata para este problema es realizar un cambio de reductor a uno mas grande asi incrementar el potencial del pozo, al aumentar el reductor disminuye la presión de cabezal y mayor área al flujo. Después de haber hecho el análisis nodal y el cotejo de la prueba del pozo con la sensibilización con los distintos reductores a través del simulador PIPESIM (**Figuras 4.9 y 4.10**), se observa claramente que con el aumento del reductor se disminuiría el problema de acumulación de líquido y aumentaría la tasa de producción de gas notablemente, se propone cambiar el reductor de 1/2” a uno 5/8”, pasaría el pozo de un potencial de 1,2 MMPCND y 8 BND a uno de 2 MMPCND Y 9 BND (**Tabla 4.11**). Se recomienda un monitoreo constante a este pozo ya que el cambio de reductor no va ser la solución definitiva del problema de acumulación de liquido en la tubería de producción, al pasar cierto tiempo se va presentar el mismo problema, por tal razón este pozo es un buen candidato para formar parte de un banco de pozos que presenten el mismo problema, con la finalidad de aplicarles nuevas técnicas para alivianar el peso de las columnas de líquido y así mantener o incrementar su producción. Una buena técnica seria la aplicación de las barras espumantes que han traído buenos resultados en el Distrito Gas Anaco con pozos con características similares al RG 242.

Tabla 4.10. Prueba de producción del pozo RG 242

POZO	ARENA/YAC	NIVEL	EDO	BBPD	%AyS	BNPD	BAPD	MMPCND	°API	Pcab	Plin	RED.
RG-242L	SJA / RG-134	60	BT	41	80	8,2	32,8	1,3	42,6	220	100	1/2"

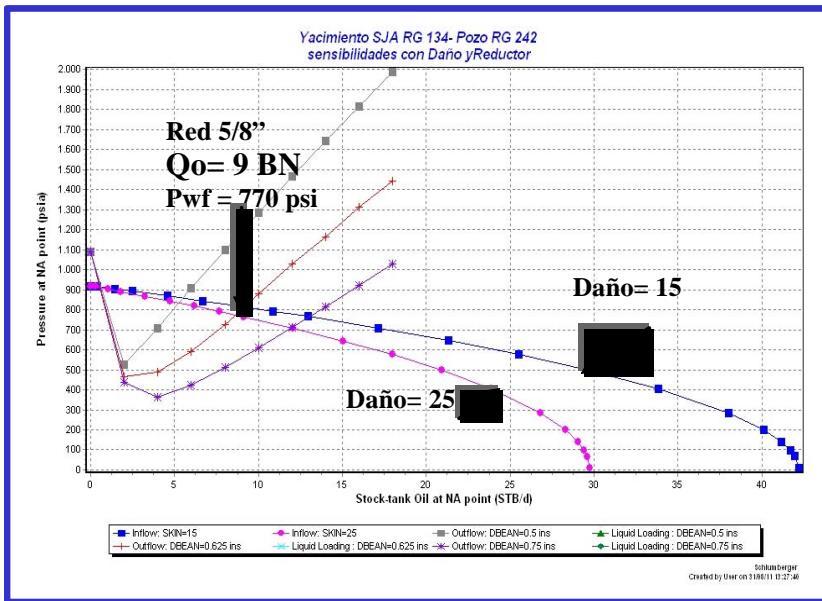


Figura 4.9. Análisis Nodal del pozo RG 242 en la arena SJA yacimiento RG 134
tasa de petróleo

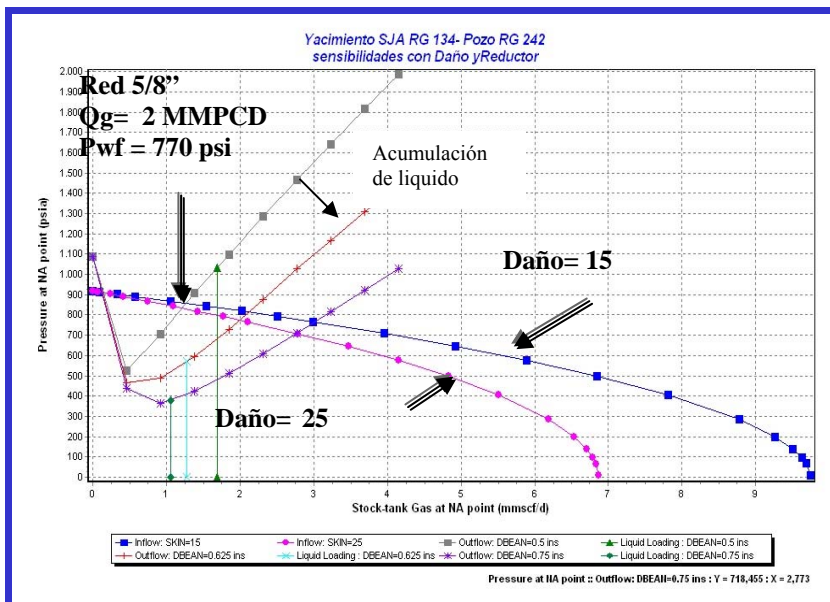


Figura 4.10. Análisis Nodal del pozo RG 242 en la arena SJA yacimiento RG 134
tasa de gas

El pozo RG-242 presenta un daño de 25, no se recomienda una estimulación a dicho pozo, porque no se obtendría resultados favorables en cuanto en cuanto al incremento del potencial y disminución del problema de almacenamiento de liquido. Con una estimulación pasaríamos de un daño de 25 a uno de 15, esto siendo optimista ya que la máxima remoción de un daño en el distrito ha sido de 40% y además se gastaría capital y se obtendría un potencial muy similar al de un simple cambio de reductor (Tabla 4.11), por esta razón no se recomienda la estimulación de este pozo.

Tabla 4.11. Sensibilidades con reductor y daño pozo RG 242

Tubing 3 1/2	Pozo RG 242					
Choke (pulg)	1/2		5/8		3/4	
Daño	S=15	S=25	S=15	S=25	S=15	S=25
Qg (MMPCD)	1,394	1,231	2,1	2	3	2,75
Qo (BNPD)	7	6	9	9	13	12
Pwf (Psi)	823	800	771	770	710	700
Pcab (Psi)	230	220	210	201	195	190

El otro yacimiento seleccionado fue el RG 200 arena SJB actualmente tiene unas reservas remanentes de 8,8 MMMPCN de gas y 4,3 MMBN de condensado con una presión de 1.182 lpc y una tasa de declinación de 20%. Este yacimiento tiene 5 pozos completados de los cuales 1 esta activo, 1 inactivo, 1 probado y 2 abandonados. El pozo inactivo y el probado tienen un buen potencial de producción en otras arenas, por tal razón se decidió trabajar con 2 pozos interpretados de los 12 que posee el yacimiento

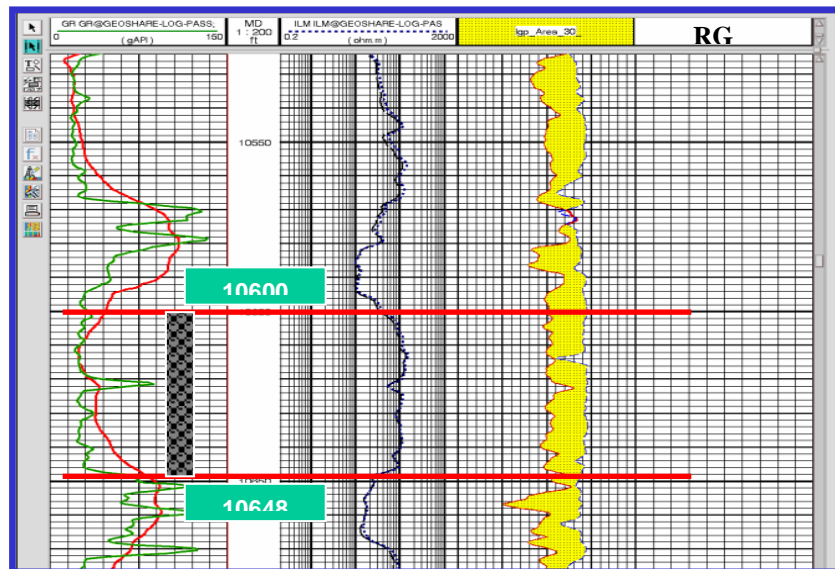
Se decide trabajar con los pozos RG 173 y RG 241 por su mejor ubicación estructural en el yacimiento que los demás pozos y basándonos en la buena producción del pozo activo RG 225 con un potencial de 2,7 MMPCND y 41 BND sin producción de agua como se observa en la ultima prueba de producción (**Tabla 4.12**) realizada a este pozo.

Tabla 4.12. Prueba de producción del pozo RG 225

POZO	ARENA/YAC	NIVEL	EDO	BBPD	%AyS	BNPD	BAPD	MMPCND	*API	Pcab	Pfin	RED.	Ke(md)
RG-225L	SJB / RG-200	60	BT	41	0	41	0	2,701	52,9	280	220	7/8"	25

Pozo RG 173

Este pozo se encuentra produciendo actualmente en el yacimiento SJA RG 134 con un potencial de 1,878 MMPCND de gas y 9 BND de condensado. Este pozo se propone a ser completado a mediano plazo en el yacimiento SJB RG 200, después que se agote la producción de la arena SJA, además se encuentra en una excelente zona con buenas propiedades petrofísicas presentando 48 pies de espesor neto (**Figura 4.11**); porosidad de 11% y permeabilidad de 36,11 md como se observa en la **Tabla 4.13** lo que lo clasifica como un excelente prospecto.

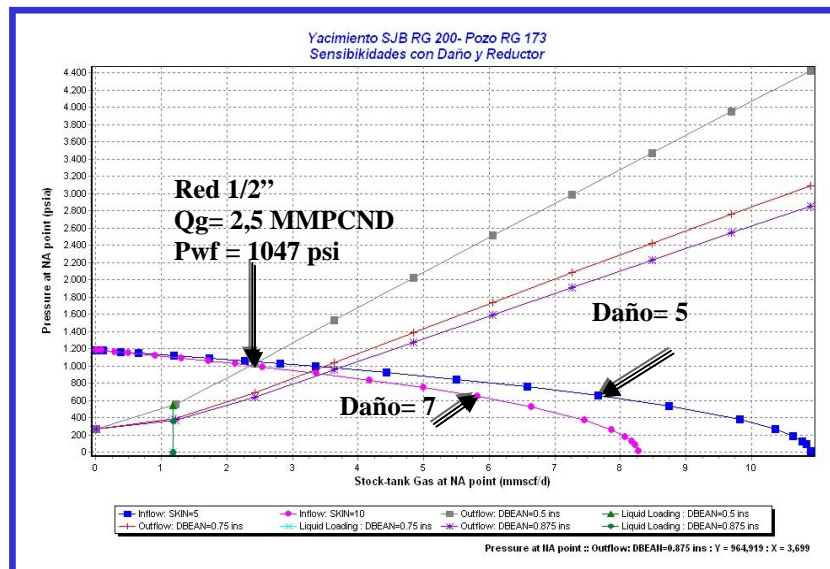
**Figura 4.11. Registro triple combo de la arena SJB pozo RG 173**

La **Figura 4.12** muestra el análisis nodal realizado al pozo RG 173 a través del simulador PIPESIM, posteriormente de ser validada y cotejada la prueba del pozo

activo RG 225, se procedió analizar el pozo RG 173 en su fase de gas, del cual se espera una tasa de 2,5 MMPCND. La Figura 4.13 muestra la tasa de condensado esperada que es de 37 BND. Este pozo podría fluir fácilmente a nivel de 250 lpc con un reductor de 1/2" con las tasas antes mencionadas, lo que quiere decir, que este pozo va tener mejor producción que el RG 225 como se muestra en la Tabla 4.14.

Tabla 4.13. Propiedades petrofísicas del pozo RG 173

POZO	ARENA	INTERVALO		Esp. Pies	Rt	Φ (Eff.)	K e (md)	COMENTARIOS
		Tope MD	Base MD					
RG-173	SJB	10600	10648	48	100	0,11	36,11	Hidrocarburo



**Figura 4.12. Análisis Nodal del pozo RG 173 en la arena SJB yacimiento RG 200
tasa de gas**

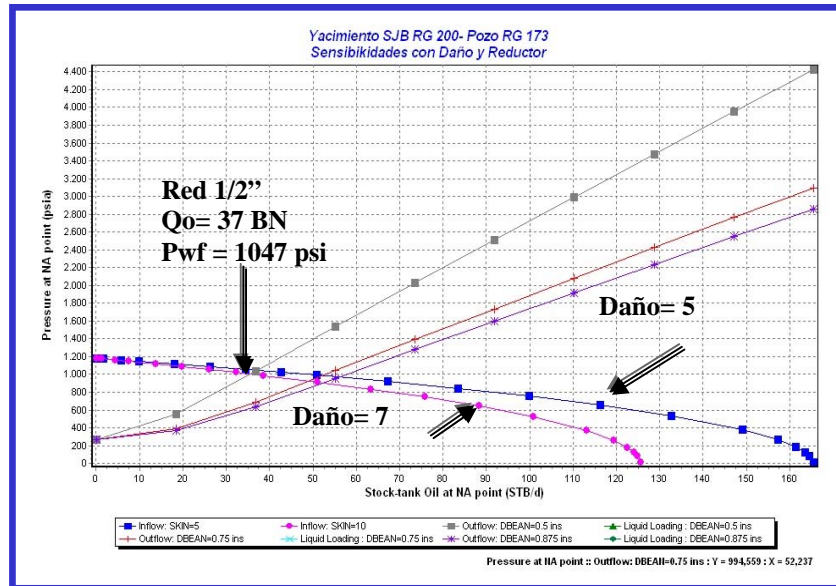


Figura 4.13. Análisis Nodal del pozo RG 173 en la arena SJB yacimiento RG 200 tasa de Petróleo

Tabla 4.14. Sensibilidades del pozo RG 173 con daño y reductor

Tubing 2 7/8"	POZO RG 173					
choke(pulg)	1/2"		3/4"		7/8"	
Daño	7	5	7	5	7	5
Qg(MMPCGD)	2,4	2,5	3,3	3,5	3,5	3,7
Qo(BND)	36	37	50	53	53	57
Pwf(psi)	1000	1047	925	986	900	972
Pcab(psi)	557	584	349	367	279	300

Pozo RG 241

Este pozo está produciendo actualmente del yacimiento SJA RG 134 con un potencial de 2,275 MMPCND y 15,6 BND de gas y petróleo respectivamente. Se propone ser completado en un futuro en el yacimiento SJB RG-200, por tener buenas

propiedades petrofísicas (Figuras 4.14 y Tabla 4.15) y está ubicado buzamiento arriba del pozo RG 225, es decir que está en mejor nivel estructural (Apéndice C, Figuras C.3 y C.4).

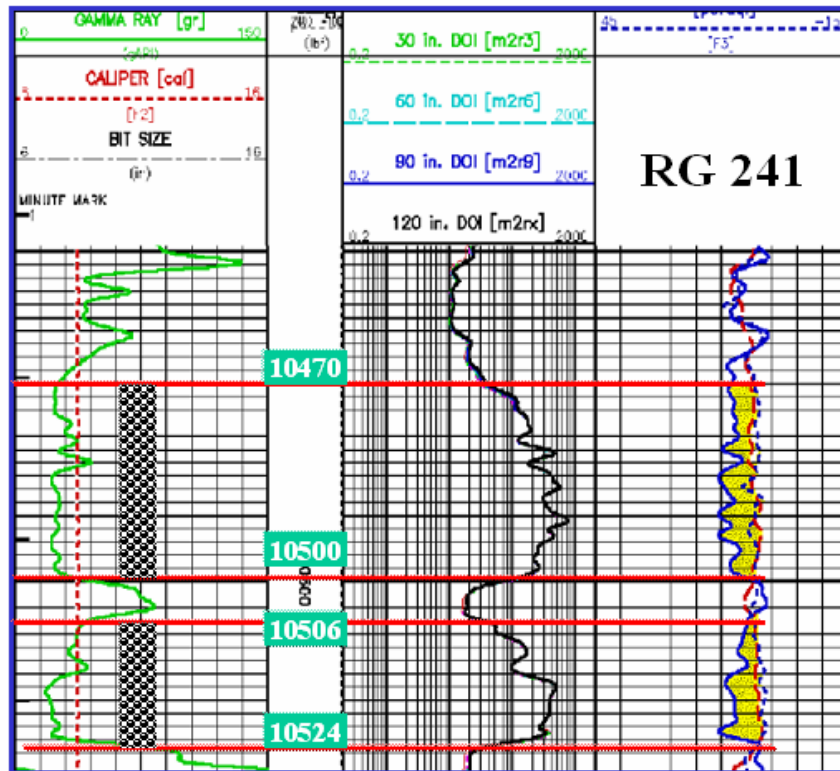


Figura 4.14. Registro triple combo de la arena SJB pozo RG 241

Tabla 4.15. Propiedades petrofísicas del pozo RG 241

POZO	ARENA	INTERVALO		Esp. Pies	Rt	ϕ (Eff.)	K e(md)	COMENTARIOS
		Tope MD	Base MD					
RG-241	SJ-B	10470	10500	30	400	0,11	38	Hidrocarburo
RG-241	SJ-B	10506	10524	18	350	0,10	34	Hidrocarburo

En la **Figura 4.14** se observa dos lentes de arena uno de 30 pies y otro de 18 pies con características similares, se aspira producirlas en conjunto para obtener un potencial de producción de 2,3 MMPCND y 34 BND con un daño de 5 como se observa en las **Figuras 4.15 - 4.16** y **Tabla 4.16** del análisis nodal.

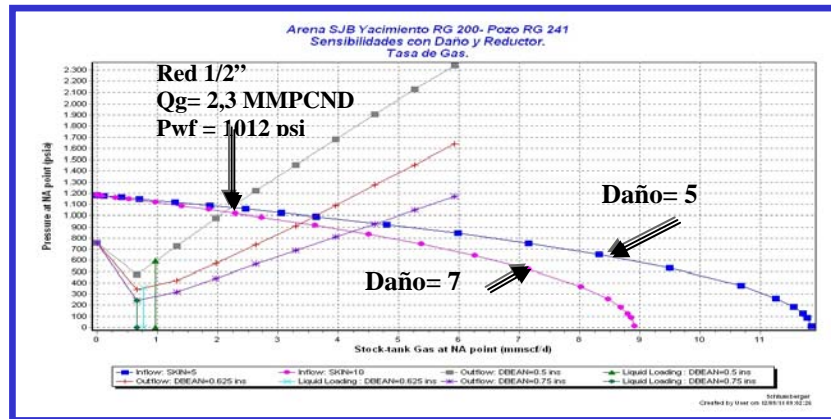


Figura 4.15. Análisis Nodal del pozo RG 241 en la arena SJB yacimiento RG 200
tasa de gas

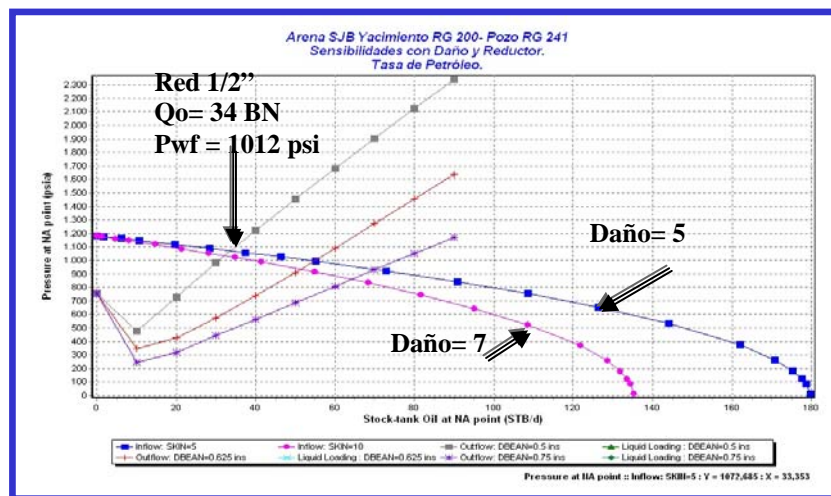


Figura 4.16. Análisis Nodal del pozo RG 241 en la arena SJB yacimiento RG 200
tasa de Petróleo

Tabla 4.16. Sensibilidades del pozo RG 241 con daño y reductor

Tubing 3 1/2"	POZO RG 241					
	1/2"		5/8"		3/4"	
Daño	7	5	7	5	10	5
Qg(MMPCGD)	2,1	2,3	3,4	3,6	4,2	4,6
Qo(BND)	33	34	52	56	65	71
Pwf(psi)	958	1012	814	900	724	813
Pcab(psi)	450	485	445	480	418	472

En la Tabla 4.17 que se muestra a continuación se muestra de manera mas resumida los resultados obtenidos en este trabajo.

Tabla 4.17. Resumen de los resultados obtenidos

Resultados	Observaciones
El tipo de Declinación de Producción predominante en el campo Santa Rosa es de tipo Exponencial.	Todos los yacimientos estudiados en este trabajo su Declinación es de tipo Exponencial.
Las tasas de Declinación de Producción para los yacimientos de gas condensado del Campo Santa Rosa esta en el orden de 15 y 22%.	Se recomienda trabajar con una tasa de Declinación de 16% para estos yacimientos.
Las tasas de Declinación de Producción para los yacimientos de petróleo del Campo Santa Rosa esta en el orden de 22 y 30%.	Se recomienda trabajar con una tasa de Declinación de 23,4% para estos yacimientos.
El pozo RG 242, que esta produciendo actualmente en la arena SJA RG 134, presenta problemas de acumulación de líquidos en la tubería de producción,	Se recomienda un monitoreo constante a este pozo, ya que el cambio de reductor no va ser la solución definitiva al problema de almacenamiento de liquido, este pozo

<p>por tal razón se debe realizar un cambio de reductor de manera inmediata para disminuir dicho problema y así incrementar el potencial de dicho pozo.</p>	<p>es buen candidato para formar parte de un banco de pozos con las mismas características, para aplicar nuevas técnicas para alivianar las columnas de liquido y así mantener o incrementar el potencial de los mismos.</p>
<p>El potencial esperado para los pozos RG 173 y RG 241 en la arena SJB RG 200 está por encima de los 2 MMPCND de gas 30 BND de Petróleo respectivamente. La completación de estos pozos en esta arena se realizara a mediano plazo.</p>	<p>Se recomienda evaluar estos pozos en esta arena ya que la misma posee las condiciones petrofísicas necesarias para obtener un excelente potencial de producción y así incrementar la producción del Distrito Gas Anaco.</p>

CONCLUSIONES

1. Los Yacimientos seleccionados de Gas y Petróleo activos abarcan mas del 50% de la producción actual del campo Santa Rosa, 73,8% en la tasa de gas y 54,6% en la tasa de petróleo.
2. El tipo de declinación obtenido para todos los yacimientos seleccionados es exponencial.
3. La tasa de declinación de los yacimientos de Gas está comprendido entre 15 y 22%.
4. La tasa de declinación de los yacimientos de Petróleo está comprendida entre 22 y 30%.
5. El promedio de declinación de los yacimientos seleccionados para el Campo Santa Rosa es de 16% para Yacimientos de Gas y 23,4% para Yacimientos de Petróleo.
6. Las tasas de declinación reportadas a través de este estudio, corresponde a la declinación total durante el período seleccionado.
7. La variación de los resultados a través de las metodologías aplicadas es mínima por lo que el estudio se considera confiable y conveniente por haberse estudiado los yacimientos en una etapa de su vida productiva.
8. El potencial esperado en el análisis de los pozos RG 173 y RG 241 en la arena SJB RG 200, supera los 2 MMPCND de gas y los 30 BND de petróleo respectivamente.

RECOMENDACIONES

1. Aplicar los resultados de las tasas de declinación obtenidas en este trabajo.
2. Actualizar periódicamente la base de datos referente a los trabajos menores realizados en los pozos de cada uno de los Yacimientos evaluados a fin de facilitar el diagnóstico de los problemas más frecuentes que pudieran seguir afectando a los pozos en el futuro.
3. Continuar empleando la herramientas usadas en este trabajo para la determinación del factor de declinación de los yacimientos.
4. Extender el estudio de declinación para los demás campos del distrito.
5. Aplicar el estudio de declinación tomando en cuenta las propiedades petrofísicas de los yacimientos.
6. Estudiar nuevas estrategias de explotación para reducir o mantener el factor de declinación del campo.
7. Identificar un conjunto de pozos que presente problemas de almacenamiento de líquidos para aplicarle nuevas técnicas y aumentar o mantener la producción de estos.

BIBLIOGRAFÍA

1. Mata E. **“Análisis del impacto de la producción sobre la declinación de presión del Yacimiento RG-14, Arena Colorado EF/G perteneciente al Campo Santa Rosa, Distrito Gas Anaco”**. Tesis de Grado. UDO. Núcleo Anzoátegui (2005).
2. Álvarez M. y Velásquez Y. **“Análisis de Declinación de Producción de los Yacimientos de la Unidad de Explotación Pesado Oeste, San Tomé”**. Tesis de Grado. UDO, Núcleo Monagas (2001).
3. Bianchi, E. **“Determinación de la Declinación de Producción en Yacimientos perteneciente al Campo Los Melones, Unidad de Explotación Pesado Oeste, Distrito Sur - San Tomé”**. Tesis de Grado. UDO, Núcleo de Monagas (2005).
4. Rojas, Y. **“Estimación de Reservas a los Pozos del Yacimiento Morichal - 07 por los Métodos Volumétrico y Curvas de Declinación de Producción. PDVSA Distrito Morichal”** Tesis de Grado. UDO, Núcleo de Monagas (2006).
5. Escobar F. **“Fundamentos de ingeniería de yacimientos”**. Colombia (2004).
6. Rojas, G. **“Ingeniería de Yacimientos de Gas Condensado”**, Puerto La cruz (2003).
7. Rivera, J. **“Práctica de Ingeniería de Yacimientos”**. GEOPECA S.A., Puerto La Cruz Edo. Anzoátegui. (2004).

8. Abdelhafidh Fekkane/Sonatrach Inc, and Djebbar Tiab/U. **“APPLICATION OF DECLINE-CURVE ANALYSIS TECHNIQUE IN OIL RESERVOIR USING A UNIVERSAL FITTING EQUATION”**. SPE 70036 Oklahoma. (2001).

9. Fetkovitch M.J. y otros, **“Useful Concepts for Decline Curve Forecasting, Reserve Estimation, and Analysis”** SPE Reservoir Engineering. (February 1996).

10. **Caracterización Energética de los Yacimientos”**, PDVSA - CIED, Puerto La Cruz, Venezuela (1997).

11. Arps J.J., **“Analysis of Decline Curve”** Trans. AIME (1945), 160, 228 - 247.

12. Villar, Y., **“Análisis de Declinación de Producción del Área JOBO – 02. Morichal, Distrito Sur”**. Trabajo Especial de Grado, Universidad de Oriente Puerto La Cruz, Venezuela (2005).

13. BALESTRINI, M. **“Cómo se elabora un Proyecto de investigación”**. Servicio editorial B.L Consultores Asociados. Caracas, Venezuela. (1997).

14. SCHLUMBERGER. **“Manual de entrenamiento talleres de OFM 5.0”** PDVSA (2005).

15. SABINO, C. **“Cómo hacer una Tesis”. Segunda Edición”**. Caracas. (1994).

METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO

TÍTULO	DETERMINACIÓN DE LA TASA DE DECLINACIÓN DE PRODUCCIÓN EXISTENTE EN LOS YACIMIENTOS MADUROS SELECCIONADOS DE GAS Y PETRÓLEO PERTENECIENTES AL CAMPO SANTA ROSA DEL ÁREA MAYOR DE ANACO
SUBTÍTULO	

AUTOR (ES):

APELLIDOS Y NOMBRES	CÓDIGO CULAC / E MAIL
Pinto Reinaldo José	CVLAC: V- E MAIL:
	CVLAC: E MAIL:
	CVLAC: E MAIL:
	CVLAC: E MAIL:

PALABRAS O FRASES CLAVES:

DECLINACIÓN DE PRODUCCIÓN

YACIMIENTOS MADUROS

CAMPO SANTA ROSA

ARENA PRODUCTORA

AREA MAYOR DE ANACO

PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS

METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO

ÁREA	SUBÁREA
INGENIERÍA Y CIENCIAS APLICADAS	INGENIERÍA DE PETRÓLEO

RESUMEN (ABSTRACT):

Es inevitable que al producir las reservas de un yacimiento, éstas y en especial, la energía de éste disminuyan considerablemente, de tal forma que las tasas de producción descienden a valores que no retribuyen los costos de operación, situación que se conoce como declinación de producción. El Distrito Gas Anaco en la actualidad no cuenta con un estudio que permita visualizar el tipo y tasa de declinación de producción de los principales yacimientos asociados al Campo Santa Rosa, por lo que los valores de declinación que se manejan actualmente no se ajustan al comportamiento real de producción de los yacimientos, lo que impide conocer la magnitud de la disminución de producción. En consecuencia, surgió este estudio con el objeto de estimar el tipo y tasa de declinación de los yacimientos para sincerizar los valores que se manejan actualmente. Para ello se recopiló la historia de producción de los yacimientos pertenecientes a esta área, a través de los programas Centinela y Oil Field Manager (OFM), se seleccionaron los yacimientos que mostraron algún período de declinación, los cuales se analizaron por medio de la herramienta OFM y una hoja de cálculo de Excel. De esta manera, se determinó que el comportamiento exponencial es el que mejor se ajusta a la historia de producción de estos yacimientos, debido a que los mecanismos de producción predominante en el área son la compactación de la roca y fluidos donde la declinación es rápida y continua. Se estimaron porcentajes de declinación para yacimientos de gas y petróleos respectivamente, con la finalidad de sincerizar los valores oficiales de declinación de 12% para gas y 20% para petróleo que se manejan actualmente en el distrito ya que estos no se ajustan a la producción real de los mismo. El porcentaje de declinación de estos yacimientos estuvo en el orden de 15-22% para yacimientos de gas condensado y de 22-30% para yacimientos de petróleo liviano respectivamente. Estrategias de Explotación, recomendada para los pozos RG 173 y RG 241 es ser completado a mediano plazo en la arena SJB RG 200 con un potencial esperado de 2,5MMPCND y 2,3MMPCND de gas y 37 BND y 34 BND de petróleo respectivamente.

METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO

CONTRIBUIDORES

APELLIDOS Y NOMBRES	ROL / CÓDIGO CVLAC / E_MAIL			
RODRIGUEZ, JOSE	CA	AS	TU X	JU
	CVLAC:			
	E_MAIL			
	E_MAIL			
ARDITI, LORENZO	CA	AS	TU	JU X
	CVLAC:			
	E_MAIL			
	E_MAIL			
GONZALEZ, TANIA	CA	AS	TU	JU X
	CVLAC:			
	E_MAIL			
	E_MAIL			
SEGNINI, DANIEL	CA	AS X	TU	JU
	CVLAC:			
	E_MAIL			
	E_MAIL			

FECHA DE DISCUSIÓN Y APROBACIÓN:

2011	11	10
AÑO	MES	DÍA

LENGUAJE: ESPAÑOL

METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO

ARCHIVO (S):

NOMBRE DE ARCHIVO	TIPO MIME
TESIS. Determinación de la Tasa de Declinación de Producción Existente en los Yacimientos Maduros.doc	Application/msword

**CARACTERES EN LOS NOMBRES DE LOS ARCHIVOS: A B C D E F G H I J K L
M N O P Q R S T U V W X Y Z. a b c d e f g h i j k l m n o p q r s t u v w x y z. 0 1 2 3 4
5 6 7 8 9.**

ALCANCE

ESPACIAL: _____

TEMPORAL: _____

TÍTULO O GRADO ASOCIADO CON EL TRABAJO:

Ingeniero de Petróleo

NIVEL ASOCIADO CON EL TRABAJO:

Pregrado

ÁREA DE ESTUDIO:

Departamento de Ingeniería de Petróleo

INSTITUCIÓN:

Universidad de Oriente, Núcleo Anzoátegui

METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO

DERECHOS

De acuerdo al artículo 41 del Reglamento de Trabajo de Grado:

“Los trabajos son propiedad exclusiva de la Universidad de Oriente, y solo podrán ser utilizados para otros fines con el consentimiento expreso del Consejo de Núcleo respectivo, quien participará al Consejo de Universidades”

AUTOR

Reinaldo José Pinto

TUTOR

Ing. José Rodríguez

JURADO

Ing. Lorenzo Arditti

JURADO

Ing. Tania Gonzalez

POR LA SUBCOMISIÓN DE TESIS

Prof. Rayda Patiño