

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

**EVALUACIÓN DE LA PRODUCTIVIDAD DE LOS POZOS EN
EL YACIMIENTO MORICHAL 30 DEL CAMPO CERRO
NEGRO**

Presentado ante la Ilustre
Universidad Central de Venezuela
Por la Br. Nájera P. Ana M
Para optar al Título de
Ingeniero de Petróleo

Caracas, 2014

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

EVALUACIÓN DE LA PRODUCTIVIDAD DE LOS POZOS EN EL YACIMIENTO MORICHAL 30 DEL CAMPO CERRO NEGRO

TUTOR ACADÉMICO: Prof. Lisbeth Miranda

TUTOR INDUSTRIAL: Ing. Ernesto Campos

Presentado ante la Ilustre
Universidad Central de Venezuela
Por la Br. Nájera P. Ana M
Para optar al Título de
Ingeniero de Petróleo

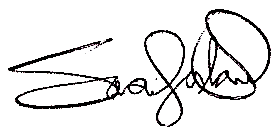
Caracas, 2014

Caracas, Diciembre del 2014

Los abajo firmantes, miembros del Jurado designado por el Consejo de Escuela de Ingeniería de Petróleo, para evaluar el Trabajo Especial de Grado presentado por la Bachiller Nájera Primera. Ana M. titulado:

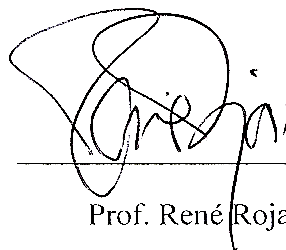
**“EVALUACIÓN DE LA PRODUCTIVIDAD DE LOS POZOS EN
EL YACIMIENTO MORICHAL 30 DEL CAMPO CERRO
NEGRO”**

Consideran que el mismo cumple con los requisitos exigidos por el plan de estudios conducente al Título de Ingeniero de Petróleo, y sin que ello signifique que se hacen solidarios con las ideas expuestas por los autores, lo declaran APROBADO.



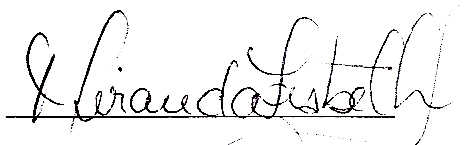
Prof. Sandro Gasbarri

Jurado



Prof. René Rojas

Jurado



Lisbeth Miranda

DEDICATORIA

A mi Mamá a quien amo profundamente. Hay quienes aseguran que existen las vidas pasadas si es así estoy convencida de haber hecho algo muy bueno para que en esta me hayas tocado tí.

A mi Papá por todo su apoyo y su preocupación para que lograra mis objetivos.

A Tina por ser una persona incondicional inigualable indescriptible mi amiga mi otra mitad.

AGRADECIMIENTOS

A la Universidad Central de Venezuela, por permitirme ser parte de ella y brindarme las herramientas necesarias para formarme como profesional; especialmente a la Escuela de Ingeniería de Petróleo y a todos sus profesores.

A los Tutores. Muchas gracias a la profesora Lisbeth Miranda por haber estado siempre dispuesta a brindarme su asesoría y ayuda, al Ingeniero Ernesto Campos por toda su colaboración.

A mis Padres, por haber recorrido este camino a mi lado dándome todo su apoyo y fortaleza, y haber dado su mayor esfuerzo por darme la mejor formación personal y académica

A mi Familia. A mi hermana por ser un soporte en mi vida, a mi tía Abina y a mi tío Guillermo por habernos prestado su apoyo en el momento en que más lo necesitamos.

A mis compañeros de la Universidad, de forma especial a Omar Morales, Eduardo Mahía, Sebastián Celis, Sacha De Santis, Jorge Román y Alfredo Oliveira haber hecho más agradable mi paso por esta casa de estudios.

Al personal y compañeros del Ministerio de Petróleo y Minería. A Todas las personas que tuve la fortuna de conocer las cuales me prestaron su apoyo y me hicieron sentir como parte de su equipo, en especial a Julio Santo Domingo, Sofía Hiller, Gerardo Méndez, Rafael Ferrer, Carlos Pacheco, William Cautela, Carlos Pérez y Eudi Alcalá.

¡Gracias a todos!

NÁJERA P., ANA M.

**EVALUACIÓN DE LA PRODUCTIVIDAD DE LOS POZOS EN
EL YACIMIENTO MORICHAL 30 DEL CAMPO CERRO
NEGRO**

Tutora Académica: Prof. Lisbeth Miranda. Tutor Industrial: Ing. Ernesto Campos. Tesis. Caracas, U.C.V. Facultad de Ingeniería. Escuela de Ingeniería de Petróleo. 2014, 110 pag.

Palabras Claves: Sistema de producción, Relación gas petróleo, Análisis nodal, Presión de cabezal y PIPESIM.

Resumen. El yacimiento Morichal 30 se encuentra ubicado en el Campo Cerro Negro, operado por la Empresa Mixta Petromonagas. En los últimos años el yacimiento que cuenta con 60 pozos activos, ha presentado problemas de alta producción de gas lo cual ha reducido la producción de crudo debido a que se encuentra por debajo de la presión de burbuja. Por tal razón se planteó como objetivo evaluar la factibilidad de someter a cinco de los pozos afectados a la variación en uno de los parámetros del sistema de producción (Presión de cabezal). Para ello se partió por la revisión bibliográfica, luego se procedió a graficar el comportamiento productivo de los cinco pozos en estudio que se encuentran completados en la arena Morichal Inferior, con el fin de analizar los históricos de tasa de petróleo, tasa de gas, RGP y revoluciones por minuto (RPM) de las bombas de cavidad progresiva, con respecto al tiempo, y con ello observar los cambios de la RGP a nivel de pozos.

Seguidamente se interpretó el comportamiento de producción de los pozos para determinar las causas del incremento en la producción de gas asociado, luego a través de un estudio de análisis nodal se sensibilizó la presión de cabezal de cada uno de los pozos para determinar su efecto en la productividad de los pozos, finalmente se concluyó que la producción de gas se incrementa a mayores velocidades de operación de la bomba de cavidad progresiva (BCP) y la tasa de producción de petróleo se incrementa al disminuir la presión de cabezal.

ÍNDICE DE CONTENIDO

INTRODUCCIÓN	1
CAPITULO I	3
1.1. Planteamiento del problema	3
1.2. Justificación del problema.....	3
1.3. Objetivos	4
1.3.1. Objetivo general.....	4
1.3.2. Objetivos específicos	4
1.4. Alcance	5
1.5. Limitaciones	5
CAPITULO II	6
MARCO TEÓRICO	6
2.1. Antecedentes de Estudio	6
2.2. Relación gas/petróleo (RGP).....	7
2.3. Sistema de producción	8
2.4. Proceso de producción	8
2.4.1 Recorrido de los fluidos en el sistema	9
2.5. Capacidad de producción del sistema	11
2.6. Flujo Multifásico	12
2.6.1. Definiciones de los fluidos	12
2.6.2. Pérdidas de presión en tuberías.....	13
2.6.3. Patrones de Flujo	13
2.6.3. Descripción de correlaciones de flujo multifásico en tuberías	17
2.7. Índice De productividad (J).....	21
2.8. Ecuación de Vogel.....	23
2.9. Análisis nodal	23
2.9.1. Componentes del análisis nodal.....	24
2.9.2. Puntos de análisis y condiciones de operación	26

2.10. Análisis de sensibilidades.....	27
2.11. Mecanismo De Producción	31
2.12. Levantamiento Artificial Durante La Producción Primaria	32
2.12.1. Bombeo De Cavidad Progresiva (B.C.P.).....	32
CAPITULO III.....	36
DESCRIPCIÓN DEL ÁREA DE ESTUDIO.....	36
3.1. Faja Petrolífera del Orinoco	36
3.1.1. Características geológicas de la Faja Petrolífera del Orinoco	38
3.1.2. Sedimentología de la Faja Petrolífera del Orinoco	38
3.2. Campo Cerro Negro	39
3.2.1. Estratigrafía.....	40
3.2.2. Sedimentología	41
3.3. Formación Oficina.....	42
3.3.1. Miembro Yabo.....	42
3.3.2. Miembro Jobo	43
3.3.3. Miembro Pílon	43
3.3.4. Miembro Morichal	43
3.4. Morichal 30	45
3.4.1. Caracterización del yacimiento morichal 30	46
CAPITULO IV	49
MARCO METODOLÓGICO	49
4.1. Tipo de investigación	50
4.2. Diseño de la investigación.....	50
4.3. Revisión Bibliográfica y Recopilación de la información	50
4.4. Definición de Premisas para la selección de los pozos a evaluar en el yacimiento Morichal 30	51
4.5. Estudio del comportamiento de producción de los pozos con alto RGP.....	52
4.6. Análisis a través de simulación	53
4.6.1. Breve descripción del software PIPESIM	53
4.6.2. Modelo de análisis nodal	54

4.6.3. Carga de datos para la simulación	54
4.6.3. Cotejo de los Pozos.....	61
4.7. Análisis Nodal	65
4.8. Realización de Sensibilidades	67
4.9. Análisis de Resultados, Conclusiones y Recomendaciones	68
CAPITULO V.....	69
ANÁLISIS Y DISCUSIÓN DE RESULTADOS	69
5.1. Estudio del comportamiento de producción de los pozos con alto RGP en el yacimiento Morichal 30 del campo Cerro Negro	70
5.1.1. Histórico de producción de Morichal 30	70
5.1.2. Gráficas de históricos de producción de cada uno de los pozos en estudio	71
5.2. Análisis de los posibles parámetros que puedan estar afectando la productividad de los pozos horizontales en el yacimiento Morichal 30.....	81
5.3. Realización de sensibilidades en los pozos en estudio a través del análisis nodal	84
5.3.1. Realización de sensibilidad al pozo CGC0805.....	86
5.3.2. Realización de sensibilidad al pozo CGC0810.....	88
5.3.3. Realización de sensibilidad al pozo CGC0813.....	90
5.3.4. Realización de sensibilidad al pozo CGC0814.....	92
CONCLUSIONES.....	97
RECOMENDACIONES.....	98
BIBLIOGRAFÍA.....	99
APÉNDICES.....	101
Apendice A. Diseño y elaboración de la base de datos	101
Apendice B. Información ingresada en el software PIPESIM	107
Apendice C. Gráficos de producción de Petromonagas	109

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 2.1. Definición de términos para relacionar petróleo líquido y gas en el yacimiento y sus propiedades de superficie	8
Figura 2.2. Proceso de producción	9
Figura 2.3. Componentes del Sistema y Perfil de presiones	11
Figura 2.4. Patrones de Flujo en Tuberías Horizontales	15
Figura 2.5. Gráfica de presión de fondo fluyente contra tasa de producción.....	22
Figura 2.6. Componentes básicos del sistema de análisis nodal	25
Figura 2.7. Localización de varios nodos	27
Figura 2.8. Gráfico de presión en el nodo vs caudal.....	28
Figura 2.9. Capacidad de flujo debido al cambio del diámetro de tubería	30
Figura 2.10. Efecto del cambio en los diámetros del tubing sobre la capacidad de flujo	31
Figura 2.11. Configuración Típica de una BCP tipo convencional	35
Figura 3.1. Faja del Orinoco y sus cuatro áreas estratégicas	37
Figura 3.2. Columna Estratigráfica de la FPO	39
Figura 3.3. Ubicación del área asignada a Petromonagas dentro del Distrito Carabobo (Mostrando las Empresas Mixtas, áreas y las operadoras vecinas).....	40
Figura 3.4. Columna Estratigráfica del campo Cerro Negro	41
Figura 3.5. Registro Tipo con equivalencias de Unidades.....	45
Figura 4.1. Fases del procedimiento metodológico	49
Figura 4.2. Diagrama de completación de pozo tipo	52
Figura 4.3. Diagrama mecánico del pozo	54
Figura 4.4. Ventana de entrada de información de yacimiento.....	56
Figura 4.5. Ventana de información del Perfil de Desviación de la tubería de Producción.....	57

Figura 4.6. Ventana de información del Perfil de Geotérmico de la tubería de Producción	58
Figura 4.7. Ventana de entrada para la configuración de la tubería de producción ...	58
Figura 4.8. Ventana de información del equipo de fondo de la Tubería de Producción	59
Figura 4.9. Ventana de entrada de los información de Fluidos.....	60
Figura 4.10. Ventana de entrada de las temperaturas para el cálculo de las viscosidades.....	60
Figura 4.11. Ventana de selección de correlaciones de flujo Vertical	62
Figura 4.12. Ventana de selección de correlaciones de flujo horizontal	62
Figura 4.13. Perfil de las Correlaciones Para Flujo Multifásico Vertical	63
Figura 4.14. Perfil de las Correlaciones Para Flujo Multifásico horizontal	63
Figura 4.15. Ventana de Configuración de las Correlaciones de Flujo	65
Figura 4.16. Ventana de análisis nodal	66
Figura 4.17. Intersección de curva demanda con la curva oferta	66
Figura 4.18. Ventana de sensibilidad	69
Figura 5.1. Comportamiento de Producción Morichal 30.....	70
Figura 5.2. Comportamiento de Producción de petróleo, gas y RGP del pozo CGC0805.....	72
Figura 5.3. Comportamiento de Producción de petróleo, gas y RGP del pozo CGC0810.....	74
Figura 5.4. Comportamiento de Producción de petróleo, gas y RGP del pozo CGC0813.....	76
Figura 5.5. Comportamiento de Producción de petróleo, gas y RGP del pozo CGC0814.....	78
Figura 5.6. Comportamiento de Producción de petróleo, gas y RGP del pozo CGC0830.....	80
Figura 5.7. Comportamiento histórico RGP vs tiempo de las macollas pertenecientes al campo Cerro Negro	83
Figura 5.8. Sensibilidades a través de las curvas de comportamiento de afluencia	

del pozo variando Pwh del pozo CGC0805	87
Figura 5.9. Comportamiento de la tasa de petróleo vs presión de cabezal en el pozo CGC0805.....	88
Figura 5.10. Sensibilidades a través de las curvas de comportamiento de afluencia del pozo variando Pwh del pozo CGC0810	89
Figura 5.11. Comportamiento de la tasa de petróleo vs presión de cabezal en el pozo CGC0810.....	90
Figura 5.12. Sensibilidades a través de las curvas de comportamiento de afluencia del pozo variando Pwh del pozo CGC0813	91
Figura 5.13. Comportamiento de la tasa de petróleo vs presión de cabezal en el pozo CGC0813.....	92
Figura 5.14. Sensibilidades a través de las curvas de comportamiento de afluencia del pozo variando Pwh del pozo CGC0814	93
Figura 5.15. Comportamiento de la tasa de petróleo vs presión de cabezal en el pozo CGC0814.....	94
Figura 5.16. Sensibilidades a través de las curvas de comportamiento de afluencia del pozo variando Pwh del pozo CGC0805	95
Figura 5.17. Comportamiento de la tasa de petróleo vs presión de cabezal en el pozo CGC0830.....	96
Figura C.1. Comportamiento de la producción histórica de petróleo de Petromonagas	109
Figura C.2. Comportamiento de la producción histórica de gas de Petromonagas...	110
Figura C.3. Usos y destinos del gas asociado en el área de Petromonagas.....	110

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 3.1. Propiedades básicas de los PVT de Morichal 30	46
Tabla 3.2. Reservas de petróleo Morichal 30.....	48
Tabla 3.3. Reservas de gas natural asociado con el petróleo	48
Tabla 4.1. Resultados del Cotejo de la Correlación de flujo Multifásico Vertical.....	64
Tabla 4.2. Resultados del Cotejo de la Correlación de Flujo Multifásico Horizontal	64
Tabla 5.1. Descripción de los pozos en estudio	69
Tabla 5.2. Resultados del Cotejo de la Correlación de Flujo Multifásico Horizontal	84
Tabla 5.3. Resultados del Cotejo de la Correlación de Flujo Multifásico Vertical	85
Tabla 5.4. Punto de prueba producto de la simulación en PIPESIM en el pozo CGC0805.....	86
Tabla 5.5. Resultados obtenidos en la simulación del pozo CGC0805	87
Tabla 5.6. Punto de prueba producto de la simulación en PIPESIM en el pozo CGC0810.....	88
Tabla 5.7. Resultados obtenidos en la simulación del pozo CGC0810	89
Tabla 5.8. Punto de prueba producto de la simulación en PIPESIM en el pozo CGC0813.....	91
Tabla 5.9. Resultados obtenidos en la simulación del pozo CGC0813	91
Tabla 5.10. Punto de prueba producto de la simulación en PIPESIM en el pozo CGC0814.....	93
Tabla 5.11. Resultados obtenidos en la simulación del pozo CGC0814	93
Tabla 5.12. Punto de prueba producto de la simulación en PIPESIM en el pozo CGC0830.....	95
Tabla 5.13. Resultados obtenidos en la simulación del pozo CGC0830	95
Tabla A.1. Base de datos del pozo CGC0805.....	101
Tabla A.2. Base de datos del pozo CGC0810.....	101
Tabla A.3. Base de datos del pozo CGC0813.....	104

Tabla A.4. Base de datos del pozo CGC0814.....	105
Tabla A.5. Base de datos del pozo CGC0830.....	106
Tabla B.1. Datos del yacimiento y el pozo	107
Tabla B.2 Tubería de Producción perfil Geotérmico	107
Tabla B.3.Tubería de Producción Configuración de la Tubería	107
Tabla B.4. Información de la Bomba de Cavidad Progresiva.....	108
Tabla B.5. Black Oil para cada pozo.....	108
Tabla B.6. Presión de salida y Caudal.....	109

INTRODUCCIÓN

A nivel mundial la producción de crudo pesado y extrapesado ha aumentado en los últimos años, debido a los altos precios del petróleo, este tipo de crudo representa más del 70% de las reservas totales del mundo, en la actualidad son innumerables los esfuerzos que se hacen en aras de conseguir extraer este tipo de fluidos.

En Venezuela La Faja Petrolífera del Orinoco (FPO), es la más grande acumulación de hidrocarburos pesados del mundo, con un Petróleo Original en Sitio (POES) aproximado de 1.360 MMBBN, distribuidos en un área de 55.314 km² en el margen Sur de La Cuenca Oriental de Venezuela. Sin embargo La Faja Petrolífera del Orinoco cuenta actualmente con algunos yacimientos de crudo pesado y extrapesado que tras el proceso de explotación han visto que la extracción de crudo generalmente se encuentra asociado a la producción de una gran cantidad de gas.

En tal sentido es necesario para la empresa mixta Petromonagas llevar a cabo acciones correctivas para mejorar el plan de explotación actual, extender la vida útil de sus yacimientos y con ello aumentar la recuperación final, a fin de extraer el volumen de hidrocarburo necesario para cumplir con los compromisos adquiridos por la empresa, la cual tiene contemplado un mantenimiento de producción de crudo de 140 MBND entre el periodo 2014-2019. Aproximadamente el 96% del gas producido en Petromonagas es transferido a PDVSA GAS para ser usado como combustible en las empresas básicas, el 2% es usado como combustible en campo y el resto se ventea a la atmósfera 2% ^[2].

El presente Trabajo Especial de Grado se lleva a cabo con el objetivo de evaluar el impacto en la capacidad de producción total del sistema al someter cinco pozos del yacimiento Morichal 30 a la variación de los parámetros operacionales en el proceso de producción en este caso la presión de cabezal (*P_{wh}*), usando una de las técnicas más conocidas para optimizar sistemas de producción, dada su comprobada efectividad y confiabilidad a nivel mundial, el Análisis Nodal; con la aplicación de esta técnica se adecua la infraestructura tanto de superficie como de subsuelo, para

reflejar en el tanque el verdadero potencial de producción de los pozos asociados a los yacimientos del sistema total de producción.

CAPITULO I

1.1 Planteamiento del problema

La eficiencia de un sistema de producción está esencialmente determinada por la naturaleza, es decir, por la energía del propio yacimiento, saturación y capacidad de flujo. En el campo Cerro Negro, bloque Carabobo, asignado a la Empresa Mixta Petromonagas, el proceso de explotación ha ocasionado un incremento en la liberación de gas como consecuencia de la disminución en la presión promedio en sus yacimientos, aumentando la tasa de producción de gas y por ende la relación gas petróleo (RGP). Tal es el caso del yacimiento Morichal 30 perteneciente al campo Cerro Negro el cual al inicio de su vida productiva tenía un valor de RGP aproximado a 101 pies cúbicos normales por barriles normales (PCN/BN), y se ha elevado aproximadamente a 587 PCN/BN hacia finales del año 2012 ^[4].

Tales incrementos en la RGP ha contribuido en gran medida a problemas operacionales tales como daños en las bombas de los equipos de levantamiento (bombeo mecánico y de cavidad progresiva), contrapresiones en diferentes puntos del sistema integral de producción, etc. Dichas contrapresiones son generalmente acumulables en un tiempo dado generando una producción final de crudo significativamente inferior a la máxima u óptima posible, en costos de producción más altos y en la quema y venteo de una parte del gas asociado producido. Los pozos evaluados en este Trabajo Especial de Grado tienen nueve años de producción, con levantamiento artificial mediante bombas de cavidad progresiva (BCP), la cuales han visto mermada su eficiencia con el paso del tiempo presumiendo la alta presencia de gas como una de las causas.

1.2 Justificación del problema

En la actualidad existe una gran preocupación debido a que cada vez es menos probable el descubrimiento de yacimientos con grandes reservas, aunado a la alta

demanda de energía debido a la escasez de crudos livianos y medianos, por tal razón surge la necesidad de enfocar la producción en crudos pesados y extrapesados.

El campo Cerro Negro tiene grandes acumulaciones de crudos pesados y extrapesados con unas reservas probadas de 55159 MMBN, y una producción aproximada de 376 MBD de petróleo según el Informe anual PDVSA, 2012, por lo cual es de suma importancia el aseguramiento del flujo garantizando que el fluido sea producido efectivamente.

Una forma rápida de obtener aumentos de producción sin incurrir en grandes inversiones es mejorando la producción de los pozos existentes reduciendo las restricciones al flujo, logrando con ello un incremento del recobro y aumento en la vida útil del campo.

1.3 Objetivos

1.3.1 Objetivo general

Evaluar la productividad de los pozos en el yacimiento Morichal 30 del campo Cerro Negro.

1.3.2 Objetivos específicos

- Analizar el comportamiento actual de los pozos que presentan incremento en la RGP en el yacimiento Morichal 30 del campo Cerro Negro, a través de perfiles de producción.
- Definir una matriz de parámetros o variables que afectan el comportamiento actual de los pozos en el yacimiento Morichal 30 del Campo Cerro Negro.
- Estimar el incremento en volúmenes de hidrocarburos una vez realizado el estudio de sensibilidades de los parámetros operacionales a fin de determinar un mejor esquema de producción utilizando la técnica de análisis nodal.

1.4 Alcance

El estudio del presente Trabajo Especial de Grado se realizará en cinco pozos de los sesenta pozos activos del yacimiento Morichal 30 del Campo Cerro Negro, operado por la empresa mixta Petromonagas, este contemplará el análisis del comportamiento de producción de dichos pozos y la determinación de volúmenes adicionales de petróleo una vez realizado la técnica de análisis nodal en el sistema de producción.

1.5 Limitaciones

- Las limitaciones estuvieron impuestas por la disponibilidad de datos y el acceso a información confidencial.
- Dificultad para el uso del simulador PIPESIM, ya que el Ministerio del Poder Popular de Petróleo y Minería no cuenta en la actualidad con este Software.

CAPITULO II

MARCO TEÓRICO

2.1 Antecedentes de Estudio

Holger (2012) realizó el trabajo titulado “Optimización de la Producción Utilizando Análisis Nodal en el Campo Fanny 18B Operado por Andes Petroleum Ecuador Ltd”, en el cual se hizo un análisis de las complicaciones en el sistema de producción existente en el campo Fanny 18 B operado por ANDES PETROLEUM ECUADOR LTD, tanto en los pozos como en las redes de producción en superficie para lo cual usó el Software PIPESIM para realizar el Análisis Nodal tanto en el flujo vertical como en el flujo horizontal para lograr con éxito la identificación de cuellos de botella y restricciones en la producción, la evaluación de los beneficios de contar con pozos nuevos, líneas de conducción adicionales, compresión, y además el cálculo de la productividad de los sistemas de recolección de campo y la predicción de los perfiles de presión y temperatura a través de trayectos de flujo complejos. Adicionalmente el autor realizó un análisis de los tipos de completación en los pozos candidatos, sistemas de producción, historiales de producción, historiales de reacondicionamiento, y facilidades de superficie del campo Fanny 18 B.

Gil (2010) realizó el trabajo titulado “Optimización de la producción de los pozos con levantamiento artificial por bombeo-electrosumergible del campo Yarigui- Cantagallo utilizando la técnica del análisis nodal” donde aplica de manera sistemática el análisis nodal a los pozos del campo Cantagallo y desarrolla una metodología que facilita su implementación y que muestra una secuencia adecuada de los pasos a seguir para realizar de manera exitosa la determinación de las condiciones más óptimas de operar el pozo, tomando como nodo solución el punto medio de las perforaciones y cabeza de pozo.

Esta metodología consta de cuatro secciones:

1. Recolección y validación de la información de los pozos activos asociados al sistema de levantamiento artificial por bombeo electro-sumergible en las Estaciones de Flujo en estudio.
2. Utilización del simulador WELLFLO para obtener el comportamiento detallado del sistema de producción de cada uno de los pozos.
3. Optimización del sistema de producción de la Unidad de Explotación aplicando la técnica de análisis nodal en el simulador WELLFLO.
4. Análisis de los resultados y recomendaciones.

2.2. Relación gas/petróleo (RGP) ^[1]

Cuando el petróleo es llevado a condiciones de superficie es natural que contenga gas en solución. La relación gas/petróleo (RGP) es la relación del volumen de gas que viene en solución, en el volumen de petróleo a condiciones estándar.

La figura 2.1 muestra el proceso involucrado en la definición de la RGP. Primero, una cantidad de petróleo líquido en el yacimiento de masa M_1 sube a la superficie y se reducen la presión y temperatura, usualmente resultando en la separación de una fase gaseosa de masa M_3 y una fase líquida de masa M_2 . La RGP se define como la relación de los volúmenes en superficie de gas y petróleo. La ecuación 2.1 muestra la expresión matemática para dicho cálculo.

$$RGP = \frac{Q_g}{Q_o} \quad [PCN/BN] \quad \text{Ecuación 2.1}$$

Donde:

Q_g : Tasa de producción de gas, [PCND].

Q_o : Tasa de producción de petróleo, [BND].

Los volúmenes correspondientes están definidos en la figura 2.1 como V_1 , V_2 y V_3 .

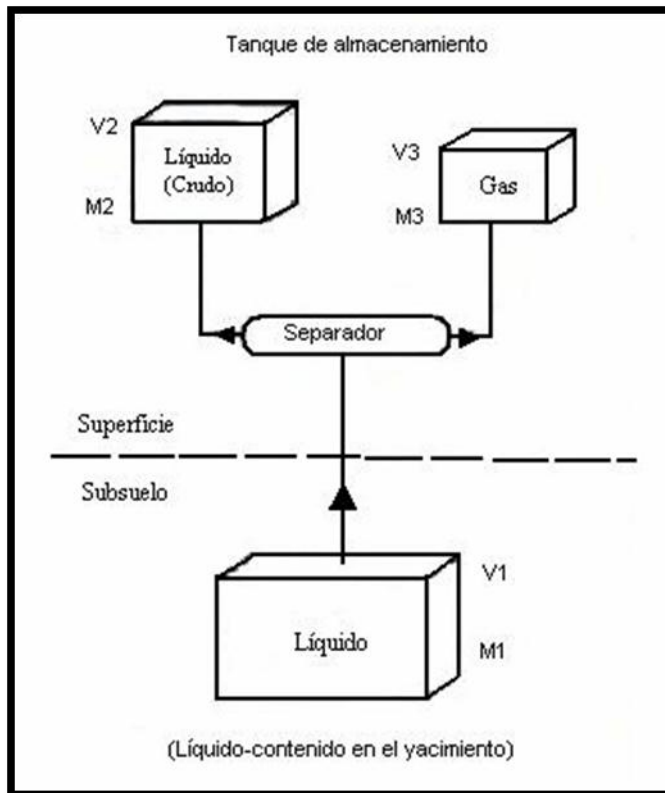


Figura 2.1. Definición de términos para relacionar petróleo líquido y gas en el Yacimiento y sus propiedades de superficie ^[1].

2.3 Sistema de producción ^[2]

Un sistema de producción está formado por el yacimiento, el pozo y las facilidades de superficie. El yacimiento es una o varias unidades de flujo en el subsuelo creada e interconectadas por la naturaleza, mientras que el pozo y las facilidades de superficie son infraestructuras construidas por el hombre para la extracción, control, medición, tratamiento y transporte de los fluidos hidrocarburos extraídos de los yacimientos.

2.4 Proceso de producción ^[2]

El proceso de producción en un pozo de petróleo, comprende el recorrido de los fluidos desde el radio externo de drenaje en el yacimiento hasta el separador de producción en la estación de flujo. En la figura 2.2 se muestra el sistema completo

con cuatro componentes claramente identificados: Yacimiento, Completación, Pozo, y Línea de Flujo Superficial.

Existe una presión de partida de los fluidos en dicho proceso que es la presión estática del yacimiento, P_{ws} ; y una presión final o de entrega que es la presión del separador en la estación de flujo, P_{sep} .

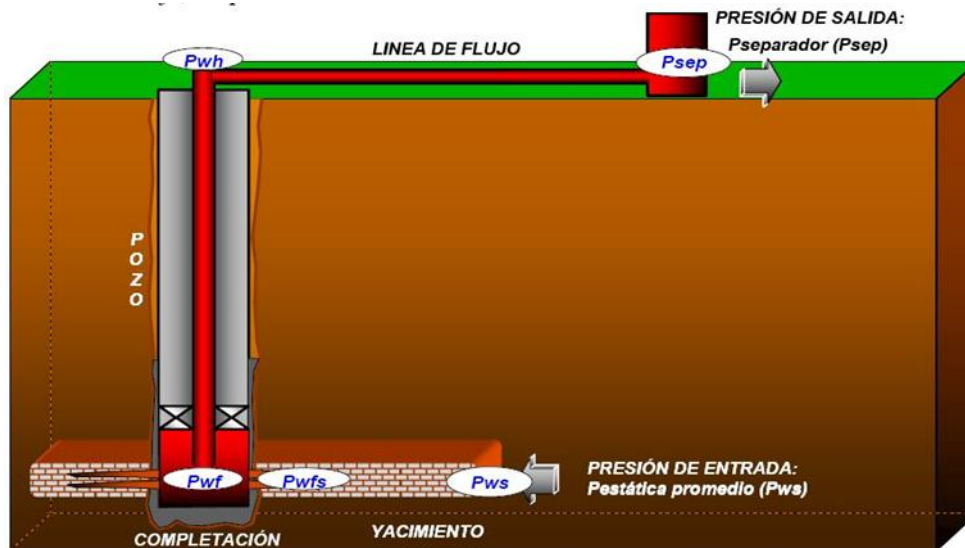


Figura 2.2. Proceso de producción [2].

2.4.1 Recorrido de los fluidos en el sistema

El movimiento de los fluidos comienza en el yacimiento a una distancia r_e del pozo donde la presión es P_{ws} , viaja a través del medio poroso hasta llegar a la cara de la arena o radio del hoyo, r_w , donde la presión es P_{wfs} , en este módulo el fluido pierde energía en la medida que el medio sea de baja capacidad de flujo ($K_o.h$), presente restricciones en la cercanías del hoyo (daño) y el fluido ofrezca resistencia al flujo (μ_o).

✓ Transporte en las perforaciones

Los fluidos aportados por el yacimiento atraviesan la completación que puede ser un revestidor de producción cementado y perforado, normalmente utilizado en formaciones consolidadas, o un empaque con grava, normalmente utilizado en

formaciones poco consolidadas para el control de arena. En el primer caso la pérdida de energía se debe a la sobre compactación o trituración de la zona alrededor del túnel perforado y a la longitud de penetración de la perforación; en el segundo caso la pérdida de energía se debe a la poca área expuesta al flujo. Al atravesar la completación los fluidos entran al fondo del pozo con una presión P_{wf} .

✓ **Transporte en el pozo**

Ya dentro del pozo los fluidos ascienden a través de la tubería de producción venciendo la fuerza de gravedad y la fricción con las paredes internas de la tubería. Llegan al cabezal del pozo con una presión P_{wh} .

✓ **Transporte en la línea de flujo superficial**

Al salir del pozo si existe un reductor de flujo en el cabezal ocurre una caída brusca de presión que dependerá fuertemente del diámetro del orificio del reductor, a la descarga del reductor la presión es la presión de la línea de flujo P_{lf} , luego atraviesa la línea de flujo superficial llegando al separador en la estación de flujo, con una presión igual a la presión del separador P_{sep} , donde se separa la mayor parte del gas del petróleo.

En la figura 2.3 se presentan los componentes del sistema de una manera más detallada así como el perfil de presión en cada uno de ellos.

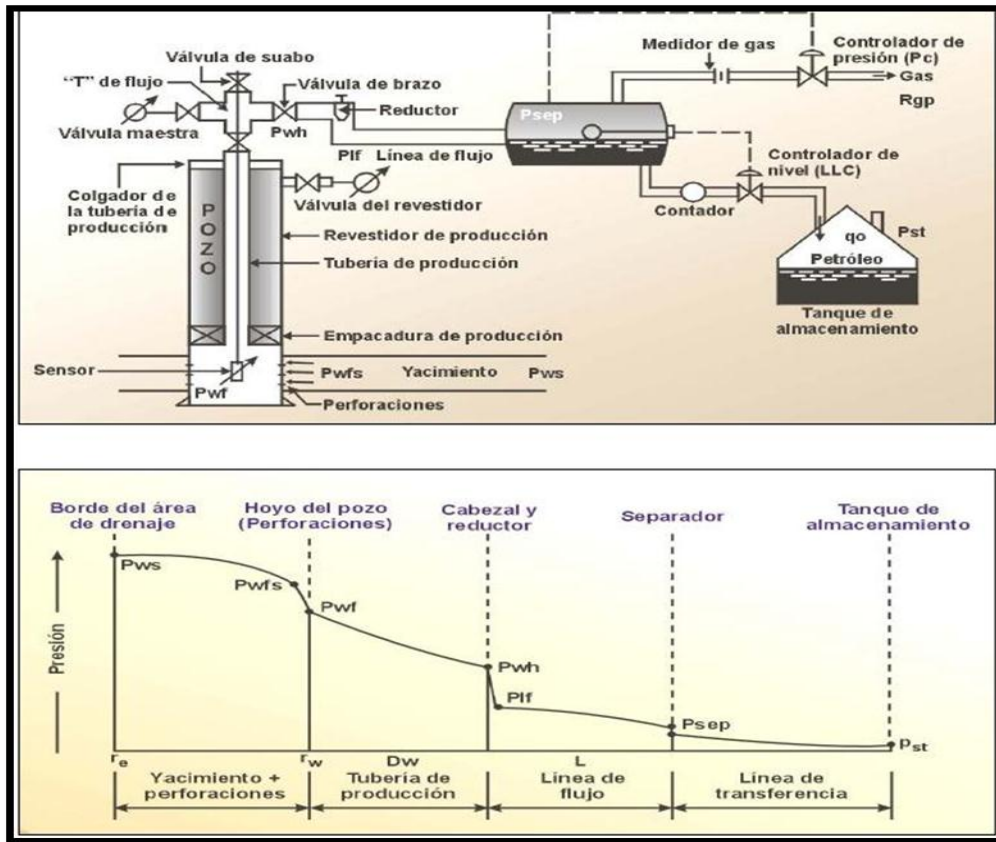


Figura 2.3. Componentes del Sistema y Perfil de presiones [2].

2.5 Capacidad de producción del sistema

La pérdida de energía en forma de presión a través de cada componente, depende de las características de los fluidos producidos y especialmente del caudal de flujo transportado, de tal manera que la capacidad de producción del sistema responde a un balance entre la capacidad de aporte de energía del yacimiento y la demanda de energía de la instalación para transportar los fluidos hasta la superficie.

La suma de las pérdidas de energía en forma de presión de cada componente es igual a la pérdida total, es decir, a la diferencia entre la presión de partida, P_{ws} , y la presión final, P_{sep} :

$$P_{ws} - P_{sep} = \Delta P_y + \Delta P_c + \Delta P_p + \Delta P_l \quad \text{Ecuación 2.2}$$

Dónde:

Caída de presión en el yacimiento

$$\Delta P_y = P_{ws} - P_{wfs} \quad \text{Ecuación 2.3}$$

Caída de presión en la completación

$$\Delta P_c = P_{wfs} - P_{wf} \quad \text{Ecuación 2.4}$$

Caída de presión en el pozo

$$\Delta P_p = P_{wf} - P_{wh} \quad \text{Ecuación 2.5}$$

Caída de presión en la línea de flujo

$$\Delta P_l = P_{wh} - P_{sep} \quad \text{Ecuación 2.6}$$

2.6 Flujo Multifásico

2.6.1 Definiciones de los fluidos ^[7]

El flujo multifásico puede tener agua, petróleo y gas y es una situación muy típica en la industria petrolera, la cual ocurre desde el momento que se produce el petróleo hasta la separación efectiva de las fases, es decir el flujo multifásico se tiene en el pozo, línea de flujo y tuberías de transporte e inyección de vapor.

El flujo multifásico es un fenómeno complejo que es difícil de entender, predecir y modelar. Las características comunes de cada fase individual tales como el perfil de velocidad, turbulencia y el lindero de la capa, son insuficientes para describir la naturaleza de tales flujos.

Según Duns-Ross ^[7] que consideraron trece 13 variables importantes en el flujo multifásico en tuberías, se considera que las pérdidas de presión para el flujo multifásico son función de las velocidades superficiales de las fases líquida y gas, de las densidades de la fase líquida y gas, de las viscosidades de las fases líquida y gas, de la tensión superficial, del ángulo de contacto entre las fases y la pared de la tubería, del diámetro, longitud y rugosidad, el ángulo de inclinación de la tubería, y de la aceleración de la gravedad.

2.6.2 Pérdidas de presión en tuberías ^[7]

La mayoría de investigadores para desarrollar las correlaciones de flujo multifásico, usaron datos obtenidos en pruebas de laboratorio, otros usaron datos de campo. Los datos usualmente incluyeron tasas volumétricas de líquidos y gas, propiedades físicas de cada fase, diámetro de la tubería y presiones de entrada y salida de la tubería. En algunos casos, patrones de flujo fueron observados y el hold up líquido fue medido con válvulas balón. Los fluidos fueron tratados como mezclas homogéneas, pero las fases líquido y gas, viajan a diferentes velocidades, con efectos de deslizamiento que han sido considerados en las correlaciones empíricas de hold up líquido.

Mapas empíricos de patrones de flujo, a menudo basados en grupos adimensionales, fueron usados. Ecuaciones de gradientes de presión de estado estable fueron desarrolladas en base a principios de conservación de momento y masa aplicados a mezclas homogéneas. Pérdidas de presión por fricción usadas en ecuaciones de flujo monofásico, usando el número de Reynolds de la mezcla.

Algunos investigadores también usan un factor multiplicativo empírico para representar el incremento en la fricción debido a una segunda fase. En 1970 la industria del petróleo empezó a adoptar algunos mecanismos de física básica, usados en otras industrias, para predecir los patrones de flujo y las velocidades de las burbujas de gas en el líquido.

2.6.3 Patrones de Flujo ^[7]

La diferencia básica entre flujo de una sola fase y bifásico es que en este último la fase gaseosa y líquida pueden estar distribuidas en la tubería en una variedad de configuraciones de flujo, las cuales difieren unas de otras por la distribución especial de la interfase, resultando en características diferentes de flujo tales como los perfiles de velocidad y hold up. La existencia de patrones de flujo en un sistema bifásico dado depende de las siguientes variables:

Parámetros operacionales, es decir, tasas de flujo de gas y líquido.

Variables geométricas incluyendo diámetro de la tubería y ángulo de inclinación.

Las propiedades físicas de las dos fases, tales como; densidades, viscosidades y tensiones superficiales del gas y del líquido.

Los patrones de flujo existente en estas configuraciones pueden ser clasificados en:

✓ **Patrones de flujo para flujo horizontal** ^[7]

- **Flujo Estratificado**

Abreviado como “St” (Figura 2.4.a), ocurre a tasas de flujo relativamente bajas de gas y líquido. Las dos fases son separadas por gravedad, donde la fase líquida fluye al fondo de la tubería y la fase gaseosa en el tope.

Este patrón es subdividido en “Stratified Smooth” (Estratificado Liso), donde la interfase gas-líquido es lisa, y “Stratified Wavy” (Estratificado Ondulante), ocurre a tasas de gas relativamente altas, a la cual, ondas estables se forman sobre la interfase.

- **Flujo Intermitente (Flujo Tapón y Flujo de Burbuja Alargada)**

Abreviado como “I”, (Figura 2.4.b) el flujo intermitente es caracterizado por flujo alternado de líquido y gas, plugs o slugs de líquido, los cuales llenan el área transversal de la tubería, son separados por bolsillos de gas, los cuales tienen una capa líquida estratificada fluyendo en el fondo de la tubería. El mecanismo de flujo es el de un rápido movimiento del tapón de líquido ignorando el lento movimiento de la película de líquido a la cabeza del tapón. El líquido en el cuerpo del tapón podría ser aireado por pequeñas burbujas las cuales son concentradas en el frente del tapón y al tope de la tubería. El patrón de flujo intermitente es dividido en patrones de flujo Slug (SL) y de burbuja alargada (EB).

- **Flujo Anular**

Flujo anular (Figura 2.4.c) ocurre a muy altas tasas de flujo de gas. La fase gaseosa fluye en un centro de alta velocidad, la cual podría contener gotas de líquido arrastradas. El líquido fluye como una delgada película alrededor de la

pared de la tubería. La película al fondo es generalmente más gruesa que al tope, dependiendo de las magnitudes relativas de las tasas de flujo de gas y líquido.

A las tasas de flujo más bajas, la mayoría de líquido fluye al fondo de la tubería, mientras las ondas inestables aireadas son barridas alrededor de la periferia de la tubería y moja ocasionalmente la pared superior de la tubería. Este flujo ocurre en los límites de transición entre los flujos “Stratified Wavy”, “Slug” y Anular.

- **Burbujas Dispersas**

A muy altas tasas de flujo de líquido, (Figura 2.4.d) la fase líquida es la fase continua, y la gaseosa es la dispersa como burbujas discretas. La transición a este patrón de flujo es definida por la condición donde burbujas son primero suspendidas en el líquido, o cuando burbujas alargadas, las cuales tocan el tope de la tubería, son destruidas. Cuando esto sucede, la mayoría de las burbujas son localizadas cerca de la pared superior de la tubería.

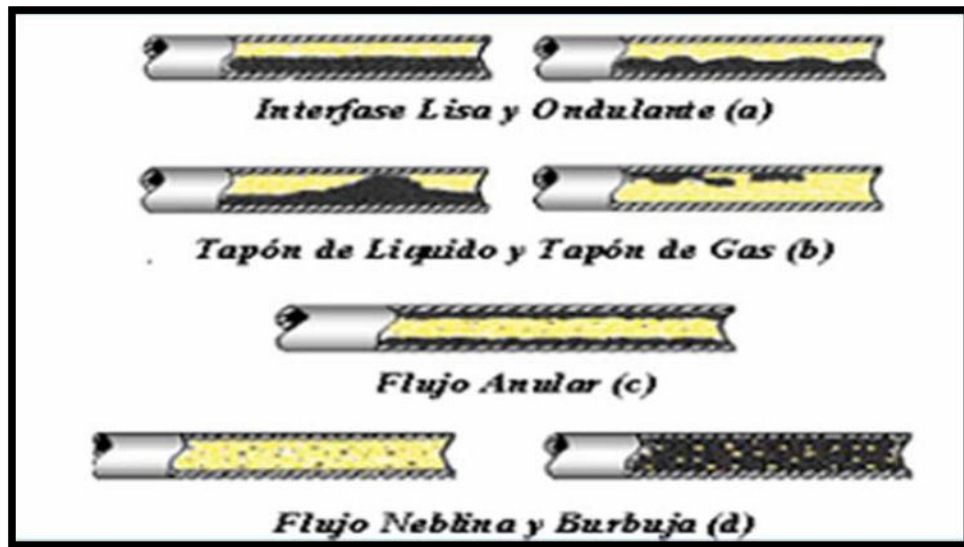


Figura 2.4. Patrones de Flujo en Tuberías Horizontales ^[4].

✓ **Patrones de flujo para flujo vertical** ^[7]

- **Flujo Burbuja**

Para estas condiciones se comienza a liberar gas contenido en el crudo, lo que da origen a un conjunto de burbujas dispersas en la fase líquida (fase continua) debido a la disminución de la presión en la tubería por debajo de los valores de presión de burbujeo siendo la distribución aproximadamente homogénea a través de la sección transversal de la tubería.

- **Flujo Tapón**

Este patrón de flujo comienza cuando las burbujas de gas aumentan en tamaño y número formándose una especie de bala con un diámetro casi igual al diámetro de la tubería. Las burbujas más grandes se deslizan hacia arriba a mayor velocidad que las pequeñas, arrastrando a las mismas. El flujo consiste en burbujas sucesivas separadas por tapones de líquido. La velocidad del gas es siempre mayor que la del líquido, esta diferencia de velocidades origina pérdidas por fricción contra la pared de la tubería.

- **Flujo Anular**

En flujo vertical se produce cuando las burbujas de gas se expanden y atraviesan los tapones de líquido más viscosos haciendo que el gas forme una fase continua cerca del centro de la tubería; debido a la simetría de flujo el espesor de la película líquida alrededor de la pared de la tubería es aproximadamente uniforme.

- **Flujo Neblina**

A medida que la velocidad del gas va aumentando por la disminución de la presión se produce una inversión en fase continua. El gas está en fase continua mientras que el líquido se encuentra en pequeñas gotas, es decir el líquido fluye en forma de pequeñas gotas suspendidas en una fase gaseosa continua por lo que no se considera deslizamiento entre las fases.

2.6.3 Descripción de correlaciones de flujo multifásico en tuberías ^[11]

Existen muchas correlaciones empíricas generalizadas para predecir los gradientes de presión. Dichas correlaciones se clasifican en:

Las correlaciones Tipo A, que consideran que no existe deslizamiento entre las fases y no establecen patrones de flujo, entre ellas: Poettman & Carpenter, Baxendell & Thomas y Fancher & Brown.

Las correlaciones Tipo B, que consideran que existe deslizamiento entre las fases, pero no toman en cuenta los patrones de flujo, dentro de ésta categoría la Hagedorn & Brown.

Las correlaciones Tipo C, que consideran que existe deslizamiento entre las fases y los patrones de flujo, entre ellas: Duns & Ros, Orkiszweski, Aziz & colaboradores, Chierici & colaboradores, y Beggs & Brill.

✓ **Correlaciones para flujo vertical**

Varias correlaciones para predecir las pérdidas de presión en tubería vertical han sido publicadas. Debido a la complejidad del flujo multifásico, las correlaciones propuestas por necesidad son altamente empíricas.

La ecuación de gradiente de presión general se define así:

$$\Delta P / \Delta h = \Delta P_H / \Delta h + \Delta P_f / \Delta h + \Delta P_a / \Delta h \quad \text{Ecuación 2.7}$$

Donde

ΔP_H : Gradiente de presión hidrostático.

ΔP_f : Gradiente de presión por fricción.

ΔP_a : Gradiente de presión por aceleración.

La pérdida de presión causada por el cambio de elevación depende de la densidad de la mezcla y es usualmente calculada usando el valor del hold up de líquido. Excepto

para condiciones de alta velocidad, la mayoría de pérdidas de presión en flujo vertical son causadas por este componente. La pérdida de presión causada por la fricción requiere la evaluación del factor de fricción. La pérdida de presión debida a la aceleración del fluido es algunas veces despreciable y usualmente es calculada solo para casos de altas velocidades de flujo.

Las correlaciones presentadas son, Fancher y Brown, Hagedorn y Brown, Duns and Ros y Orkiszewski. Las cuales difieren en la manera usada para calcular los tres componentes del gradiente de presión total mostrados en la ecuación 2.7.

- **Poettmann y Carpenter.** Correlacionaron las pérdidas de energía irreversibles de 49 pozos de prueba, con el término de fricción tipo Fanning. Ellos relacionaron el término de fricción con el numerador del número de Reynolds para la mezcla. No hicieron ningún experimento para representar el hold up líquido, pero hicieron una corrección a la densidad media de los fluidos producidos a condiciones de fondo de pozo. La correlación reproduce los gradientes de presión con una desviación promedio del 1.8% y una desviación estándar de 8.3%. Más tarde fue descubierto que no aplicaba para amplios rangos de valores de variables de flujo encontrados en problemas de producción.
- **Fancher y Brown.** Aplicaron la aproximación de Poettmann y Carpenter a 94 pruebas de un pozo experimental. Ellos introdujeron la relación gas/líquido producido (RGP) como un parámetro adicional en la correlación del factor de fricción.
Fancher y Brown no consideran regímenes de flujo, asumen que no existe deslizamiento.
- **Hagedorn y Brown (HB).** Hagedorn y Brown desarrollaron una correlación de 475 pruebas realizadas en un pozo experimental de 1500 ft de profundidad, usando viscosidades por encima de 110 cp. Ellos utilizaron una densidad de mezcla promedio corregida a condiciones de fondo de pozo para calcular las

pérdidas de presión por fricción y aceleración. El holdup líquido fue luego calculado de las pérdidas de presión total y los valores calculados de pérdidas por fricción y aceleración. Correlacionaron esos valores de holdup con variables de flujo y propiedades de fluido, ya que el holdup líquido no fue medido directamente, los valores de holdup dados por la correlación no son físicamente significativos en algunos casos. Las pérdidas de presión calculadas fueron comparadas con un estudio dando una desviación promedio de 1.5 %, con una desviación estándar de 5.5 %.

- **Duns y Ros (DR).** Duns y Ros reunieron datos de laboratorio sobre pérdidas de presión para flujo multifases en tubos transparentes. Esta correlación es resultado de un extensivo estudio en el cual el hold up líquido y gradientes de presión fueron medidos. Ellos observaron la dependencia de los regímenes de flujo sobre parámetros adimensionales. Correlaciones para velocidad de deslizamiento también fueron desarrolladas. Los datos fueron tomados para un amplio rango de variables de flujo, esperando que la correlación funcionará satisfactoriamente para la mayoría de condiciones de pozo.
- **Orkiszewski.** Orkiszewski probó varias correlaciones publicadas con datos de campo y concluyó que ninguna fue suficientemente aproximada para todos los regímenes de flujo. Luego seleccionó la correlación que el considero más aproximada para flujo burbuja y flujo niebla, y propuso una nueva correlación para flujo bache basada en un parámetro llamado “coeficiente de distribución líquida”. La correlación compuesta fue probada contra 148 pruebas de pozo y reporto medidas de pérdidas de presión con un error promedio de 0.8 % y una desviación estándar de 10.8 %.

✓ **Correlaciones para flujo horizontal**

Cuando la tubería está en posición horizontal, el ángulo, y por lo tanto el seno del ángulo, son cero. Esto significa que no hay caída de presión por elevación o hidrostática y la ecuación del gradiente de presión quedaría así:

$$\Delta P / \Delta h = \Delta P_a / \Delta h + \Delta P_f / \Delta h \quad \text{Ecuación 2.8}$$

Las predicciones para el hold up líquido son menos críticas para cálculos de pérdida de presión en flujo horizontal, pero varias correlaciones requieren un valor de hold up para cálculos de densidad, término usado en los componentes de pérdidas de presión por fricción y aceleración. La caída de presión por aceleración es usualmente menor y es a menudo ignorada en los cálculos de diseño.

Las correlaciones presentadas son Beggs y Brill, Mukherjee y Brill, Aziz Govier y Fogarasi.

- **Beggs y Brill Original (BBO).** Beggs y Brill desarrollaron su correlación luego de un estudio de flujo multifásico en tubos horizontales e inclinados. La correlación está basada en un mapa de régimen de flujo, que primero es determinado como si el flujo fuera horizontal. Luego se calcula el hold up horizontal por correlaciones que después serán corregidas para tuberías inclinadas, el sistema de prueba está compuesto por dos tuberías, una de 1-pulgada y otra de 1.5-pulgadas en acrílico de 90 pies de largo, pudiéndose inclinar a cualquier ángulo. Para cada tamaño de tubería, las tasas de líquido y gas fueron variadas, de modo que todos los patrones de flujo fueran observados cuando el tubo estuviera en posición horizontal.

Después que un set particular de caudales fue establecido, el ángulo del tubo fue variado por la gama de ángulos, de modo que los efectos del ángulo sobre el hold up y el gradiente de presión pudieran ser observados.

- **Mukherjee y Brill.** Mukherjee y Brill desarrollaron una correlación siguiendo un estudio de comportamiento de caída de presión en flujo multifásico inclinado. Para flujo burbuja y bache, un factor de fricción sin deslizamiento calculado del diagrama de Moody se adecuó a los cálculos de pérdidas de fricción. En flujo estratificado, el gradiente de presión por fricción es calculado en base a un balance de momentum para cada fase asumiendo una interfaz gas-líquidos lisa. En flujo anular, la correlación para el factor de fricción se presentó en función de la relación entre el hold up y el factor de fricción Moody. Los resultados concordaron con los datos experimentales y las correlaciones fueron verificadas con datos de Bahía Prudhoe y Mar del Norte.
- **Aziz Govier y Fogarasi.** Aziz, et. al. Propuso un método en 1972 el cual dependía de los regímenes de flujo, y presentó una nueva correlación para los regímenes de burbuja y bache. El método de Duns y Ros fue usado para flujo niebla, y la interpolación Duns y Ros fue usada en flujo transición.

2.7 Índice de productividad (J) ^[6]

Es una relación entre el drawdown y la tasa de flujo, y es el punto de partida en el análisis de comportamiento del pozo. El concepto de índice de productividad (J), fue desarrollado como un indicador o parámetro clave en la determinación de la capacidad de producción de un pozo, es decir, es el potencial o habilidad que tiene un pozo para producir fluido relacionado con un diferencial de presión entre la presión estática y la presión de fondo fluyente o “Drawdown”. En la ecuación 2.9 se muestra como determinar el valor de J.

$$J = IP = \frac{Q_o}{\Delta P} \quad \text{Ecuación 2.9}$$

$$\Delta P = P_{ws} - P_{wf} \quad \text{Ecuación 2.10}$$

Dónde:

P_{ws} : Presión estática, [lpc].

P_{wf} : Presión de fondo, [lpc].

$P_{ws} - P_{wf}$: Drawdown, [lpc].

Q_o : Tasa de petróleo, [BND].

J : Índice de productividad, [BND/lpc].

El valor de J calculado para diferentes pozos pertenecientes al mismo yacimiento (operando bajo las mismas condiciones de tasa de producción y presión de fondo fluyente) puede constituir una herramienta muy poderosa para determinar si existe daño en los pozos en cuestión, ya que dichos valores deberían coincidir.

La ecuación 2.11 muestra una manipulación algebraica de la ecuación 2.9, la cual permite determinar que al graficar la presión de fondo fluyente P_{wf} contra la tasa de petróleo Q_o , se obtiene una línea recta de pendiente igual al inverso del índice de productividad ver figura 2.5. La representación gráfica de la relación existente entre la tasa de crudo y la presión de fondo fluyente es conocida como “Inflow Performance Relationship” (IPR).

$$P_{wf} = P_{ws} - \frac{1}{Q_o} \quad \text{Ecuación 2.11}$$

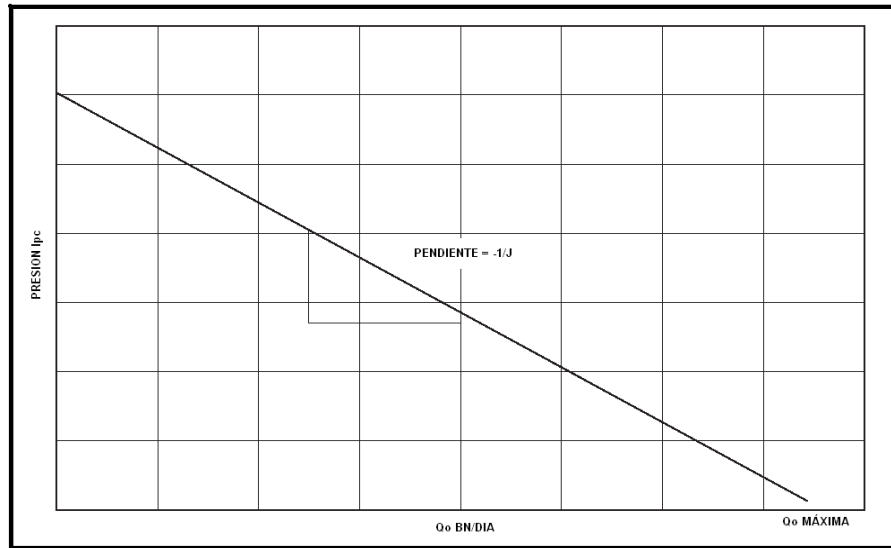


Figura 2.5. Gráfica de presión de fondo fluente contra tasa de producción ^[5].

2.8 Ecuación de Vogel

Vogel ha desarrollado una ecuación empírica para la forma del IPR de un pozo productor en un yacimiento con empuje por gas disuelto en el cual la presión medida del yacimiento es menor que la presión en el punto de burbuja. Esta ecuación es la siguiente.

$$\frac{Q_o}{Q_{max}} = 1 - 0,2 \left(\frac{P_{wff}}{P_{ws}} \right) - 0,8 \left(\frac{P_{wff}}{P_{ws}} \right)^2 \quad \text{Ecuación 2.12}$$

Donde:

Q_o : Tasa de producción de petróleo, [BND].

Q_{max} : Tasa máxima de petróleo, [BND].

P_{wff} : Presión de fondo fluente, [LPC].

P_{ws} : Presión de yacimiento, [LPC].

2.9 Análisis nodal

El análisis nodal ha sido por muchos años aplicado para analizar el comportamiento de sistemas constituidos por componentes que interactúan entre sí. Circuitos

eléctricos, complejas redes de tuberías, etc. El análisis nodal de un sistema de producción, realizado en forma sistemática permite determinar el comportamiento actual y futuro de un pozo productor de hidrocarburos, y consiste en dividir este sistema de producción en nodos de solución para calcular caídas de presión, así como gastos de los fluidos producidos, y de esta manera, poder determinar las curvas de comportamiento de afluencia y el potencial de producción de un yacimiento.

Como resultado de este análisis se obtiene generalmente un incremento en la producción y el mejoramiento de la eficiencia de flujo cuando se trata de un pozo productor, pero cuando se trata de un pozo nuevo, permite definir el diámetro óptimo de las tuberías de producción, del estrangulador, y línea de descarga por el cual debe fluir dicho pozo, así como predecir su comportamiento de flujo y presión para diferentes condiciones de operación.

2.9.1 Componentes del análisis nodal

El procedimiento del análisis nodal ha sido reconocido en la industria petrolera como un medio adecuado para el diseño y evaluación, tanto en pozos fluyentes como en pozos que cuentan con un sistema artificial de producción, debido a las necesidades energéticas, y a los incentivos derivados del precio de los hidrocarburos.

En el análisis nodal se evalúa un sistema de producción dividiéndole en tres componentes básicos:

1. Flujo a través de un medio poroso en el yacimiento, considerando el daño ocasionado por lodos de perforación y cemento.
2. Flujo a través de la tubería vertical en la sarta de producción, considerando cualquier posible restricción como empacamientos, válvulas de seguridad y estranguladores de fondo.
3. Flujo a través de la tubería horizontal en la línea de descarga, considerando el manejo de estranguladores en superficie.

Para predecir el comportamiento del sistema, se calcula la caída de presión en cada componente. Este procedimiento comprende la asignación de nodos en varias de las posiciones claves dentro del sistema (ver Figura 2.6).

Entonces, variando los gastos y empleando el método de correlación de flujo multifásico que se considere adecuado dependiendo de las características de los fluidos, se calcula la caída de presión entre dos nodos.

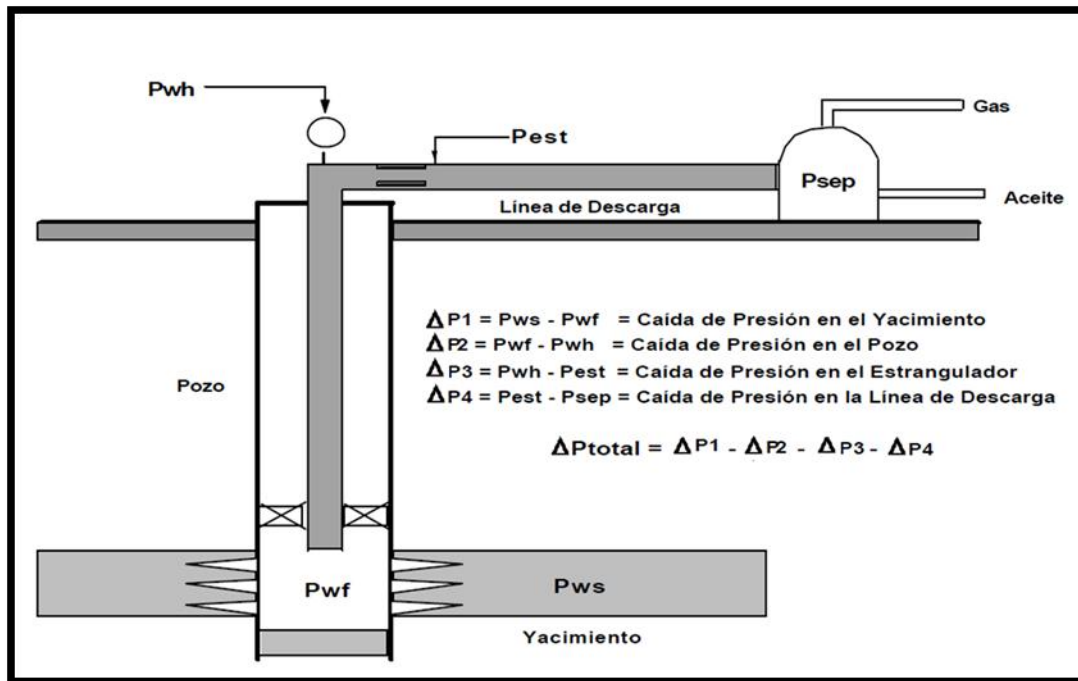


Figura 2.6. Componentes básicos del sistema de análisis nodal ^[7].

Los principales objetivos del análisis nodal se pueden enunciar como se observa a continuación:

- Determinar la tasa de flujo a la cual producirá un pozo de petróleo o gas considerando la geometría del pozo y las limitaciones de la completación.
- Determinar las condiciones de flujo bajo las que el pozo podría dejar de producir.
- Seleccionar el tiempo más apropiado para la instalación de un sistema de levantamiento artificial, y también para asistir en la selección del más óptimo.

- Optimizar el sistema para producir a la tasa de flujo que haga resultar el proceso más económico.
- Evaluar cada componente del sistema de producción para identificar cuales están originando restricciones del flujo innecesariamente.
- Permitir al personal de operaciones e ingeniería un rápido reconocimiento de alternativas que permitan incrementar la producción.

2.9.2 Puntos de análisis y condiciones de operación ^[11]

En un sistema de producción se conocen siempre dos presiones, las cuales se consideran constantes para fines de cálculo, siendo estas la presión estática del yacimiento P_{ws} y la presión de separación en la superficie P_{sep} .

Por lo tanto, los cálculos pueden iniciar con cualquiera de ellas, para después determinar la presión en los nodos de solución intermedios entre estas posiciones de partida.

Los resultados del análisis del sistema no solamente permitirán la definición de la capacidad de producción de un pozo para una determinada serie de condiciones, sino que también muestran los cambios en cualquiera de los parámetros que afectan su comportamiento. Por lo tanto, el resultado neto es la identificación de los factores que controlan el flujo en el sistema de producción.

La selección del nodo o nodos iniciales depende del componente del sistema que se desea evaluar, pero su posición deberá ser tal que muestre, de la mejor manera posible, la respuesta del sistema a una serie de condiciones, para que como resultado final se tenga una evaluación total del problema, dando así una solución confiable.

Las localizaciones más comúnmente utilizadas para la selección de nodos se representan en la figura 2.7.

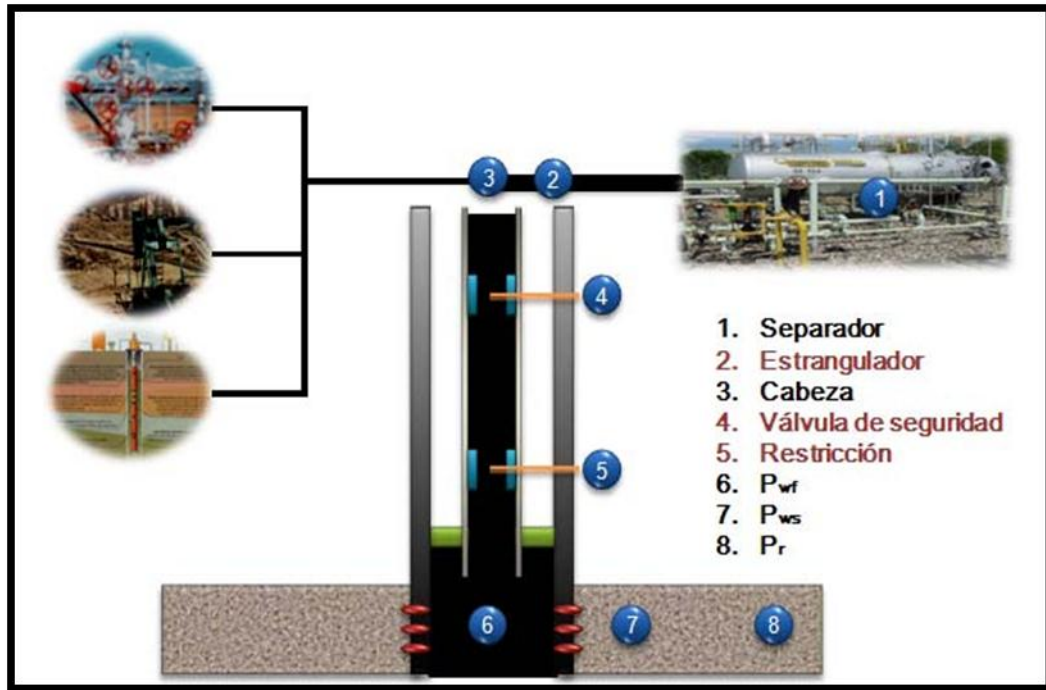


Figura 2.7. Localización de varios nodos ^[11].

2.10 Análisis de sensibilidades

En la vida productiva del pozo, hay siempre dos presiones que permanecen fijas y no son función del caudal. Estas son la presión promedio del yacimiento P_{ws} , y la presión de salida del sistema la presión del separador P_{sep} . Una vez que el nodo es seleccionado la presión del nodo es calculada en ambas direcciones comenzando desde las fijas.

Entrada al nodo (Inflow), componentes *upstream*

$$P_{ws} - \Delta P = P_{nodo} \quad \text{Ecuación 2.13}$$

Salida del nodo (outflow), componentes *downstream*

$$P_{sep} + \Delta P = P_{nodo} \quad \text{Ecuación 2.14}$$

La representación gráfica de la presión de llegada de los fluidos al nodo en función del caudal o tasa de producción se denomina Curva de Oferta de energía del yacimiento (Inflow Curve), y la representación gráfica de la presión requerida a la

salida del nodo en función del caudal de producción se denomina Curva de Demanda de energía de la instalación (Outflow Curve).

La caída de presión ΔP , en cualquier componente varía con el caudal, Q . Por lo tanto en un gráfico de la presión versus el caudal producirá dos curvas, la Curva de Oferta de energía del yacimiento (Inflow Curve) y la Curva de Demanda de energía de la instalación (Outflow Curve), las cuales se interceptan satisfaciendo las dos condiciones 1 y 2 antes mencionadas. Este procedimiento es ilustrado en el gráfico 2.8.

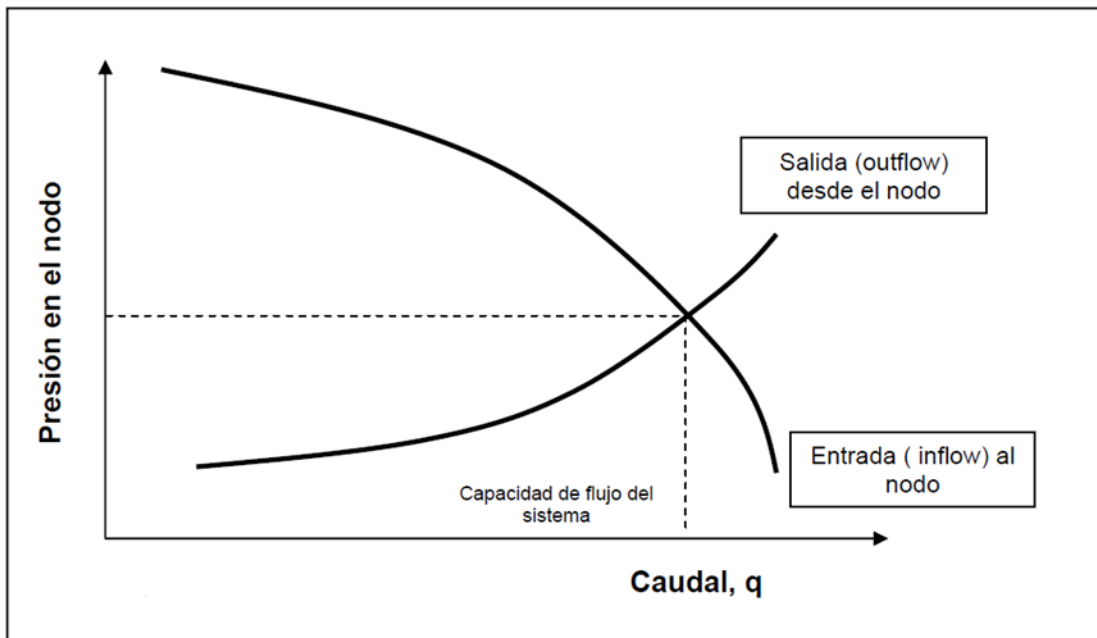


Figura 2.8. Gráfico de presión en el nodo vs caudal ^[8].

Las curvas de comportamiento de afluencia obtenidas, son función de los siguientes puntos claves del sistema:

- Características del yacimiento
- Características de la tubería de producción y línea de descarga
- Presión en el nodo inicial y final del sistema
- Porcentaje de agua producido

- Relación gas-líquido
- Longitud de las tuberías
- Temperatura
- Características de los fluidos a manejar
- Topografía del terreno en el caso de la línea de descarga
- Grado de desviación del pozo

El efecto del cambio en cualquier componente puede ser analizado recalculando la presión en el nodo versus el caudal, usando las nuevas características del componente que fue cambiado.

Si el cambio fue realizado en un componente de *upstream* la curva de salida *outflow* no sufrirá cambios. Por lo tanto si cualquier curva es cambiada, la intersección también lo hará y existirá entonces una nueva capacidad de flujo y presión en el nodo. Las curvas también se pueden desplazar si cambian cualquiera de las condiciones fijas, por ejemplo una depletación en la presión del yacimiento o un cambio en las condiciones del separador o instalaciones receptoras en superficie.

El procedimiento puede ser ilustrado considerando un sistema simple de producción y eligiendo la presión de cabezal de pozo como nodo el cual se presenta como punto 3 en la Figura 2.7.

Entrada al nodo (Inflow)

$$P_{ws} - \Delta P_{res} - \Delta P_{tubing} = P_{wh} \quad \text{Ecuación 2.15}$$

Salida del nodo (outflow)

$$P_{sep} + \Delta P_{flowline} = P_{wh} \quad \text{Ecuación 2.16}$$

El efecto sobre la capacidad de flujo debido al cambio del diámetro de la tubería de producción es ilustrado gráficamente en la Figura 2.9

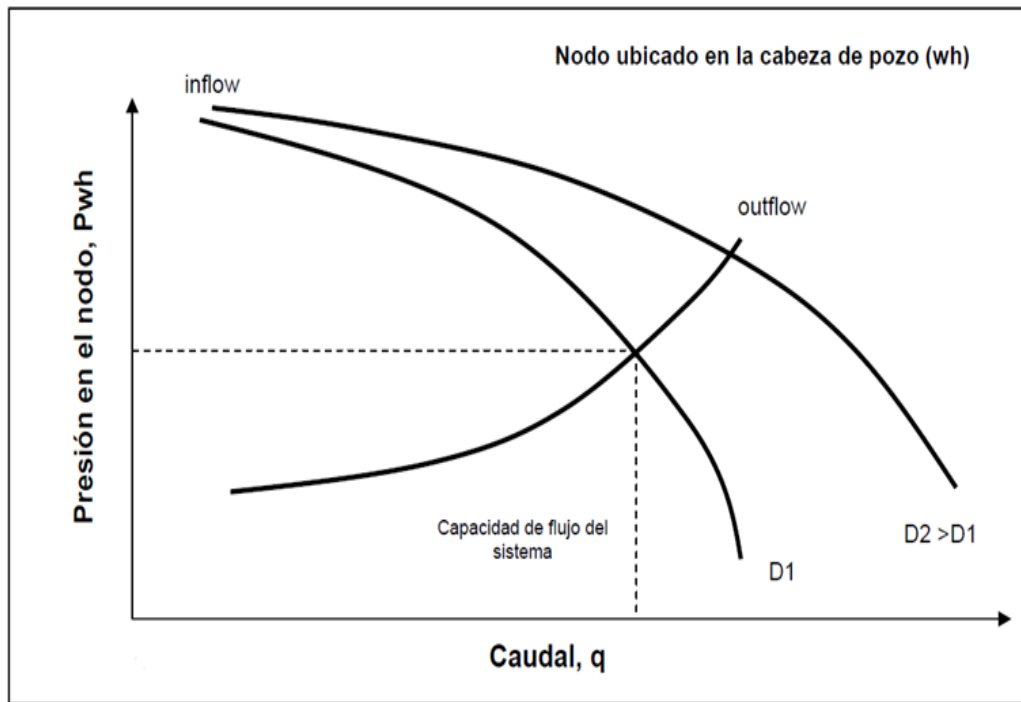


Figura 2.9. Capacidad de flujo debido al cambio del diámetro de tubing ^[11].

El efecto de cambio del diámetro del tubing por uno de mayor diámetro, siempre y cuando no sea muy grande, provoca un aumento del caudal y un consecuente aumento en la presión en el cabezal de pozo.

El análisis usado más frecuente es seleccionar el nodo entre el yacimiento y el sistema de producción de superficie. Este punto se puede observar en la posición 6 de la Figura 2.7, y la presión en el nodo es P_{wf} .

Seleccionando el nodo en este punto se divide el pozo en dos componentes, el yacimiento y el sistema de producción en superficie. Las expresiones para entrada (inflow) y salida (outflow) son las siguientes:

Entrada al nodo (Inflow)

$$P_{ws} - \Delta P_{res} = P_{wf} \quad \text{Ecuación 2.17}$$

Salida del nodo (outflow)

$$P_{sep} + \Delta P_{flowline} + \Delta P_{tubing} = P_{wf} \quad \text{Ecuación 2.18}$$

El efecto del cambio en los diámetros de tubing sobre la capacidad de flujo del sistema es ilustrado gráficamente en la Figura 2.10.

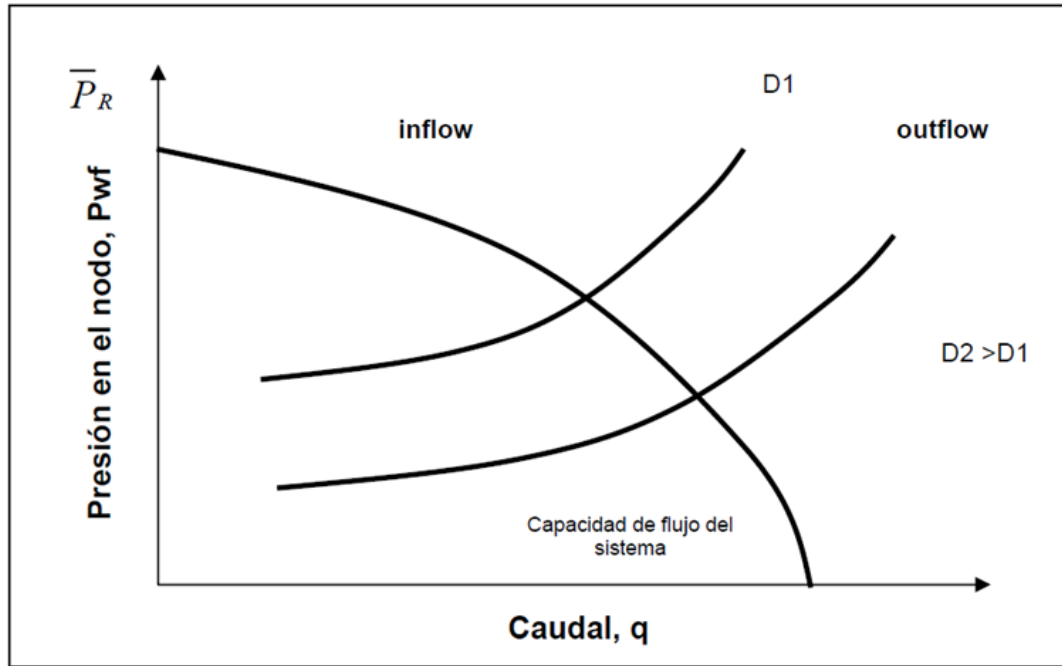


Figura 2.10. Efecto del cambio en los diámetros del tubing sobre la capacidad de flujo ^[7].

La caída de presión global del sistema $P_{ws}-P_{sep}$, puede ser fijada en un momento particular, entonces la capacidad de producción del sistema dependerá de donde ocurra la caída de presión.

Si es mucha la presión que cae en un componente o modulo, habrá una insuficiente presión remanente para un rendimiento eficiente de los otros módulos.

2.11 Mecanismo De Producción ^[7]

Los mecanismos de producción son los responsables de aportar la energía necesaria (presión) para mover los fluidos a través del medio poroso hacia el fondo del pozo productor. En la mayoría de los yacimientos, los mecanismos intervienen simultáneamente, pero en general uno o dos predominan durante la vida útil del yacimiento. Los mecanismos de producción se clasifican en: expansión de los fluidos

(o roca) y por empuje: por gas en solución, por capa de gas, hidráulico, por gravedad y por compactación.

Producción por empuje de gas en solución es el mecanismo principal en los yacimientos de Venezuela y Canadá. Debido a la existencia de gas en solución, el crudo espumante aparecerá con la declinación de la presión del yacimiento. El efecto de crudo espumante es un importante mecanismo de recobro en yacimientos de petróleo pesado como los yacimientos de la Faja Petrolífera del Orinoco.

2.12 Levantamiento Artificial Durante La Producción Primaria ^[6]

El bombeo mediante el uso de Bombas de Cavidad Progresiva (BCP) y Electro sumergibles (BES) con inyección de diluyente, ha sido el sistema de levantamiento artificial utilizado con éxito en la Faja Petrolífera del Orinoco para la extracción del crudo extrapesado. Debido a que todos los pozos bajo estudio están completados con BCP, solo se explicará este tipo de bombas. En la figura 2.11 se muestra la configuración típica de una BCP tipo convencional.

2.12.1 Bombeo De Cavidad Progresiva (B.C.P.) ^[4]

Las BCP son un mecanismo de levantamiento artificial que está conformado, por lo general, por 2 partes: un aparejo de superficie y unos equipos de subsuelo.

✓ **Aparejo De Superficie**

Constituido por un Cabezal giratorio, Motor, Barra pulida y Grapa.

- **Cabezal giratorio:** Tiene como función principal aguantar el peso de la sarta de cabillas y rotar la misma, está ajustado a una caja de velocidad variable con su respectiva caja de engranajes.
- **Motor:** Se encarga de accionar el cabezal giratorio a través de un conjunto de poleas y cadenas. Este puede ser eléctrico, hidráulico o de combustión interna.

✓ **Los Equipos De Subsuelo**

Constituido por una Tubería de producción, Sarta de cabillas, Bomba de cavidad progresiva, Elastómero, Niple de paro, Ancla de torque y Ancla de gas.

- **Tubería de producción:** Es una tubería de acero que comunica la bomba de subsuelo con el cabezal y la línea de flujo.
- **Sarta de cabillas:** Es un conjunto de cabillas que se introducen en el pozo, es recomendable que las mismas sean del mismo diámetro. Tienen la función de transmitir la potencia desde el accionamiento de superficie hasta la bomba. Se encargan de transmitir al rotor el movimiento giratorio que es originado por el motor de superficie.
- **Bomba de cavidad progresiva:** Está conformada por una parte móvil llamada rotor y una estática denominada estator. El rotor es un tornillo, comúnmente, de acero revestido de cromo, con forma helicoidal que va encajado en el estator el cual tiene la misma forma del rotor pero con una longitud de paso de dos veces la longitud de este, generalmente, está compuesto de un elastómero sintético, en algunos casos es de metal. El estator va ensamblado al fondo de la tubería de producción y, en la mayoría de los casos, el rotor es acoplado a una cabilla del aparejo de superficie lo que permite la rotación del mismo. El principio de funcionamiento de este mecanismo, básicamente, es que el rotor gire dentro del estator dejando en cada giro cavidades vacías las cuales van a ser ocupadas por el fluido que se está produciendo
- **Elastómero:** Es un polímero de alto peso molecular en forma de espiral que está adherido a un tubo de acero para así conformar el estator. Es un material elástico ya que puede estirarse varias veces su longitud original y recobrar sus dimensiones iniciales, una vez que la fuerza es removida. Las propiedades que son tomadas en consideración al momento de seleccionar un elastómero son: la

dureza, rigidez, elasticidad, resistencia a la abrasión, resistencia a la rotura, resistencia a la fatiga, resistencia al calor, resistencia al hinchamiento y resistencia a la penetración de gas. La mayoría de los fabricantes de BCP, tienen estatores disponibles con diferentes tipos de elastómeros, clasificados según sus propiedades.

✓ **Ventajas Del Bombeo De Cavidades Progresivas**

- Puede manejar hasta un 80% de gas libre a condiciones de entrada de la bomba.
- Pueden bombear fluidos altamente viscosos sin deteriorar el producto incluso cargados de sólidos, agua y contenidos.
- Se puede aplicar en pozos inclinados, desviados y horizontales.
- Son de diseño sencillo, resistente y ofrecen bajos costos de levantamiento.
- Ocupan poco espacio en superficie.
- Puede bombear diferentes tasas de producción según las exigencias del pozo, el rango de aplicación para este método de levantamiento se encuentra entre 50 BNPD y 3000 BNPD para una diversidad de condiciones de operación que van desde crudos pesados, 8,5° API hasta 30° API, con viscosidades desde 48.000 Cp.
- Mantiene caudal constante aunque se varíe la presión de descarga.

✓ **Desventajas Del Bombeo De Cavidades Progresivas**

- Tasa de producción limitada (máximo 3.000 BND).
- Resistencia a la temperatura limitada (máximo 330 ° F con elastómeros especiales).
- Tendencia del estator de sufrir daño permanente si la bomba trabaja sin fluidos, aún por períodos cortos de tiempo.
- No se emplea en crudos livianos. Requiere de taladro para cambios de equipos de subsuelo.
- Si la producción de arena y finos es alta se corre el riesgo de taponamiento de la succión de la bomba.

- Gas en la succión de la BCP (Penetra en la pared del Estator).
- Es aplicado hasta profundidades de 8000 pies.
- Utilizarlas para crudos con una gravedad API comprendida entre 6 y 21.
- Pozos con un temperatura ≤ 300 °F, a nivel de la bomba.
- Tasa máxima de producción de 2.400 BND.
- Completar con ancla de gas para minimizar la entrada de gas a la bomba.

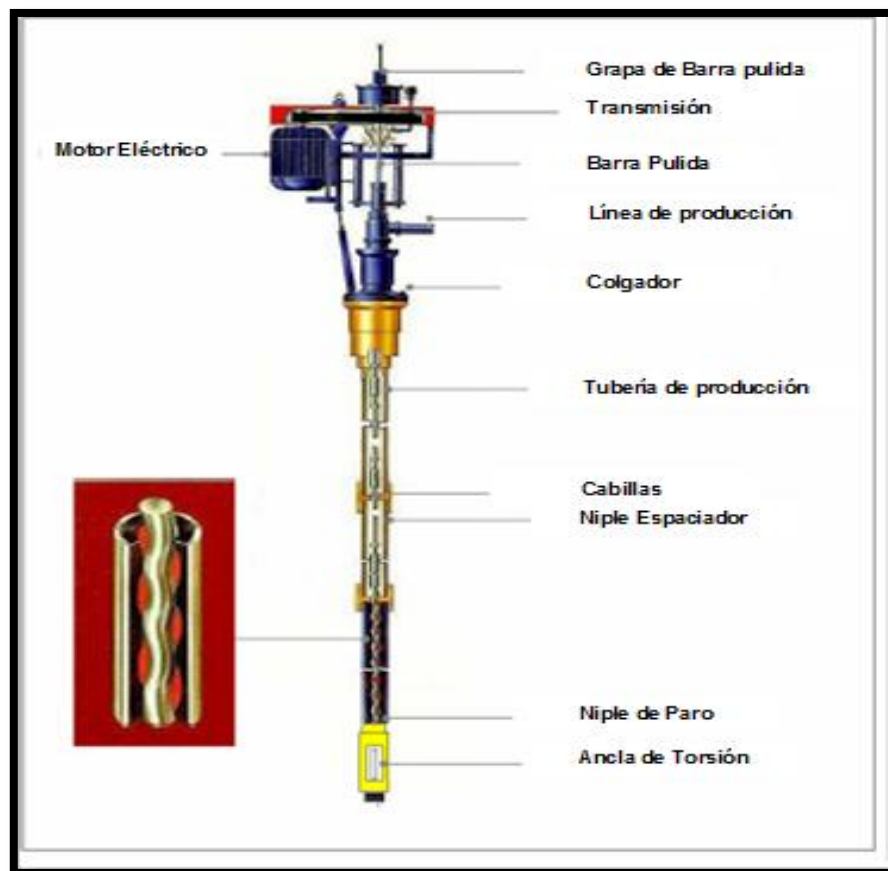


Figura 2.11. Configuración Típica de una BCP tipo convencional ^[4]

CAPITULO III

DESCRIPCIÓN DEL ÁREA DE ESTUDIO

3.1 Faja Petrolífera del Orinoco ^[7]

La Faja Petrolífera del Orinoco, es un extenso campo petrolero ubicado dentro de la Cuenca Oriental de Venezuela, en la margen izquierda del río Orinoco, que tiene aproximadamente 650 Km. de Este a Oeste y unos 70 Km. de Norte a Sur, para un área total de 55.314 kilómetros cuadrados. Estos territorios comprenden parte de los estados venezolanos Guárico, Anzoátegui, Monagas y Delta Amacuro. Las acumulaciones de hidrocarburos van desde el Sureste de la ciudad de Calabozo, en Guárico, hasta la desembocadura del río Orinoco en el océano Atlántico.

Es considerada la acumulación más grande de petróleo pesado y extrapesado que existe en el mundo. Las reservas de petróleo original en sitio de la Faja, según PDVSA, alcanzan hasta ahora 1,36 billones de barriles.

La porción de la Faja del Orinoco explotada en estos momentos está conformada por cuatro áreas: Carabobo con reservas estimadas en 227 MMMB, Boyacá con 489 MMMB, Junín con 557 MMMB y Ayacucho con 87 MMMB para un total de 1,36 billones de barriles, divididos en 27 bloques, teniendo un potencial aún mayor de producción si se explotase en su totalidad y confirmase todas las investigaciones recientes hechas sobre esta zona de relativa importancia en la producción petrolífera actual y futura (Ver figura 3.1).

En los yacimientos de la FPO el petróleo que satura las arenas del área son de tipo pesado y extrapesado, y ha migrado desde el norte hacia el sur, contra el borde del Escudo Guayanés.

Una de las características de las formaciones que conforman los yacimientos de crudos extrapesados y pesados es que las arenas son no consolidadas, es decir, que los granos de arenas tienen poca adhesión entre sí por lo tanto son bastante sueltos. Esta

condición de poca consolidación hace que el yacimiento en su estado virgen muestre alta porosidad y alta permeabilidad.

El petróleo contenido en la Faja Petrolífera del Orinoco es principalmente considerado como extrapesado, es decir, con valores de gravedad API menores a 10°. Las propiedades petrofísicas y geológicas de las diferentes zonas difieren entre ellas, pero aun así es posible afirmar que la porosidad se encuentra en el rango del 30% mientras que las permeabilidades varían entre 10 y 20 Darcies. Los espesores de arena se encuentran entre 50 y 200 pies y dichas arenas se encuentran a profundidades someras.

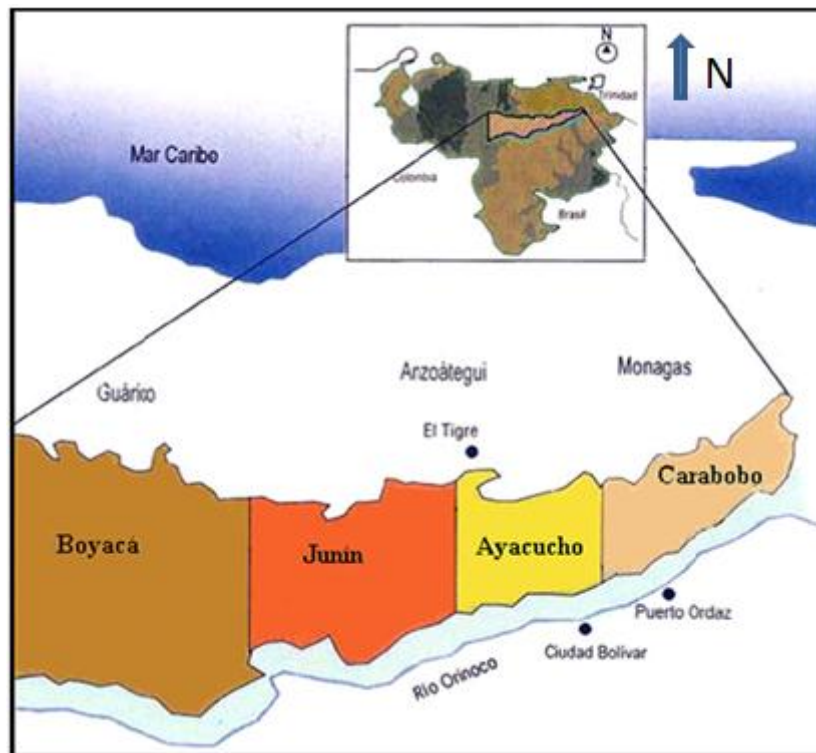


Figura 3.1. Faja del Orinoco y sus cuatro áreas estratégicas [2].

3.1.1 Características geológicas de la Faja Petrolífera del Orinoco ^[7]

Los sedimentos de los horizontes productores de petróleo de la Faja Petrolífera del Orinoco (FPO) se caracterizan por ser en parte de un sistema deltaíco que, mayormente, tuvo su origen en los sedimentos precámbricos del sur de Venezuela.

No presenta plegamientos importantes, sino deformaciones de poca magnitud que han dado origen a declives menores y que tienen su expresión en un homoclinal fallado con buzamiento suave, de 2 a 3 grados, hacia el Norte. Posee un potencial petrolífero de edad Cretácica y Terciario Superior, con ambientes de sedimentación poco profundos formados, principalmente, por procesos de transgresión y regresión. La secuencia de rocas sedimentarias reposa sobre un Basamento de origen ígneo-metamórfico de edad Precámbrica.

Las formaciones a través del Basamento hacia la superficie, en forma generalizada, en la FPO son: Hato Viejo del Cámbrico Temprano y Carrizal del Cámbrico Tardío, el Grupo Temblador del Cretáceo y las formaciones Merecure, Oficina, Mesa, Freites, y las Piedras del Terciario.

3.1.2 Sedimentología de la Faja Petrolífera del Orinoco

La columna sedimentaria está representada por tres ciclos; el primero se depositó discordantemente sobre el Macizo Guayanés y contiene arenas de granos gruesos pertenecientes al Paleozoico Superior, el siguiente corresponde a una transgresión marina ocurrida en el Cretáceo y se caracteriza por areniscas delgadas con intercalaciones de lutitas en ambientes marinos de poca profundidad. El último ciclo se formó después de retirarse el mar dando origen a formaciones transgresivas del Terciario.

En la figura 3.2 se muestra en sentido estratigráfico decreciente las formaciones que conforman la FPO en correlación con las edades depositacionales de las mismas.

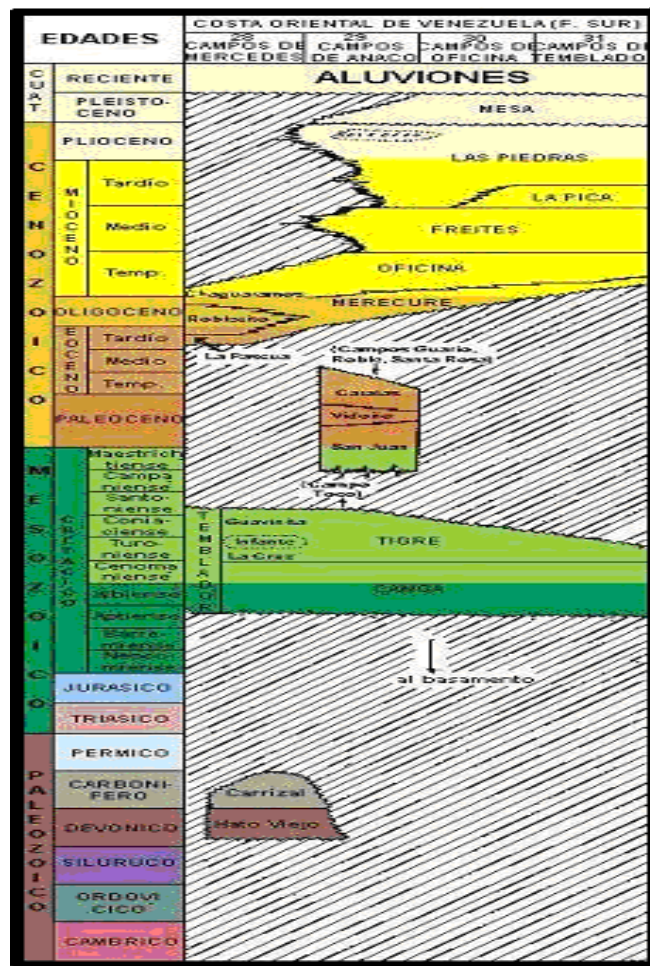


Figura 3.2. Columna Estratigráfica de la FPO [7].

3.2 Campo Cerro Negro [4]

El Campo Cerro Negro se encuentra ubicado en el bloque Carabobo, perteneciente a la Faja Petrolífera del Orinoco al Sur de la Cuenca Oriental de Venezuela, asociados a la empresa Mixta Petromonagas S.A, ubicada en el bloque Carabobo, está limitada al Norte y Oeste por área asignada a la Empresa Mixta Petrocarabobo, al sur limitada con la asignada a la Empresa Mixta Petroindependencia y al Este se ubica el área de PDVSA EyP Cerro Negro como se presenta en la figura No 3.3. Geográficamente el área asignada se ubica en el distrito Independencia del Estado Anzoátegui, cercana al límite del Estado Monagas; y posee una superficie de ciento ochenta y cuatro con ochenta y seis kilómetros cuadrados 184,86 Km².

Abarca un área de explotación de 130,76 km², delimitada por los yacimientos Morichal 26 (M-26) con 14,88 km², Morichal 29 (M-29) con 57,88 km² y Morichal 30 (M-30) con 58 km², los cuales se encuentran divididos cada uno, en las arenas Morichal Superior, Morichal Medio y Morichal Inferior.

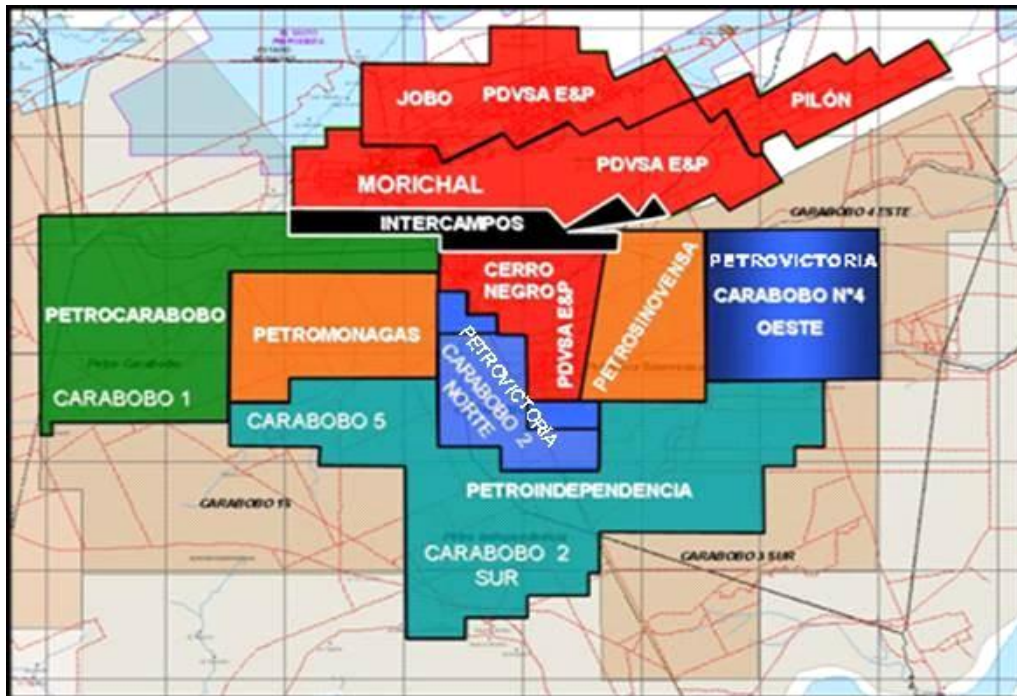


Figura 3.3. Ubicación del área asignada a Petromonagas dentro del Distrito Carabobo (Mostrando las Empresas Mixtas, áreas y las operadoras vecinas) [2].

3.2.1 Estratigrafía [7]

El campo Cerro Negro es una cuenca asimétrica con su eje mayor en dirección este – oeste, cuyo origen puede remontarse al período Paleozoico y que, en los períodos subsiguientes, fue adquiriendo su configuración actual, completándose desde el Terciario hasta el Reciente.

La columna estratigráfica de Carabobo comienza (partiendo desde el miembro más viejo al más joven) con un complejo ígneo-metamórfico de edad Pre-Cámbrico que se constituye como Basamento. Le sigue en contacto discordante el grupo Temblador de Edad Cretácica; luego en contacto discordante con la Formación Oficina de edad

Mioceno Inferior a Medio con sus cuatro miembros: Morichal, Yabo, Jobo y Pilón; siguiendo la Formación Freites de edad Mioceno Superior y por último las Formaciones Las Piedras-Mesa que corresponden al Plioceno-Pleistoceno y que además no es posible diferenciarlas en el área de la Faja. Ver figura 3.4.

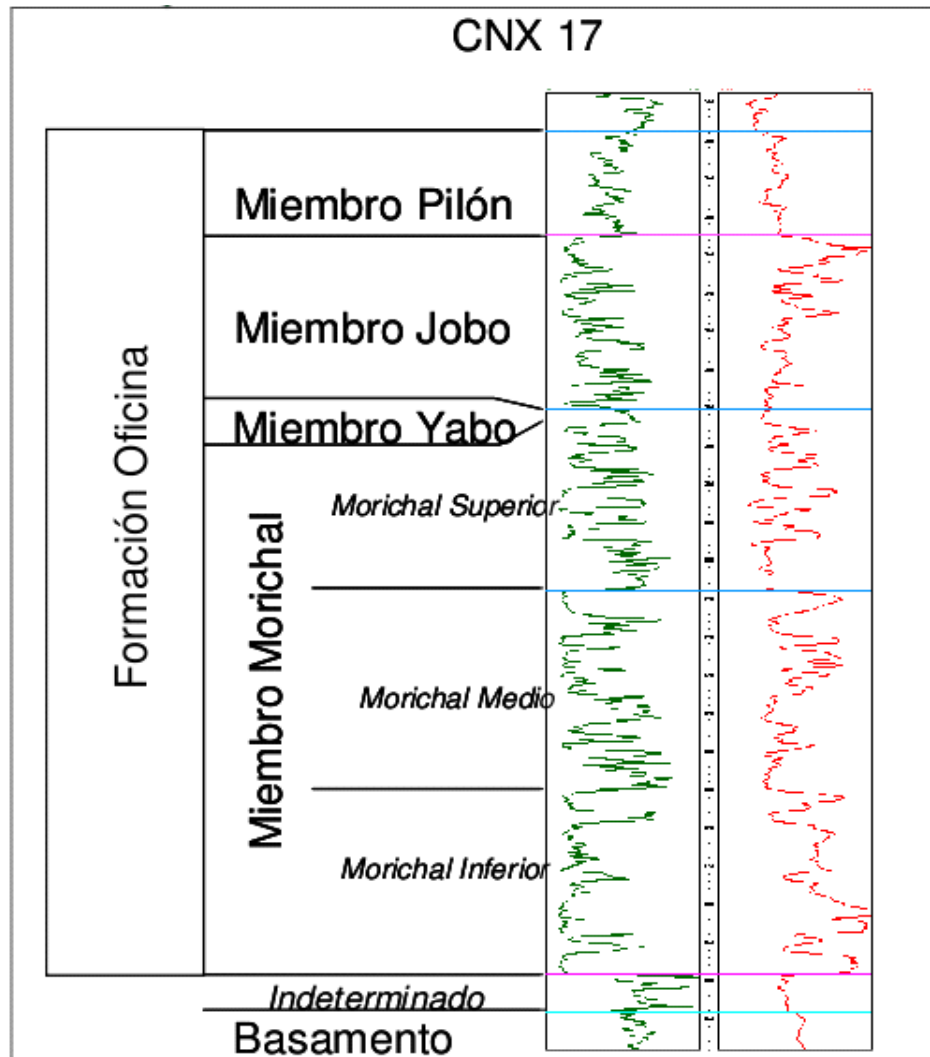


Figura 3.4. Columna Estratigráfica del campo Cerro Negro ^[2].

3.2.2 Sedimentología

Características litológicas, sedimentológicas y paleontológicas, sugieren un modelo de depositación inicial predominantemente fluvial en el Miembro Morichal, seguido

por una alternancia regresiva – transgresiva a una secuencia de carácter más deltáico (Miembro Yabo y Miembro Jobo), y finalmente por un cierre del ciclo progradante a un plano superior costero o deltaico, asignado para el Miembro Pílon. Hacia el ciclo final de la sedimentación de la Formación Oficina, lutitas de origen transgresivo marino, aparecen hacia el tope y buena parte de la sección comprendida por la Formación Freites.

3.3 Formación Oficina ^{[2] [7]}

La principal roca yacimiento dentro del área de estudio la constituye la Formación Oficina, del Mioceno Temprano, descrita como depósitos fluvio-deltaicos; la cual corresponde a la formación productora, y en tanto Cerro Negro como en campos tradicionales, está constituida por los miembros Morichal, Jobo, Temblador y Pílon.

Miembro Morichal para las arenas basales. Miembro Yabo para el intervalo lutítico que separa al Miembro Morichal del Miembro Jobo, que a su vez contiene las arenas superiores de la formación Oficina. Por último un intervalo predominantemente lutítico denominado miembro Pílon que va desde el tope del miembro Jobo hasta el tope de la Formación Oficina.

Se sedimentó en un inmenso complejo fluvio-deltaico, caracterizada por arenas lenticulares de poca extensión, apiladas y coalescentes, relleno de canales de ríos y zonas bajas presentes en las irregulares superficies de erosión del Cretáceo y del Basamento.

3.3.1 Miembro Yabo

Está conformado por una sección lutítica que separa los miembros Morichal y Jobo. Es una lutita transgresiva de color gris verdoso con intercalaciones de areniscas de grano fino, calcáreas y fosilíferas. Este miembro está definido muy claramente en campos localizados al norte del bloque, pero hacia el sur se vuelve más arenoso, en donde en ocasiones la arena asociada a dicho miembro presenta saturación de petróleo. Los contactos inferior y superior de Yabo son concordantes con las arenas

del miembro Morichal y con las secuencias de lutitas carbonosas y arenas del Miembro Jobo.

3.3.2 Miembro Jobo

Está constituido por una alternancia de arenas, lutitas y limolitas que tienden a hacerse más arenoso hacia el tope mostrando buenas saturaciones de petróleo, por lo que este miembro constituye el segundo en importancia dentro de la formación Oficina después del Miembro Morichal. Este miembro al igual que Morichal se acuña contra el basamento al Sur y hacia el Este contra el Alto de Uverito.

3.3.3 Miembro Pilón

Representa la parte superior de la Formación Oficina que suele caracterizarse hacia los campos del Norte por una sección arcillosa transgresiva con escasos lentes de arena, en dirección al Sur (dentro del área de Carabobo) esta unidad sedimentaria incrementa su carácter arenoso mostrando espesores de arena neta petrolífera de 140 pies hacia el este del área. Los contactos tanto superior e inferior son transicionales.

3.3.4 Miembro Morichal ^[2]

Esta unidad se asocia a un ambiente fluvio-deltaico donde la facies deltaica predominante se asocia a deltas dominados por procesos de marea. En ocasiones se reportan sedimentos depositados en ambientes deltaicos dominados por procesos de ríos.

El Miembro Morichal está ubicado en la sección basal de dicha formación y es el principal productor de hidrocarburos en la parte sur de la cuenca Oriental. Este miembro se caracteriza por una secuencia de arenas poco consolidadas intercaladas con niveles lutíticos y limolíticos con presencia de intervalos de carbón, este posee las mejores propiedades para la acumulación y producción de petróleo.

Hacia la base del intervalo existen arenas masivas poco consolidadas asociadas a un ambiente fluvial donde pueden encontrarse espesores importantes, mientras que en la sección media y superior se observan arenas intercaladas con lutitas y limolitas con

presencia de carbones que fueron depositados en un ambiente deltaico en el que los espesores de arena son menores. Hacia el este de Carabobo el miembro Morichal se va reduciendo hasta desaparecer y acuñarse contra el Alto de Uverito. El contacto inferior es discordante con el basamento ígneo-metamórfico al sur y con el cretácico al norte y concordante en el tope con el miembro Yabo de la misma formación.

El miembro Morichal de la Formación Oficina está dividido en tres unidades productoras, las cuales corresponden a los siguientes Miembros:

Morichal Inferior hacia la base del intervalo se encuentra donde existen paquetes de arenas masivas poco consolidadas asociadas a un ambiente fluvial. En la sección media Morichal Medio, desarrollada a partir de una transgresión que evoluciona desde facies arenosas de ambiente continentales de canales fluviales posiblemente de ríos entrelazados depositadas discordantemente sobre un Basamento Ígneo – Metamórfico a facies heterolíticas de ambientes transicionales posiblemente canales y barras estuarinas, denominada, finalmente gradando a facies de ambiente marino somero representado por la Unidad Morichal Superior.

Las acumulaciones presentes en el Miembro Morichal se encuentran caracterizadas por un intervalo masivo de canales de arena petrolífera poco consolidadas, alternando con sedimentos de granos más finos como arcillas, limonitas y lutitas propias de ambientes de llanura de máxima inundación o ambientes pantanosos, similares en su morfología de las vertientes del río Orinoco.

La antigua empresa Operadora Cerro Negro, desarrolló una columna estratigráfica para la formación oficina a partir de un registro tipo (Figura 3.5) y utilizando herramientas de estratigrafía secuencial.

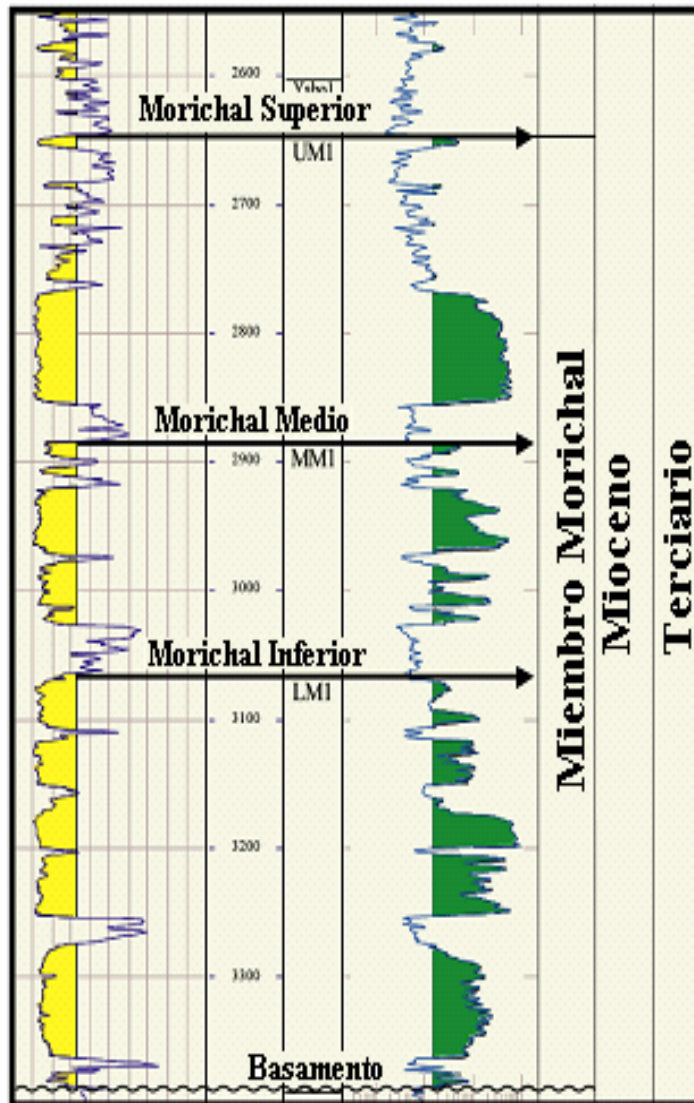


Figura 3.5. Registro Tipo con equivalencias de Unidades ^[14].

3.4 Morichal 30 ^{[4] [14]}

Morichal 30 inicia vida productiva en la década de los ochenta con la perforación de 3 pozos, los cuales tuvieron un periodo corto de producción. En diciembre de 2004 reinicia su actividad con la producción de los pozos: CGC0804, CGC0806, CGC0808 y CGC0810. Hasta abril de 2014, se han producido aproximadamente 115 MMBN de petróleo, lo que representa el 1,93 % del POES y un 9,64 % de las reservas recuperables, siendo estas de 1.192.799 MBN.

La perforación del yacimiento Morichal 30 atraviesa los siguientes topes estratigráficos: Formación Oficina (Miembro Morichal Medio y Miembro Morichal Inferior). Esta estimación se realizó sobre la base de las interpretaciones geológicas, sísmica 3D e información de registros eléctricos de los pozos estratigráficos, productores y horizontales cercanos a la macolla que produce del yacimiento Morichal 30.

3.4.1 Caracterización del yacimiento morichal 30

En base a la información obtenida de núcleos en el área y a la utilización de perfiles de pozos estratigráficos, se tiene que el promedio de las propiedades petrofísicas más relevantes del yacimiento Morichal 30, son las mostradas en la tabla 3.1.

Tabla 3.1. Propiedades básicas de los PVT de Morichal 30 ^[3]

PROPIEDADES	VALOR	UNIDAD
Presión inicial	1433	Psia
Pact prom	1100	Psia
Temperatura Yacimiento	129	°F
H	230	Ft
ROCA		
Porosidad	30	%
Permeabilidad	1350	Md
Saturación de petróleo	82	%
Saturación de gas	18	%
FLUIDOS		
Presión de burbuja	1200	Psia
FVF	1,0526	BY/BN

PROPIEDADES	VALOR	UNIDAD
Rsi=RGPI	63	PCN/BN
RGP Prom	587	PCN/BN
Gravedad API	8,4	°API
Gravedad especifica del gas	0,65	adimensional
Viscosidad crudo	1799	cP

3.4.2 Reservas ^[9]

Estudios recientes confirman que las reservas petroleras a nivel mundial están dominadas por el petróleo pesado y extrapesado los cuales conforman aproximadamente un 70 por ciento de los recursos de petróleo totales del mundo. Esta situación es debido a la condición de agotabilidad a corto plazo para los crudos livianos y medianos, esto apunta hacia nuevas oportunidades de negocios basadas en la explotación de este tipo de hidrocarburos.

El Proyecto Magna Reserva, enmarcado dentro del Plan Siembra Petrolera, ha logrado la cuantificación y la certificación de las reservas de petróleo existentes en la Faja Petrolífera del Orinoco, las cuales ascienden alrededor de 267.639 MMBN de crudo, cifra que asciende al 20 por ciento total mundial y 58.552 MMMPCN de gas.

La Empresa Mixta Petromonagas contribuye con Reservas totales de 3.800 MMBN y un factor de recobro de 1,6 por ciento, el campo Cerro Negro contribuye con reservas totales de aproximadamente 3.385 MMBN. Uno de sus yacimientos más importantes es Morichal 30 el cual posee reservas tanto de petróleo como de gas en cantidades que se reflejan en las tablas 4.1 y 4.2.

Tabla 3.2. Reservas de petróleo Morichal 30

POES (MMBN)	Total reservas recuperables (MMBN)	Factor de recobro (%)
5.964,0	1.192,8	20

Tabla 3.3. Reservas de gas natural asociado con el petróleo Morichal 30

GOES(MMMPCN)	Reservas de gas (MMMPN)
375,7	225,4

CAPITULO IV

MARCO METODOLÓGICO

En este capítulo será descrito el procedimiento metodológico realizado para crear y organizar una base de datos que permitiese explicar el comportamiento productivo de los 5 pozos en estudio del yacimiento Morichal 30, así como llevar a cabo el análisis nodal en el sistema de producción, y las técnicas y herramientas que permitieron estructurar de manera ordenada y sistemática cada uno de los pasos que se siguieron para lograr los objetivos planteados (ver figura 4.1).

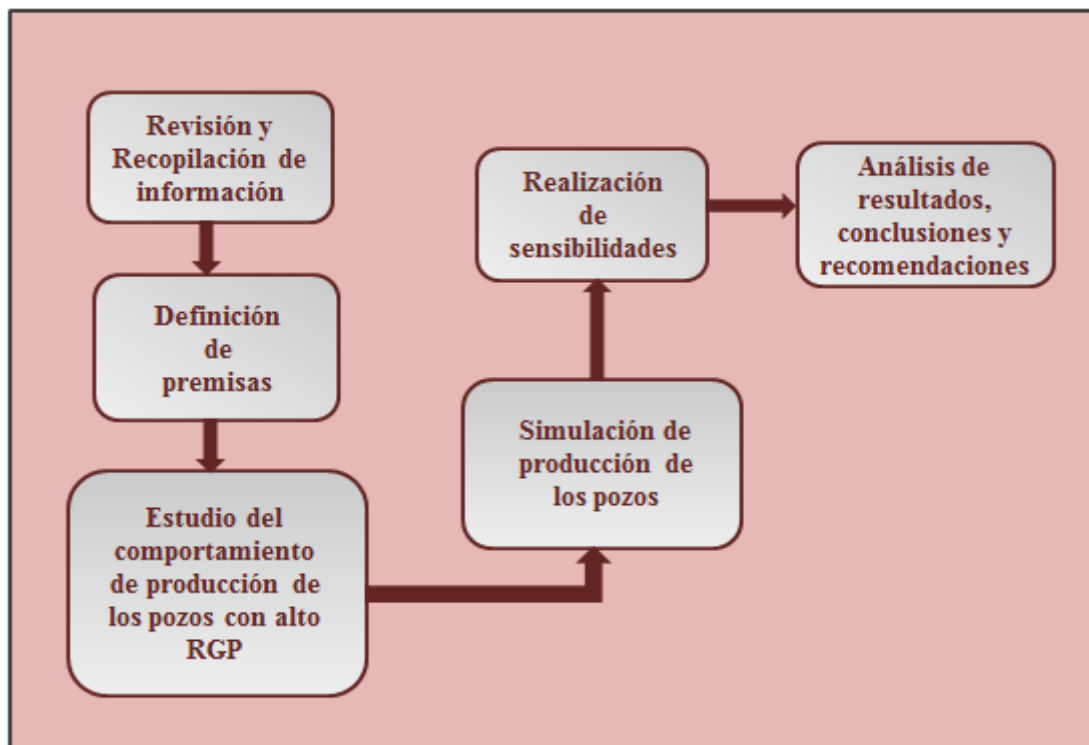


Figura 4.1. Fases del procedimiento metodológico.

4.1 Tipo de investigación

La investigación realizada es de tipo descriptiva, esto corresponde primordialmente, a que se realizó un estudio y caracterización de la producción en los pozos, con el fin de establecer su afluencia al ser sometidos a un estudio de sensibilidades en uno de sus parámetros operacionales.

4.2 Diseño de la investigación

Es de tipo documental ya que la información que se suministró procede de diferentes documentos para su elaboración.

Es de tipo experimental basado en que se someterán a variación de parámetros y condiciones de los pozos, con el fin de poder realizar ajustes que mejoren el sistema de producción.

4.3 Revisión Bibliográfica y Recopilación de la información

Una de las actividades más importantes para la estructuración del presente Trabajo Especial de Grado fue la revisión detallada de estudios previos sobre sistemas de producción, análisis nodal, así como también de temas relacionados con las propiedades de los fluidos y su comportamiento en el yacimiento y en el pozo, todo ello a través de diversas fuentes bibliográficas relacionadas con el tema de investigación tales como textos, tesis de grados, internet, manuales, entre otros; además de los históricos de producción del yacimiento Morichal 30, diagramas de pozos, memoria descriptiva de Petromonagas, Plan de explotación Petromonagas 2014-2019, etc. Asimismo se investigó toda información referente a la localización, límites y características de la Faja Petrolífera del Orinoco, el Campo Cerro Negro y el miembro Morichal.

La información recopilada para efectos de la simulación se puede dividir en tres tipos.

- Datos de yacimiento: Presión estática (P_{ws}), temperatura del yacimiento, mecanismo de producción, ubicación geográfica, profundidad.
- Datos del pozo: Método de producción, potencial, completación mecánica, histórico de producción, etc.

- Datos del fluido: %AyS, relación gas/ petróleo (RGP), gravedad API, etc.

4.4 Definición de Premisas para la selección de los pozos a evaluar en el yacimiento Morichal 30

La selección de los pozos a evaluar estuvo determinada a la disposición de datos de cada pozo. De los 60 pozos que hacen parte del yacimiento Morichal 30 fueron seleccionados 5 pozos para la realización del estudio en base a tres razones;

Primero a la información disponible de estos pozos en cuanto a pruebas e históricos de producción, segundo se tomó como criterio que dichos pozos seleccionados presentarán alta producción de gas (Q_g), de acuerdo a valores límites establecidos bajo criterios operacionales, tales como tasa de gas ($Q_g \geq 300$ MPCND), y relación gas-petróleo ($RGP \geq 500$ PCN/BN); y tercero se estableció que todos los pozos estuvieran completados en la misma arena tratándose en este caso del miembro Morichal Inferior y con las mismas características de completación descritas a continuación:

- Revestidor de superficie 13 3/8".
- Revestidor intermedio de 9 5/8".
- Camisa ranurada de 7".

En la figura 4.2 se puede observar un completación típica de los pozos horizontales en el campo Cerro Negro perteneciente a la empresa mixta Petromonagas. Igualmente es importante destacar que el bombeo de Cavidades Progresivas o BCP tipo convencional es el sistema de levantamiento artificial con el que se produce en los 5 pozos en estudio del Yacimiento Morichal 30.

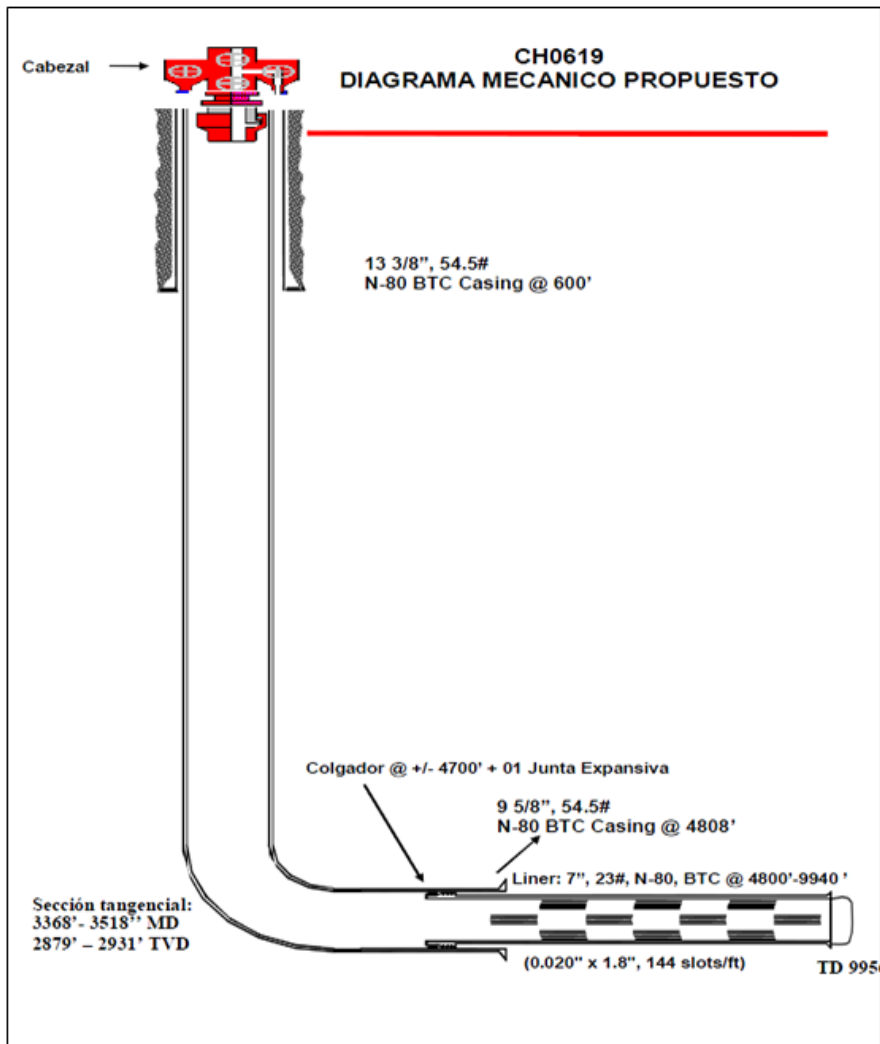


Figura 4.2. Diagrama de completación de pozo tipo ^[4].

4.5 Estudio del comportamiento de producción de los pozos con alto RGP

A partir de los históricos de prueba, correspondientes a cada pozo, desde sus inicios de producción, fue creado para cada uno de ellos, un registro de los parámetros de velocidad de operación de la bomba BCP (RPM), producción de crudo (Q_o), producción de gas (Q_g), porcentaje de agua y sedimentos (%AyS), y relación gas/petróleo (RGP); dichos parámetros permitieron elaborar gráficos representativos, con el objetivo de observar el comportamiento de producción, determinar aquellos factores que posiblemente intervinieron en el comportamiento actual observado, y de

esta manera estudiar la factibilidad de someter a los pozos a un estudio de sensibilidades.

4.6 Análisis a través de modelaje

Luego de haber recolectado la información derivada de las etapas anteriores, y una vez observado la diferencia existente entre la producción inicial y la producción actual, se procedió a simular cada pozo a través del software PIPESIM, lo cual permitió obtener el comportamiento detallado del sistema de producción de cada uno de los pozos, así como observar cuanto varía su productividad ejecutando sensibilidades en el parámetro de afectación escogido (P_{wh}), para su posterior evaluación y análisis. Para efectos didácticos se establecieron tres fases para la simulación: Fase de carga de datos (yacimientos, tubería de producción y revestidor, y fluidos), cotejo de información y realización de sensibilidades.

4.6.1. Breve descripción del software PIPESIM ^[1]

PIPESIM fue desarrollado originalmente por la empresa de Baker Jardine. Baker, Jardine se formó en 1985 para proporcionar software y servicios de consultoría para la industria de petróleo y gas. En abril de 2001, Baker Jardine fue adquirida por Schlumberger.

PIPESIM constituye una forma minuciosa, rápida y eficiente de ayudarlo a incrementar la producción y conocer el potencial de su yacimiento, no sólo modela el flujo multifásico desde el yacimiento hasta el cabezal del pozo, sino que además tiene en cuenta el desempeño de la línea de flujo y de las instalaciones de superficie para proveer un análisis integral del sistema de producción.

Permite efectuar análisis de sensibilidad sobre cualquier variable del sistema y que represente gráficamente el flujo de entrada así como también el flujo de salida en cualquier nodo del sistema, para seleccionar la mejor alternativa de incrementar la producción. Además incluye perfiles de presión y temperatura estándar.

4.6.2 Modelo de análisis nodal

La figura 4.3 muestra el diagrama mecánico del pozo para efectuar el análisis nodal, este consta de un nodo, una tubería de producción, el punto de análisis nodal y la completación.

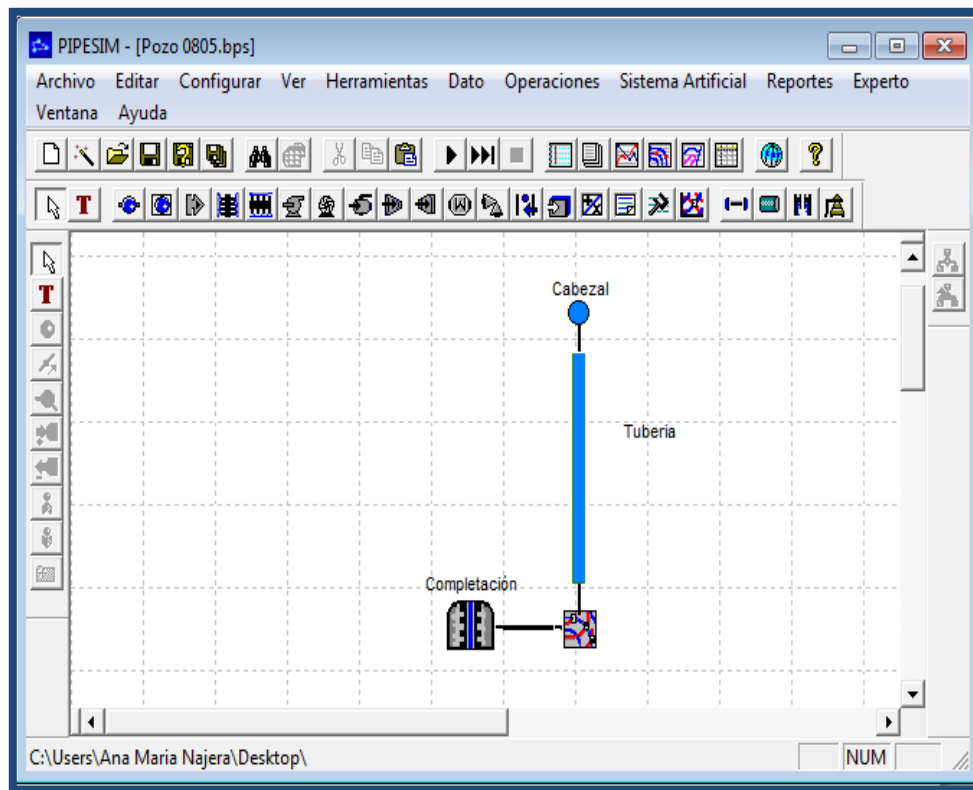


Figura 4.3. Diagrama mecánico del pozo CGC0805.

4.6.3 Carga de datos para la simulación

Una vez construido el diagrama mecánico del pozo se dispuso a introducir la información necesaria en los diferentes módulos utilizados en el sistema los cuales se encuentran divididos de la siguiente forma: Propiedades del yacimiento, propiedades de la tubería de producción y revestidor y propiedades fluidos.

✓ **Propiedades del yacimiento**

En este módulo se introducen los datos correspondientes a las condiciones del yacimiento, dichos datos son utilizados para generar la curva de comportamiento de afluencia (IPR). Los parámetros considerados en este menú son: Presión estática de yacimiento, temperatura de yacimiento, presión de fondo fluyente, tasa de producción.

El Software PIPESIM dispone de diversas opciones para el cálculo de la curva Oferta IPR, tanto para yacimientos de gas como para yacimientos de petróleo, tales modelos se mencionan a continuación.

- Well PI.
- Vogel's Equation
- Fetkovich's Equation.
- Jones's Equation.
- Pseudo Steady State.
- Back Pressure Equation.

De acuerdo con la información disponible se tomó el modelo Ecuación de Vogel. En la Figura 4.4 se puede observar la ventana para introducir los datos del Yacimiento.

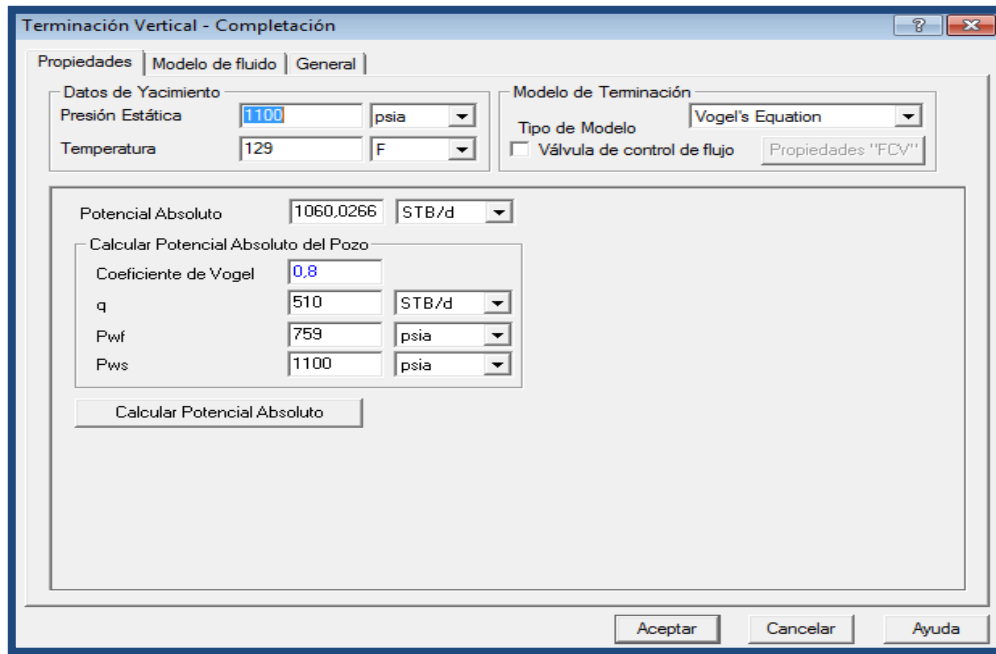


Figura 4.4. Ventana de entrada de información de yacimiento.

✓ **Propiedades de la Tubería de producción y Revestidor**

En este módulo del simulador es posible modelar el flujo vertical y horizontal de pozos productores. Primero se especifica a la tubería como un modelo simple o detallado en el caso de este trabajo se tomó el modelo detallado opción que se aplica para pozos horizontales y pozos direccionales, el cual requiere la siguiente información:

- **Perfil de Desviación:** En esta pestaña se procede a cargar la información referente Measure Depth (MD), Total Vertical Depth (TVD) y el ángulo de desviación. Esta ventana da la posibilidad de cargar los datos de dos de las variables anteriores y calcular la tercera.
- **Perfil Geotérmico:** En la ventana de perfil geotérmico se carga la data correspondiente a las temperaturas registradas a lo largo de la tubería.

- **Configuración de la tubería:** Posteriormente se carga la información correspondiente a diámetro de tubería, revestidor y demás especificaciones de la completación.
- **Equipo de Fondo:** En esta sección se carga la información concerniente a equipos de fondo tales como: separadores, chokes, inyectoras, etc. En caso de haber sistema de levantamiento artificial se carga el tipo (ESP, BCP, Gas Lift Inyection) y sus especificaciones. En la Figuras 4.5, 4.6 y 4.7, se pueden apreciar las ventanas de entrada de la información requerida mencionada anteriormente de la tubería de producción y revestidor.

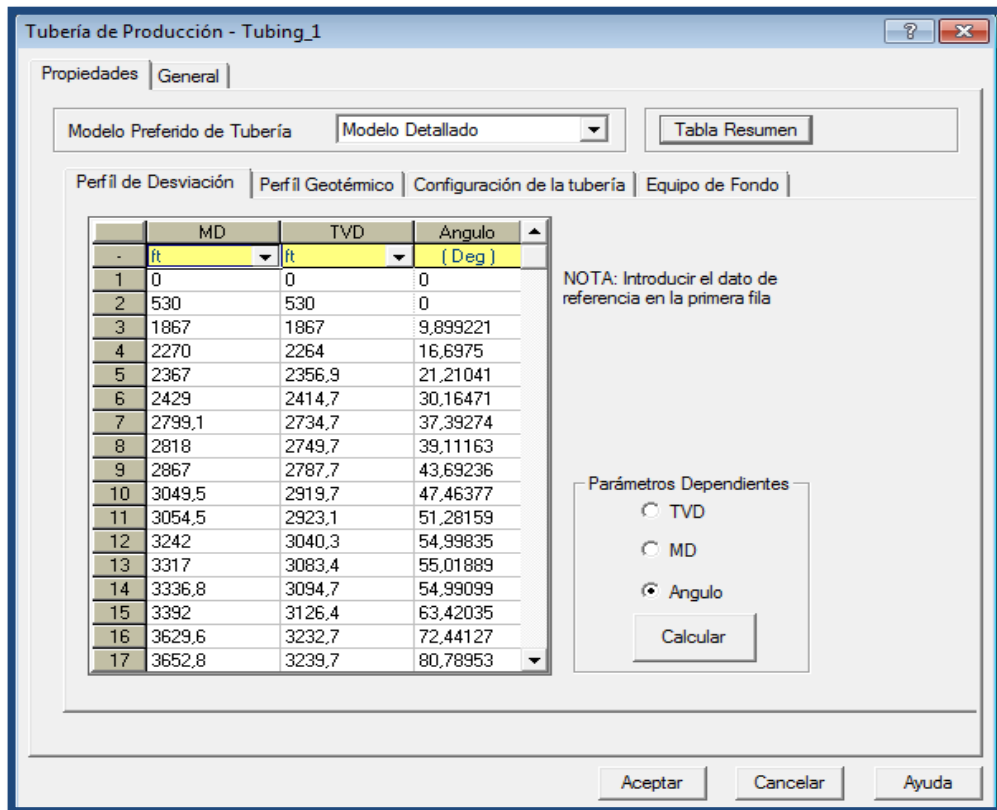


Figura 4.5 Ventana de Información del Perfil de Desviación de la Tubería de Producción.

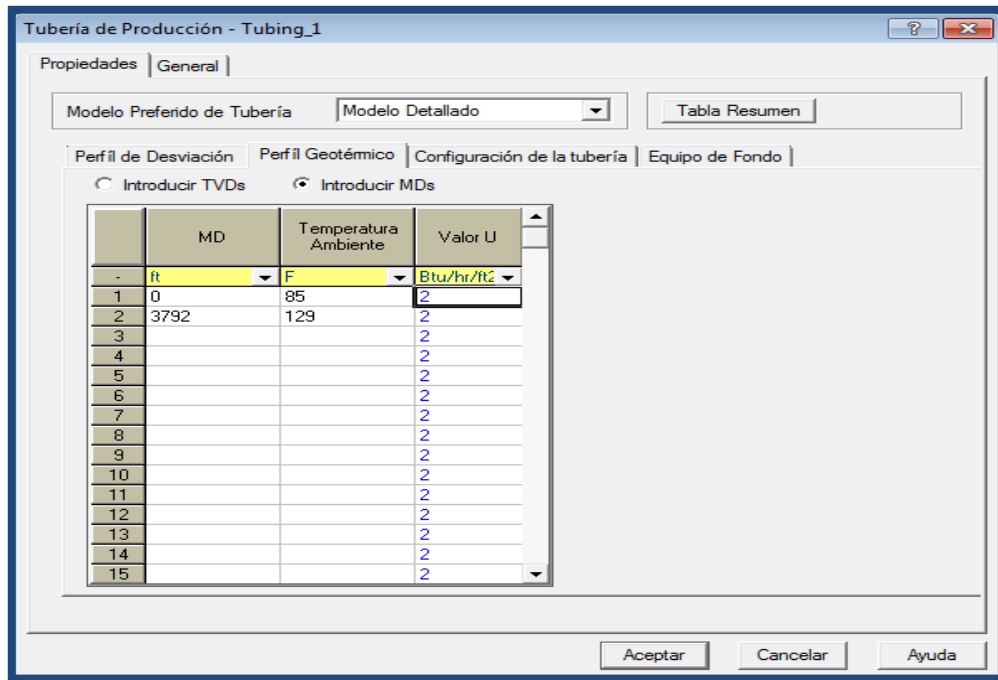


Figura 4.6. Ventana de Información del Perfil de Geotérmico de la Tubería de Producción.

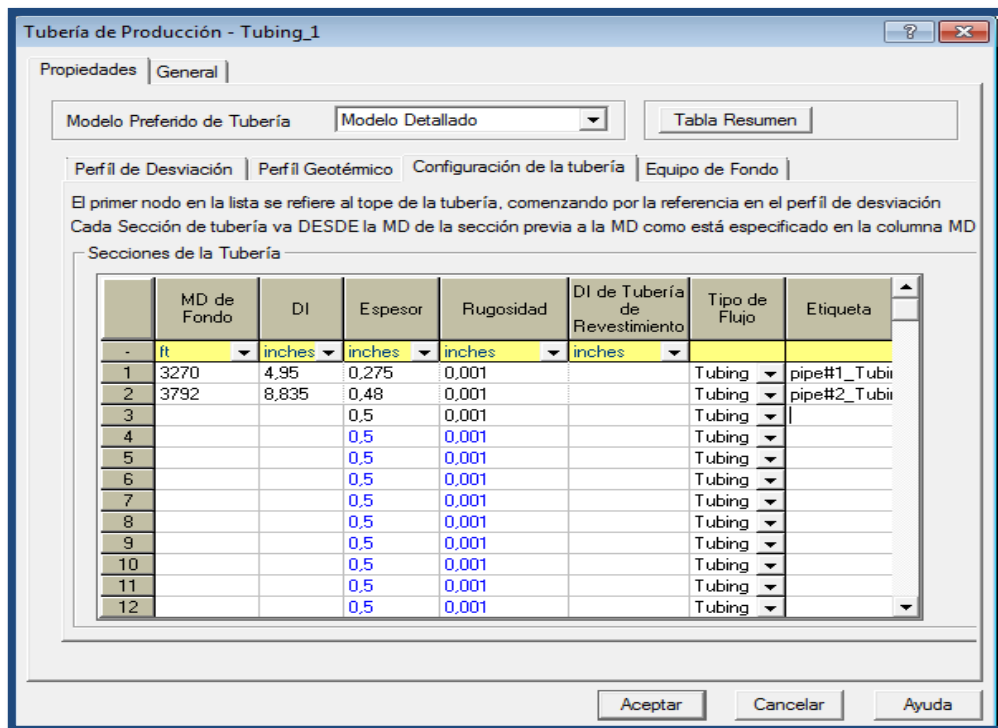


Figura 4.7. Ventana de entrada para la configuración de la Tubería de Producción.

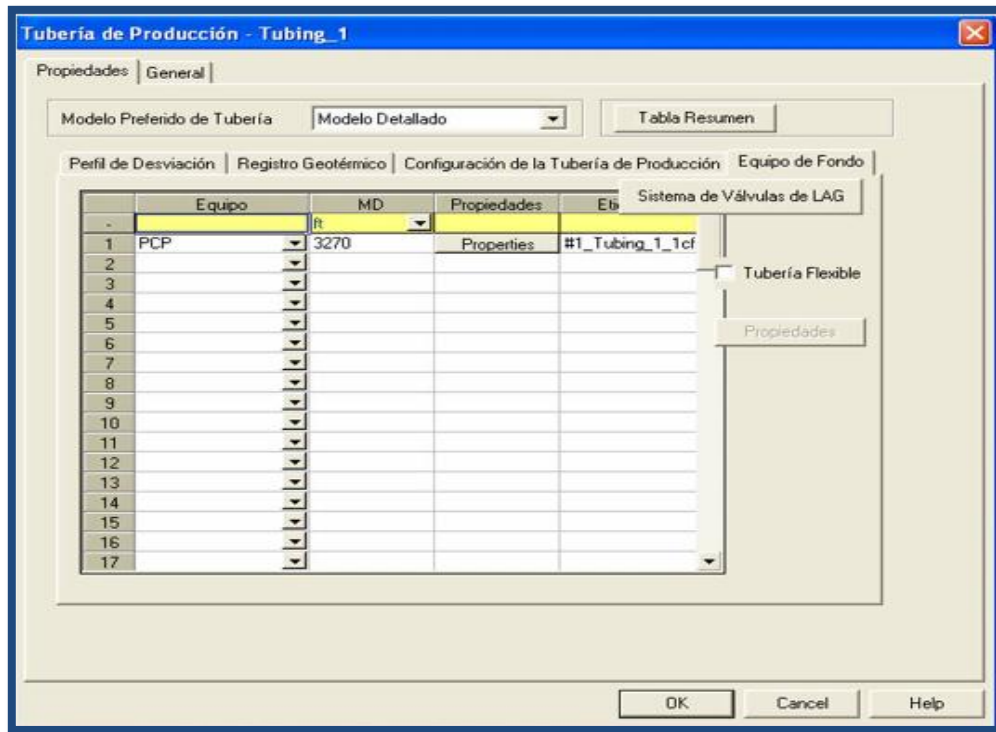


Figura 4.8. Ventana de información del equipo de fondo de la Tubería de Producción.

✓ **Propiedades de los Fluidos**

El Simulador PIPESIM dispone de una ventana llamada Modelo Black Oil (figura 4.9 y 4.10) utilizada para la caracterización y descripción de las propiedades de la mezcla de hidrocarburos. Los datos necesarios para esta sección son: Corte de agua, relación gas petróleo, gravedad específica del gas, gravedad específica del agua, gravedad API. Además de contar con una pestaña llamada datos de viscosidad (figura 4.8), utilizada para tener una mayor precisión de los resultados, en esta se introducen dos valores de viscosidades con su correspondiente temperatura.

DEFAULT - Propiedades "Black Oil"

Propiedades "Black Oil" | Datos de Viscosidad | Calibración Avanzada de Datos (Opcional) | Contaminantes (Opcional)

Importar...
Exportar

Nombre del Fluido: Multifásico | Comentario Opcional:

Propiedades a Condiciones Estándar

WCut: 29 %
GOR: 2524 scf/STB
S.G. Gas: 0,66
S.G. Agua: 1,05
API: 8,5

Calibración de datos en el Pb (Opcional pero Recomendado)

Presión: psia
Temperatura: F
Rsb: scf/STB

Correlación de Gas en Solución

Rs y Pb: Standing

Aceptar | Cancelar | Ayuda

Figura 4.9. Ventana de entrada de información de los fluidos.

DEFAULT - Propiedades "Black Oil"

Propiedades "Black Oil" | Datos de Viscosidad | Calibración Avanzada de Datos (Opcional) | Contaminantes (Opcional)

Viscosidad del Crudo Muerto

Correlación: user's 2 data points

Temperatura: 120 F | Viscosidad: 6095 cP
100 F | 21885 cP
API = 9

Método de Cálculo de la Viscosidad de Líquido

Método de viscosidad de emulsiones: Fijar la viscosidad de la fase continua

Establecer viscosidad líquida igual a la viscosidad del petróleo si el corte de agua \leq cutoff, de lo contrario fijar a la viscosidad del agua

Método de "Cutoff" de corte de agua

Especificado por el Usuario: 60 %
 Ecuación de Brauner-Ullman

Viscosidad del Crudo Vivo: Hossain

Viscosidad del Crudo Bajo saturado: Hossain

Aceptar | Cancelar | Ayuda

Figura 4.10. Ventana de entrada de las temperaturas para el cálculo de las viscosidades.

4.6.3 Cotejo de los Pozos

Para la fase del cotejo de los pozos se tomó como nodo solución el fondo del pozo, para validar el modelo del pozo a las condiciones reales se procedió a la utilización de la opción de ajuste de correlaciones de flujo multifásico y el análisis nodal en el menú de operaciones, donde se calcula la presión de cabezal y la tasa de fluido y se comparan con las pruebas reales. Durante el cotejo de los pozos fueron utilizadas las siguientes operaciones:

✓ Ajuste de las Correlaciones de Flujo Multifásico

PIPESIM cuenta con un número de correlaciones de flujo multifásico para seleccionar aquella que mejor se adapta al comportamiento real de los pozos en estudio. Las correlaciones de flujo multifásico son utilizadas tanto para la dirección vertical como para la dirección horizontal del flujo, como se indica en la figura 4.11 y 4.12, de dicha lista fueron seleccionadas un determinado número, de acuerdo a las propiedades del fluido, seguidamente se realiza la corrida para flujo multifásico horizontal y como variable a calcular la tasa de producción, posterior a ello se observa (figura 4.13), cuál de las correlaciones reporta el valor más cercano a la tasa de fluido producida.

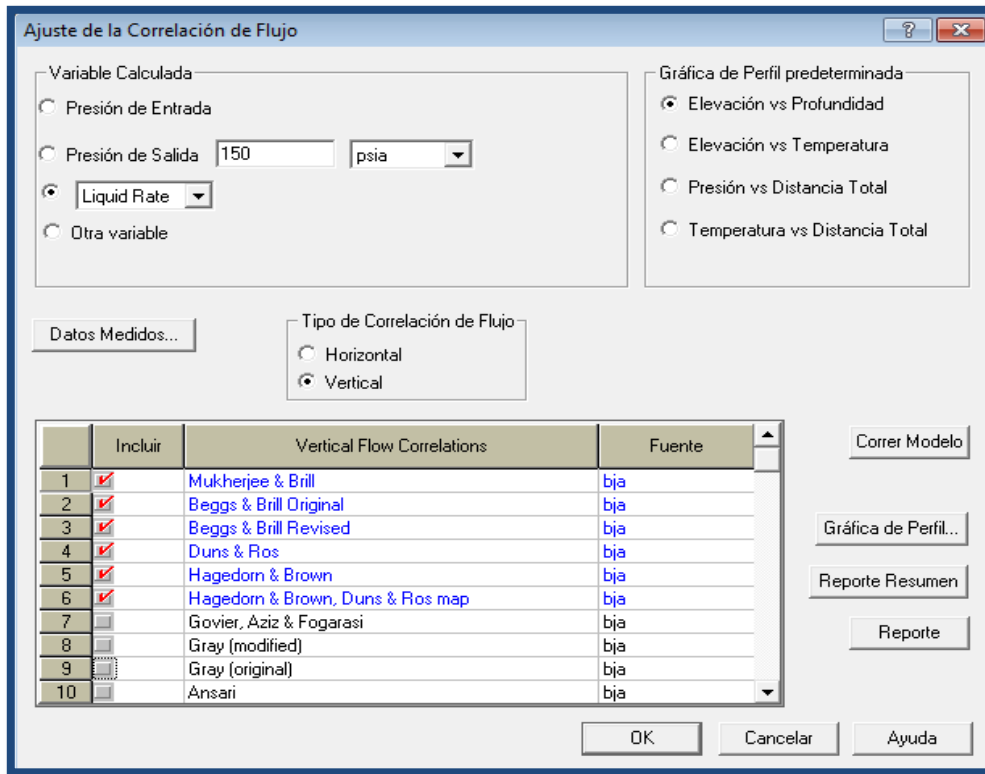


Figura 4.11. Ventana de selección de correlaciones de flujo Vertical.

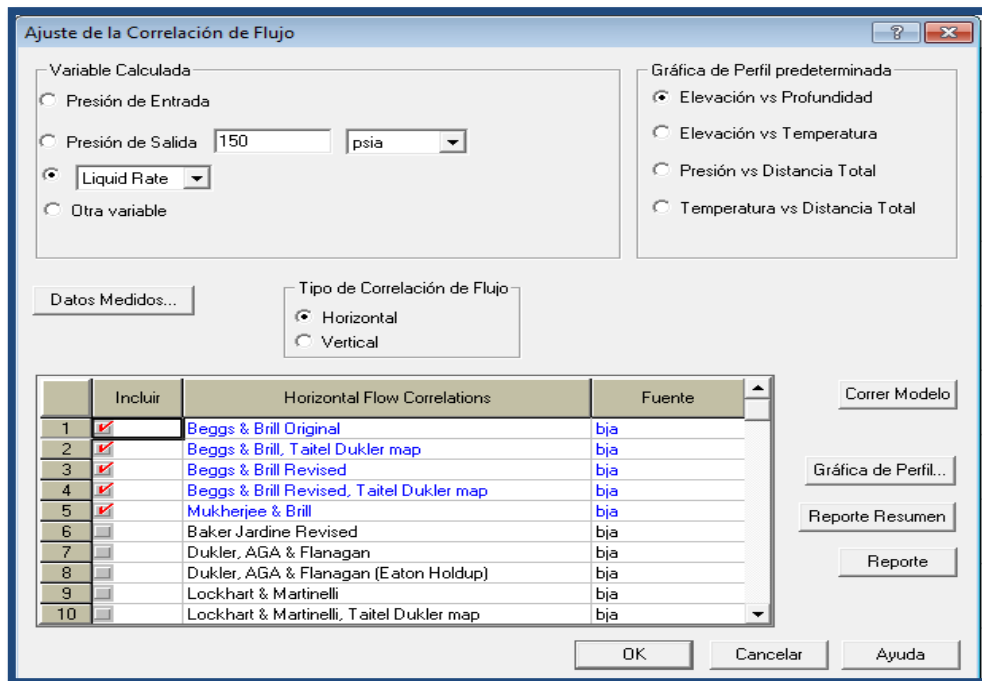


Figura 4.12. Ventana de selección de correlaciones de flujo horizontal.

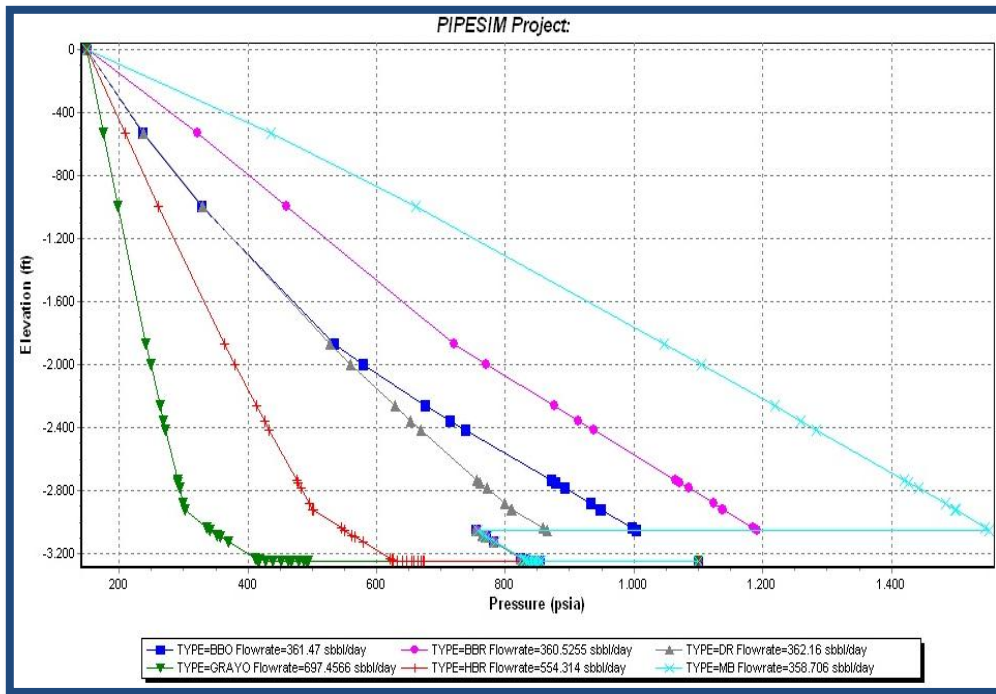


Figura 4.13. Perfil de las Correlaciones Para Flujo Multifásico Vertical.

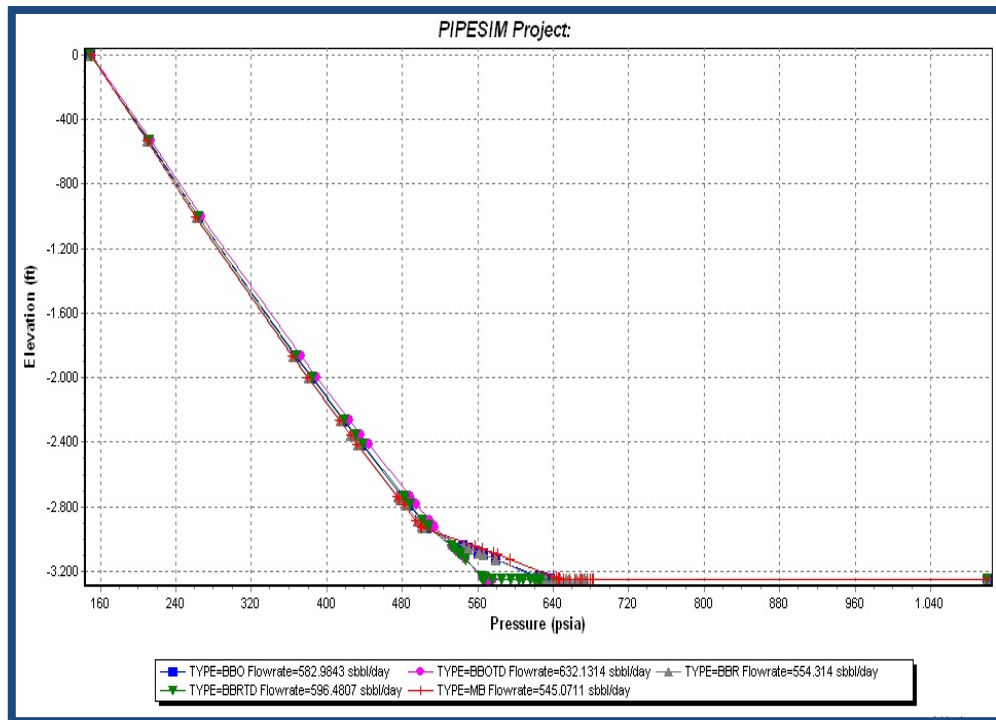


Figura 4.14. Perfil de las Correlaciones Para Flujo Multifásico horizontal.

Para determinar la diferencia entre la tasa real y la tasa producto del cotejo de las correlaciones de flujo multifásico se utilizó la siguiente ecuación.

$$\% \text{ de desviación} = \left| \left(\frac{\text{Valor real} - \text{Valor simulado}}{\text{Valor real}} \right) \right| * 100 \quad \text{Ecuación 5.1}$$

En la Tabla 4.2, se observa el porcentaje de desviación arrojado por el simulador para cada correlación de flujo multifásico horizontal para el pozo CGC0805. La correlación escogida para el cotejo fue Mukherjee & Brill por ser la que presentó menor error.

Tabla 4.2. Resultados del Cotejo de la Correlación de Flujo Multifásico Horizontal.

Correlación	BBO	BBOTD	BBR	BBRTD	MB
%	14,11	16,86	23,92	6,86	8,62
Desviación					

El ajuste de correlación de flujo multifásico vertical se realiza siguiendo el mismo procedimiento hecho para el flujo multifásico horizontal, la tabla 4.3 muestra los resultados del cotejo donde la correlación seleccionada fue Hagedorn & Brown por presentar el menor porcentaje de error.

Tabla 4.3. Resultados del Cotejo de la Correlación de Flujo Multifásico Vertical.

Correlación	BBO	HB	BBR	DR	MB
%	29,21	8,62	29,41	29,01	29,80
Desviación					

✓ Configuración de las Correlaciones

Una vez realizado el ajuste de las correlaciones de flujo multifásico horizontal y vertical, se procedió a la configuración de aquella que más se ajustó a las condiciones del pozo (figura 4.15).

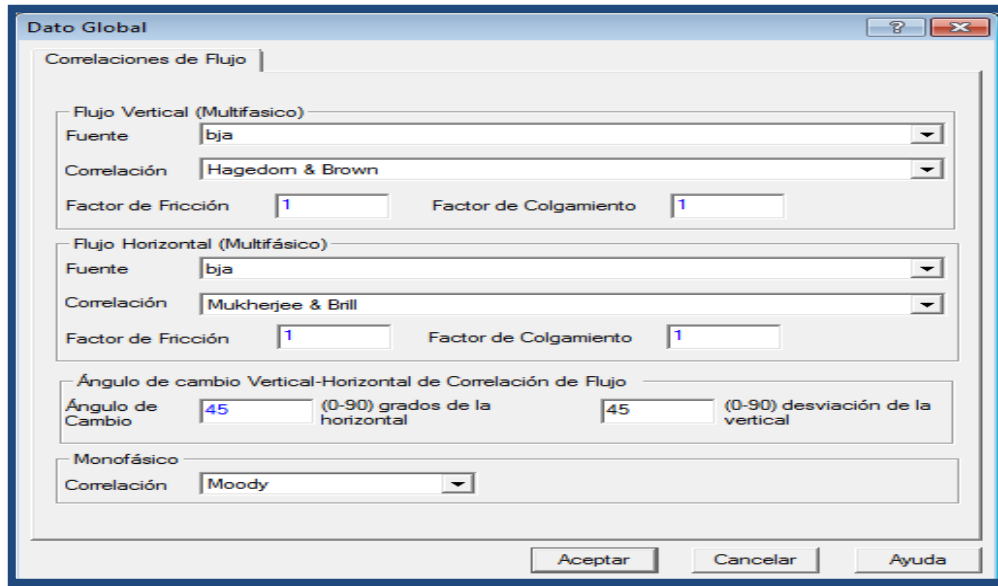


Figura 4.15. Ventana de Configuración de las Correlaciones de Flujo.

4.7 Análisis Nodal

Este módulo (figura 4.16) permite estudiar el comportamiento de la curva oferta (lo que aporta el yacimiento) con la curva de demanda (la capacidad de transporte del pozo). Los datos necesarios para realizar la corrida de análisis nodal son los siguientes:

- La presión de salida del sistema, que representa la presión de cabezal.
- La presión de entrada al sistema, que es la presión estática del yacimiento.

El resultado de esta primera corrida es la generación de la curva oferta (IPR) y la curva demanda cuya intersección indica el punto de prueba de la situación actual del pozo (figura 4.17).

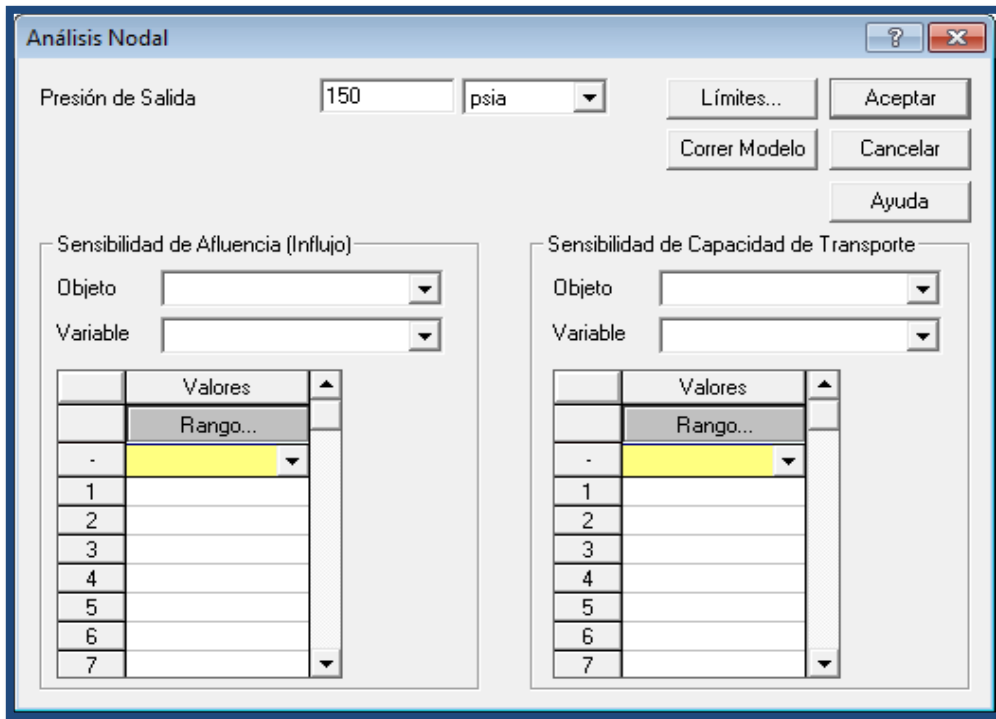


Figura 4.16. Ventana de análisis nodal.

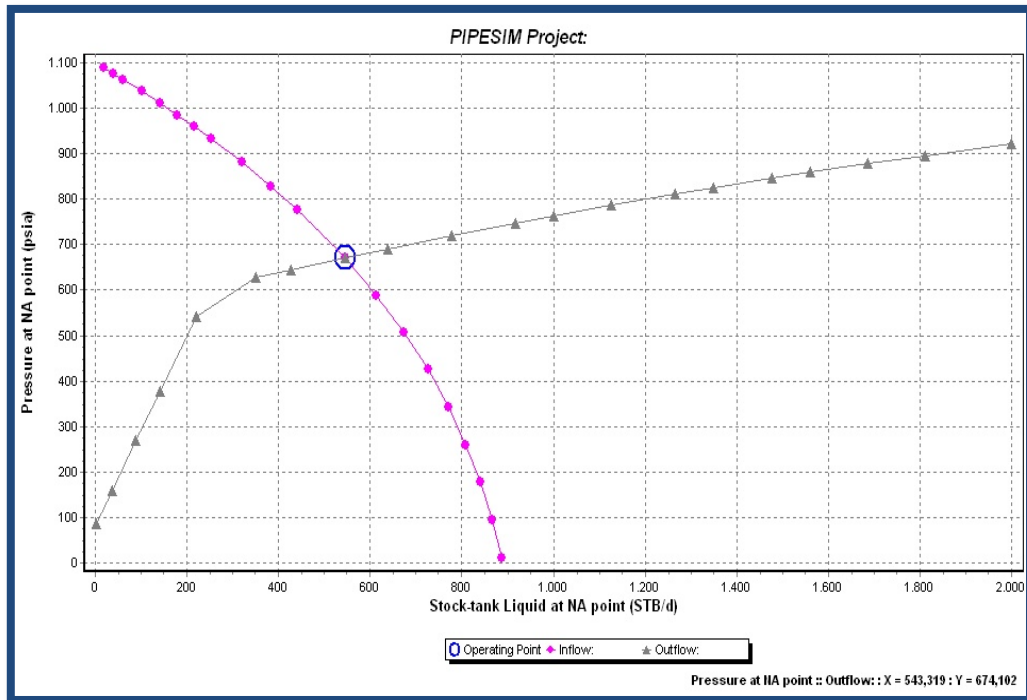


Figura 4.17. Intersección de curva demanda con la curva oferta.

4.8 Realización de Sensibilidades

Para obtener la curva oferta se selecciona un objeto a sensibilizar (yacimiento, datos de sistema o datos del fluido) y las variables a sensibilizar, y para obtener la curva de demanda se selecciona el objeto a sensibilizar (tubería de producción, datos del sistema) y las variables a sensibilizar. Entonces una vez verificado que el análisis nodal representan las condiciones reales del pozo, se procedió a realizar las sensibilidades utilizando como objeto para la curva demanda datos del sistema y la variable a sensibilizar la presión de salida (P_{wh}) ingresando tres valores de P_{wh} en un rango de 90, 110, 130 psi, estos rangos fueron escogidos tomando en consideración el menor valor de presión de cabezal (80 psi) utilizado en los pozos del yacimiento Morichal 30 y en yacimientos vecinos, entonces se procedió a correr el programa y como resultado se obtiene la curva de afluencia del pozo y tres curvas de outflow las cuales permitieron predecir cuánta producción se incrementa en el pozo al disminuir la presión de cabezal, y de esta manera observar de que forma la variación de este parámetro influencia o determina la productividad de cada uno de los pozos en estudio (figura 4.18).

Para cálculo del incremento de la producción de petróleo se tuvo presente la producción de fluido del pozo a condiciones de operación y la presión de cabezal que marcó en la última prueba de producción, 27 de mayo del 2014 para el caso del pozo CGC0805, la misma que será ingresada al simulador.

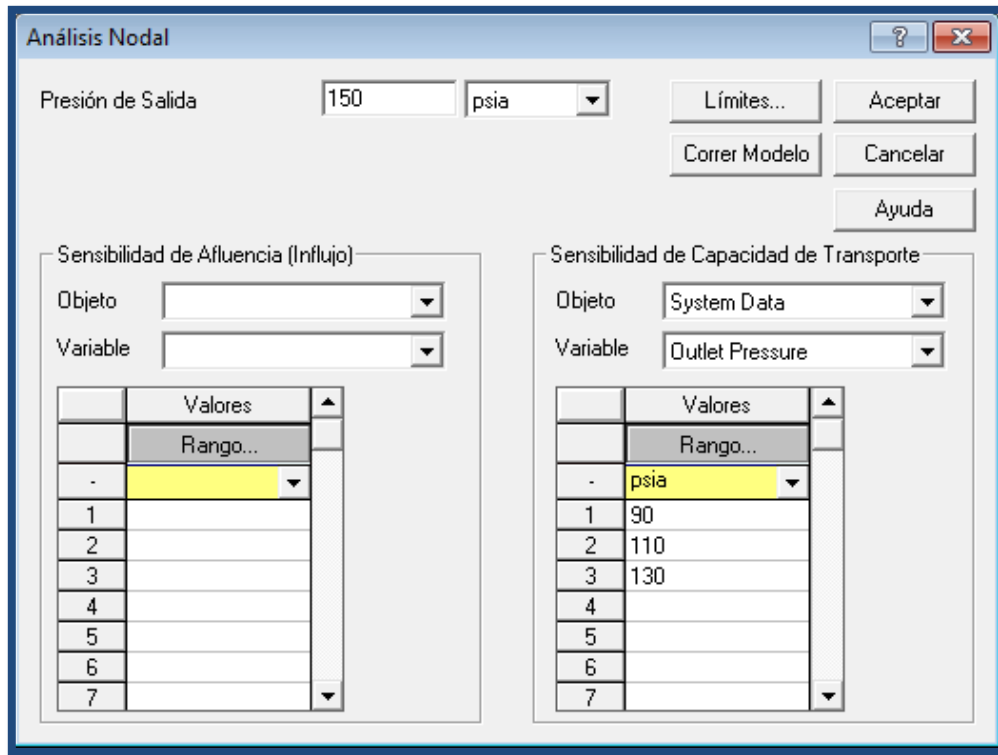


Figura 4.18. Ventana de sensibilidad.

4.9 Análisis de Resultados, Conclusiones y Recomendaciones

Una vez realizadas las sensibilidades, se procedió a comparar y analizar los resultados finales obtenidos basándose en los fundamentos teóricos adquiridos y expuestos en el capítulo II, para ofrecer alternativas o recomendaciones viables para mejorar la productividad de los pozos en estudio.

CAPITULO V

ANÁLISIS Y DISCUSIÓN DE RESULTADOS

En este capítulo se estudió posibilidad de incrementar la productividad de 5 pozos con alta producción de gas de los 60 pozos horizontales construidos en el yacimiento Morichal 30 y completados en la arena Morichal Inferior. En la tabla 5.1 son representados algunos datos mecánicos y de producción para la fecha de la última prueba de producción.

Tabla 5.1. Descripción de los pozos en estudio.

Pozo	CGC0805	CGC0810	CGC0813	CGC0814	CGC0830
Fecha de prueba	27/05/14	13/05/14	02/06/14	02/06/14	10/05/14
Pwh (lpc)	150	108	113	107	105
RPM	440	400	400	400	250
Q _o (BND)	510	723	851	280	238
Q _g (MPCND)	1287	888	1678	1278	1668
RGP (PCN/BN)	2524	1336	1854	4557	6546
%AyS	29	1,8	13	5	23,4
Eff (%)	26	30	40	12	20

5.1 Estudio del comportamiento de producción de los pozos con alto RGP en el yacimiento Morichal 30 del campo Cerro Negro

A continuación se hará una descripción del comportamiento productivo del yacimiento Morichal 30 y de los pozos CGC0805, CGC0810, CGC0813, CGC0814 y CGC0830.

5.1.1 Histórico de producción de Morichal 30

Para el análisis del comportamiento de producción de fluidos de cada pozo es importante mostrar el comportamiento de producción de fluidos promedio del yacimiento Morichal 30 (ver figura 5.2).

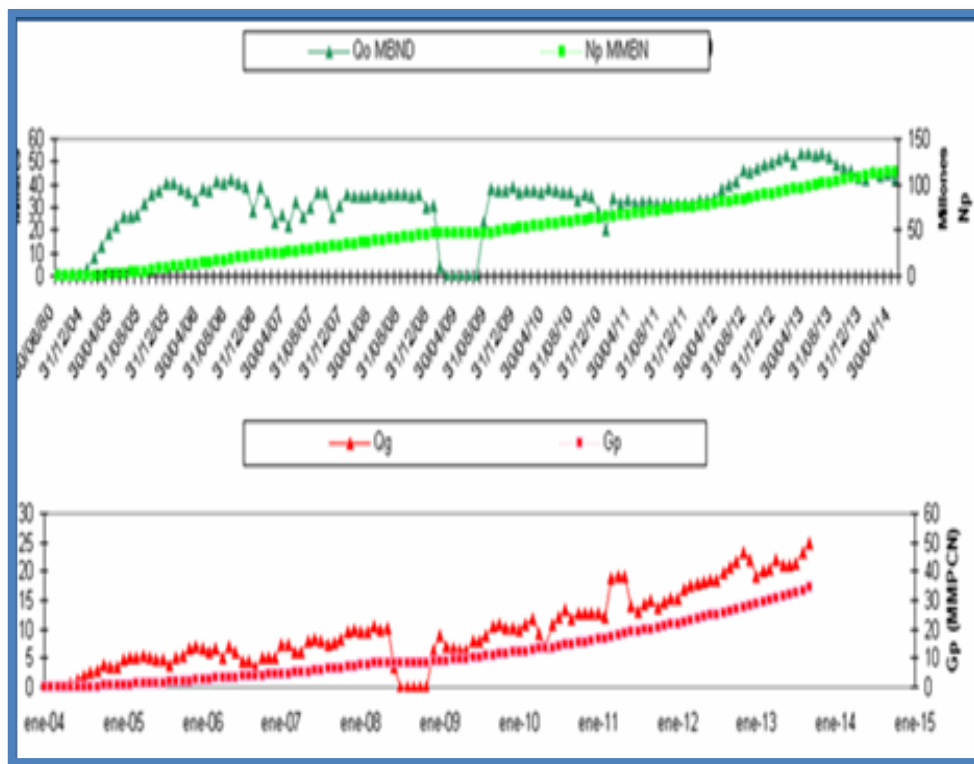


Figura 5.1. Comportamiento de Producción Morichal 30^[4].

A partir de la gráfica 5.1 se puede observar haciendo un análisis de las tendencias anuales un incremento progresivo en la tasa de petróleo del yacimiento hasta de 40

MBND para diciembre de 2006, luego esta oscila entre 20 y 40 MBND para todo el año 2007, posteriormente se observa un comportamiento constante de 30MBND para todo el año 2008, entre abril y agosto de 2009 hubo una parada de producción (recorte OPEP), debido a estrategias de mercado, a partir de ese momento y hasta abril de 2012 se restableció la producción a 30MBND y aumentando de forma progresiva, hasta valores de 50 MBND para el año 2013. En cuanto a la producción de gas este muestra un incremento desde inicios de producción del yacimiento hasta el año 2008 alcanzando valores de 10 MMPCND, para el año 2009 se da una parada de producción explicada anteriormente, a partir enero de 2009 hasta el año 2013 se genera un aumento importante de la producción de gas de 5 a 25 MMPCND aproximadamente este aumento abrupto generó un incremento importante en la RGP desde enero de 2005 con un valor de 121 PCN/BN, ascendiendo a un valor de 587 PCN/BN para el año 2014.

5.1.2 Gráficas de históricos de producción de cada uno de los pozos en estudio

Haciendo uso de la herramienta Excel se presentan a continuación de forma gráfica los históricos de producción de fluidos (Q_o , Q_g y RGP) vs tiempo, además de las RPM de las bombas de cada uno de los pozos en estudio del yacimiento Morichal 30, como resultado de la data obtenida de pruebas de producción desde el año 2005 hasta el año 2104.

Pozo CGC0805

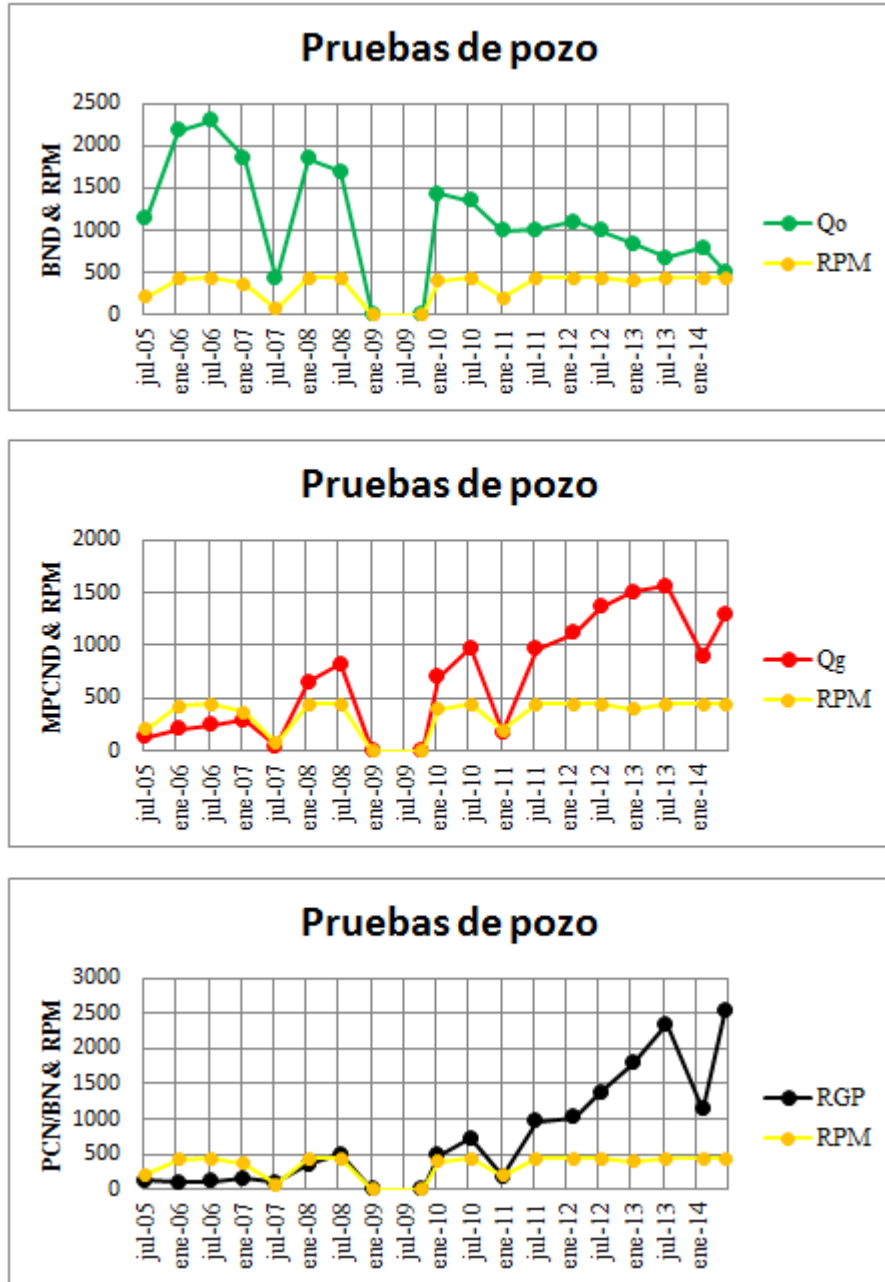


Figura 5.2. Comportamiento de Producción de petróleo, gas y RGP del pozo CGC0805.

El pozo CGC0805 inicia su vida productiva en julio del 2005, En el gráfico 5.2, se muestra el comportamiento de los parámetros de producción del pozo hasta junio de 2014.

De acuerdo al gráfico 5.2, la tasa de gas para inicios de la producción del pozo se manejó en un valor promedio de 194 MPCND a una velocidad de operación de la bomba de cavidad progresiva BCP de 360 RPM, resultando en una producción de crudo promedio de 1900 BND y una relación gas/petróleo RGP promedio de 104 PCN/BN. Para mayo del 2007 fueron detenidas las velocidades de operación de la bomba produciendo una caída importante en la tasa de los fluidos producto de una intervención Flush By (sacar cabilla y reemplazar), una segunda intervención tuvo lugar en junio de ese mismo año donde se realizó un cambio de bomba por presentar elastómero desprendido, sin embargo al ser retomadas las operaciones en el año 2008 se puede evidenciar que la producción de fluidos aumenta al incrementar nuevamente las RPM.

Para el año 2009 debido a estrategias de mercado (recorte OPEP) la producción de todo el yacimiento se detuvo por siete 7 meses hasta julio de 2009, sin embargo el pozo fue reactivado para el último trimestre del año. En el año 2010 luego de la reactivación del pozo se retomaron las operaciones a una velocidad de 400 RPM, una producción de crudo aproximada de 1433 BND, lo cual representó un aumento de 98 BND con relación a la producción obtenida a 360 RPM para finales del año 2008. Por otra parte según lo observado en el histórico de producción de la figura 5.2, la producción de crudo ha ido declinando progresivamente desde el año 2010 a causa del aumento significativo en la producción de gas y por ende de la RGP, registrando incluso valores por encima de los 2000 PCN/BN para julio de 2013, disminuyendo así la eficiencia volumétrica de las bombas de cavidad progresiva a 29 %.

La base de datos con la que se construyeron las curvas de la figura 5.2 se encuentra en el apéndice A.1 junto a los datos de producción de agua y las eficiencias de la BCP a través del tiempo.

Pozo CGC0810

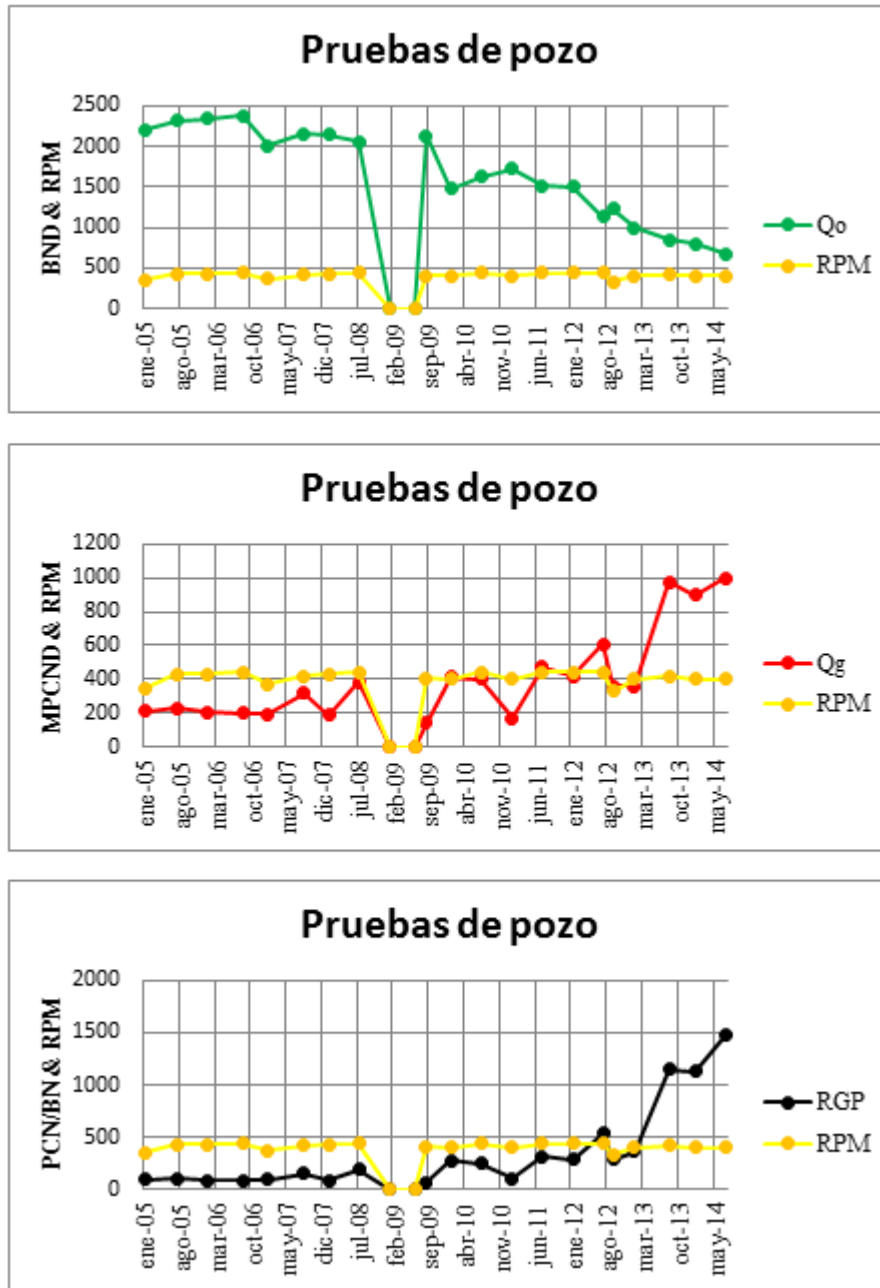


Figura 5.3. Comportamiento de Producción de petróleo, gas y RGP del pozo CGC0810.

El pozo CGC0810 fue abierto a producción en enero del 2005, con una presión de fondo de 1216 psia, una velocidad de la BCP de 350 RPM, lo cual resultó en una producción de crudo por el orden de 2001 BND, una tasa de gas de 214 MPCND, y una RGP de 97 PCN/BN. El 28 de noviembre del 2005 el pozo fue intervenido para realizarle un servicio de Flush By (cambio de stuffing box) por una fuga en el stuffing. En el gráfico 5.3, se muestra el comportamiento de los parámetros de producción del pozo hasta julio de 2014.

Para los años 2006, 2007 y 2008 el pozo mostró un comportamiento similar al año 2005 donde la producción promedio crudo fue de 2022 BND a velocidades promedio del pozo de 440 RPM, sin embargo a pesar de ciertas variaciones cada uno de estos años se presentó un aumento en la tasa de gas, 191 MPCND para el año 2006, 221 MPCND para el año 2007 y 308 MPCND para el año 2008 respectivamente, no obstante la eficiencia del sistema de levantamiento artificial se vio poco afectada al presentar valores mayores a 70% de eficiencia.

Tras la parada en las operaciones de producción del campo por siete 7 meses en el año 2009, el pozo reinicia su actividad en el mes de agosto mostrando tasas de crudo aceptables por encima de los 1500 BND, pero es solo hasta mediados del año 2012 donde se presenta un aumento significativo en la RGP que alcanza valores mayores a 536 PCN/BN, a causa de una disminución en la producción de crudo, producto del incremento en la liberación de gas ya que este fluido tiene mayor movilidad que el petróleo tanto en el yacimiento como en la tubería, para el mes de septiembre de este mismo año se le da parada al pozo para hacer un cambio de bomba presumiéndose posible cabilla suelta, el aumento en la producción de gas se extendió hasta el año 2014 donde una prueba de producción indica que la RGP supera 1400 BN/PCN, la alta producción de gas disminuyó la eficiencia de la BCP a un 30% y por ende se obtienen menores tasas de petróleo de 723 BND.

La base de datos con la que se construyeron las curvas de la figura 5.3 se encuentra en el apéndice A.2 junto a los datos de producción de agua y las eficiencias de la BCP a través del tiempo.

Pozo CGC0813

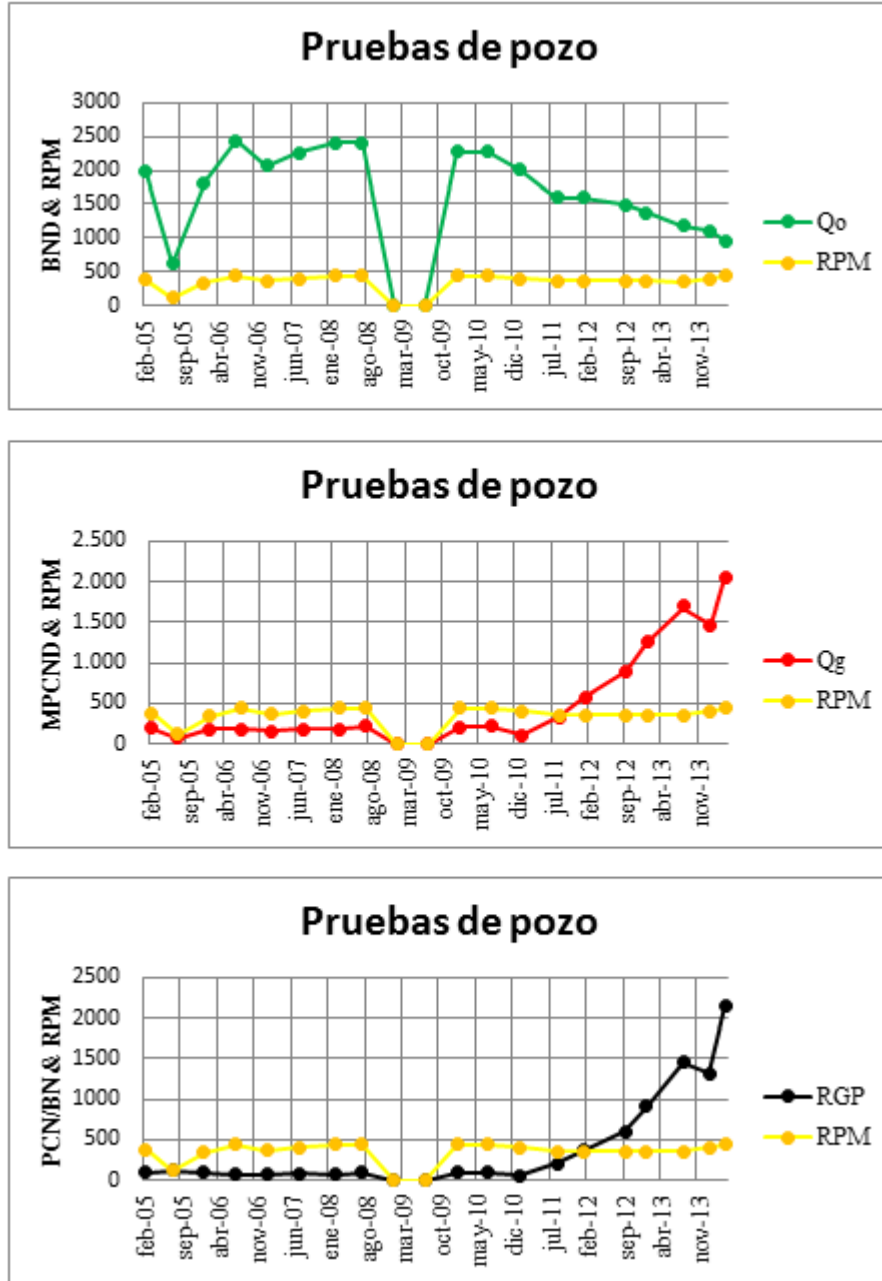


Figura 5.4. Comportamiento de Producción de petróleo, gas y RGP del pozo CGC0813.

El pozo CGC0813 comienza producción en febrero del 2005 con una presión de fondo de 1282 psia, una tasa de petróleo, de gas y un RGP de 1979 BND, 194 MPCND, 98 PCN/BN respectivamente a una velocidad de operación de 380 RPM y una eficiencia del sistema de levantamiento de 85%. En el gráfico 5.4, se muestra el comportamiento de los parámetros de producción del pozo hasta abril de 2014.

Para los siguientes años 2006, 2007 y 2008 hubo una producción promedio de crudo de 2234 BND, una producción promedio de gas de 184 MPCND y una RGP promedio de 83 PCN/BN, los aumentos o disminución en las tasas en dichos años dependieron de las velocidades de operación de la bomba que variaron entre 340 y 440 RPM. En el mes de diciembre del año 2007 el pozo dejó de producir debido a una evaluación en el sistema de levantamiento instalado y reemplazo de cabilla.

Luego de la parada en las operaciones de producción del campo en el año 2009, el pozo reinicia su actividad en el mes de agosto a 440 RPM, con una disminución en la tasa de gas de 92 MPCND, sin embargo la RGP solo disminuyó 8 PCN/BN a una tasa de petróleo de 2280 BND.

A partir del año 2011 es cuando se observa un cambio de tendencia en la producción, la tasa de petróleo comienza a declinar mientras la tasa de gas y RGP aumentan a un ritmo mayor, llegando a tasas de crudo, tasas de gas y RGP de 953 BND, 2053M PCND, 2154 PCN/BN respectivamente para abril del año 2014, sin embargo se trata de valores aceptables de producción debido a que la eficiencia de la BCP es de 40 %, lo que se considera un valor aceptable para pozos con alta producción de gas.

La base de datos con la que se construyeron las curvas de la figura 5.3 se encuentra en el apéndice A.3 junto a los datos de producción de agua y las eficiencias de la BCP a través del tiempo.

Pozo CGC0814

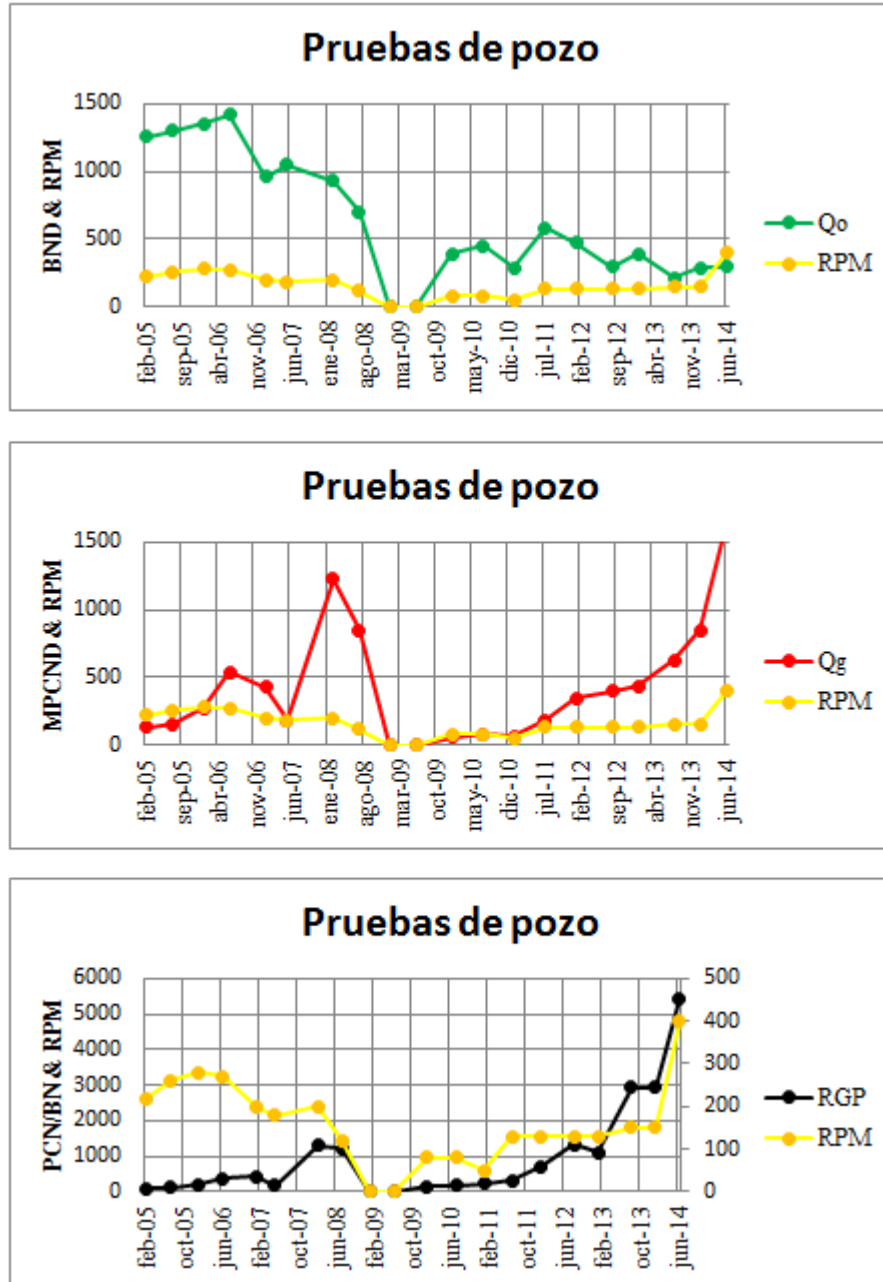


Figura 5.5. Comportamiento de Producción de petróleo, gas y RGP del pozo CGC0814.

El pozo CGC0814 fue completado el 6 de diciembre del año 2004 y abierto a producción en febrero del 2005, con una presión de fondo de 1209 psia, una velocidad de BCP de 220 RPM con una producción de petróleo de 1254 BND, un corte de gas de 133 MPCND, y una RGP de 106 PCN/BN.

En el gráfico 5.5, se observa el histórico de producción del pozo CGC0814, la tasa de gas desde inicios de la actividad productiva del pozo hasta la finales del año 2007, ha venido manejándose en un valor promedio de aproximadamente 285 MPCND, a una velocidad de operación de 100 RPM, dando como resultado una producción de petróleo promedio de 1223 BND y una relación gas/petróleo (RGP) promedio de 237 PCN/BN. Sin embargo a partir del año 2008 se observa un alza importante en las RGP con valores por el orden de los 1312 PCN/BN con una velocidad de operación del pozo de 200 RPM, entonces se procedió a disminuir las velocidades de operación a 120 RPM lo cual redujo las RGP en un 8%.

La parada en las operaciones de producción del campo en el año 2009, contribuyó a cierta restauración de las condiciones del yacimiento en el que está perforado el pozo, debido a que mantuvo la tasa de petróleo en un valor similar para los meses inmediatos, y además produjo una estabilización del gas que se encontraba canalizado.

Posteriormente con el objetivo de incrementar la producción de crudo se aumentaron las RPM de las bombas a 130 RPM para julio del año 2011, sin embargo se trató de una estrategia poco exitosa ya que el aumento en la tasa de petróleo no se pudo sostener, no obstante fue estimulada la canalización de gas aumentando su producción y generando en un RGP de 2948 PCN/BN. Siguiendo este mismo procedimiento para abril de 2014 con una velocidad de operación de 400 RPM la relación gas/petróleo alcanzó cifras significativas por el orden de 5441 PCN/BN con una tasa de petróleo de 297 BND, lo que condujo a una caída en la eficiencia de la BCP a 12%.

La base de datos con la que se construyeron las curvas de la figura 5.5 se encuentra en el apéndice A.4 junto a los datos de producción de agua y las eficiencias de la BCP a través del tiempo.

Pozo CGC0830

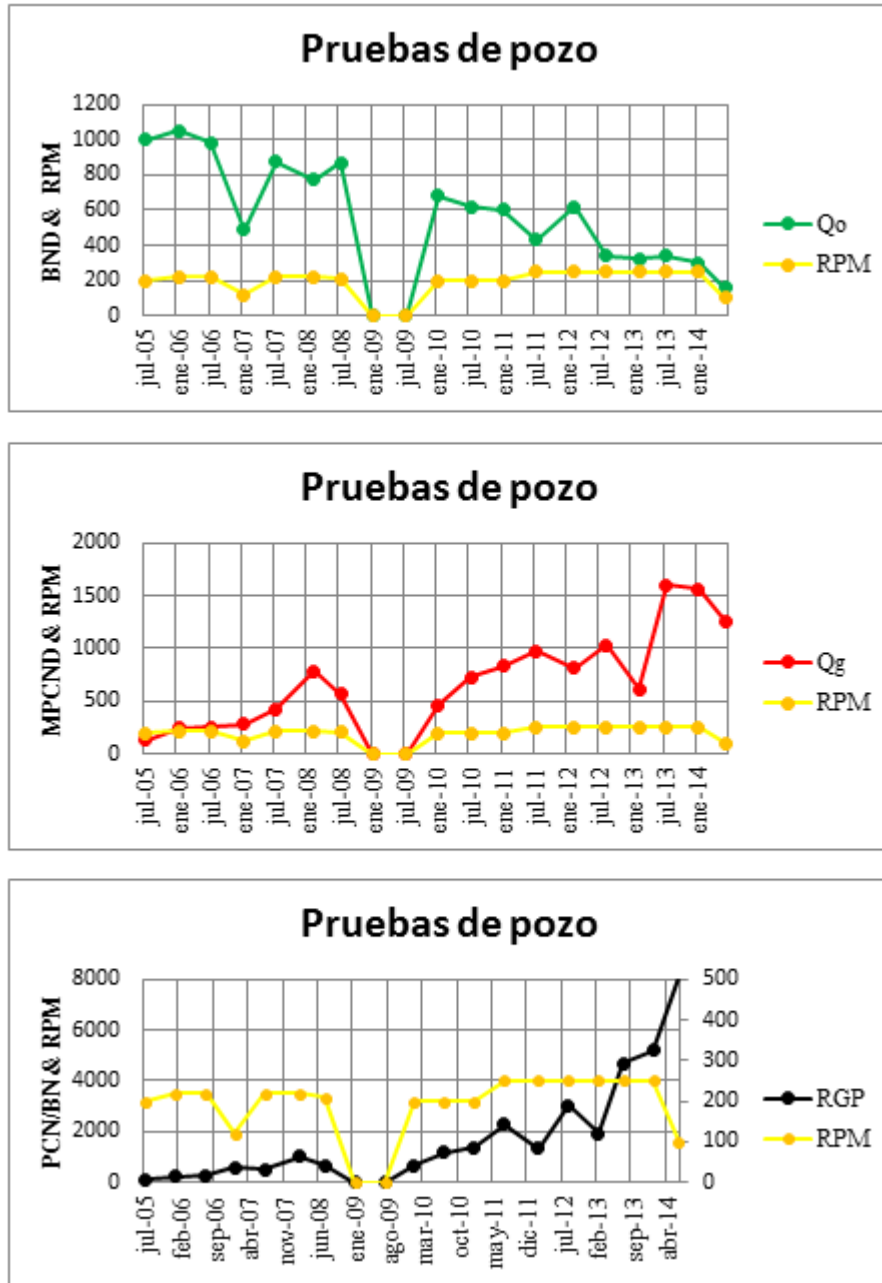


Figura 5.6. Comportamiento de Producción de petróleo, gas y RGP del pozo CGC0830.

Este pozo fue completado el 24 de febrero del 2005 y abierto a producción en abril de ese mismo año con una velocidad de la bomba de 240 RPM, registrando una tasa de gas de 136 MPCND, una RGP de 98 PCN/BN y una producción de petróleo de 1386 BND aproximadamente.

En el gráfico 5.6 se observa el comportamiento productivo del pozo CGC0830 con respecto al tiempo.

A partir del año 2007, es cuando se observa un incremento en el aporte de gas a un valor de 427 MPCND generando con esto un alza importante en la RGP de 580 PCN/BN para una producción de petróleo de 490 BND, sin embargo esto no afectó de forma notable la eficiencia del sistema de levantamiento que hasta el año 2008 tras algunas variaciones se mantuvo en un 90%.

Luego de la parada de producción del 2009, los años posteriores del 2010 al 2014, el pozo se caracterizó por una disminución en la tasa de petróleo lo que condujo a un aumento en las velocidades de operación de la BCP a 250 RPM para mantener la producción, que como consecuencia ocasionó un aumento vertiginoso en las RGP alcanzando valores de hasta 5189 PCN/BN, y una tasa de crudo de 302 BND para el mes de enero de 2014. Con el objetivo de controlar la producción de gas en julio de ese mismo año se reducen los RPM a un valor de 100 no obstante se trató de una solución poco efectiva, la RGP se alzó a de 8064 PCN/BN y la tasa de crudo continuó a la baja con 156 BND.

La base de datos con la que se construyeron las curvas de la figura 5.6 se encuentra en el apéndice A.5 junto a los datos de producción de agua y las eficiencias de la BCP a través del tiempo.

5.2 Análisis de los posibles parámetros que puedan estar afectando la productividad de los pozos horizontales en el yacimiento Morichal 30

Una vez realizado el análisis del comportamiento productivo de los pozos en estudio y con la información obtenida del yacimiento se ubicaron aquellas causas que podrían haber generado una alta tasa de gas en dichos pozos.

La producción de gas en el tiempo está determinada por diferentes factores que caracterizan de forma particular al yacimiento tales como: tiempo de explotación, las condiciones de operación, cantidad de pozos activos, la relación presión promedio en el área de drenaje, presión de burbuja del crudo, etc.

En el gráfico 5.7 se puede observar las RGP vs el tiempo de las macollas que forman parte del campo Cerro Negro, la macolla 8, a la cual pertenecen los pozos en estudio presenta un valor menor de RGP en el tiempo con relación a las otras macollas, esto se debe a las arenas en las que los pozos se encuentran perforados y el tiempo de explotación, en este caso los pozos de la macolla 8 se encuentran perforados en la arena Morichal Inferior del yacimiento Morichal 30, el cual tiene 9 años de explotación aproximadamente, un período menor comparado al de las otras macollas tal es el caso de la macolla 6, la cual se encuentra en las arenas Morichal Medio e Inferior del yacimiento M-26 y M-29, con un tiempo de explotación de 15 años generando un mayor agotamiento de la misma y por ende un aumento en el número de pozos con alta producción de gas.

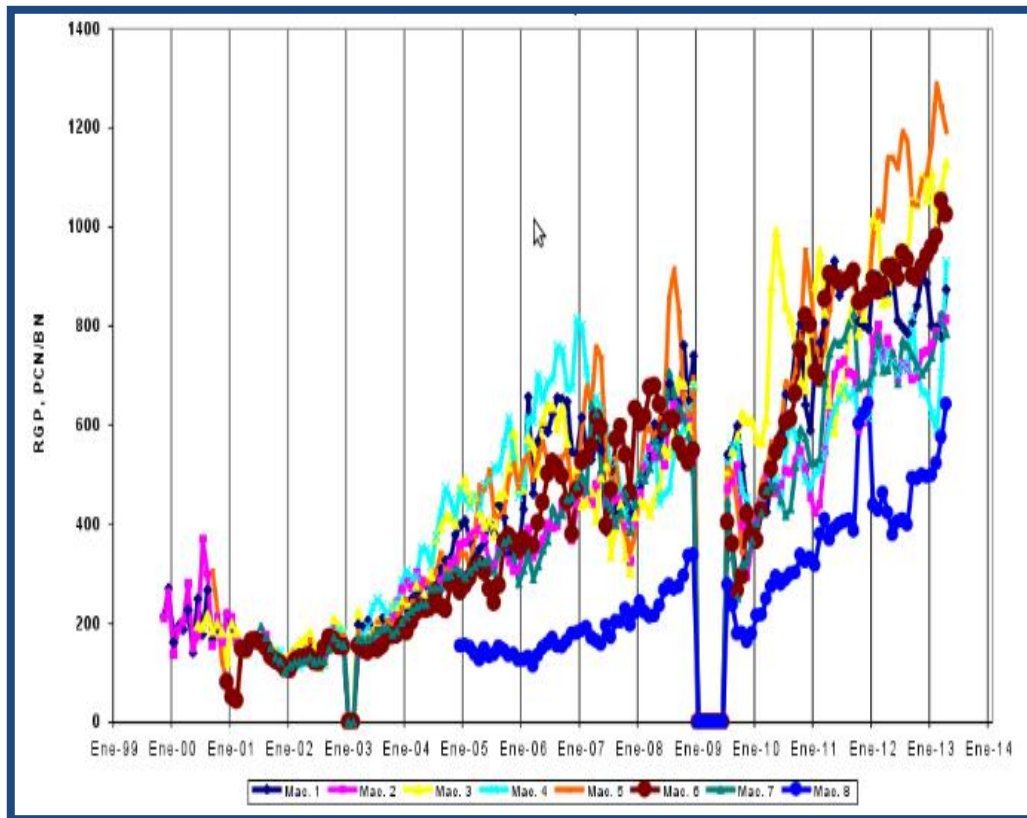


Figura 5.7. Comportamiento histórico RGP vs tiempo de las macollas pertenecientes al campo Cerro Negro ^[4].

El yacimiento Morichal 30 se caracteriza por tener un crudo de 8,4 °API, crudo extrapesado cuyo comportamiento productivo se asemeja a yacimientos de crudos espumantes donde al producir los pozos con rápidas depleciones, se permite obtener altos recobros y bajos valores de RGP.

En las gráficas 5.2, 5.3 ,5.4, que representan los históricos de producción de los pozos CGC0805, CGC0810 y CGC0813 respectivamente, se puede observar que las RPM de las bombas de cavidad progresiva al ser aumentadas sus velocidades de operación, se incrementa en mayor proporción la producción de petróleo que la tasa de gas, dando lugar a un leve aumento en las RGP, eso se debe a que la alta viscosidad del crudo mantiene al gas liberado del petróleo disperso en él en forma de burbujas

minúsculas que fluyen simultáneamente con el petróleo, dando lugar a un incremento significativo en la movilidad del fluido.

Es a partir de los años 2012 y 2013 que se observa un alza significativa del aporte de gas del yacimiento a los pozos, esto se debe a que los pozos se encuentran operando bajo el punto de burbujeo, como consecuencia del nivel de agotamiento del yacimiento tras el aumento del número de pozos activos y 9 años de explotación, donde la presión estática actual (1100 lpc) es menor a la presión de burbuja del yacimiento de 1200 psia, lo que se traduce en mayor liberación de gas al tratar de conseguir mayor tasa de petróleo a mayor RPM.

Los pozos CGC0814 y CGC0830 presentaron valores de RGP > 500 PCN/BN desde el año 2007, se presume como producto del nivel de agotamiento de la zona de explotación, lo cual estimuló la formación de una capa de gas. La disminución en la productividad de estos pozos para los años posteriores se presume como consecuencia de la alta presencia de gas, que afecta el funcionamiento de los equipos de fondo disminuyendo la eficiencia volumétrica de la BCP.

5.3. Realización de sensibilidades en los pozos en estudio a través del análisis nodal

Se procedió a la realización de las sensibilidades una vez cotejado cada uno de los pozos a través de las correlaciones de flujo multifásico vertical y flujo multifásico horizontal en las tablas 5.2 y 5.3 se indican el porcentaje de desviación de las tasas de producción de petróleo.

Tabla 5.2. Resultados del Cotejo de la Correlación de Flujo Multifásico Horizontal.

Correlación	BBO	BBOTD	BBR	BBRTD	MB
% Desviación pozo CGC0805	14,11	23,92	8,62	16,86	6,86
% Desviación pozo CGC0810	0,69	7,60	5,25	3,41	7,05

Correlación	BBO	BBOTD	BBR	BBRTD	MB
% Desviación pozo CGC0813	2,70	3,62	10,28	4,23	11,39
% Desviación pozo CGC0814	3,21	11,07	1,42	8,21	1,42
% Desviación pozo CGC0830	2,94	10,50	1,26	7,98	0,84

Mediante el cotejo de las correlaciones de flujo multifásico horizontal se obtuvo que la correlación que mejor se ajustó para los pozos CGC0805, CGC0814 y CGC0830 fue la correlación de Mukherjee & Brill con una desviación de 6,86%, 1,42% y 0,84% respectivamente, para los pozos CGC0810 y CGC0813 la correlación de flujo horizontal que menor porcentaje de desviación presentó fue Beggs & Brill Original con una desviación del 0,69% y 2,70% respectivamente.

Tabla 5.3. Resultados del Cotejo de la Correlación de Flujo Multifásico Vertical.

Correlación	BBO	HB	BBR	DR	MB
% Desviación pozo CGC0805	29,21	8,62	29,41	29,01	29,80
% Desviación pozo CGC0810	33,88	7,05	34,02	31,39	34,30
% Desviación pozo CGC0813	6,58	4,23	52,64	34,19	52,99
% Desviación pozo CGC0814	7,5	3,21	7,14	7,14	7,85
% Desviación pozo CGC0830	3,36	0,84	3,36	3,36	3,78

Mediante el cotejo de las correlaciones de flujo multifásico vertical se obtuvo que la correlación que mejor se ajustó para todos los pozos en estudio fue la correlación de Hagedorn & Brown Original con una desviación de 8,62% para el pozo CGC0805, 7,05% para el pozo CGC0810, 4,23% para el pozo CGC0813, 3,21% para el pozo CGC0814 y 0,84% para el pozo CGC0830.

5.3.1 Realización de sensibilidad al pozo CGC0805

En la tabla 5.4 se representa la situación actual del pozo, cuya simulación en PIPESIM da el siguiente punto de prueba.

Tabla 5.4 Punto de prueba producto de la simulación en PIPESIM para el pozo CGC0805.

Q (BND)	Pwf (psia)
543	674

Luego de haber corrido el simulador con tres valores de P_{wh} en un rango de 90, 110 y 130 psi, se obtuvo una curva de inflow y tres curvas de outflow. A continuación en la gráfica 5.8 se muestran las curvas de sensibilidades las cuales fueron generadas ingresando previamente los datos del yacimiento, datos del estado mecánico del pozo, y datos de los fluidos producidos. La tabla 5.5 los resultados de los puntos de operación.

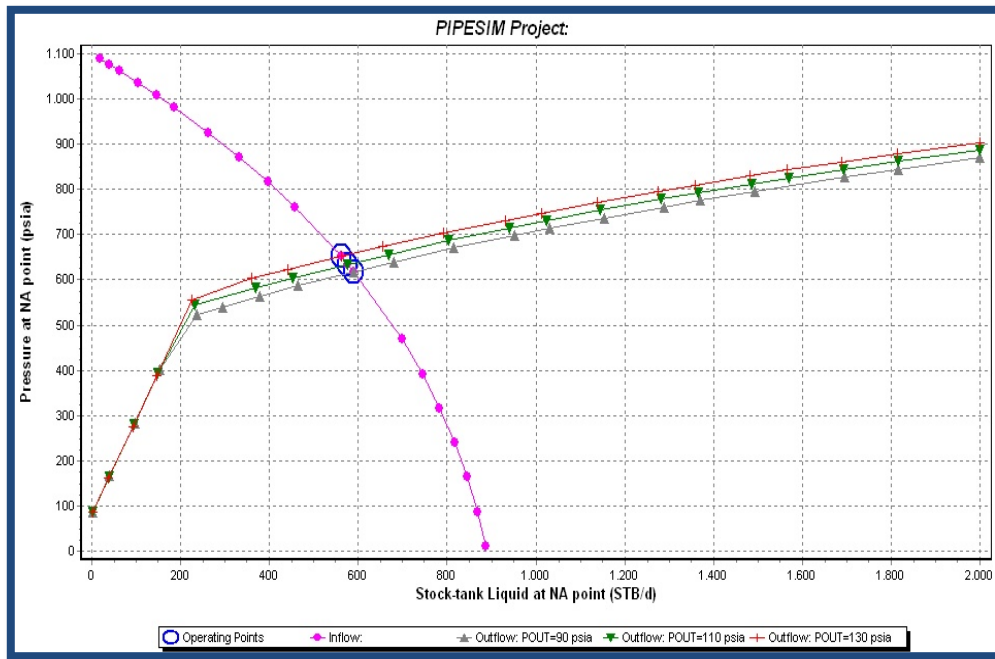


Figura 5.8. Sensibilidades a través de las curvas de comportamiento de afluencia del pozo variando Pwh del pozo CGC0805.

Tabla 5.5. Resultados obtenidos en la simulación del pozo CGC0805.

Presión de cabezal (psi)	Q (BND)	Pwf (psi)
130	558	651
110	572	634
90	582	618

Con los resultados descritos anteriormente se deduce que al disminuir la presión de cabezal a 130 psia se lograría un incremento en la producción de 15 BND, lo que se traduce en un aumento del 2,76% de la producción actual, el segundo escenario consistió en bajar la presión hasta 110 psi lo que aumentaría la producción en 5,34% añadiendo 29 BND, y en tercer lugar se redujo la presión de cabezal hasta 90 psi con

39 BND de ganancia con respecto a la producción actual lo que se traduce en un aumento del 7,18%.

Entonces se deduce que al disminuir la presión de cabeza a 90 psi sería el escenario que lograría un mayor incremento de producción como puede observarse en la figura 5.9.

En cuanto al comportamiento atípico que presenta la curva para tasas menores a 220 BND, en la cual se observa un alto drawdown, se presume es el resultado de alta liberación de gas con respecto al flujo de petróleo.

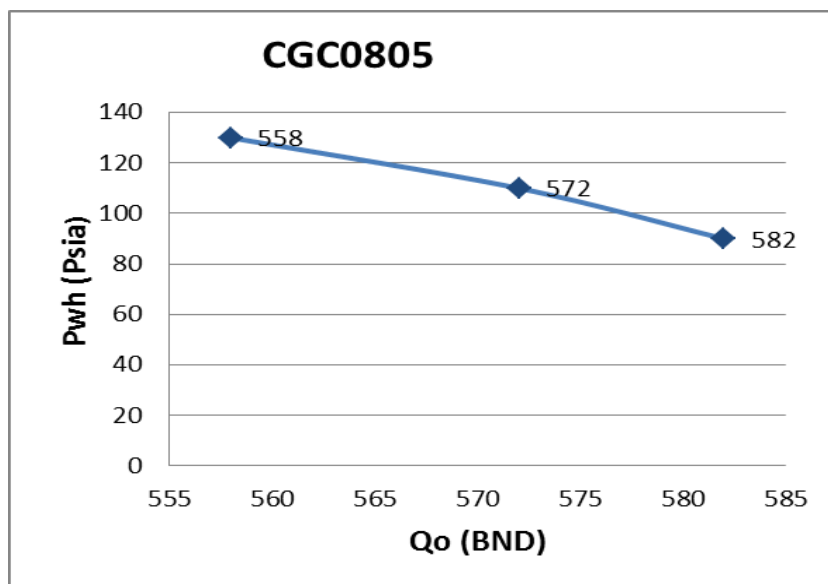


Figura 5.9. Comportamiento de la tasa de petróleo vs presión de cabezal en el pozo CGC0805.

5.3.2 Realización de sensibilidad al pozo CGC0810

En la tabla 5.6 se representa la situación actual del pozo, cuya simulación en PIPESIM da el siguiente punto de prueba.

Tabla 5.6 Punto de prueba producto de la simulación en PIPESIM en el pozo 0810.

Q (BND)	Pwf (psia)
724	600

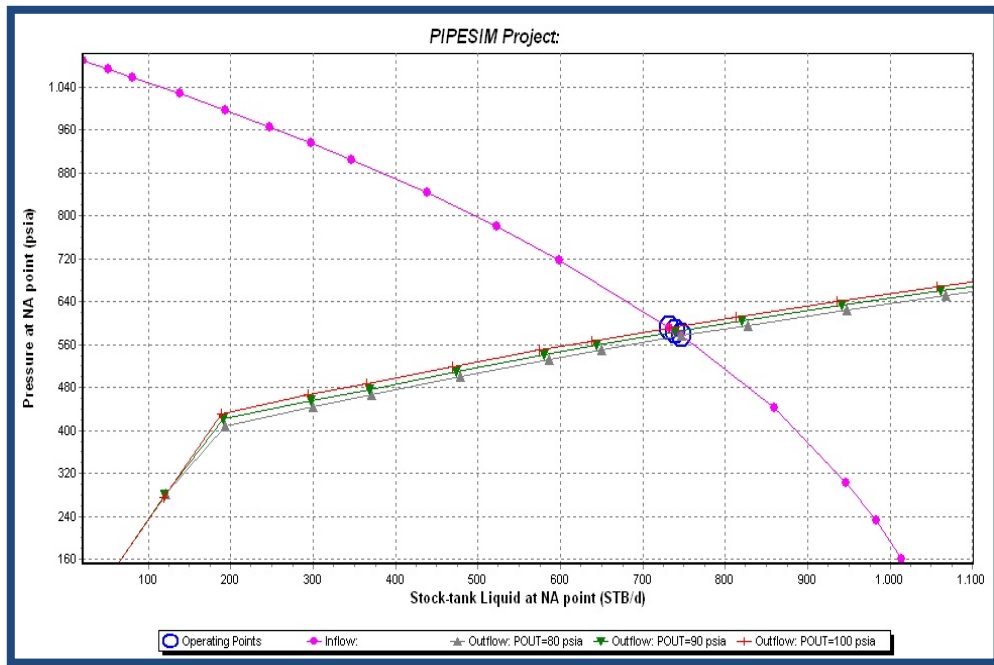


Figura 5.10. Sensibilidades a través de las curvas de comportamiento de afluencia del pozo variando Pwh.

Tabla 5.7. Resultados obtenidos en la simulación del pozo CGC0810.

Presión de cabezal (psi)	Q (BND)	Pwf (psi)
100	732	592
90	736	545
80	743	567

Interpretando los resultados obtenidos en el gráfico 5.10 y tabulados en la tabla 5.7, se pudo ver que al reducir la presión de cabeza a 100 psia se logra una ganancia adicional de 8 BND lo que corresponde a un porcentaje de incremento de 1,09 %, en el segundo caso de reducir la presión de cabezal a 90 psia se añadirían 12 BND a la producción con un porcentaje de incremento de 1,65 y por último con una presión de

cabezal disminuida hasta 80 psi la ganancia se traduce en 19 BND con lo cual se tiene un incremento de 2,62% con respecto a la producción actual.

Con los resultados descritos anteriormente se puede concluir que la presión de cabezal a 80 psi sería el escenario en el que se alcanzaría un mayor incremento producción de petróleo (Ver figura 5.11).

En cuanto al comportamiento atípico que presenta la curva para tasas menores a 200 BND, en la cual se observa una alta caída de presión en la tubería, se presume es el resultado de alta liberación de gas con respecto al flujo de petróleo.

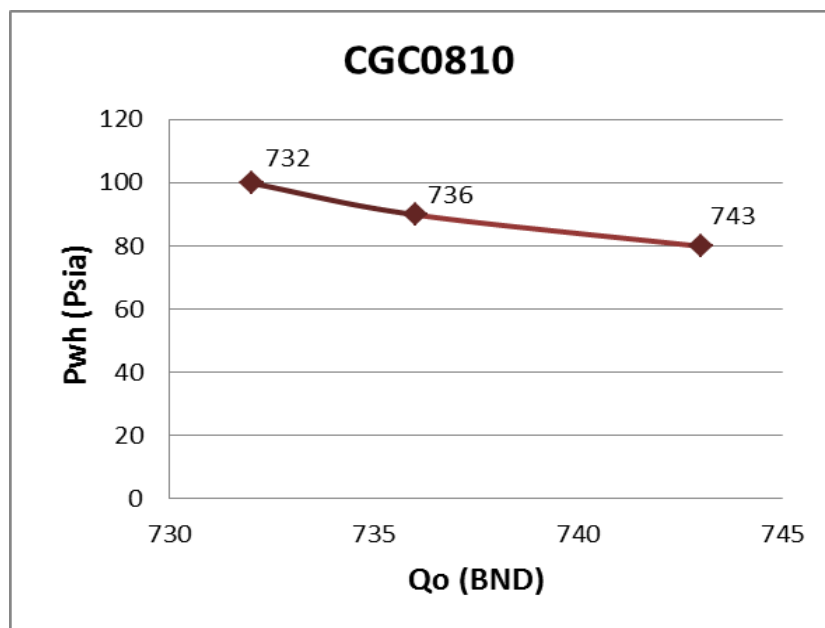


Figura 5.11. Comportamiento de la tasa de petróleo vs presión de cabezal en el pozo CGC0810.

5.3.3 Realización de sensibilidad al pozo CGC0813

En la tabla 5.8 se representa la situación actual del pozo, cuya simulación en PIPESIM da el siguiente punto de prueba.

Tabla 5.8. Punto de prueba producto de la simulación en PIPESIM en el pozo CGC0813.

Q (BND)	Pwf (psia)
826	675

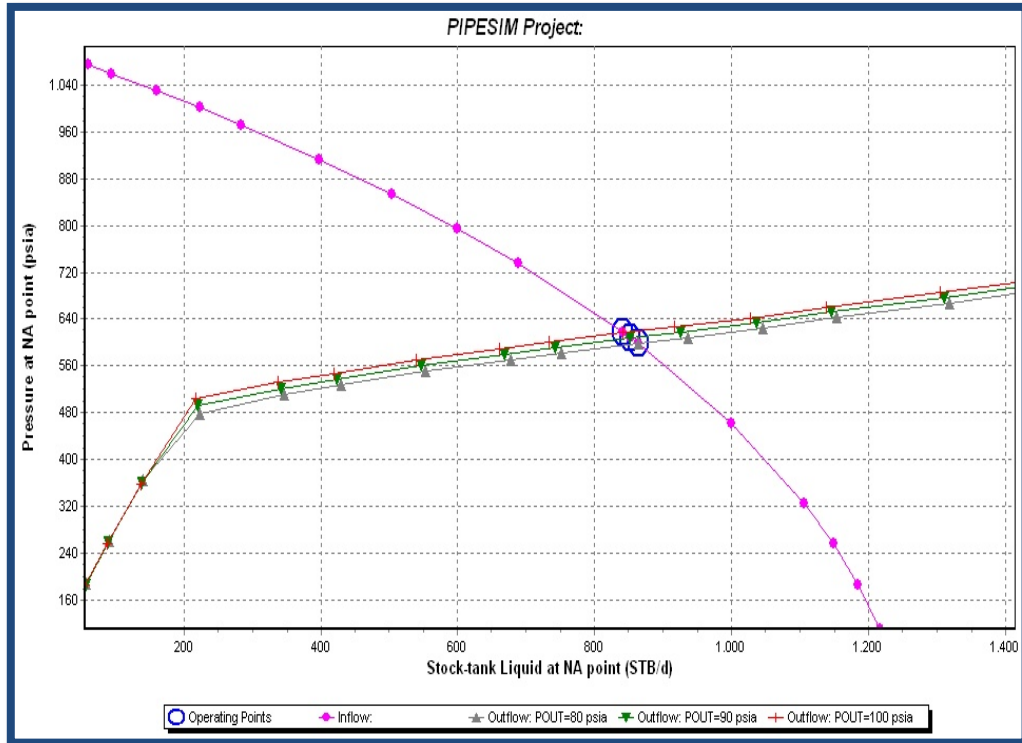


Figura 5.12. Sensibilidades a través de las curvas de comportamiento de afluencia del pozo variando Pwh en el pozo CGC0813.

Tabla 5.9. Resultados obtenidos en la simulación del pozo CGC0813.

Presión de cabezal (psia)	Q (BND)	Pwf (psia)
100	841	616
90	852	607
80	860	597

Analizando los resultados de la gráfica 5.12 y descritos en la tabla 5.9, se deduce un porcentaje de incremento de 1,81% lo que equivale a 15 BND adicionales al disminuir la presión de cabezal a 100 psi, el segundo caso en el que se logra bajar la presión hasta 90 psi hay un aumento de 26 BND que se traduce en un incremento de 3,14 % , y en el tercer caso en el que se reduce la presión de cabezal hasta 80 psi se obtiene un alza de 34 BND lo que es igual a 4,11 % de ganancia con respecto a la producción actual.

De esta manera se deduce que el incremento más importante en la producción se genera al disminuir la presión de cabezal a 80 psi como se indica en la figura 5.14.

En cuanto al comportamiento atípico que presenta la curva para tasas menores a 217 BND, en la cual se observa un alto drawdown, se presume es el resultado de alta liberación de gas con respecto al flujo de petróleo.

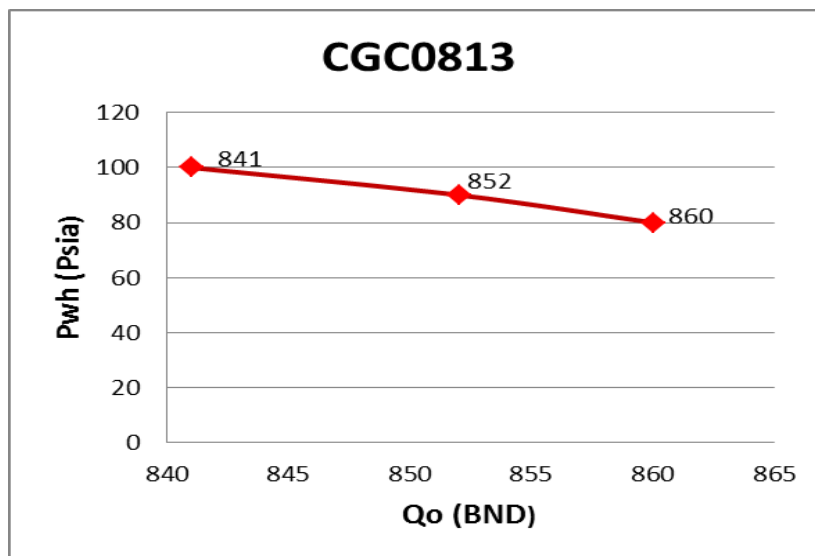


Figura 5.13. Comportamiento de la tasa de petróleo vs presión de cabezal en el pozo CGC0813.

5.3.4 Realización de sensibilidad al pozo CGC0814

En la tabla 5.10 se representa la situación actual del pozo, cuya simulación en PIPESIM da el siguiente punto de prueba.

Tabla 5.10. Punto de prueba producto de la simulación en PIPESIM en el pozo CGC0814.

Q (BND)	Pwf (psia)
279	552

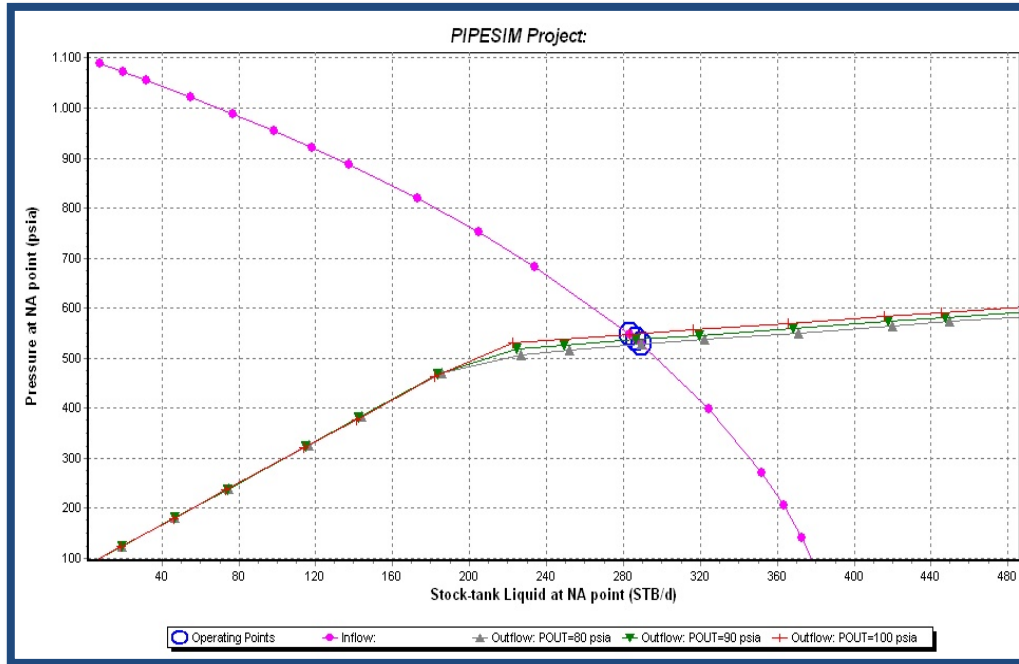


Figura 5.14. Sensibilidades a través de las curvas de comportamiento de afluencia del pozo variando Pwh en el pozo CGC0814.

Tabla 5.11. Resultados obtenidos en la simulación del pozo CGC0814.

Presión de cabezal (psia)	Q (BND)	Pwf (psia)
100	283	547
90	284	537
80	287	530

Con respecto al pozo CGC0814 se puede apreciar a través de la figura 5.14 y de la tabla 5.11, que la ganancia en la producción de petróleo al reducir la presión de cabezal a valores de 100, 90 y 80 psia es de 4 BND con un aumento del 1,43 %, 6 BND con un aumento del 2,15% y 8 BND con un alza del 2,86% respectivamente. Por tal motivo se puede inferir que la mayor ganancia se obtiene al reducir la presión de cabezal a 80 psia como puede observarse en forma gráfica en la figura 5.16, En cuanto al comportamiento atípico que presenta la curva para tasas menores a 217 BND, en la cual se observa un alto drawdown, se presume es el resultado de alta liberación de gas con respecto al flujo de petróleo.

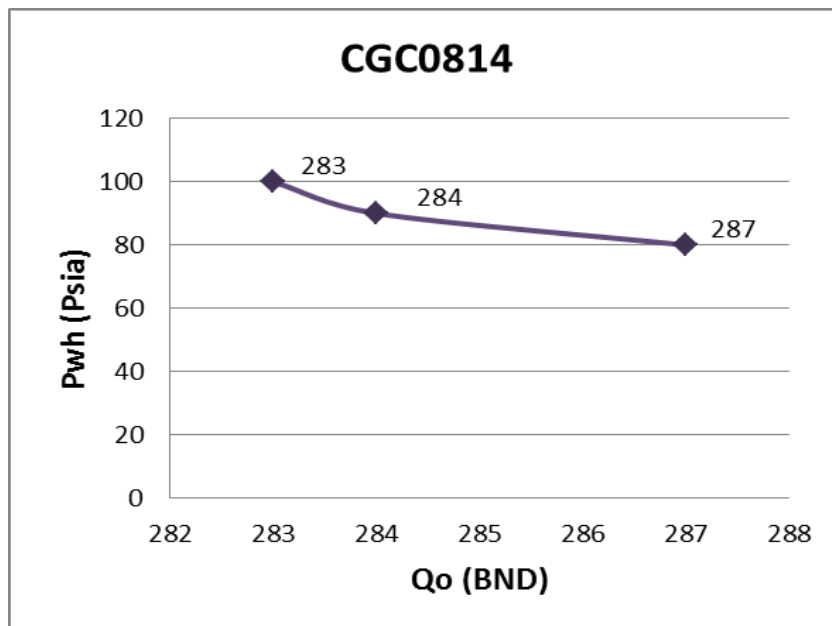


Figura 5.15. Comportamiento de la tasa de petróleo vs presión de cabezal en el pozo CGC0814.

5.3.5 Realización de sensibilidad al pozo CGC0830

En la tabla se representa la situación actual del pozo, cuya simulación en PIPESIM da el siguiente punto de prueba.

Tabla 5.12. Punto de prueba producto de la simulación en PIPESIM en el pozo CGC0830.

Q (BND)	Pwf (psia)
235	539

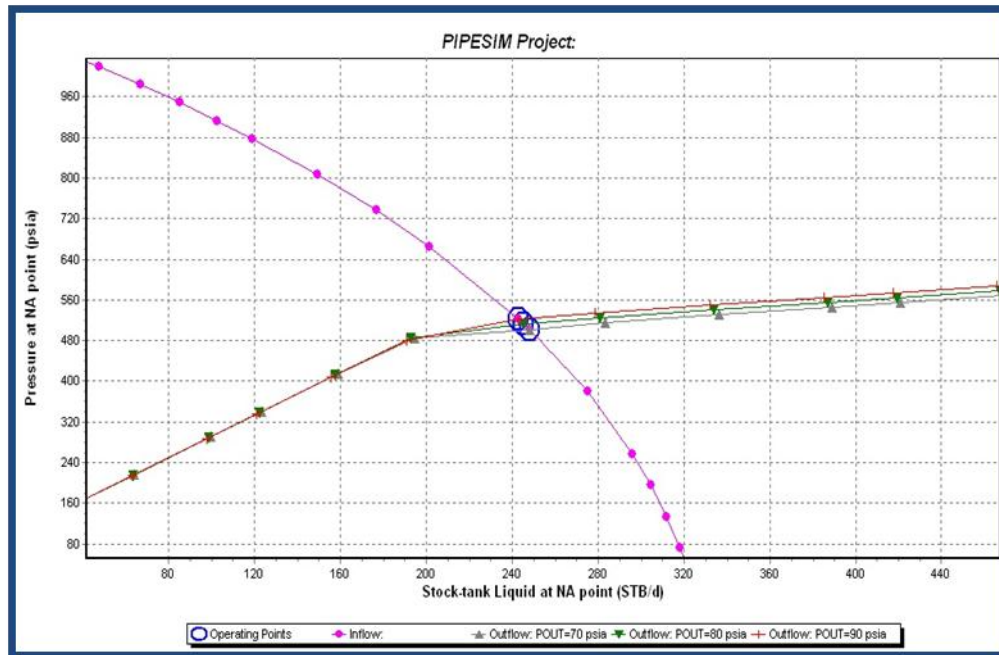


Figura 5.16. Sensibilidades a través de las curvas de comportamiento de afluencia del pozo variando Pwf en el pozo CGC0830.

Tabla 5.13. Resultados obtenidos en la simulación del pozo CGC0830.

Presión de cabezal (psia)	Q (BND)	Pwf (psia)
90	242	523
80	245	512
70	248	502

Una vez corridas las sensibilidades para el pozo CGC0830 (figura 5.16), los resultados son indicados en la tabla 5.13, se posible apreciar tres escenarios, el primero correspondió a disminuir la presión de cabezal a 90 psia lo que resultó en un alza de 7 BND siendo este un incremento del 2,97%, el segundo escenario consistió en disminuir la presión de cabeza a 80 psia, lográndose un porcentaje de incremento del 4,25 lo que es equivalente a 10 BND adicionales, y en el tercer caso la ganancia es de 13 BND al llevar la presión de cabeza hasta 70 psia con un incremento de 4,65% en la producción actual. Basándose en lo anteriormente expuesto se concluye que para el caso del pozo CGC0830 el mayor incremento se alcanza cuando la presión de cabezal es igual a 70 psia (Ver figura 5.18), sin embargo los pozos con alto RGP en el yacimiento Morichal 30 y en yacimientos vecinos como Morichal 29_B y OFIMCH0040, la presión de cabezal mínima utilizada es 80 psi, por lo cual se consideró que disminuir la presión de cabezal a 80 psi es el caso más aceptable. En cuanto al comportamiento atípico que presenta la curva para tasas menores a 190 BND, en la cual se observa un alto drawdown, se presume es el resultado de alta liberación de gas con respecto al flujo de petróleo.

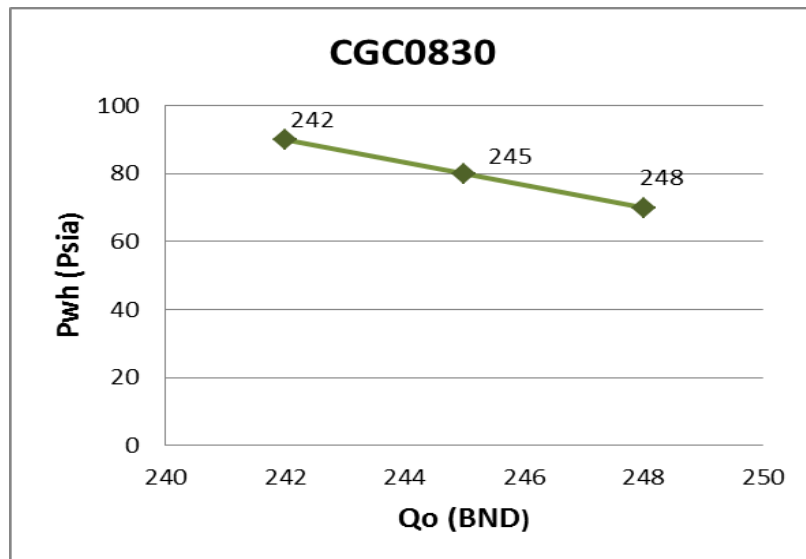


Figura 5.17. Comportamiento de la tasa de petróleo vs presión de cabezal en el pozo CGC0830.

CONCLUSIONES

- El nivel de agotamiento de la arena donde se encuentran perforados los pozos no permite un aporte mayor de petróleo al aumentar las velocidades de operación de la bomba de cavidad progresiva, sino que estimula la producción de gas.
- En el flujo multifásico vertical la correlación que menor porcentaje de error arrojó para todos los pozos de estudio fue la correlación de Hagedorn & Brown.
- En el flujo multifásico horizontal la correlación que menor porcentaje de error arrojó para los pozos CGC0805, CGC0814 y CGC0830 fue Mukherjee & Brill y para los pozos CGC0810 y CGC0813 fue la correlación de Beggs & Brill Original.
- En todos los pozos estudiados se observó que cuando se disminuye la presión de cabezal se logra aumentar la producción de petróleo.
- El pozo que mayor producción generó al disminuir la presión de cabezal fue el pozo CGC0805 con un incremento de 39 BND, mientras que el pozo que menor producción presentó al disminuir la presión de cabezal fue el pozo CGC0814 con un incremento de 8 BND.

RECOMENDACIONES

- Disminuir las velocidades de operación de las Bombas de Cavidad Progresiva, esto con el propósito de controlar la producción de gas de los pozos con alto RGP del yacimiento Morichal 30.
- Instalar separadores de gas en el fondo de los pozos para así incrementar la vida útil de las bombas y obtener una mayor eficiencia.
- Evaluar la factibilidad de un cambio de la bomba de cavidad progresiva en los pozos a una de menor caudal, ya los pozos que presentan eficiencias menores a 50% se consideran sobrediseñados.
- Utilización de otro tipo de programas como la herramienta ECOMETHER la cual determina la sumergencia de la bomba de subsuelo, el porcentaje de líquido en el pozo, la presión en la interfase gas-líquido, la presión hidrostática que ejerce la columna de fluido dentro del pozo, entre otros, esto con el objetivo de realizar un mejor diagnóstico de las condiciones actuales del pozo.

BIBLIOGRAFÍA

1. Carvajal, H. (2012). Optimización de la Producción Utilizando Análisis Nodal en el Campo Fanny 18B Operado por Andes Petroleum Ecuador Ltd. Consultado el 22 de Marzo de 2014, de http://www.dspace.espol.edu.ec/.../Articulo_Tesis%20Javier
2. Empresa mixta Petromonagas. Relaciones Gubernamentales. (2013). Plan de explotación 2014-2019 empresa mixta Petromonagas campo Cerro Negro. Puerto la cruz.
3. Empresa mixta Petromonagas. Relaciones Gubernamentales. (2013). Plan de trabajo anual 2014 empresa mixta Petromonagas campo Cerro Negro. Puerto la cruz.
4. Empresa mixta Petromonagas. Relaciones Gubernamentales. (2014). Memoria descriptiva Proyecto de aumento de producción Petromonagas, S.A. Puerto la cruz.
5. Informe de gestión anual. (2012). Consultado el 14 de Febrero de 2014, Petróleos de Venezuela S.A. (PDVSA) y sus Filiales, de <https://www.google.co.ve/#q=balance+de+gestion+PDVSA+2012>
6. Manual del curso “PIPESIM 2008”. Sluchmberger. Venezuela.
7. Morales. K. “Optimización de la productividad de los horizontales de las macollas 2, 3 y 4 perforados en el yacimiento Morichal del campo Cerro Negro I.” Tesis Especial de Grado, Universidad Central de Venezuela, Facultad de Ingeniería, Escuela de Ingeniería de Petróleo. Caracas. 2012.
8. Petróleos de Venezuela, S.A. Consultado el 14 de Febrero de 2014, de <https://www.pdvsa.com>

9. Petromonagas (2013). Memoria de los proyectos destinados al manejo y recolección de gas natural.
10. Rivas. J. “Estudio de factibilidad de instalación de bomba de carga, para pozos con alta producción de gas, en el campo Cerro Negro, empresa mixta Petromonagas s.a.” Tesis Especial de Grado, Universidad de Oriente, Facultad de Ingeniería, Escuela de Ingeniería de Petróleo. núcleo Monagas. 2011.
11. Rodríguez. J. “Optimización de la producción de pozos con levantamiento artificial por bombeo electro-sumergible del Campo Yarigui-Cantagallo utilizando la técnica de análisis nodal.” Tesis Especial de Grado, Universidad Industrial de Santander, Facultad de ingeniería Físico-Químicas, Escuela de Ingeniería de Petróleos. Bucaramanga. 2010.
12. Schlumberger. (2011). PIPESIM production system analysis software User Guide.
13. Sebastianelli. M. “Evaluación de valores de relación gas petróleo (RGP) y su comportamiento histórico, para el control de la explotación del yacimiento morichal 30, campo Cerro Negro, perteneciente a la Empresa Mixta Petromonagas, S.A.” Tesis Especial de Grado, Universidad de Oriente, núcleo Anzoátegui, Departamento de Petróleo. Barcelona. 2009.
14. Vásquez. J. “Evaluación del método de levantamiento artificial por bombeo electrosumergible para su aplicación en el área mayor de oficina del distrito gas Anaco.” Tesis Especial de Grado, Universidad de Oriente, facultad de Ingeniería y Ciencias aplicadas, Departamento de Petróleo. núcleo Anzoátegui. 2011.

APÉNDICES

Apéndice A. Diseño y elaboración de la base de datos

A continuación se presenta el formato que contiene la clasificación de los datos de producción de cada uno de los pozos en estudio, la cual fue organizada en un libro Excel buscando manejar de forma fácil y eficiente la información necesaria para la realización del proyecto.

Tabla A.1. Base de datos del pozo CGC0805.

Fecha	RPM	Qo (BND)	Qg (MPCND)	Qw (BND)	RGP (PCN/BN)	Eff (%)
jul-05	210	1140	135	69	118	85
ene-06	420	2179	211	0	97	87
jul-06	440	2298	241	0	105	84
ene-07	370	1859	289	10	155	80
jul-07	70	419	43	0	103	77
ene-08	440	1851	655	22	354	70
jul-08	440	1692	825	99	488	68
ene-09	0	0	0	0	0	0
oct-09	0	0	0	0	0	0
ene-10	400	1433	696	167	486	64
jul-10	440	1354	980	127	724	60
ene-11	200	992	178	179	179	54
jul-11	440	1004	968	138	964	52

Fecha	RPM	Qo (BND)	Qg (MPCND)	Qw (BND)	RGP (PCN/BN)	Eff (%)
feb-12	440	1098	1117	130	1017	42
jul-12	440	991	1366	112	1378	38
ene-13	400	839	1504	97	1793	39
jul-13	440	668	1565	99	2343	30
feb-14	440	796	899	30	1129	30
jun-14	440	510	1287	208	2524	29

Tabla A.2. Base de datos del pozo CGC0810.

Fecha	RPM	Qo (BND)	Qg (MPCND)	Qw (BND)	RGP (PCN/BN)	Eff(%)
ene-05	350	2201	214	0	97	90
jul-05	430	2315	232	47	100	82
ene-06	430	2342	203	0	87	88
ago-06	440	2371	199	0	84	86
ene-07	370	2005	191	0	95	88
ago-07	420	2159	319	1	148	82
ene-08	430	2147	187	0	87	80
jul-08	440	2062	384	0	186	77
ene-09	0	0	0	0	0	0
jun-09	0	0	0	0	0	0
ago-09	410	2134	141	1	66	70
ene-10	400	1481	413	1	279	58

Fecha	RPM	Qo (BND)	Qg (MPCND)	Qw (BND)	RGP (PCN/BN)	Eff(%)
jul-10	440	1622	399	1	246	60
ene-11	400	1720	171	1	99	60
jul-11	440	1514	472	1	312	70
ene-12	440	1502	422	1	281	58
jul-12	440	1136	609	1	536	55
sep-12	330	1236	357	2	289	42
ene-13	400	994	361	2	363	40
ago-13	420	853	976	31	1144	38
ene-14	400	796	899	30	1129	32
jul-14	400	679	1000	63	1473	30

Tabla A.3. Base de datos del pozo CGC0813.

Fecha	RPM	Qo (BND)	Qg (MPCND)	Qw (BND)	RGP (PCN/BN)	Eff(%)
feb-05	380	1979	194	0	98	85
jul-05	120	615	71	65	115	92
ene-06	340	1813	182	12	100	89
jul-06	440	2441	184	0	75	90
ene-07	370	2075	158	0	76	90
jul-07	400	2253	180	1	80	92
feb-08	440	2411	181	1	75	90
jul-08	440	2412	221	1	92	88
ene-09	0	0	0	0	0	0
jul-09	0	0	0	0	0	0
ene-10	440	2280	206	1	90	86
jul-10	440	2279	214	1	94	85
ene-11	400	2010	113	1	56	80
ago-11	360	1598	333	1	208	84
ene-12	360	1592	577	1	362	80
sep-12	360	1488	900	1	605	75
ene-13	360	1379	1258	1	912	62
ago-13	350	1175	1703	20	1449	58
ene-14	400	1113	1463	18	1314	50
abr-14	440	953	2053	120	2154	40

Tabla A.4. Base de datos del pozo CGC0814.

Fecha	RPM	Qo (BND)	Qg (MPCND)	Qw (BND)	RGP (PCN/BN)	Eff (%)
feb-05	220	1254	133	2	106	32
jul-05	260	1299	153	106	118	88
ene-06	280	1354	272	25	201	85
jun-06	270	1422	540	11	380	85
ene-07	200	960	428	29	446	80
may-07	180	1052	186	12	177	88
feb-08	200	933	1224	9	1312	82
jul-08	120	703	849	7	1208	96
ene-09	0	0	0	0	0	0
jun-09	0	0	0	0	0	0
ene-10	80	388	61	9	157	80
jul-10	80	449	76	7	169	95
ene-11	50	287	65	1	226	92
jul-11	130	583	184	24	316	85
ene-12	130	475	345	22	726	60
ago-12	130	295	397	12	1346	58
ene-13	130	392	434	20	1107	40
ago-13	150	212	625	13	2948	35
ene-14	150	289	849	23	2938	28
jun-14	400	297	1616	5	5441	12

Tabla A.5. Base de datos del pozo CGC0830.

Fecha	RPM	Qo (BND)	Qg (MPCND)	Qw (BND)	RGP (PCN/BN)	Eff(%)
jul-05	200	1000	130	96	130	90
ene-06	220	1051	244	13	232	80
jul-06	220	985	254	14	258	75
ene-07	120	490	284	27	580	70
jul-07	220	873	427	28	489	78
feb-08	220	771	787	28	1021	90
jul-08	210	871	565	24	649	90
ene-09	0	0	0	0	0	0
jul-09	0	0	0	0	0	0
ene-10	200	682	461	32	676	60
jul-10	200	622	732	17	1177	65
ene-11	200	601	836	14	1391	50
jul-11	250	432	977	19	2262	30
feb-12	250	622	818	16	1315	30
ago-12	250	339	1.028	9	3032	38
feb-13	250	321	614	9	1913	20
jul-13	250	341	1.597	22	4683	25
ene-14	250	302	1.567	23	5189	25
jun-14	100	156	1258	13	8064	20

Apéndice B. Datos ingresados en el software PIPESIM

Tabla B.1. Datos del yacimiento.

Pozo	CGC0805	CGC0810	CGC0813	CGC0814	CGC0830
Presión estática	1100	1100	1100	1100	1100
Temperatura (°F)	129	129	129	129	129
Q (BND)	510	723	851	280	238
Pwf (psia)	759	830	956	900	850

Tabla B.2. Tubería de Producción Perfil Geotérmico.

MD (ft)	Temperatura ambiente (°F)
0	85
3932	129

Tabla B.3. Tubería de Producción Configuración de la Tubería.

MD de fondo (ft)	DI (inches)	DI de revestimiento (inches)	Tipo de flujo
3270	4,95	8,535	tubing 5 1/2"
3792	8,835		Casing 9 5/8"
3932	6,366		Liner 7"

Tabla B.4. Información sobre bomba de cavidad progresiva.

Pozo	CGC0805	CGC0810	CGC0813	CGC0814	CGC0830
Diámetro (inches)	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5
Velocidad base (RPM)	100	100	100	100	100
Diámetro de cabilla (inches)	1,25	1,25	1,25	1,25	1,25
Velocidad (RPM)	440	400	400	400	250

Tabla B.5. Black Oil para cada pozo.

Pozo	CGC0805	CGC0810	CGC0813	CGC0814	CGC0830
Wcut (%)	29	1,8	13	5	23,4
GOR (scf/STB)	2524	1336	1854	4557	6546
S.G gas	0,66	0,66	0,66	0,66	0,66
S.G agua	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02
API	8,4	8,4	8,4	8,4	8,4

Tabla B.6. Presión de salida y Caudal.

Pozo	CGC0805	CGC0810	CGC0813	CGC0814	CGC0830
Qo (STB/d)	510	723	851	280	238
Pwh (psia)	150	108	113	107	105

Apéndice C. Gráficos de producción de Petromonagas

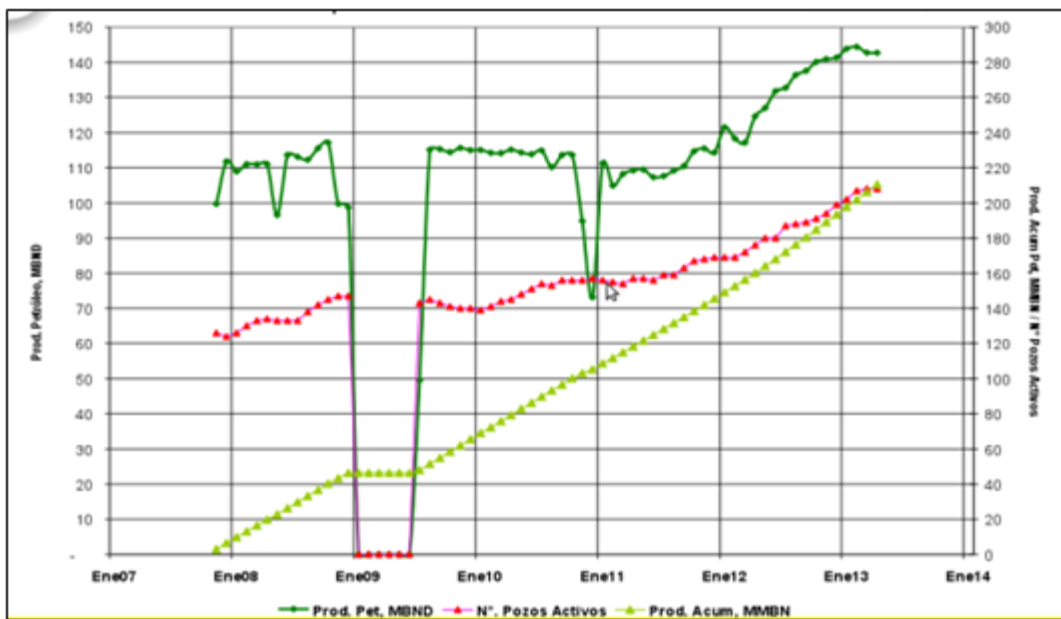


Figura C.1. Comportamiento de la producción histórica de petróleo de Petromonagas [4].

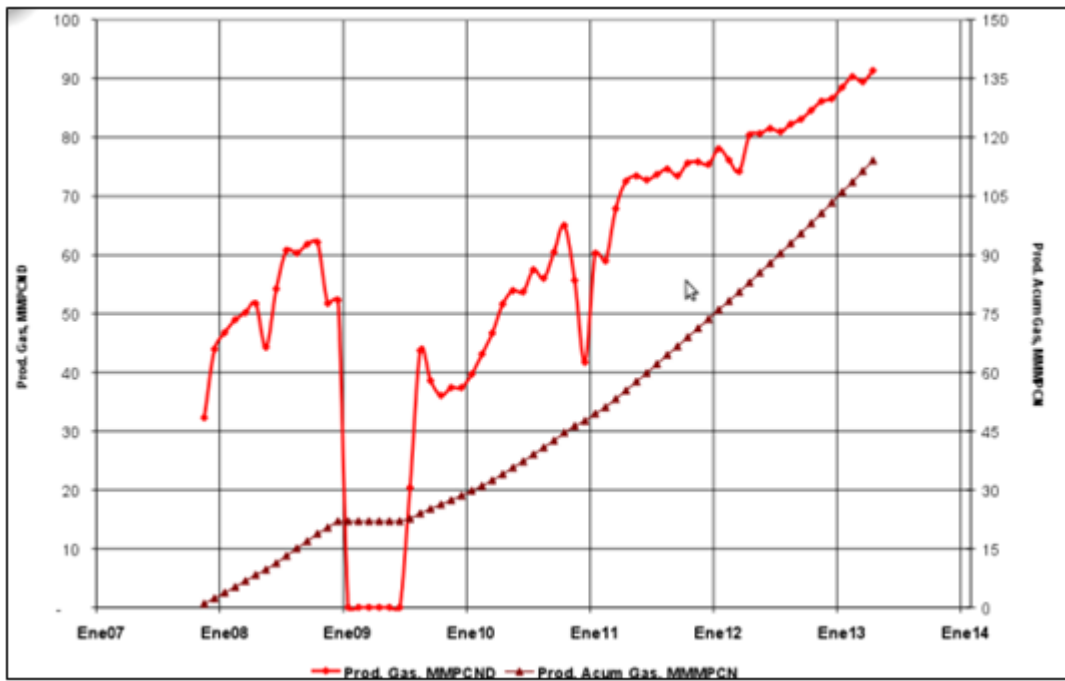


Figura C.2. Comportamiento de la producción histórica de gas de Petromonagas ^[4].

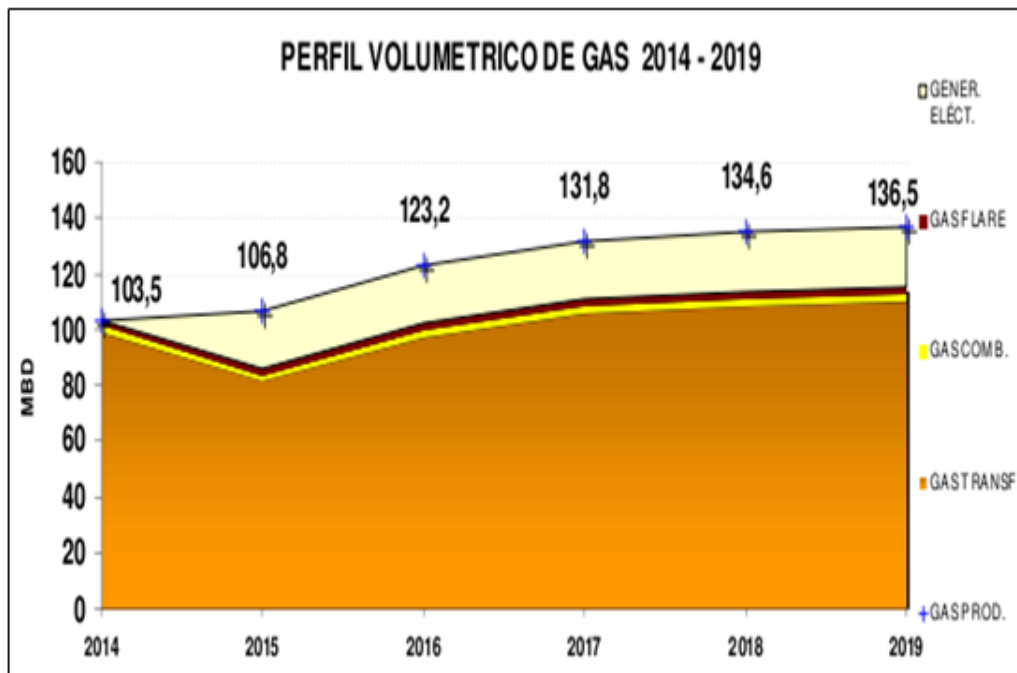


Figura C.3. Usos y destinos del gas asociado en el área de Petromonagas ^[4].