

# PROPUESTA DE MEJORAS EN LAS CONDICIONES OPERACIONALES DE LOS POZOS PRODUCTORES DEL CAMPO BOQUERÓN

## REALIZADO POR: GREIXIS RAMONA GIL NAVARRO

Trabajo Especial de Grado Presentado como Requisito Parcial para Optar al Título de: INGENIERO DE PETRÓLEO

MATURÍN, NOVIEMBRE DE 2019



# PROPUESTA DE MEJORAS EN LAS CONDICIONES OPERACIONALES DE LOS POZOS PRODUCTORES DEL CAMPO BOQUERÓN

REALIZADO POR: GREIXIS RAMONA GIL NAVARRO C.L:25.003.334

**REVISADO POR:** 

ARMEN CABELLO

Asesor Académico

MATURÍN, NOVIEMBRE DE 2019



## PROPUESTA DE MEJORAS EN LAS CONDICIONES OPERACIONALES DE LOS POZOS PRODUCTORES DEL CAMPO BOQUERÓN

REALIZADO POR: GREIXIS RAMONA GIL NAVARRO

C.I.:25.003.334

APROBADO # ING. CARMEN/CABELLO Asesor Académico ING. MARTHA ESPINOZA AILAGROS SUC RE Jurado Principal **Jurado Principal** 

**MATURÍN, NOVIEMBRE DE 2019** 

## RESOLUCIÓN

De acuerdo al Artículo 41 del reglamento de Trabajos de Grado: "Los Trabajos de Grado son de exclusiva propiedad de la Universidad, y solo podrán ser utilizados a otros fines, con el consentimiento del Consejo de Núcleo Respectivo, quien deberá participarlo previamente al Consejo Universitario, para su autorización"

# ÍNDICE

RESOLUCIÓN	iv
INDICE	V
LISTA DE LIGURAS	
LISTA DE GRAFICOS	iv
RESIMEN	v
INTRODUCCIÓN	A
	2
EL PROBLEMA Y SUS GENERALIDADES	2
1 1 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA	2
1 2 OBJETIVOS DE LA INVESTIGACIÓN	3
1.2.1 Objetivo General	
1.2.2 Objetivos Específicos	3
1.3 JUSTIFICACIÓN DE LA INVESTIGACIÓN	4
CAPÍTULO II	5
MARCO TEÓRICO	5
2.1 ANTECEDENTES DE LA INVESTIGACIÓN	5
2.2 DESCRIPCIÓN DEL ÁREA DE ESTUDIO	6
2.3 BASES TEÓRICAS	9
2.3.1 El sistema de producción y sus componentes	9
2.3.2 Recorrido de los fluidos en el sistema	9
2.3.3 Análisis de sistemas o análisis nodal	12
2.3.4 Balance de energía y capacidad de producción	13
2.3.5 Descripción del flujo de fluidos en el yacimiento	. 14
2.3.6 Estados de flujo	14
2.3.7 Modelos matemáticos para describir el flujo de fluidos en el	
yacimiento	. 16
2.3.8 Descripción del flujo de fluidos en las completaciones	18
2.3.9 Ecuación de Jones, Blount y Glaze	. 19
2.3.10 Descripción del flujo de fluidos en la tubería de producción y en la	
línea de superficie	. 19
2.3.11 Ecuación general de gradiente de presión dinámica	20
2.3.12 Definiciones básicas para flujo multifásico en tuberías	
2.3.13 Correlaciones de flujo multifásico en tuberías	21
2.4 DEFINICION DE TERMINOS BASICOS	24
2 1 NIVEL DE LA INVESTICACIÓN	
5.1 NIVEL DE LA INVESTIGACIÓN	26
3.2 DISENU DE LA INVESTIGACIUN	.26

3.3 POBLACIÓN Y MUESTRA				
3.4 PROCEDIMIENTO METODOLÓGICO				
3.4.1 Análisis del comportamiento de presión-producción de los pozos e	n			
estudio				
3.4.2 Determinación de la capacidad de producción actual de los pozos e	n			
estudio a través del simulador				
3.4.3 Establecimiento de las condiciones óptimas de operación de lo	S			
pozos en estudio				
3.5 TÉCNICAS E INSTRUMENTOS DE RECOLECCIÓN DE DATOS	••••			
3.6 RECURSOS	••••			
3.6.1 Recursos humanos	••••			
3.6.2 Recursos materiales				
3.6.3 Recursos económicos	••••			
CAPÍTULO IV				
ANÁLISIS Y DISCUSIÓN DE RESULTADOS	••••			
4.1 ANALISÍS DEL COMPORTAMIENTO DE PRESIÓN-PRODUCCIÓN	N			
DE LOS POZOS EN ESTUDIO	••••			
4.2 DETERMINACIÓN DE LA CAPACIDAD DE PRODUCCIÓN	V			
ACTUAL DE LOS POZOS EN ESTUDIO A TRAVÉS DEI	L			
SIMULADOR				
4.3 ESTABLECIMIENTO DE LAS CONDICIONES ÓPTIMAS DI	Е			
OPERACIÓN DE LOS POZOS EN ESTUDIO				
CAPÍTULO V	••••			
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	••••			
5.1 CONCLUSIONES	••••			
5.2 RECOMENDACIONES				
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS				
APÉNDICES	••••			

### LISTA DE FIGURAS

Figura 2.1 Ubicación geográfica del campo Boquerón	6
Figura 2.2 Mapa estructural de la formación San Juan	7
Figura 2.3 Columna estratigráfica campo Boquerón	8
Figura 2.4 Componentes del sistema de producción	11
Figura 2.5 Capacidad del sistema de producción	14
Figura 3.1 Pantalla principal del programa PIPESIM en ambiente de pozo y	
ventana para ingresar datos de tubería de producción	32
Figura 3.2 Pantalla principal del programa PIPESIM en ambiente de pozo y	
ventana para ingresar datos de yacimiento	33
Figura 3.3 Pantalla principal del programa PIPESIM en ambiente de pozo y	
ventana para ingresar datos de fluido	35
Figura 3.4 Ventana en ambiente de redes del programa PIPESIM mostrando el	
sistema de separación de baja presión	37
Figura 3.5 Ventana en ambiente de redes del programa PIPESIM mostrando el	
sistema de separación de media presión	38
Figura 3.6 Ventana en ambiente de redes del programa PIPESIM mostrando el	
sistema de separación de alta presión	38
Figura 3.7 Pantalla principal del programa PIPESIM en ambiente de pozo y	
ventana para ingresar datos medidos	40
Figura 3.8 Pantalla principal del programa PIPESIM en ambiente de pozo y	
ventana para ingresar datos de correlación de flujo	41
Figura 3.9 Pantalla principal del programa PIPESIM en ambiente de pozo	
mostrando punto de análisis nodal	44
Figura 3.10 Esquema de pérdidas de presión en el sistema de producción del	
campo Boquerón	45
Figura 4.1 Mapa estructural de los yacimientos SJN BOQ 2 y SJN BOQ 3	51
Figura 4.2 Porcentajes de error de cada correlación de flujo multifásico vertical	
en el pozo BOQ-24RE	62
Figura 4.3 Esquema del perfil de presión a lo largo del sistema de producción	
para el pozo BOQ-24RE	74

# LISTA DE GRÁFICOS

## LISTA DE TABLAS

Tabla 3.1 Caracterización de los fluidos del campo Boquerón	. 28
Tabla 3.2 Criterio para clasificación de los pozos según su producción	. 29
Tabla 3.3 Presiones de saturación de campo Boquerón	. 35
Tabla 3.4 Alineación de pozos al sistema de separación	. 37
Tabla 3.5 Condiciones de cada intervalo para el pozo BOQ-24RE	.42
Tabla 3.6 Presiones mínimas de floculación de asfaltenos en el campo Boquerón	.47
Tabla 4.1 Resumen del historial de cada pozo	. 54
Tabla 4.2 Pruebas de producción recientes de los pozos del campo Boquerón	. 59
Tabla 4.3 Ajuste final de presiones de cabezal y tasa de producción para el día 10	
de junio de 2013	. 67
Tabla 4.4 Condiciones actuales de los pozos según el simulador	. 69
Tabla 4.5 Pérdidas de presión en el sistema de media presión	.75
Tabla 4.6 Pérdidas de presión en el sistema de baja presión	.75
Tabla 4.7 Pérdidas de presión en el sistema de alta presión	.75
Tabla 4.8 Variación de reductores en el pozo BOQ-24RE	. 79
Tabla 4.9 Condiciones óptimas de operación de los pozos del campo Boquerón	. 80



### OPTIMIZACIÓN DE LA PRODUCCIÓN DE LOS POZOS DEL CAMPO BOQUERÓN MEDIANTE LA APLICACIÓN DE ANÁLISIS NODAL

Autor: Greixis Ramona Gil Navarro C.I: 25003334 Asesor Académico: Ing. Carmen Cabello

Noviembre del 2019

#### RESUMEN

Esta investigación se llevó a cabo con la finalidad de realizar una propuesta de mejoras en las condiciones operacionales de los pozos productores del campo Boquerón, para establecer condiciones óptimas de operación que evitaran los problemas de floculación de asfaltenos y arenamiento, para ello fue necesario la revisión documental, datos de perforación, yacimiento y producción requeridos por el programa PIPESIM para hallar las correlaciones usando pruebas de producción, y una vez obtenida se hicieron las simulaciones para determinar las capacidades de producción en cada uno de los pozos productores que conforman el campo Boquerón. De los resultados que se obtuvieron y de los análisis se concluyó que la floculación prematura de asfaltenos es el principal problema en la mayoría de los pozos, presentando baja producción, se tienen presiones de fondo y de cabezal más alta y todos los pozos presentan diferenciales de presión por debajo del diferencial de presión crítico de arenamiento.

Palabras Claves: Análisis Nodal, flujo multifasico, capacidad de producción, campo Boquerón

#### INTRODUCCIÓN

Una de las herramientas más eficientes y con mayor rango de aplicación en la ingeniería de producción es el análisis de sistema o análisis nodal, esta técnica desde su desarrollo ha sido de gran utilidad en el campo de la gerencia de yacimiento, ya que con ella se puede representar con mucha precisión el comportamiento de producción de los pozos integrando todos los parámetros tanto de yacimiento, como de pozo y superficie con lo que se logra una excelente caracterización del sistema de producción. Con esta técnica es posible realizar variaciones a estos parámetros a fin de determinar el efecto de esos cambios sobre la productividad de un determinado pozo, y establecer así la configuración óptima del sistema de producción. En los últimos años, con el desarrollo de más y mejores herramientas computacionales han surgido varios simuladores numéricos que facilitan el trabajo de la variación de parámetros en los análisis de sistema, entre estos simuladores se encuentra el programa PIPESIM, desarrollado por la empresa Shlumberger, el cual será usado en la presente investigación.

El Campo Boquerón, ubicado a 15 km al noroeste de la ciudad de Maturín, fue descubierto en 1989, desde entonces ha venido presentando una alta declinación de la presión con lo que se han generado problemas de floculación de asfaltenos y arenamiento. Esta investigación se realizó para determinar las condiciones operacionales en donde se presenten menores problemas pero sin incurrir en tasas de producción demasiado bajas que atenten contra las metas de productividad del campo. La metodología presentada plantea primero la recopilación de información, luego la generación del modelo de simulación, el ajuste del mismo, la evaluación de los límites operacionales del campo y la determinación de las condiciones óptimas de operación del sistema de producción.

# CAPÍTULO I EL PROBLEMA Y SUS GENERALIDADES

#### **1.1 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA**

La industria petrolera desde sus inicios ha estado enfocada primero a maximizar los volúmenes que se pueden recuperar de un yacimiento, o dicho de otra manera, lograr el mayor factor de recobro posible; y segundo, acelerar el recobro de esos volúmenes, es aquí donde tiene su campo de aplicación la ingeniería de producción, esta rama de la ingeniería de petróleo se encarga de maximizar la productividad de los pozos evaluando las condiciones del yacimiento, estado mecánico de los pozos y todas las facilidades de superficie. Este proceso es lo que se conoce como optimización de producción.

En el campo Boquerón se produce petróleo negro, volátil y gas condensado, con gravedades API que van desde los 27 º a 38 º evidenciándose variación de composición con profundidad, la cual va desde 16000 a 18000 pies; este campo cuenta con 27 pozos los cuales se clasifican como sigue: 15 pozos productores, 3 inyectores, 3 abandonados, 3 por abandonar y 3 inactivos. La presión original promedio del campo fue de 12930 lpc, con los mecanismos de producción expansión de la roca y empuje por gas en solución, pero la presión ha declinado notablemente con el tiempo por lo que en el año 2001 se empieza a implementar un proyecto de inyección de gas miscible aumentando la presión promedio del yacimiento en 8000 lpc y manteniendo las presiones de fondo fluyente por encima de la presión mínima promedio para evitar problemas operacionales (4100 lpc).

Actualmente, el comportamiento de producción del campo se ha visto afectado principalmente por problemas de precipitación prematura de asfaltenos, arenamiento y formación de anillo de condensado en yacimiento; esto debido a la gran declinación de las presiones de fondo fluyentes a las que están sometidos los pozos (por debajo de la presión de floculación de asfaltenos), altos diferenciales de presión y a no cumplir con las cuotas de inyección requeridas para mantener los niveles de represurización del campo.

Por lo antes expuesto, este trabajo planteó evaluar el sistema de producción del campo a fin de determinar las condiciones donde los pozos produzcan de manera óptima, es decir, con altos caudales de petróleo pero dentro de un rango de parámetros que generen una disminución en la cantidad de problemas operacionales y por ende menor número de intervenciones a los pozos con los que se logra evitar gastos asociados a reacondicionamiento de los mismos. Por ende, se aplicó la técnica de análisis nodal utilizando el simulador PIPESIM desarrollado por la empresa Shlumberger.

#### **1.2 OBJETIVOS DE LA INVESTIGACIÓN**

#### **1.2.1 Objetivo General**

Proponer mejoras en las condiciones operacionales de los pozos productores del campo boquerón.

#### **1.2.2 Objetivos Específicos**

- Analizar el comportamiento de presión-producción de los pozos en estudio.
- Determinar la capacidad de producción actual de los pozos en estudio a través de análisis nodal
- Establecer mejoras en las condiciones de operación de los pozos en estudio.

#### 1.3 JUSTIFICACIÓN DE LA INVESTIGACIÓN

Los pozos del campo Boquerón actualmente están siendo afectados principalmente por problemas de precipitación de asfaltenos y arenamiento, originados por los bajas presiones de fondo fluyente y por los altos diferenciales de presión; con el análisis integral del sistema a través del simulador PIPESIM se determinaron las condiciones en las cuales estos problemas sean minimizados logrando reducir las pérdidas de presión en cada una de las etapas del sistema de producción (yacimiento, completación, pozo y línea de superficie), evitando así gastos mayores en trabajos a pozos. Además, con el simulador utilizado fue posible evaluar redes de superficie y generar escenarios alternativos a la actual estructura del campo y analizar la viabilidad técnica de su aplicación. En resumen, el análisis nodal en el campo Boquerón buscó maximizar la producción del campo, alcanzando de esta manera mayor ganancia neta.

# CAPÍTULO II MARCO TEÓRICO

#### 2.1 ANTECEDENTES DE LA INVESTIGACIÓN

CARVAJAL, H. (2012) presentó una tesis de grado titulada "Optimización de la Producción Utilizando Análisis Nodal en el Campo Fanny 18B Operado por Andes Petroleum Ecuador Ltd." Este proyecto analizó las complicaciones en el sistema de producción existente en el campo Fanny 18 B, ubicado en Tarapoa provincia de Sucumbíos, Ecuador, tanto en los pozos como en las redes de producción en superficie, para lo cual se usó el Software PIPESIM para realizar el análisis nodal. El comportamiento de la producción del campo Fanny 18B, se ve muy afectado por el incremento de la producción de agua, lo cual ha hecho que se empiecen a cerrar pozos de bajo aporte de petróleo. El software de análisis nodal con el que se trabajó permitió simular el incremento de la producción y conocer el potencial de los yacimientos. Se modeló el flujo multifásico desde el yacimiento hasta el cabezal del pozo, además se tomó en cuenta el desempeño de la línea de flujo y de las instalaciones de superficie, se logró hacer un análisis integral del sistema de producción. Se recomendó la implementación de una línea de 8 pulgadas paralela a la actual que conduce a la estación de flujo con el fin de maximizar la productividad de los pozos de este campo.

**RUIZ, A. (2003)** realizó un trabajo de grado titulado "Aplicación de la técnica de análisis nodal en la gerencia de yacimiento del campo Boquerón", la finalidad de este trabajo fue presentar las condiciones óptimas que evitaran los problemas de floculación de asfaltenos y arenamiento, para ello fue necesaria la revisión documental, datos de perforación, yacimiento y producción requeridos por el programa PROSPER para hallar las correlaciones usando pruebas de restauración de

presión, y una vez obtenida, se hicieron las simulaciones para determinar las capacidades máximas, mínimas y óptimas de producción en cada uno de los pozos productores que conforman el campo Boquerón. De los resultados que se obtuvieron y de los análisis se concluyó que el campo Boquerón tenía una capacidad máxima de 15.830 BPD, mínima de 11.139 BPD y óptima de 12.446 BPD para el año 2003, que evita la formación de asfaltenos permitiendo una mejor gerencia del yacimiento evitando la aplicación de técnicas costosas para su remoción.

#### 2.2 DESCRIPCIÓN DEL ÁREA DE ESTUDIO

El Campo Boquerón se encuentra ubicado en el Norte de Monagas, a 15 km, al Nor-oeste de la plaza Bolívar de la ciudad de Maturín. Los yacimientos de dicho campo fueron descubiertos por los pozos BOQ 2X y BOQ 3X bajo la dirección de la empresa LAGOVEN S.A. en 1989. Posee un área aproximada de 60 km<sup>2</sup> y se encuentra delimitado al Este por el Campo Viboral y al Oeste por los Campos San Vicente y Jusepín. Geológicamente está ubicado en el flanco norte de la subcuenca de Maturín, región Oriental-Central de la Cuenca Oriental de Venezuela, ver figura 2.1.



Figura 2.1 Ubicación geográfica del campo Boquerón Fuente: Base de datos PDVSA Boquerón \ Gerencia Técnica

El Campo Boquerón está representado estructuralmente por un anticlinal asimétrico y presenta múltiples fallas en la Formación San Juan por lo que el yacimiento se ha dividido en cinco bloques principales: bloque Nor-oeste, Central, Nor-este, Sur-este y Sur-oeste Las fallas se encuentran en dirección SO-NE cortando la estructura y separando la cresta del flanco norte y del flanco sur.



Figura 2.2 Mapa estructural de la formación San Juan Fuente: Base de datos PDVSA Boquerón \ Gerencia Técnica

En el campo se ubican 27 pozos los cuales se clasifican de la siguiente manera: quince (15) pozos productores activos (BOQ-4ST, BOQ-5, BOQ-7, BOQ-12ST, BOQ-13, BOQ-15, BOQ-16, BOQ-18, BOQ-19, BOQ-20, BOQ-21, BOQ-24RE, BOQ-25, BOQ-26 y BOQ-27), tres (3) pozos inyectores activos (BOQ-14 IG, BOQ-17 IG y BOQ-23 IG), tres (3) pozos abandonados (BOQ-1, BOQ-6 y BOQ-9), tres (3) pozos por abandonar (BOQ-2X, BOQ-3 y BOQ-10 IG), y tres (3) pozos inactivos (BOQ-22, BOQ-11 y BOQ-8). Ver figura 2.2. La estratigrafía general del campo Boquerón es similar a la encontrada en los campos profundos del norte de Monagas, la cual comprende una columna de sedimentos de aproximadamente 20.000 pies. Las formaciones identificadas en orden ascendente son: San Antonio, San Juan, Vidoño, Caratas, Areo, Merecure, Carapita, La Pica, Las Piedras y Mesa (ver figura 2.3). Las zonas productoras del campo se ubican entre los 16.000 y 18.000 pies de profundidad correspondientes a la formación San Juan.

EDAD	PER.	É	POCA	LITOESTRATIGRAFÍA			
Q	HOLOG	ENO/PLEIS	TOCENO	Fm. MESA			
TERCIARIO		PLIOC.	Tardío Temprano	Fm. LAS PIEDRAS			
	<b>2 ш 0 0 ш 2 0</b> р < лшоощ z о	N H O G H N O	N E O	N E O	M	Tardío	Fm. LA PICA
			G O E C Medio N E Fm. CAF O N O Temprano	Fm. CARAPITA			
		OLIGOCENO		Fm.MERECURE Fm. AREO			
		0 G 🖞 Z O	EC	CENO	Fm. CARATAS		
			PALE	EOCENO	Fm. VIDOÑO		
	C R E T	ТА	rdío	Fm. SAN JUAN Fm. SAN ANTONIO Fm. QUERECUAL			
	Á						
	і С О	ТЕМІ	PRANO	Fm. BARRANQU ÍN			

Figura 2.3 Columna estratigráfica campo Boquerón Fuente: Base de datos PDVSA Boquerón \ Gerencia Técnica

El campo se divide en dos yacimientos, SJN BOQ-2 y SJN BOQ-3. El yacimiento SJN BOQ-2 es el de mayor extensión, se ubica hacia el Noreste del Campo Boquerón, con un límite definido por los pozos BOQ-6x y BOQ-9 ubicados hacia los flancos de la estructura. Cuenta con un área de 3924 acres y un volumen de 851630 acres-pies. Este yacimiento comprende los pozos: BOQ-2, BOQ-4ST, BOQ-5, BOQ-6X, BOQ-7, BOQ-8, BOQ-9X, BOQ-10, BOQ-11, BOQ-12ST, BOQ-14,

BOQ-16, BOQ-18, BOQ-20, BOQ-22, BOQ-23, BOQ-24RE, BOQ-25, BOQ-26, BOQ-27. Este se define como yacimiento de petróleo sub-saturado con gravedades API que varían entre 30-27° correspondiendo a un crudo negro de tipo liviano. El yacimiento SJN BOQ-3 se ubica hacia el Suroeste del Campo Boquerón, se ve limitado por un contacto agua petróleo a 16810 pies TVDss. Este yacimiento cuenta con un área de 1258 acres y un volumen de 308415 acres-pies. En el yacimiento se han perforados 6 pozos: BOQ-3, BOQ-13, BOQ-15, BOQ-17, BOQ-19 y BOQ-21.

#### 2.3 BASES TEÓRICAS

#### 2.3.1 El sistema de producción y sus componentes

El sistema de producción está formado por el yacimiento, la completación, el pozo y las líneas de flujo en la superficie. El yacimiento es una o varias unidades de flujo del subsuelo creadas e interconectadas por la naturaleza, mientras que la completación (perforaciones ó cañoneo), el pozo y las facilidades de superficie es infraestructura construida por el hombre para la extracción, control, medición, tratamiento y transporte de los fluidos hidrocarburos extraídos de los yacimientos (CIED, 1997. Pág.12).

#### 2.3.2 Recorrido de los fluidos en el sistema

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. Durante ese recorrido los fluidos pierden energía en forma de presión a consecuencia de las restricciones al flujo que se presenten. Existe una presión de partida de los fluidos en dicho proceso que es la presión estática del yacimiento, Pws, y una presión final o de entrega que es la presión del separador en la estación de flujo, Psep. A continuación se describen las caídas de presión ocurridas en cada uno de los componentes del sistema.

#### - Transporte de fluidos en el yacimiento

El movimiento de los fluidos comienza en el yacimiento a una distancia del pozo conocida como radio de drenaje (re), donde la presión es Pws; posteriormente viaja a través del medio poroso hasta llegar a la cara de la arena o radio del hoyo (rw), donde la presión es Pwfs. En esta etapa el fluido pierde energía en la medida que el medio sea de baja capacidad de flujo (*Ko.h*), presente restricciones en la cercanías del hoyo (daño, *S*) y el fluido ofrezca resistencia al flujo ( $\mu$ o). Mientras más grande sea el hoyo mayor será el área de comunicación entre el yacimiento y el pozo mejorando el índice de productividad (Maggiolo, 2008. Pág. 4).

#### - Transporte de fluidos en las perforaciones

Los fluidos aportados por el yacimiento atraviesan la completación que puede ser un revestidor de producción cementado y perforado, o un empaque con grava. La pérdida de energía se debe a la sobrecompactación de la zona alrededor del túnel perforado, longitud de penetración y a la poca área expuesta a flujo (Maggiolo, 2008. Pág. 4).

#### - Transporte de fluidos 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 Pwh (Maggiolo, 2008. Pág. 4).

#### - Transporte de fluidos 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, luego atraviesa la línea de flujo superficial llegando al separador en la estación de flujo, con una presión igual a la presión del separador Psep, donde se separa la mayor parte del gas del petróleo (Maggiolo, 2008. Pág. 4).

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 en el componente. 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 y la presión final, Pws – Psep (Maggiolo, 2008. Pág. 4). Ver figura 2.4.



Figura 2.4 Componentes del sistema de producción Fuente: Manual "Optimización de la Producción Mediante Análisis Nodal" Maggiolo R. (2008)

#### 2.3.3 Análisis de sistemas o análisis nodal

El análisis de sistema es una técnica utilizada para optimizar el comportamiento de pozos de petróleo y gas mediante un estudio de todo el sistema de producción. El análisis puede dirigirse a diseños de completación, productividad incrementada del pozo y mejorar eficiencias de producción, todo lo cual conduce hacia un mejor aprovechamiento de las inversiones en gas y petróleo. Como resultado de este análisis se obtiene generalmente un incremento en la producción y el mejoramiento de la eficiencia de flujo y 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 (CIED, 1997 Pág.14).

A medida que todo el sistema se simula, cada uno de los componentes se modela usando diferentes ecuaciones o correlaciones para determinar la caída de presión a través de dicho componente como una función de la tasa de flujo. La pérdida total viene dada por la diferencia entre la presión promedio del yacimiento y la presión del separador. Estas dos presiones constituyen los extremos del sistema, y son las únicas presiones que no varían con la tasa de flujo en un momento dado. La técnica de análisis nodal evalúa todo el sistema, concentrándose en un punto dentro de esta serie de componentes, el cual es referido generalmente como un nodo.

La ubicación del nodo es independiente de la solución final, generalmente para cálculos manuales, está referido al interés principal de la aplicación, en otras palabras, si el interés principal es una investigación de los efectos de los componentes cerca de la superficie (línea de flujo, reductor de superficie) entonces el nodo se escoge en el cabezal del pozo (para obtener Pwh). De forma similar, si lo que interesa es analizar los efectos de los componentes del fondo del pozo, el nodo se selecciona en el fondo (Pwf) (CIED, 1997 Pág.17).

El sistema de producción está dividido en dos segmentos: el segmento "aguas arriba" o flujo de entrada que está comprendido por todos los componentes entre el nodo y los límites del yacimiento, y la sección "aguas abajo" o segmento de flujo de salida, que consiste de los componentes entre el nodo y el separador. 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 o de fluidos 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 o de fluidos de la instalación (Outflow Curve) (Maggiolo, 2008 Pág.5).

#### 2.3.4 Balance de energía y capacidad de producción

El balance de energía entre la oferta y la demanda puede obtenerse numérica y gráficamente, y el caudal al cual se obtiene dicho balance representa la capacidad de producción del sistema, esto no indica la tasa máxima ni la óptima, si no expresa el caudal y el perfil de presiones que el pozo tendrá con las actuales condiciones de operación. Para realizar el balance de energía en el nodo se asumen convenientemente varias tasas de flujo y para cada una de ellas, se determina la presión con la cual el yacimiento entrega dicho caudal de flujo al nodo, y a la presión requerida en la salida del nodo para transportar y entregar dicho caudal en el separador. Para obtener gráficamente la solución, se dibujan ambas curvas en un papel cartesiano y se obtiene el caudal donde se interceptan (Maggiolo, 2008 Pág.6).Ver figura 2.5.

Una de las principales aplicaciones de los simuladores del proceso de producción es optimizar el sistema lo cual consiste en eliminar o minimizar las restricciones al flujo tanto en la oferta como en la demanda, para ello es necesario la realización de múltiples balances con diferentes valores de las variables más importantes que intervienen en el proceso, para luego, cuantificar el impacto que dicha variable tiene sobre la capacidad de producción del sistema (Maggiolo, 2008 Pág.6).



Figura 2.5 Capacidad del sistema de producción Fuente: "Optimización del Sistema de Producción (Análisis Nodal)" CIED (1997)

#### 2.3.5 Descripción del flujo de fluidos en el yacimiento

Varios investigadores han trabajado en el estudio del flujo de fluido en el yacimiento, gracias a estos trabajos se desarrollaron diferentes ecuaciones que han servido para la descripción del flujo en yacimientos con condiciones particulares; pero la mayoría de estas ecuaciones necesitan establecer que estado de flujo se presenta en un yacimiento para su correcta aplicación.

#### 2.3.6 Estados de flujo

El movimiento del petróleo hacia el pozo se origina cuando se establece un gradiente de presión en el área de drenaje. Dado que la distribución de presión cambia a través del tiempo es necesario establecer los distintos estados de flujo que pueden

presentarse en el área de drenaje al abrir a producción un pozo, y en cada uno de ellos describir la ecuación que regirá el comportamiento de flujo. Los estados de flujo son (Paris, 2009 Pág. 343):

#### - Flujo No-Continuo o Transitorio (Unsteady State Flow):

Es un tipo de flujo donde la distribución de presión a lo largo del área de drenaje cambia con tiempo,  $(dP/dt \neq 0)$ . Este es el tipo de flujo que inicialmente se presenta cuando se abre a producción un pozo que se encontraba cerrado ó viceversa. Dado que el diferencial de presión no se estabiliza no se consideran ecuaciones para estimar la tasa de producción en este estado de flujo (Paris, 2006 Pág. 371).

#### - Flujo Continuo o Estacionario (Steady State Flow):

Es un tipo de flujo donde la distribución de presión a lo largo del área de drenaje no cambia con tiempo, (dP/dt = 0). Se presenta cuando se estabiliza la distribución de presión en el área de drenaje de un pozo perteneciente a un yacimiento lo suficientemente grande, ó asociado a un gran acuífero, de tal forma que en el borde exterior de dicha área existe flujo para mantener constante la presión (*Pws*). Se usa la ecuación de Darcy para describir yacimientos que producen bajo estado de flujo continuo, sin embargo, para efectos de esta investigación no se describirá ya que el campo Boquerón produce en un estado de flujo Semi-continuo (Paris, 2009 Pág. 351).

#### - Flujo Semi-continuo (Pseudo-steady State Flow):

Es un tipo de flujo donde la distribución de presión a lo largo del área de drenaje cambia con tiempo pero a una tasa constante, (dP/dt = cte). Se presenta cuando se seudo-estabiliza la distribución de presión en el área de drenaje de un pozo

perteneciente a un yacimiento finito de tal forma que en el borde exterior de dicha área no existe flujo (Paris, 2009 Pág. 404).

# 2.3.7 Modelos matemáticos para describir el flujo de fluidos en el yacimiento

Para determinar la capacidad de aporte del yacimiento hacia el pozo es posible utilizar modelos matemáticos simplificados dentro de los cuales se puede encontrar a la ecuación de Vogel, Darcy, Fetckovich, Jones Blount & Glace, etc. A continuación se describirán las de uso común en la industria petrolera.

#### - Ecuación de Darcy

Fue desarrollada para yacimientos con flujo radial y permite estimar la tasa de producción de petróleo que será capaz de aportar el área de drenaje hacia el pozo productor bajo condiciones de flujo semi-continuo (Paris, 2009 Pág. 349). La ecuación es la siguiente:

$$qo(BPD) = \frac{7,08*10^{-3}*Ko(md)*h(ft)*(Pws - Pwf)}{\mu o(cps)*\beta o(BY/BN)*[Ln(re/rw)-0,75+S+a'qo]}$$
(2.1)

Donde:

qo = Tasa de petróleo (BPD).

Ko = Permeabilidad efectiva al petróleo (Ko=Kro.K) (mD).

h = Espesor de la arena neta petrolífera (pies).

Pws = Presión promedio del yacimiento, a r=re (Lpcm).

Pwfs = Presión de fondo fluyente, a r=rw (Lpcm).

re = Radio de drenaje (pies).

rw = Radio del pozo (pies).

S = Factor de daño físico (adim).

a.qo = Factor de turbulencia de flujo (insignificante para alta Ko y bajas qo).

 $\mu$ o = Viscosidad de petróleo a la presión promedio [(Pws + Pwfs)/2)] (cp).

 $\beta$ o = Factor volumétrico de la formación a la presión promedio (BY/BN).

La ecuación puede ser modificada para evaluar formaciones no circulares sustituyendo el factor "Ln (re/rw)" por "Ln x" en donde X se lee en una tabla publicada por Mathews & Russel, la cual incluye el factor de forma desarrollado por Dietz en 1965.

#### - Método de Vogel

Vogel desarrolló un estudio en 1968 sobre IPR para yacimientos con empuje por gas en solución derivando ecuaciones que describían los perfiles de presión y saturación de gas desde el agujero del pozo hasta las fronteras del yacimiento. Con estas ecuaciones considera variaciones en las caídas de presión y en las propiedades roca-fluido, hasta obtener una relación adimensional para el índice de productividad. La correlación de Vogel para construir una curva IPR adimensional es la siguiente (Rodríguez, 2007 Pág. 168):

$$\frac{q_o}{q_{o(\text{max})}} = 1 - 0.2 \left(\frac{P_{wf}}{P_{ws}}\right) - 0.8 \left(\frac{P_{wf}}{P_{ws}}\right)^2$$
(2.2)

Donde:

q<sub>o</sub> = tasa de petróleo a la Pwf (BPD).

q<sub>o(max)</sub>= tasa máxima de producción cuando Pwf es igual a cero (BPD)

Pwf= presión de fondo fluyente (Lpca).

Pws= Presión promedio de yacimiento (Lpca).

#### - Método de Feckovich

M.J. Feckovich demostró que los pozos de petróleo y los pozos de gas que producen por debajo de la presión de saturación o punto de burbuja, se comportaban de manera similar en términos del índice de productividad, con lo que desarrolló la siguiente correlación (Rodríguez, 2007 Pág. 172):

$$q_o = C \left( P_{ws}^2 - P_{wf}^2 \right)^n \tag{2.3}$$

Donde:

*C*= coeficiente de flujo.

n =exponente dependiente de las características del pozo.

 $P_{ws}$  y  $P_{wf}$  Vienen expresadas en lpca.

Como puede observarse, la ecuación de Fetkovich tiene dos variables desconocidas, C y n; por lo tanto, se requieren al menos dos pruebas de producción estabilizadas para poder aplicar el método. Muchos otros autores han estudiado el comportamiento IPR, entre los cuales se pueden nombrar a Standing, quien basó sus trabajos en la ecuación de Vogel pero con la inclusión del factor de daño (S) y a Gasbarri quien incluyó parámetros como viscosidad, gravedad API y corte de agua en la ecuación de Vogel.

#### 2.3.8 Descripción del flujo de fluidos en las completaciones

La completación representa la interfase entre el yacimiento y el pozo, y a través de ella el fluido sufre una pérdida de presión la cual dependerá del tipo de completación existente, bien sea hoyo desnudo, cañoneo convencional o empaque

con grava. A continuación se describe uno de los modelos matemáticos de mayor aceptación en la industria para la descripción del flujo de fluidos en la completación.

#### 2.3.9 Ecuación de Jones, Blount y Glaze

Estos investigadores realizaron trabajos para representar la caída de presión que se generaba en las restricciones presentadas por la completación de los pozos (Maggiolo, 2008 Pág. 30). Desarrollaron la siguiente ecuación:

$$\Delta Pc = Pwfs - Pwf = a * qp^2 + b * qp \tag{2.5}$$

Donde:

Pwfs= presión en la cara de las perforaciones (Lpca).

Pwf= presión de fondo fluyente (Lpca).

qp = tasa de flujo/perforación (Barriles perforados diarios).

Las ecuaciones para el cálculo de *a* y *b* van a cambiar de forma según el tipo de completación y van a depender de parámetros como densidad del cañoneo (tiros por pie, tpp), longitud de penetración del cañoneo, radio de perforación, radio de la zona compactada, permeabilidad de la grava (si es el caso de empaque con grava), etc.

# 2.3.10 Descripción del flujo de fluidos en la tubería de producción y en la línea de superficie

El estudio del flujo multifásico en tuberías permite estimar la presión requerida en el fondo del pozo para transportar un determinado caudal de producción hasta la estación de flujo en la superficie. Durante el transporte de los fluidos desde el fondo del pozo hasta el separador en la estación de flujo existen pérdidas de energía tanto en el pozo como en la línea de flujo en la superficie. Las fuentes de pérdidas de energía provienen de los efectos gravitacionales, fricción y cambios de energía cinética (Maggiolo, 2008 Pág. 48).

#### 2.3.11 Ecuación general de gradiente de presión dinámica

El punto de partida de las diferentes correlaciones de FMT es la ecuación general del gradiente de presión, Es indispensable el uso de un simulador de flujo multifásico en tuberías con el computador ya que el cálculo es iterativo en presión y en algunos casos más rigurosos iterativos en temperatura y presión. La ecuación puede escribirse de la siguiente manera (Maggiolo, 2008 Pág. 49):

Grad. Total 
$$(lpc/pie) = \frac{\Delta p}{\Delta z} = \frac{1}{144} = \left(\frac{g.\rho.\sin\theta}{g_c} + \frac{f_m.\rho.V^2}{2g_c.d} + \frac{\rho.\Delta V^2}{2g_c.\Delta z}\right)$$
 E.C. (2.6)

Siendo:

$$\begin{pmatrix} \Delta p \\ \Delta z \end{pmatrix}_{elev} = \frac{g.\rho.\sin\theta}{g_c} = \text{gradiente de presión por gravedad (80-90\%).}$$

$$\begin{pmatrix} \Delta p \\ \Delta z \end{pmatrix}_{fricc} = \frac{f_{m'}\rho.V^2}{2g_c.d} = \text{gradiente de presión por fricción (5-20\%).}$$

$$\begin{pmatrix} \Delta p \\ \Delta z \end{pmatrix}_{acel} = \frac{\rho.\Delta V^2}{2g_c.\Delta z} = \text{gradiente de presión por cambio de energía cinética o }$$

aceleración. La componente de aceleración es muy pequeña a menos que exista una fase altamente compresible a bajas presiones (menores de 150 lpc).

En las ecuaciones anteriores:

 $\theta$ = ángulo que forma la dirección de flujo con la horizontal, ( $\theta$ =0° para flujo horizontal  $\theta$  =90° en flujo vertical).

 $\rho$ = densidad de la mezcla multifásica (lbm/pie<sup>3</sup>).

V = velocidad de la mezcla multifásica (pie/seg).

g = aceleración de la gravedad, 32,2 (pie/seg<sup>2</sup>).

 $g_c = constante para convertir lbm a lbf.$ 

fm = factor de fricción de Moody (adimensional).

d = diámetro interno de la tubería (pie).

#### 2.3.12 Definiciones básicas para flujo multifásico en tuberías

Factor de colgamiento o Hold-Up de líquido: la fracción de líquido es definido como la razón del volumen de un segmento de tubería ocupado por líquido al volumen total del segmento de tubería (González, 1993 Pág. 21):

Fracción de líquido sin deslizamiento: es definido como la razón del volumen de líquido en un segmento de tubería dividido para el volumen del segmento de tubería, considerando que el gas y el líquido viajaran a la misma velocidad (González, 1993 Pág. 23).

Patrones de Flujo: 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, estas confuguraciones son conocidas como patrones de flujo (González, 1993 Pág. 75).

#### 2.3.13 Correlaciones de flujo multifásico en tuberías

Existen muchas correlaciones empíricas generalizadas para predecir los gradientes de presión. Dichas correlaciones se clasifican en (Maggiolo, 2008 Pág. 53):

Las correlacione 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 la fases y los patrones de flujo, entre ellas: Duns & Ros, Orkiszweski, Aziz & colaboradores, Chierici & colaboradores, y Beggs & Brill.

A continuación se describirán las correlaciones para flujo multifásico en tuberías verticales de mayor utilización en la industria petrolera:

#### - Beggs & Brill Original

Esta correlación es usada para predecir las pérdidas de presión y el factor de colgamiento. La correlación fue desarrollada siguiendo un estudio de dos fases en tuberías horizontales e inclinadas. El factor de colgamiento es calculado mediante correlaciones y después es corregido mediante el ángulo de inclinación. Fue desarrollada teniendo en cuenta consideraciones como relaciones gas-líquido hasta 500 PCN/BN, cortes de agua por encima del 10% y no presenta problemas con la gravedad API (Beggs, 2003 Pág. 88).

#### - Govier, Aziz & Fogarasi

Es usada para la determinación de caídas de presión, factor de colgamiento y régimenes de flujo. La correlación de Govier, Aziz y Fogarasi fue desarrolla

siguiendo un estudio de pérdidas de presión en pozos de gas y de gas condensado, analizándose caídas de presión versus tasa de flujo tomadas de 102 pozos con relaciones gas petróleo en un rango de 3.900 y 1.170.000 PCN/BN (González, 1993 Pág. 110).

#### - Hagedorn & Brown

Fue desarrollada siguiendo un estudio experimental de gradientes de presión durante flujo continuo de dos fases en tuberías verticales de pequeño diámetro, las pruebas fueron conducidas para un amplio rango de tasas de flujo, relaciones gaslíquido y viscosidades de líquidos. Los datos usados para el desarrollo esta correlación fueron obtenidos de pozos verticales de aproximadamente 1500 pies de profundidad, diámetro de tubería entre 1 y 2 pulg, y cinco (5) diferentes tipos de fluidos como: agua y cuatro (4) tipos de crudo distintos con viscosidades entre 10 y 100 cp (PIPESIM, 2009).

En esta correlación para el cálculo de gradiente de presión se incluye el término de energía cinética y se considera que existe deslizamiento entre las fases. No se consideran los patrones de flujo.

La viscosidad líquida tiene un efecto importante en las pérdidas de presión que ocurren en flujo bifásico y el factor de colgamiento de líquido es calculado en función de cuatro (4) números adimensionales: número de velocidad liquida, número de velocidad del gas, número del diámetro de la tubería y número de la viscosidad liquida. Las pérdidas de presión calculadas fueron comparadas con un estudio dando una desviación promedio de 1,5 % y una desviación estándar de 5,5 %. Estos investigadores desarrollaron una correlación general para un amplio rango de condiciones (González, 1993 Pág. 115).

#### - Orkiszewski

Fue desarrollada para la predicción de pérdidas de presión en tuberías verticales con más de una fase presente. Son considerados los cuatro (4) regímenes de flujo para tuberías verticales; este modelo está compuesto por diferentes métodos, cada uno realizado para un patrón de flujo distinto. La precisión de este método fue verificada cuando los valores predichos fueron comparados con 148 medidas de pérdidas de presión y reportó un error promedio de 0,8 % y una desviación estándar de 10,8 %. Este modelo fue desarrollado para gravedades API entre 13 y 30, relación gas-líquido hasta 5000 PCN/BN y sin importar el corte de agua (Beggs, 2003 Pág. 86).

#### - Gray Original

La correlación fue desarrollada para fases de gas, predominantemente para sistemas de gas y condensado en flujo multifásico vertical. Gray considero una fase simple, asumiendo que el agua o condensado van adheridos en las paredes de la tubería en forma de gotas. La correlación es aplicada para casos en los que se considera que las velocidades para flujo vertical estén por debajo de 50 ft/s, que el tamaño de la tubería de producción sea menor de 3 pulg (PIPESIM, 2009).

#### 2.4 DEFINICIÓN DE TÉRMINOS BÁSICOS

**Área de drenaje:** volumen del yacimiento que está siendo drenado por un pozo (Paris, 2009 Pág. 343).

**Capacidad de producción del pozo:** La capacidad de producción del pozo en flujo natural lo establece la tasa de producción para la cual la capacidad de aporte de fluidos del yacimiento se iguala a la capacidad de extracción de fluidos del pozo conjuntamente con su línea de flujo en la superficie (Maggiolo, 2008 Pág. 96).

**Daño:** toda oposición del flujo de fluidos en el sistema de producción (CIED, Daño a la formación.1997 Pág. 3).

**Eficiencia de flujo:** relación existente entre el índice de productividad real y el ideal (Maggiolo, 2008 Pág.15).

**Flujo multifásico:** cuando en cualquier etapa del sistema de producción se manejan varias fases, es decir, gas y líquido (González, 1993 Pág.19).

**Índice de productividad (J):** relación existente entre la tasa de producción, *qo*, y el diferencial entre la presión del yacimiento y la presión fluyente en el fondo del pozo (Maggiolo, 2008 Pág.15).

**Precipitación de asfaltenos:** las reducciones de temperatura o presión asociadas al flujo de petróleo que contenga apreciables cantidades de material asfáltico, puede dar como resultado la deposición de estos materiales reduciendo la permeabilidad de la formación (CIED, Daño a la formación.1997 Pág. 28).

**Producción óptima:** es la tasa a la cual se coloca en producción un pozo de tal manera que se evite el mayor daño posible tanto en la formación, tubería de producción y/o superficie (CIED, 1997 Pág. 17).

**Reductor**: es un dispositivo colocado en el cabezal del pozo con el objetivo de controlar el flujo en un pozo que produce por flujo natural (Maggiolo, 2008 Pág.107).

# CAPÍTULO III MARCO METODOLÓGICO

#### **3.1 NIVEL DE LA INVESTIGACIÓN**

La investigación presentada es de tipo explicativa, porque se determinaron y analizaron los efectos que tienen los diferentes parámetros que conforman el sistema de producción del campo Boquerón sobre el comportamiento de flujo de los pozos, estableciendo la relación que existe entre la variación de los mismos y la capacidad de producción. Para Fidias Arias (2006) "las investigaciones de nivel explicativo son aquellas que se ocupan de la determinación de la relación causa-efecto y representan un nivel profundo de conocimiento" (Pág.26).

#### 3.2 DISEÑO DE LA INVESTIGACIÓN

La investigación presentó un diseño documental, ya que la búsqueda, recuperación, organización, análisis e interpretación de la información se hizo a través de la consulta de datos secundarios contenidos en fuentes documentales pertenecientes a la empresa Boquerón, tanto impresas como electrónicas. Según Fidias Arias (2006):

"los datos secundarios son los obtenidos y registrados por otros investigadores, a su vez las fuentes de naturaleza documental proporcionan datos secundarios a diferencia de las fuentes de naturaleza viva, las cuales proporcionan datos primarios y son las consultados por los investigadores en investigaciones de campo "(Pág.27).
# 3.3 POBLACIÓN Y MUESTRA

Según Fidias Arias (2006) "la población es un conjunto finito o infinito de elementos con características comunes para los cuales serán extensivas las conclusiones de la investigación" (Pag.83). Mientras que "la muestra es un subconjunto representativo y finito que se extrae de la población accesible" (p. 83). En esta investigación la población abarca todos los pozos perforados del campo Boquerón, los cuales son 27. La muestra se vió constituida por los 15 pozos productores activos actualmente, entre los que están: BOQ-4ST, BOQ-5, BOQ-7, BOQ-12ST, BOQ-13, BOQ-15, BOQ-16, BOQ-18, BOQ-19, BOQ-20, BOQ-21, BOQ-24RE, BOQ-25, BOQ-26 Y BOQ-27.

# 3.4 PROCEDIMIENTO METODOLÓGICO

Con la finalidad de desarrollar los objetivos planteados, se siguió con la siguiente metodología:

El inicio de la investigación estuvo enmarcado en la búsqueda, organización y análisis de información concerniente al historial de cada pozo, tanto desde el punto de vista de producción como el de presión. Se recopiló también información relacionada a las propiedades petrofísicas del yacimiento y a las características del fluido, estructura mecánica de los pozos y distribución de redes de superficie, todo esto para la generación del modelo de simulación. El manejo del programa de computación PIPESIM fue imprescindible para llevar a cabo la investigación, específicamente en las etapas de generación, calibración y posterior variación de parámetros en el modelo de simulación.

Igualmente, se revisaron bases teóricas relacionas con los constituyentes del sistema de producción, flujo de fluidos del yacimiento a la superficie, correlaciones

de flujo multifásico tanto vertical como horizontal, perdidas de presión a los largo del sistema de producción y todo lo concerniente a optimización de producción usando análisis nodal.

# 3.4.1 Análisis del comportamiento de presión-producción de los pozos en estudio

Para llevar a cabo esta etapa de la investigación, se procedió a la revisión y actualización de las fichas de los pozos productores activos, las cuales contienen información fundamental para los posteriores análisis de producción y presión. Se hizo una recopilación de los datos de presión disponible por bloque y se analizó la declinación del campo. A partir del resumen del comportamiento de cada pozo resultante de la revisión de las fichas se logró determinar cuál de los problemas operacionales fueron los predominantes además, de acuerdo al modelo de fluido del campo Boquerón, se determinó si un pozo estaba produciendo crudo negro, crudo volátil o gas condensado:

Fluido	RGP (PCN/BN)	° API
Gas condensado	>4000	≥35
Petróleo volátil	1000-4000	28,1-34,9
Petróleo negro	<1000	≤28

Tabla 3.1 Caracterización de los fluidos del campo Boquerón

Para los análisis de producción se generaron las gráficas del historial de los pozos utilizando para ello el programa OFM, se seleccionó la información relacionada con los caudales de petróleo y gas, los volúmenes de petróleo y gas producidos acumulados hasta la actualidad, así como también, las relaciones gas petróleo que los pozos han presentado a lo largo de los años.

Con esta información se generaron gráficas a fin de facilitar la visualización de la variación que estos parámetros han tenido a lo largo de la vida productiva del campo. Las gráficas de producción generadas contienen datos promedios mensuales. No obstante, se incluyen datos sobre las presiones de yacimiento presentadas durante la vida productiva de los pozos con los cuales fue posible entender el grado de declinación que se ha dado en estos.

De igual forma fueron revisados datos de pruebas de producción y se compararon las más recientes con las más antiguas, con lo que se logró tener una mejor idea de la variación que ha tenido la producción de los pozos y lo más importante se visualizó de manera general el comportamiento de estos para la fecha tomada como punto de partida para esta investigación, 10 de junio del 2013; de esta manera se logró clasificar los pozos según su producción actual, con un criterio establecido por el investigador en base a los estándares históricos de la Empresa Boquerón, el cual fue el siguiente:

Clasificación	BND
Baja Producción	<500
Media Producción	500-1000
Alta Producción	>1000

Tabla 3.2 Criterio para clasificación de los pozos según su producción

También se analizó la variación entre valores como producción de gas, gravedad API y relaciones gas petróleo a fin de establecer similitudes entre pozos del mismo bloque y pozos productores del mismo tipo de crudo. Una vez terminado el análisis de presión-producción se pasó a la construcción del modelo de simulación.

# 3.4.2 Determinación de la capacidad de producción actual de los pozos en estudio a través del simulador

Para determinar la capacidad de producción de los pozos del campo Boquerón, se requirió la elaboración de un modelo de simulación que representara de la manera más acertada posible el comportamiento real de producción de estos, para la elaboración de este modelo se utilizó el programa de simulación PIPESIM, desarrollado por la empresa Schlumberger, el cual cuenta con una gran diversidad de aplicaciones ya que integra cada uno de los componentes básicos que conforman el sistema de producción: yacimiento, pozo e instalaciones.

A partir de la recopilación realizada en el primer objetivo se seleccionó la información con la cual se pudiera caracterizar cada uno de los componentes del sistema de producción; luego, progresivamente se procedió a ingresar esta información al programa PIPESIM y se logró representar las condiciones mecánicas de cada pozo, de yacimiento y las propiedades de los fluidos.

Por otra parte, se ingresaron al simulador los parámetros que permitieron definir la estructura de redes de superficie del campo Boquerón, desde el cabezal de los pozos hasta los distintos separadores.

Con el modelo completo, el siguiente paso fue el cotejo del mismo tomando como referencia presiones de cabezal para el 10 de junio de 2013, así como también gradientes dinámicos de presión y registros de producción. Al final de esta etapa de la investigación, se logró determinar las capacidades de producción de cada pozo y adicionalmente se detectaron las caídas de presión más significativas existentes en el sistema de producción.

# - Elaboración del modelo de simulación en base a parámetros operacionales de cada pozo

Para cumplir con esta etapa se trabajó en cuatro áreas principales las cuales son: condiciones mecánicas de cada pozo, condiciones de yacimiento, propiedades del fluido y redes de superficie; a continuación se muestra la descripción del procedimiento seguido en cada una de ellas:

### a) Representación de las condiciones mecánicas de cada pozo

El programa PIPESIM cuenta con numerosas funciones y su diseño permite enfocar el trabajo desde dos puntos de vista, uno de "modelo de pozo y líneas", en donde se analizan todos los objetos desde el yacimiento hasta líneas de superficie; y otro de "redes", donde se analizan en forma integral sistemas complejos en superficie tanto de producción, separación y hasta inyección. En la figura 3.1 se muestra una ventana para ingresar datos que representen el "modelo de pozo y líneas".

Los datos recopilados para caracterizar esta sección del sistema de producción fueron: profundidad final de cada pozo, perfil de desviación, longitud y diámetro de cada sección de la tubería de producción, estructura de revestidores, gradiente de temperatura y diámetro de reductor.

Toda esta información se ingresó al simulador PIPESIM seleccionando la opción para representar modelos de pozos, en este ambiente del programa es posible añadir los distintos objetos que permitan construir el sistema de producción desde el

yacimiento hasta las líneas de superficie, y luego, según el objeto seleccionado ingresar la información específica necesaria. En este caso se seleccionó el objeto "tubería de producción" y se ingresaron en primer lugar datos correspondientes.



Figura 3.1 Pantalla principal del programa PIPESIM en ambiente de pozo y ventana para ingresar datos de tubería de producción

El procedimiento descrito se realizó para cada uno de los 15 pozos del campo terminando así la caracterización de las condiciones mecánicas de los mismos, el paso siguiente consistió en la descripción de las condiciones de yacimiento.

# b) Representación de las condiciones de yacimiento

El programa PIPESIM cuenta con varios modelos matemáticos para la descripción del flujo de fluido en el yacimiento, por eso el primer paso en esta etapa

de la investigación fue definir el modelo a usar. Para dicha selección se tomó en cuenta las consideraciones teóricas de cada modelo a fin de que las características del yacimiento pudieran ser enmarcadas en alguna de estas consideraciones, también se estudió la cantidad de datos disponibles y la cantidad de información requerida por el simulador para uno u otro modelo. Teniendo esto presente se seleccionaron cuatro modelos iniciales para posteriormente hacer una evaluación más profunda y llegar a la selección final, los cuatro modelos seleccionados fueron: "Vogel", "Fetkovich" "well IP" (índice de productividad) y "Pseudo Steady-State (semi-continuo/Darcy)".

Con el modelo de descripción del flujo de fluidos en el yacimiento seleccionado, se procedió al ingreso de los datos al simulador. Los datos ingresados fueron presión y temperatura de yacimiento, permeabilidad, espesor del intervalo y diámetro del hoyo tal como se muestra en la figura 3.2.

minación Vertical - VertWell_1
Propiedades   Modelo de fluido   General   Datos de Yacimiento Presido Estática Temperatura Cálculo básico de IPR   Liquido • IV User Vogel abajo del punto de bubuje Espesos del Yacimiento Diámetro del Pozo Permeabilidad IP Demodelo Pozo Diámetro del Pozo Permeabilidad IP Demodelo Pozo Daño Mecánico Introduzca Daño Calcular Tamaño/Forma del Yacimiento IP Daño   III • III Tamaño/Forma del Yacimiento IP Redio de Diene 2000   II • III Paño Dependente del Fluio Introduzca Daño Introduzca Daño III III III III IIII III IIII IIII IIII IIII IIII IIII IIII IIII IIII IIII IIII IIIII IIIII IIIII IIIII IIIII IIIIII
Area del Vaciniante DI 62 rel C Calcular T/ribd

Figura 3.2 Pantalla principal del programa PIPESIM en ambiente de pozo y ventana para ingresar datos de yacimiento

A fin de poder verificar el aporte que tiene cada intervalo abierto sobre la producción total del pozo, se colocaron varios módulos de yacimiento en cada modelo, uno por cada intervalo productor, y a cada uno se le colocaron los datos de permeabilidad y espesor correspondiente al intervalo que representa.

#### c) Representación de las propiedades del fluido

Fueron revisados datos de pruebas de producción y se compararon las más recientes con las más antiguas, con lo que se logró tener una mejor idea de la variación que ha tenido la producción de los pozos y lo más importante se visualizó de manera general el comportamiento de los pozos para la fecha tomada como punto de partida para esta investigación, 10 de junio del 2013.

En estas pruebas se consideraron datos como lo son gravedad API y RGP, los cuales son los usados para determinar el tipo de fluido, gas condensado, crudo volátil o crudo negro; que se produce en el pozo en un determinado periodo. Corroborando con la información encontrada en las gráficas del comportamiento histórico del RGP, se logró determinar el predominio de la producción de un fluido con respecto a los otros y así facilitar el trabajo de la construcción del modelo de simulación.

Con la clasificación hecha con anterioridad acerca del tipo de fluido predominante en cada pozo y tomando datos de las pruebas de producción más recientes, se ingresó en el programa la información correspondientes a la caracterización de los fluidos.

En la figura 3.3 se observa que los datos ingresados son corte de agua, relación gas petróleo, gravedad específica del gas y gravedad API; todos estos tomados de una prueba de producción.

Datos del Proyecto	
Unidades	DEFAULT - Propiedades "Black Oil"
"Black Oil"	Propiedades "Black OI"   Detos de Viscoaded   Calibración Avanzada de Detos (Opcional)   Contaminantes
Composicional	Impotar
Archivo PVT	Epotar
AICDIVO MITLIN	
Correlaciones de Flujo-	Nombre del huido Comentano Opcional
Comandos del Módulo de Calo	
Definir Reporte	Propiedades a Condiciones Estándar Calibración de datos en el Po
Panniadadas Dasafina	WCz + I V +
Propiedades de Frosión y Corrosión	
	IGOR I Ind/STB
Propiedades del Sistema de BN-LAG	S.G. Gas 0.64 Presión pola 💌
Propiedades de la Línea de Flujo	Temperatura F 💌
Preferencias	S.G. Agua 11 W2 Rob Rob
	API
I I I	Pay Pb Lasster *

Figura 3.3 Pantalla principal del programa PIPESIM en ambiente de pozo y ventana para ingresar datos de fluido

Se ingresaron también las presiones de burbujeo o de rocío, dependiendo de si se trataba de un crudo negro, volátil o gas condensado; a continuación se muestran los valores de presión de saturación para cada tipo de crudo, además del pozo al cual se le realizó el estudio PVT para determinar dichos valores:

Tabla 5.5 Tresiones de saturación de campo Doqueron						
Tipo de crudo	Presión de saturación (lpca)	Origen del estudio PVT				
Crudo Negro	3278	BOQ-20ST				
Crudo Volátil	6040	BOQ-7				
Gas Condensado	8897	BOQ-11				

Tabla 3.3 Presiones de saturación de campo Boquerón

Fue imposible encontrar información sobre presión de saturación para cado pozo por lo que se decisión trabajar con los valores mostrados en la tabla 3.3, se seleccionó el valor de presión de burbujeo para petróleo negro originado de un estudio PVT realizado en el pozo BOQ-20ST, el cual cual ha sido identificado como productor de este tipo de crudo; de la misma manera se hizo con los otros dos (2) valores.

### d) Representación de redes de superficie

En esta sección se recogieron datos acerca de la longitud de las líneas de superficie de cada pozo, desde el cabezal hasta el múltiple de producción, así como también el diámetro de dichas tuberías. Igualmente se verificó cuáles de los pozos fluyen individualmente a planta y cuáles lo hacen en forma combinada.

Por otro lado, esta vez trabajando en el ambiente de redes de superficie incluido en el programa PIPESIM, se construyó la red superficial de producción del campo Boquerón. Para lograr construir el armado de las redes superficiales del campo, se agruparon los pozos según el sistema de separación al que estaban alineados, ya sea de baja, de media o de alta presión.

La construcción en el programa PIPESIM se hizo por separado a fin de reducir los tiempos durante las corridas del simulador. Tomando en cuenta que en la Planta Boquerón para poder alinear un pozo a un determinado sistema de producción, la presión de cabezal de este debe ser por lo menos el doble de la presión manejada en el separador; se hizo la revisión de cuáles pozos estaban alineados a determinado sistema de separación, basándose en las presiones de cabezal mostradas por los pozos para el 10 de junio de 2013, además de la información suministrada por personal perteneciente al área de operaciones de la empresa Boquerón. Las presiones manejadas en la Planta Boquerón son 50 lpc para el sistema de separación de baja, 350 lpc para el de media y 1050 lpc para el de alta presión. Al finalizar la revisión los pozos fueron agrupados de la siguiente manera:

Alineción de pozos al sistema de separacón						
Baja	Media	Alta				
BOQ-21	BOQ-27	BOQ-26				
BOQ-20ST	BOQ-25					
BOQ-19	BOQ-24RE					
BOQ-15	BOQ-18					
BOQ-13	BOQ-16					
BOQ-12ST	BOQ-7					
BOQ-5						
BOQ-4ST						

Tabla 3.4 Alineación de pozos al sistema de separación

Con los pozos agrupados, se procedió a establecer las distancias existentes desde el cabezal de cada pozo hasta el múltiple de producción, luego se construyeron las tres redes. Para el sistema de separación de baja presión se incluyeron ocho pozos y la red quedo constituida como se muestra en la figura 3.4.



Figura 3.4 Ventana en ambiente de redes del programa PIPESIM mostrando el sistema de separación de baja presión

En el modelo del sistema de separación de media presión se incluyeron seis pozos, esta red quedo constituida como se muestra a continuación:



Figura 3.5 Ventana en ambiente de redes del programa PIPESIM mostrando el sistema de separación de media presión

El pozo BOQ-26 es el único que para la fecha de la investigación estaba alineado al sistema de alta presión, el modelo de la red para este sistema se muestra en la figura 3.6.

	MC		> >> =		
		Sis	tema de Alta P	resión	
	B00.95		multinia alta	81	separador alta

Figura 3.6 Ventana en ambiente de redes del programa PIPESIM mostrando el sistema de separación de alta presión

# - Ajuste del modelo de simulación

Con todo el sistema de producción caracterizado y con los datos ingresados al simulador, el siguiente paso en la investigación fue lograr que el modelo de

simulación fuese confiable y representara de la manera más acertada posible las condiciones reales de cada pozo; para ello se tomaron cuatro referencias principales con las cuales comparar el comportamiento generado por el simulador, con el comportamiento real presentado por los pozos. La primera referencia tomada fueron los datos contenidos en los gradientes de presión más recientes de cada pozo; en segundo lugar, la información contenida en los registros de producción, en donde se expresa el aporte a la producción total del pozo de cada intervalo cañoneado, la tercera referencia fueron las presiones de cabezal registradas de cada pozo para el día 10 de junio de 2013 y por último se tomó la producción total del campo para ese mismo día. Se realizaron ajustes al modelo y se logró el cotejo con las referencias ya mencionadas, a continuación se detalla el procedimiento seguido.

### a) Selección de la correlación de flujo multifásico

Las correlaciones de flujo multifásico son un factor fundamental a la hora de predecir las pérdidas de presión en la tubería de producción, si se hace una buena selección estas correlaciones permiten calcular gradientes de presión en cada pozo, estos gradientes de presión son muy útiles a la hora de analizar el comportamiento de producción de un pozo ya que constituyen un elemento que representa condiciones particulares de cada uno de ellos, incluso da indicios de cómo se organizan los fluidos, tanto gas, petróleo o agua; a lo largo de la tubería de producción.

Es por esta razón que la selección de la correlación de flujo multifásico para tuberías verticales, fue un paso relevante en la investigación, para lograrlo se recolectaron los gradientes de presión dinámicos más recientes de cada pozo y se ingresaron estos datos al simulador, en la figura 3.7 se observa la ventana del programa donde estos gradientes fueron ingresados.

Con los datos ingresados en el simulador se procedió a la selección de la correlación, el programa permite generar varios gradientes de presión a la vez, calculados con distintas correlaciones, y luego en los reportes arroja los porcentajes de error de cada una con respecto a los datos medidos.



Figura 3.7 Pantalla principal del programa PIPESIM en ambiente de pozo y ventana para ingresar datos medidos

Una vez seleccionada la correlación en base al menor porcentaje de error arrojado por el programa el siguiente paso consistió en variar parámetros como factor de entrampamiento del líquido (colgamiento en el simulador) y factor de fricción, a fin de que la curva generada por el programa fuera más simétrica en relación a la curva medida. En la figura 3.8 se muestra la ventana en donde estos datos son modificados.

	Datos del Proyecto							
	Unidades	Dato Giobal						
•	"Black Oil"	Correlaciones de Rujo						
	Composicional							
	Archivo PVT_	- Disp Vatical (Multiagray)						
	Archivo MPL	Easte be						
	Correlaciones de Flujo	ruente joja						
	Comandos del Módulo de	Correlación Beggs & Brill Revised 🔹						
	Definir Reporte	And						
	Flash	Pactor de Enccion						
	Propiedades Paratina Droniedades da Erosido y Comos	- Puio Horizontal (Multifinico)						
	Propressues de crosion y contosion	Evente his						
	Propiedades del Sistema de BN-L/	Louxe lefe						
	Propiedades de la Línea de Flujo	Correlación Beggs & Brill Revised						
_	Preferencias	Factor de Fricción T Factor de Colgamiento 1						
		- Ánoulo de cambio Vertical-Horizontal de Correlación de Ruio						
		Ánoxío de las I0-901 orados de la las Internación de la						
	N2 1718-17184	Cambio 45 horizontal 45 vertical						
	Fales	- Monofásico						
		Correlación Moody •						

Figura 3.8 Pantalla principal del programa PIPESIM en ambiente de pozo y ventana para ingresar datos de correlación de flujo

b) Verificación de aporte a la producción total por cada intervalo cañoneado

Como se dijo con anterioridad para cada pozo se colocaron varios módulos de yacimiento a manera de representar cada intervalo cañoneado. Por ejemplo, para el pozo BOQ-24RE fueron definidos un total de nueve intervalos, de los cuáles se determinó que cuatro aun no estaban abiertos a producción. En la tabla 4.5 se notan las profundidades medidas en pies abarcadas por cada uno de los intervalos, además de la arena productora a la que pertenece dicho intervalo, así como también los valores de espesor y permeabilidad que les corresponden. En el apéndice A se muestran las tablas para el resto de los pozos.

BOQ-24RE							
Intervalo	Arena	Estado	Espesor (pies)	Permeabilidad (md)			
17092-17108	В	Cerrado	16	1.2			
17232-17278	M2	Abierto	46	1.68			
17291-17341	M2	Abierto	50	14.1			
17363-17383	M2	Abierto	20	28.6			
17386-17412	M2	Abierto	26	16.76			
17427-17436	M2	Abierto	9	37.02			
17462-17480	M1	Cerrado	18	4.08			
17499-17513	M1	Cerrado	14	1.45			
17552-17560	M1	Cerrado	8	1			

Tabla 3.5 Condiciones de cada intervalo para el pozo BOQ-24RE

Después del ingreso de los datos correspondientes a cada uno de los intervalos la siguiente tarea consistió en lograr que cada intervalo tuviera un aporte a la producción total del pozo correspondiente a la realidad, para ello se recopilaron los registros de producción más recientes de cada pozo y se procedió a realizar las variaciones necesarias en el modelo para lograr el ajuste buscado. El parámetro que se modificó en los módulos de yacimiento fue el factor de daño, para los intervalos que tenían menor aporte el valor de daño se aumentó, y para los intervalos con mayor aporte este parámetro no se modificó.

### c) Ajuste de presiones de cabezal y producción de cada pozo

Con todas las correlaciones de flujo seleccionadas, y con los factores de fricción y entrampamiento del líquido ajustados, logrando así tener curvas de gradientes de presión de los pozos con buena simetría respecto a las curvas elaboradas con los datos medidos, el siguiente paso consistió en calibrar el modelo de simulación en base a las presiones de cabezal mostradas por cada uno de los pozos para el 10 de junio de 2013, para lograr este ajuste se modificaron los valores de daño

pero esta vez en forma homogénea en todos los módulos de yacimiento asumiendo que el pozo presentara el mismo perfil de aporte de cada intervalo cañoneado.

Con un buen ajuste en las presiones de cabezal, el paso final de esta etapa estuvo basado en verificar los caudales de petróleo producido por los pozos fueran lo suficientemente cercanos a los valores tomados de las pruebas de producción más recientes, se fijó un porcentaje de error aceptable menor al 5%, de acuerdo a criterios operacionales.

### - Cálculo de la capacidad de producción actual de los pozos en estudio

Teniendo ya un modelo de simulación ajustado, se procedió a la generación tanto de la "curva de oferta" o curva IPR, como de la "curva de demanda" o curva de levantamiento vertical para cada uno de los quince pozos productores; estas curvas son las usadas para la elaboración del balance de energía de los pozos y con ello determinar las capacidades de producción de los mismos.

Como lo indican las bases teóricas la capacidad de producción de un pozo viene dada por la tasa de producción para la cual la capacidad de aporte de fluidos del yacimiento se iguala a la capacidad de extracción de fluidos del pozo conjuntamente con su línea de flujo en la superficie, o dicho de otra manera, cuando la curva de oferta se iguala con la curva de demanda, este valor expresa el caudal y el perfil de presiones que el pozo tendrá con las actuales condiciones de operación.

En esta investigación se decidió hacer el análisis colocando el nodo en el fondo del pozo, por encima de los módulos de yacimiento, tal como muestra la figura 3.9, por lo que la presión que corresponde a las capacidades de producción encontradas es la presión que presenta el pozo justo por encima de las perforaciones, valor ligeramente menor a la presión de fondo fluyente. Por otro lado, se verificaron en los reportes generados por el programa otros datos importantes correspondientes en el pozo una vez alcanzado el balance de energía, con esto se logra usar de manera eficiente algunas de las herramientas que ofrece el programa PIPESIM y se obtienen valores que son fundamentales a la hora de analizar el comportamiento de cualquier sistema de producción, dentro de estos valores se puede mencionar la producción de gas y de agua, la relación gas petróleo, la presión de fondo fluyente y el índice de productividad.



Figura 3.9 Pantalla principal del programa PIPESIM en ambiente de pozo mostrando punto de análisis nodal

Adicionalmente se analizó el comportamiento de los pozos pero desde el punto de vista de redes de superficie donde se incluyó también el análisis del flujo desde el múltiple de producción a cada uno de los tres separadores, de alta, de media y de baja presión. Desde el ambiente de "redes" incluido en el programa PIPESIM se corrió el modelo de línea realizado y se registraron los datos más resaltantes incluidos en el reporte generado por el programa, así fueron verificados valores relativos a las pérdidas de presión ocurridas a lo largo del sistema de producción, todos estos proporcionados por el programa de simulación calculados en base a las distintas correlaciones seleccionadas.

Se generaron tablas en donde se incluyeron datos relacionados a las pérdidas de presión en las distintas partes del sistema de producción, desde el yacimiento hasta el separador, la figura 3.10 muestra un esquema de los distintos puntos del sistema de producción analizados para determinar las pérdidas de presión asociados a ellos.



Figura 3.10 Esquema de pérdidas de presión en el sistema de producción del campo Boquerón

Según la figura 3.10 las pérdidas de presión totales, desde el yacimiento hasta el separador, son iguales a la sumatoria de las pérdidas de presión en cada una de las etapas del sistema de producción tal como se muestra a continuación:

$$Py - Psep = \Delta Pc - \Delta Pp - \Delta Pl - \Delta B \qquad E.C (3.1)$$

Donde:

- $\Delta Pc = Py Pwf = Caída de presión en la completación (donde se incluyen las pérdidas de presión que se dan con el flujo de fluidos en el yacimiento).$
- $\Delta Pp = Pwf Pcab = Caída de presión en el pozo (la cual puede descomponerse$ en pérdidas de presión por fricción y pérdidas de presión por elevación).
- $\Delta Pl = Pcab Pmúltiple = Caída de presión en la línea de flujo, donde se incluye$ la caída de presión causada por el reductor.
- $\Delta B$  = Pmúltiple Psep = Caída de presión en la sección de tubería desde el múltiple hasta el separador.

Con esto, se consiguió elaborar un perfil de presiones para cada uno de los pozos productores del campo, identificando las zonas del sistema de producción en donde se tienen mayores pérdidas de energía y en donde se podrían estar presentando mayormente los problemas operacionales, dándole un enfoque adecuado a los trabajos de optimización.

# 3.4.3 Establecimiento de las condiciones óptimas de operación de los pozos en estudio

Con la representación completa de todo el sistema de producción, tanto del punto de vista de pozos, como el de redes de superficie; y una vez determinadas las capacidades de producción, teniendo así una visión completa y bien cercana a la realidad del comportamiento actual de todos los pozos, se pasó a la etapa final de la investigación, la determinación de las condiciones óptimas de producción de cada pozo.

El primer paso consistió en la determinación del rango óptimo de operación, donde se recopiló información sobre la presión de floculación de asfaltenos, presión de saturación y diferencial de presión crítico de arenamiento de cada pozo a fin de establecer un límite operacional dentro del cual se minimicen los gastos por intervenciones a los pozos. Debido a la complejidad en la representación de los fluidos de cada pozo, y a la falta de datos, se establecieron dos (2) presiones de saturación, una por cada tipo de fluido bien sea crudo negro o crudo volátil (tabla 3.3).

En cuando a las presión de floculación de asfaltenos se establecieron dos (2), una para crudo negro y otra para crudo volátil. Los valores para cada valor de presión de floculación y se muestran en la siguiente tabla:

Tipo de crudo	Presión Mínima de floculación de asfaltenos (Lpca)		
Crudo Negro	5595		
Crudo Volátil	6700		

Tabla 3.6 Presiones mínimas de floculación de asfaltenos en el campo Boquerón

El valor para crudo negro fue tomado de una prueba de floculación de asfaltenos realizada en el pozo BOQ-20ST, uno de los pozos productores de crudo negro con mayores problemas operacionales por floculación prematura de asfaltenos; mientras que el valor para crudo volátil fue tomado de una prueba del mismo tipo hecha en el pozo BOQ-16, pozo productor de crudo volátil.

El otro límite operacional establecido fue el diferencial de presión crítico de arenamiento, diferencial establecido entre la presión de yacimiento y la presión de fondo fluyente, se estableció un diferencial de presión crítico de arenamiento para todo el yacimiento debido que no se contaban con pruebas individuales para cada

pozo, el cual fue de 2000 lpc. Este valor resultó de en estudio realizado en el pozo BOQ-7, uno de los que más han presentado problemas de arenamiento.

Con estos límites operacionales establecidos se procedió a la variación del diámetro de reductores de cada pozo y establecer así las condiciones óptimas de operación. Se generaron las gráficas procedentes del análisis nodal para cada pozo con nodo en el fondo y se registraron los valores más importantes para el análisis del sistema de producción, como son presiones de fondo fluyente, presiones de cabezal, tasas y relaciones gas petróleo.

Para la selección del reductor óptimo, además de considerar el límite operacional establecido con anterioridad se tomó en cuenta que las tasas de petróleo no llegaran a ser demasiado bajas ya que el campo debe cumplir con unos requerimientos de producción. Entonces haciendo un análisis global, tomando en consideración los límites operacionales, requerimientos de producción e historial de operaciones se variaron los diámetros de reductores y se determinaron las condiciones óptimas de operación de los pozos del campo boquerón.

# 3.5 TÉCNICAS E INSTRUMENTOS DE RECOLECCIÓN DE DATOS

La recopilación bibliográfica y/o documental: búsqueda y recopilación de todo material físico o digital relacionado al tema en estudio, que permitió la elaboración de las bases teóricas del proyecto y el cumplimiento de los objetivos.

Entrevistas directas: asesorías mediante un contacto directo con personas conocedoras o especialistas del área en estudio, con el fin de obtener un conocimiento más detallado del tema. Entre ellos se destacan: Petrofísicos, Ingenieros geólogos, de yacimientos, de perforación, de optimización así como de profesores de la Universidad de Oriente.

## **3.6 RECURSOS**

### 3.6.1 Recursos humanos

Para la realización de la investigación se contó con el apoyo del personal de la Gerencia Técnica de la Empresa Mixta Boquerón, la asesoría de los tutores académico e industrial, así como también de Ingenieros de Yacimiento, Ingenieros de Optimización, Ingeniero Geólogo y profesores de la Universidad de Oriente, Núcleo Monagas.

### **3.6.2 Recursos materiales**

Para la realización de los objetivos se dispuso de los siguientes materiales:

- Disponibilidad de oficina y equipo de computación con acceso a Internet y la red interna de PDVSA Boquerón.
- Paquetes computacionales como Windows XP y Microsoft Office (Excel, Word, PowerPoint).
- Archivos tanto físicos como digitales con información del campo y los pozos, informes técnicos, libros, tesis, manuales de metodologías de PDVSA, etc.
- OFM (Oil field manager), el cual es una base de datos oficial de PDVSA.
- PIPESIM: simulador desarrollado por la empresa Schlumberger, cuyas funciones se enfoca en optimizar la producción de fluidos en yacimientos de petróleo y gas, combinando cada uno de los componentes básicos que conforman el sistema de producción: yacimiento, pozo e instalaciones.

# 3.6.3 Recursos económicos

Durante el desarrollo del estudio, todos los gatos generados para cumplimiento de los objetivos fueron cubiertos por la Empresa Mixta Boquerón S.A, concretamente por el departamento de Gerencia Técnica.

# CAPÍTULO IV ANÁLISIS Y DISCUSIÓN DE RESULTADOS

# 4.1 ANALISÍS DEL COMPORTAMIENTO DE PRESIÓN-PRODUCCIÓN DE LOS POZOS EN ESTUDIO

El Campo Boquerón, se encuentra ubicado en la cuenca oriental de Venezuela aproximadamente a 5 km al noroeste de la ciudad de Maturín. Está conformado por 2 yacimientos: SJN BOQ 2 y SJN BOQ 3. Se divide en cinco (5) bloques: NOR-ESTE, NOR-OESTE, SUR-ESTE, SUR-OESTE y CENTRAL, tiene un rango de gravedades que va desde 28 ° hasta 36 °API. Las zonas productoras del campo se ubican entre los 16.000 y 18.000 pies de profundidad correspondientes a la formación San Juan (Ver figura 4.1).



Figura 4.1 Mapa estructural de los yacimientos SJN BOQ 2 y SJN BOQ 3 Fuente: Base de datos PDVSA Boquerón \ Gerencia Técnica

Posee una columna de hidrocarburos muy compleja la cual se caracteriza por tener una variación composicional de fluidos con profundidad, en la parte alta de la estructura presenta el comportamiento de un yacimiento de gas condensado mientras que en las zonas más profundas los fluidos tienen el comportamiento de un petróleo negro.

#### Análisis de presión

En el gráfico 4.1 se muestra el comportamiento de presión por Bloque, que presenta el campo BOQUERON, se puede apreciar que los bloques Nor-Oeste (N-O), Central (C), Nor-Este (N-E) y Sur-Este (S-E) presentaron la misma presión inicial (12900 lpc) al perforarse en cada uno de ellos el primer pozo, lo cual muestra que estos bloques estaban inicialmente en equilibrio hidrodinámico iniciando la producción entre los años 1989 y 1991, a excepción del Bloque Sur-Oeste(S-O) que inicio su producción 10 años después

Para el periodo 1989-2001 las presiones de yacimiento del campo en promedio tienen una marcada declinación, con razón de 600 lpc/año. A partir del año 2001, con el soporte aportado por los pozos inyectores las presiones de yacimiento comienzan a mantenerse, pero este comportamiento cambia en 2005; desde este año el comportamiento de la presión vuelve a ser con tendencia a declinar; es posible que los volúmenes de gas inyectado no cubrían los requerimientos de presión del yacimiento, también se debe tomar en cuenta que a partir de 2005 se han perforado varios pozos con lo que el total de pozos productores activos se ha incrementado y los caudales de petróleo y gas producido han sido mayores, contribuyendo en gran medida a la declinación de las `presiones en el yacimiento. La línea de tendencia del periodo a partir de 2005 indica que el yacimiento presenta una declinación de 500 lpc/año.

Hasta el año 1992 los cuatro bloques mostraron el mismo comportamiento de declinación de presión, a partir de 1993 el bloque S-E experimentó una mayor declinación en comparación a los otros bloques debido a un mayor vaciamiento en este bloque. En el gráfico 4.1 se observa que la diferencia de presión entre los bloques vecinos C y S-E se mantiene hasta el inicio de la inyección. Luego estas presiones tienden a igualarse mostrando alta comunicación entre los bloques.



Gráfico 4.1 Presión de los bloques en función del tiempo

El primer pozo perforado en el bloque S-O diez años después de haberse inicializado la perforación en el campo, mostró una presión inicial de 11000 lpc (1900 lpc menor que la inicial del yacimiento). Para ese momento los bloques restantes tenían una presión entre 7000 lpc y 9000 lpc. Si el bloque S-O no tuviera comunicación con los otros, su presión inicial se hubiera encontrado en el orden de los 12000 lpc. Ahora, si este bloque estuviera 100% comunicado con los otros, su presión inicial hubiera estado en el orden de 8000 lpc. Esto demuestra que existe

comunicación parcial entre el bloque S-O y el resto de los bloques del campo formando una misma unidad hidráulica o yacimiento

# Análisis de producción.

A través de la revisión de fichas de los 15 pozos productores, se puede observar en la tabla 4.1 el resumen los principales factores que han contribuido a las fallas presentadas por los pozos, el tipo de fluido predominante y se añaden algunas observaciones importantes respecto a los problemas operacionales de cada pozo.

Bloque	Pozo	Principales probemas	Tipo de fluido
	BOQ-20ST	Floculación de asfaltenos grave	Crudo negro
Nor-oeste	BOQ-12ST	Arenamiento y floculación de asfaltenos grave, Problemas mecánicos, posible coplapso.	Crudo negro
Nor-este	BOQ-24RE	Floculación de asfaltenos	Crudo negro
	BOQ-18	Floculación de asfaltenos y arenamiento. A partir de 2007 el crudo tiende a ser más un crudo volátil. Posible producción de gas intrudicido durante su vida como inyector	Crudo negro
	BOQ-27		Crudo volátil
Control	BOQ-16	Floculación de asfaltenos y arenamiento, Colapso en revestidor	Crudo volátil
Central	BOQ-7	Floculación de asfaltenos y arenamiento	Crudo volátil
	BOQ-4ST	Floculación de asfaltenos y arenamiento	Crudo negro
	BOQ-26	Altas relaciones gas-petróelo	Gas condensado
Sur-este	BOQ-25	Floculación de asfaltenos y arenamiento	Crudo volátil
Sureste	BOQ-5	Floculación de asfaltenos leve y posible colapso en tubería de produción	Crudo volátil
	BOQ-21	Arenamiento	Gas condensado
	BOQ-19	Arenamiento	Gas condensado
Sur-oeste	BOQ-15	Arenamiento, falta de energia, baja presión en yacimiento	Gas condensado
	BOQ-13	Arenamiento , deposicion de arcillas, carbonatos y en contadas ocaciones asfaltenos	Gas condensado

 Tabla 4.1 Resumen del historial de cada pozo

De la tabla 4.1 se destaca que 5 pozos producen crudo negro, 5 curdo volátil y 5 gas condensado (ver gráfico 4.2). De esta manera se confirma la gran variación de fluidos que existe en el campo.



Gráfico 4.2 Tipo de crudo en los pozos del campo Boquerón

Es posible apreciar también que los pozos productores de crudo negro pertenecen en su mayoría a los bloques N-E y N-O, ubicándose todos hacia los flancos de la estructura anticlinal del campo.

Por otro lado los cinco (5) pozos productores de gas condensado pertenecen al bloque S-O, a excepción del BOQ-26 que pertenece al bloque S-E, sin embargo este pozo presenta este comportamiento por estar en una ubicación cercana al pozo inyector BOQ-23, por lo que las altas RGP que se dan en él son consecuencia de estar produciendo volúmenes de gas inyectado.

Los pozos productores de crudo volátil están ubicados en los bloques C y S-E.

En cuanto a los problemas operacionales es posible afirmar que la floculación de asfaltenos es el principal problema en la mayoría de los pozos, en nueve (9) de ellos este factor es el principal causante de taponamientos, representando un 64 % del total de los pozos del campo (ver gráfico 4.3). La floculación de asfaltenos se ha dado sobre todo en los pozos productores de crudo negro, y en menor grado en los pozos de crudo volátil. Este problema no se ha dado en los pozos de gas condensado.



Gráfico 4.3 Principales problemas operacionales del campo Boquerón

Según la tabla 4.1 los problemas operacionales por arenamiento se han dado en todos los bloques pero han sido evidentes sobre todo en los pozos del bloque S-O, consecuencia de los altos diferenciales de presión y a las altas velocidades de flujo en esta zona.

Con respecto al BOQ-26 el principal problema fueron las altas RGP, consecuencia de su ubicación cercana a un pozo inyector.

Para el análisis de producción, se revisó y recopiló toda la información necesaria en el programa OFM. A continuación se muestra el análisis de comportamiento de producción para el pozo BOQ-24 RE, los gráficos y su descripción para los otros 13 pozos se encuentran en el apéndice A. no fue posible encontrar información para el pozo BOQ-27 debido a que este no había sido completado oficialmente para la fecha de la investigación.

## **BOQ-24RE**

El pozo BOQ-24 se caracteriza por presentar tres etapas de comportamiento de producción, la I etapa inicia con la completación original del pozo en Julio del 2009), tal como se observa en el gráfico 4.4, con una tasa de petróleo de 2145 BND con una relación gas petróleo bastante baja de 330 PC/BN, con gravedad API de 27, comportamiento característico de los pozos ubicados en los flancos del yacimiento, durante este periodo se observa una declinación de producción brusca del pozo lo cual amerito continuos trabajos de pozos, que fueron incrementándose hasta requerir equipos con mayor potencia debido a la severidad de las obstrucciones, hasta que en el año 2011 el pozo es cerrado.

En la segunda etapa que va desde el año 2011 hasta el comienzo del 2013 el pozo es abandonado para realizar una reentrada a partir del hoyo original. Ya para el 2013 inicia la III etapa con una de producción de Qo=1454 BND, °API 31, Qg=1.08 MMPCND y RGP=743 PCN/BN con reductor de 29/64.

Como se muestra el gráfico 4.4 la producción del pozo se mantuvo sin grandes cambios, hasta inicio del 2014 donde se observa una declinación de la producción del pozo hasta llegar a 800 BND. El comportamiento de producción indica que el pozo continúa presentando problemas de asfalteno.



Gráfico 4.4 Comportamiento de producción pozo BOQ-24RE

En la primera etapa se observa que el pozo mostraba una presión inicial de 7300 LPC con una declinación de 500 LPC/año, valores que se corresponden con los promedios presentado por el campo para el año 2009 confirmando el equilibrio hidrodinámico en que se encuentran los bloques del yacimiento SJN BOQ 2. Durante la etapa en la que el pozo estuvo cerrado se evidencia una leve estabilización de la presión, pero una vez se realiza la reentrada la presión del pozo rápidamente iguala los valores presentados durante la primera etapa.

Una vez analizados todos los comportamientos de producción (apéndice B), a continuación se muestra un resumen de las últimas pruebas de pozos reportadas en el campo Boquerón (ver tabla 4.2), esta información permitió establecer cuáles de los pozos presentaban baja, media o alta producción; además de que sirvió como referencia o punto de comparación para los resultados de la simulación.

140								••••	oqueron
Pozo	Reductor (1/64")	Pcab (LPC)	Qt (BND)	Qo (BND)	Qw (BND)	Qg (MMPCND)	° API	RGP (PCN/BN)	Fecha
BOQ-27	38	1051	964	857	107	5.81	33	6209	18/10/2013
BOQ-26	44	2991	867	826	41	19.72	35.3	44458	20/10/2013
BOQ-25	36	1000	721	568	153	4.83	33.6	6155	16/05/2013
BOQ-24RE	28	1123	825	825	0	1.76	30.7	1433	27/10/2013
BOQ-21	20	458	165	150	15	0.41	35.4	3374	17/06/2012
BOQ-20ST	14	1045	462	462	0	0.35	29.4	701	15/06/2012
BOQ-19	12	350	81	81	0	0.37	35.1	6218	28/09/2009
BOQ-18	28	2329	1085	1070	15	6.87	32.3	9258	24/10/2013
BOQ-16	38	1059	1175	996	179	8.35	30.6	8563	06/02/2013
BOQ-15	22	279	98	86	12	0.68	35	5403	26/02/2013
BOQ-13	40	658	993	951	42	7.09	35.5	9180	14/03/2013
BOQ-12ST	20	650	245	245	0	0.43	30.4	918	26/10/2013
BOQ-7	29	2288	473	447	26	8.95	32.3	25829	22/10/2013
BOQ-5	60	435	962	852	110	7.08	35.7	8961	07/02/2013
BOQ-4ST	8	433	73	73	0	0.18	33.9	1488	26/06/2012

Tabla 4.2 Pruebas de producción recientes de los pozos del campo Boquerón

En la tabla 4.2 también se observa variación de la gravedad API, que va desde 29 hasta 36 grados API. Las relaciones gas petróleo oscilan entre 701-44458 BN/PCN.

Como se puede observar la tasa de producción máxima de gas corresponde al pozo BOQ-26, luego se tienen siete (7) pozos con tasas de gas que oscilan entre 9-4 MMPCN los cueles son: BOQ-27, BOQ-25, BOQ-18, BOQ-16, BOQ-13, BOQ-5 y BOQ-5. Todos estos corresponden a pozos productores de crudo volátil y de gas condensado. Con tasas de gas menores a 5 MMPCN están siete (7) pozos los cuales son: BOQ-24RE, BOQ-21, BOQ-20ST, BOQ-19, BOQ-15, BOQ-12ST y BOQ-4ST. Todos estos productores de crudo negro y también se encuentran los pozos del bloque Sur-Oeste con la más baja energía debido al alto agotamiento que se presenta en este bloque.

En la tabla 4.2 se observa que las tasas de producción de los pozos del campo Boquerón varían desde 60 BND a 1232 BND. De acuerdo a estos valores se clasificaron los pozos en baja, media o alta producción como se aprecia en el gráfico 4.5.



Gráfico 4.5 Producción de los pozos del campo Boquerón

Como muestra el gráfico 4.5 siete (7) pozos tienen una producción baja, representando el 47 % del total de los pozos del campo, siete (7) tienen producción media representando otro 47% y solo el BOQ-18 presenta producción alta.

En líneas generales el campo Boquerón presenta muchos problemas operacionales en la mayoría de sus quince pozos productores, siendo el más frecuenta los taponamientos por floculación prematura de asfaltenos. Igualmente la presión ha declinado bastante por lo que la producción del campo en la actualidad es baja, más de la mitad de los pozos producen por debajo de los 500 BND. Por otra parte la gran variación en cuanto al tipo de fluido que se produce de un pozo a otro dificulta aún más que estos produzcan de forma óptima. Todo lo anterior resalta la urgencia de la implementación de técnicas de optimización de producción.

# 4.2 DETERMINACIÓN DE LA CAPACIDAD DE PRODUCCIÓN ACTUAL DE LOS POZOS EN ESTUDIO A TRAVÉS DEL SIMULADOR

A continuación se mostrará como se logró el ajuste y se determinaron las capacidades de producción tomando al pozo BOQ-24RE como ejemplo

# - Ajuste del modelo de simulación

La primera referencia para lograr el ajuste fueron los gradientes de presión contra profundidad reales de los pozos, mediante los cuales se seleccionó la correlación de flujo multifásico vertical. Luego se cotejaron los registros de producción, las presiones de cabezal y la producción de los pozos.

# a) Selección la correlación de flujo multifásico

En el gráfico 4.6 se visualizan las distintas curvas generadas para cada correlación seleccionada en el pozo BOQ-24.



Gráfico 4.6 Curvas de presión vs profundidad para diferentes correlaciones de flujo vertical en el pozo BOQ-24RE

Se puede observar el gradiente real vs el generado para las diferentes correlaciones en la corrida inicial del simulador. Luego en la figura 4.2 se muestra el reporte generado por el simulador donde están incluidos los porcentajes de error de cada correlación respecto a los datos medidos, según estos valores se seleccionó la correlación de flujo vertical para este pozo.

******	*****				_
Project	: BOQ-24RE				
User	: Javier Fuentes				
Data Fil	e : C:\Users\Personal\Desktop\trabajo de grado\	Boquerón\modelo con	ajuste en p	cab\media\BOQ	-24RE.ps
Јор	: 'PIPESIM Job'				
		Mean		Mean	
		Arithmetic		Absolute	
Case	Sensitivity Variable(s)	Difference		Difference	
		(PSI)	8	(PSI)	8
6	TYPE=BBO Flowrate=530.3498 sbbl/day	-26.469	-0.53	164.89	3.29
2	TYPE=GA Flowrate=530.9269 sbb1/day	-25.837	-0.52	165.19	3.30
5	TYPE=ORK Flowrate=537.7004 sbbl/day	-18.463	-0.37	168.80	3.37
1	TYPE=DR Flowrate=551.0429 sbbl/day	-4.1448	-0.08	176.58	3.53
3	TYPE=GRAYM Flowrate=595.4153 sbbl/day	40.746	0.81	212.94	4.25
4	TYPE=HBR Flowrate=608,265 sbb1/day	52.166	1.04	225.63	4.50

Figura 4.2 Porcentajes de error de cada correlación de flujo multifásico vertical en el pozo BOQ-24RE

Para este pozo el menor porcentaje error lo obtuvo la correlación de Beggs & Brill Original.

El resto de las gráficas con cada una de las curvas probadas y con sus respectivos porcentajes de error se encuentran en el apéndice C.

Después de la selección de la correlación fue necesario ajustar la simetría entre el gradiente de presión generado por el simulador y el medido, se hicieron pequeñas variaciones en los valores de factor de fricción y factor de entrampamiento del líquido hasta que las curvas coincidiesen de la mejor manera. Después del ajuste, el gradiente de presión generado en el pozo BOQ-24RE fue el siguiente:


Gráfico 4.7 Gradiente de presión ajustado para el pozo BOQ-24RE

Se observa que la curva de gradiente de presión contra profundidad generada por el simulador, se ajusta muy bien a los datos reales, tanto las presiones en el fondo del pozo como las cercanas al cabezal han sido cotejadas; por lo tanto, el modelo describe en forma aceptable las pérdidas de presión que se dan en la tubería de producción en este pozo. El resto de los gradientes ajustados se muestra en el apéndice D.

Con el fin de visualizar de mejor manera las distintas correlaciones de flujo multifásico vertical seleccionadas, a continuación se muestra el gráfico 4.8, con información de todos los pozos conjuntamente con las respectivas correlaciones de flujo multifásico vertical resultantes de la selección, después del análisis de cada gráfica así como de los reportes generados por el programa PIPESIM.

Para el pozo BOQ-4ST no se encontró un gradiente de presión dinámico con el cual comparar y hacer la selección, por lo cual se usa en esta pozo la misma correlación seleccionada para los que presentan un comportamiento de producción

similar, como lo es bajas presiones de cabezal y baja RGP, condiciones que presentan los pozos productores de crudo negro



Gráfico 4.8 Porcentajes de correlaciones de flujo multifásico vertical seleccionadas

En el gráfico 4.8 se evidencia que los pozos para los cuales se seleccionó la misma correlación presentan un comportamiento similar, por ejemplo, la correlación de Beggs y Brill Original fue seleccionada para los pozos productores de crudo negro, el BOQ-24RE, el BOQ-20ST y el BOQ-12ST; representando el 27 % del total de los pozos del campo.

Se observa que la correlación de Govier, Aziz & Fogarasi fue seleccionada para los pozos BOQ-18, BOQ-16, BOQ-7 y BOQ-19; que representan el 27 % del total de los pozos del campo Boquerón, los cuales han mostrado grandes relaciones gas petróleo por lo que se puede afirmar que esta selección presenta mucha coherencia.

Los pozos para los cuales se seleccionó la correlación de Gray (original), BOQ-15 y BOQ-13, igualmente han presentado un comportamiento de producción en donde se evidencia un predominio de las fracciones de gas, por lo que también en este caso la selección fue coherente.

En 54 % de los pozos analizados, las correlaciones que más ajustaron fueron de Beggs y Brill Original, y Govier, Aziz & Fogarasi.

## b) Verificación de aporte a la producción total por cada intervalo cañoneado

El ajuste hecho en el pozo BOQ-24RE se muestra en el gráfico 4.9. Los gráficos para el resto de los pozos se encuentran en el apéndice E.



Gráfico 4.9 Porcentaje de aporte real vs simulado para el pozo BOQ-24RE

Fue imposible encontrar registros de producción donde se mostrara el porcentaje de aporte de cada intervalo para los pozos BOQ-20ST, BOQ-19, BOQ-12ST, BOQ-7 y BOQ-4ST; por los que no fueron modificados los datos originales cargados al simulador en los módulos de yacimiento correspondiente a los intervalos productores de los pozos mencionados por lo cual se consideró el perfil teórico del pozo.

En el gráfico 4.9 se observa que el porcentaje de producción de cada intervalo calculado con el simulador concuerda con el porcentaje real tomado de un registro de producción hecho el día 5 de febrero de 2013 por lo que sepuede afirmar que el ajuste fue realizado con éxito. Observando el gráfico, se evidencia dos zonas productoras de mayor aporte en el pozo BOQ-24RE, la primera zona se encuentra entre 17363-17383 pies, con un espesor de 20 pies y aportando cerca del 40 % de la producción total del pozo. La otra zona está entre 17291-17341 pies, con un espesor de 50 pies y representando aproximadamente el 45 % de la producción del pozo. Las dos zonas ubicadas en este intervalo representan más del 85 % de la producción total del pozo. Esta información se corresponde con lo que se encuentra en la tabla 3.4 donde estas zonas tienen las mejores permeabilidades y los mayores espesores.

#### c) Ajuste de presiones de cabezal y producción de cada pozo

Los resultados del trabajo realizado en esta etapa se observan en la tabla 4.6. Con el modelo ajustado se hicieron las variaciones y se logró ajustar las presiones de cabezal del modelo con las presiones de cabezal reales para el día en el cual fue fijado el inicio del análisis nodal, estableciendo un porcentaje de error aceptable por debajo del 5 %. Igualmente se verificó que los caudales de petróleo arrojados por el simulador representaran en forma aceptable a los caudales de petróleo reales tomados de las pruebas de producción más recientes (tabla 4.2).

Pozo	Pcab Real (LPC)	RED 1/64	Pcab sim (LPC)	% Error Pcab	Qo sim (BND)	Qo real (BND)	% Er Qo real vs Qo sim
<b>BOQ-27</b>	1100	38	1102	0.18	881	837	2.80
BOQ-26	3500	38	3478	0.63	796	836	3.61
BOQ-25	830	36	842	1.45	587	558	3.41
BOQ-24RE	1080	24	1122	3.89	858	815	3.99
BOQ-21	517	18	536	3.68	152	160	1.60
BOQ-20ST	1050	14	1069	1.81	444	422	3.85
BOQ-19	188	20	196	4.26	79	83	2.47
BOQ-18	1617	38	1624	0.43	1019	1070	4.76
BOQ-16	1491	40	1503	0.80	1038	986	4.21
BOQ-15	516	16	511	0.97	84	88	2.33
BOQ-13	639	60	656	2.66	990	941	4.16
BOQ-12ST	700	14	670	4.29	237	249	3.27
BOQ-7	2331	29	2385	2.32	463	440	3.58
BOQ-5	464	70	446	3.88	821	862	3.64
BOQ-4ST	395	8	412	4.30	70	74	4.11

Tabla 4.3 Ajuste final de presiones de cabezal y tasa de producción para el día10 de junio de 2013

Se logró tener un ajuste en la presiones de cabezal, con porcentajes de error menores al 5 %, valor que se encuentra por debajo del límite aceptable establecido; igualmente el 100% de las tasas de producción generadas por el simulador presentan porcentajes de error en comparación con las pruebas de producción más recientes por debajo del 5 %, por lo que es posible afirmar que el modelo de simulación fue ajustado o cotejado con éxito.

#### - Cálculo de la capacidad de producción actual de los pozos en estudio

Una vez ajustado por completo se realizó el cálculo de las capacidades de producción de todos los pozos. En el gráfico 4.10 se muestran las gráficas generadas en el balance de energía para el pozo BOQ-24RE.



Grafico 4.10 Balance de energía y capacidad de producción para el pozo BOQ-24RE

Este pozo al punto de intersección muestra una presión en el nodo de 5808 LPC y una tasa de líquido 858 BND, lo que representa la capacidad de producción del mismo. El resto de los gráficos con los balances de energía para los otros pozos se encuentra en el apéndice F.

Se aprecia que para este pozo, la presión en el nodo se encuentra por encima de la presión de burbujeo para crudo negro por lo que en este punto del transporte de fluidos en el sistema de producción se da un flujo monofásico (líquido). Observando la curva de oferta o IPR es notable que el yacimiento puede aportar una gran tasa al pozo, sin embargo el balance de energía con las condiciones actuales de operación se da con tasas bastante por debajo del potencial del pozo; pero esto es necesario para mantener presiones de fondo fluyente por encima de la presión de floculación de asfaltenos. No obstante las presión en el nodo y la presión de floculación de de la tubería de producción se dé floculación de asfaltenos, tal y como ha sucedido en este pozo.

En el gráfico también se evidencia una diferencia entre la presión de yacimiento y la presión en el nodo de 1192 LPC, representando las pérdidas de presión en la completación.

Además de las capacidades de producción el programa PIPESIM permita monitorear gran cantidad de parámetros con las condiciones actuales de los pozos, se seleccionaron los datos más importantes que permitan analizar el comportamiento de los pozos y se recopilaron en la tabla 4.4.

				Sin	nulación	com Pl	PESIM	0			
Pozo	Reductor (1/64")	Pwf (LPC)	Pcab (LPC)	Qt (BND)	Qo (BND)	Qw (BD)	Qg (MMPCND)	RGP (PCN/BN)	ΔP (LPC)	Pyac (LPC)	IP
BOQ-27	38	3946	1102	928	881	47	5.48	6219	3458	7404	0.25
BOQ-26	38	5095	3478	875	796	79	35.02	43995	3186	8281	0.25
BOQ-25	36	2655	842	682	587	95	3.62	6167	4317	6972	0.14
BOQ-24RE	24	5924	1122	858	858	0	1.18	1375	1076	7000	0.80
BOQ-21	18	5707	536	168	152	16	0.46	3007	1293	7000	0.12
BOQ-20ST	14	6702	1069	464	444	20	0.29	653	698	7400	0.64
BOQ-19	20	5630	196	79	79	0	0.20	2468	270	5900	0.29
BOQ-18	38	3372	1624	1064	1019	45	9.43	9254	3420	6792	0.30
BOQ-16	40	3075	1503	1237	1038	199	8.90	8574	3825	6900	0.27
BOQ-15	16	2322	511	93	84	9	0.45	5357	1776	4098	0.05
BOQ-13	60	4076	656	1065	990	75	8.91	9000	2924	7000	0.34
BOQ-12ST	14	5269	670	240	237	3	0.22	907	331	5600	0.72
BOQ-7	29	5143	2385	498	463	35	11.60	25054	1857	7000	0.25
BOQ-5	70	2458	446	931	821	110	8.21	9995	3542	6000	0.23
BOQ-4ST	8	6082	412	71	70	1	0.04	500	553	6635	0.13
				Qo Total	8519						

Tabla 4.4 Condiciones actuales de los pozos según el simulador

En la tabla 4.7 se muestra que los pozos del campo Boquerón producen con bajas tasas de petróleo, 7 de ellos tienen un caudal de petróleo por debajo de 500 BND, representando un 47 % del total de los pozos, este comportamiento se corresponde con la producción del campo tomada de las pruebas más recientes y analizada en el objetivo 1, confirmando así el ajuste que se alcanzó en el modelo de simulación (ver gráfico 4.11).



Gráfico 4.11 Producción de los pozos del campo Boquerón según el simulador

Comparando el gráfico anterior con el gráfico 4.5 se tiene que los caudales de petróleo arrojados por el simulador son similares a los reales, permitiendo clasificar los pozos según su producción de la misma manera como se hizo en el objetivo 1, con la excepción del pozo BOQ-16, que según el simulador tiene una producción mayor a los 1000 BND. Sin embargo la diferencia entre estos valores no representa un error mayor a 5 % como se muestra en la tabla 4.6. Con esto se tiene a 40 % de los pozos con prodición media y 13 % con producción alta, con valores que varían desde los 70 BND a los 1038 BND.

Los caudales de gas y las relaciones gas petróleo expresan un comportamiento acorde con lo que los pozos han venido presentando últimamente, se tienen bajas RGP para los pozos productores de crudo negro (ver gráfico 4.12).



Gráfico 4.12 Relación gas petróleo de los pozos del campo Boquerón según el simulador

Por otra parte, pozos clasificados como productores de gas condensado presentan RGP mayores a 4000 PCN/BN, como son el BOQ-15, BOQ-13 y BOQ-26; sin embargo, los pozos BOQ-21 y BOQ-19, que también están incluidos dentro de los cuales se extrae gas condensado, presentan RGP no tan altas, pero nunca saliéndose del comportamiento habitual que venían presentando; las RGP bajas son consecuencia del agotamiento de presión que existe en el bloque-sur-oeste y que partes de las fracciones livianas del crudo ya se han producido y su comportamiento ha empezado a variar. Pozos clasificados como productores de crudo volátil (BOQ-25, BOQ-16, BOQ-7 y BOQ-5) igualmente presentan RGP altas, mayores a 4000 PCN/BN, confirmando que estos pozos empieza presentarse un predominio de las fracciones de gas en el fluido producido. El pozo BOQ-18 aunque se clasificó como pozo productor de crudo negro presenta grandes relaciones fas petróleo posiblemente debido a que está produciendo volúmenes de gas inyectado durante el periodo en que operó como pozo inyector.



Gráfico 4.13 Índices de productividad de los pozos del campo Boquerón según el simulador

En cuanto a los índices de productividad mostrados en la tabla 4.13 se puede afirmar que el 80 % de los pozos presenta baja productividad (menor a 0,5), solo tres (3) pozos, el BOQ-24RE, el BOQ-20ST y el BOQ-12ST muestran productividad media (entre 0,5 y 1), representando solo el 13 % del total. El BOQ-15 tiene el índice de productividad más bajo, consecuencia directa de la falta de energía en el pozo gracias a la baja presión de yacimiento.

Los índices de productividad tan bajos presentados en el campo son consecuencia de los grandes diferenciales entre la presión de yacimiento y la presión de fondo fluyente, que se dan en los pozos. Este valor es determinante en cuanto a la presencia de problemas de arenamiento o floculación de asfaltenos en los pozos. Según los datos arrojados por el simulador se tienen diferenciales de presión que van desde 270 LPC a 4317 LPC. Los pozos fueron a agrupados según este dato en aquellos que superaban el valor establecido en esta investigación como el diferencial crítico de arenamiento (2000 LPC), y aquellos que estaban por debajo (ver gráfico 4.14)



Gráfico 4.14 Diferencial de presión de los pozos del campo Boquerón según el simulador

Siete (7) pozos presenta diferencial de presión mayor a 2000 LPC representando el 47 % del total. Este dato confirma el hecho de que los problemas operacionales sean tan comunes en el campo y reafirma la necesidad de realizar trabajos de optimización en el sistema de producción.

El programa PIPESIM también permite monitorear el comportamiento de redes superficiales; utilizando esta función del simulador se logró generar un perfil de presiones para cada una de los quince (15) pozos involucrados en la investigación. Para el pozo BOQ-24 RE se determinó el valor de la presión en cada uno de los puntos clave del sistema de producción obteniéndose los siguientes resultados (ver figura 4.3):



Figura 4.3 Esquema del perfil de presión a lo largo del sistema de producción para el pozo BOQ-24RE

Los valores del perfil de presión a lo largo del sistema de producción para el resto de los pozos se encuentran en el apéndice G. Estos datos permitieron determinar las caídas de presión en cada etapa del sistema de producción para cada una de las redes de superficie construidas, los resultados logrados fueron los siguientes:

	Tublu ne i ci di di gi esitori ch el sistemu de media presion										
Pozo	ΔP Completación	ΔP Pozo Fr	ΔP Pozo Ev	ΔP Pozo total	∆P Reductor	∆P Línea	ΔΡ Β				
BOQ-16	3825	304	1267	1571	1062	37	55				
BOQ-18	3420	294	1453	1747	1208	12	55				
BOQ-24RE	1076	16	4786	4802	716	1	55				
BOQ-25	4441	250	1553	1803	404	18	55				
BOQ-27	3477	249	2595	2844	683	14	55				
BOQ-7	1857	540	2217	2757	1960	20	55				

Tabla 4.5 Pérdidas de presión en el sistema de media presión

Para el sistema de baja presión las pérdidas de energía fueron las siguientes:

Pozo	ΔP Completación	ΔP Pozo Fr	ΔP Pozo Ev	ΔP Pozo total	ΔP Reductor	ΔP Línea	ΔΡ Β
BOQ-12ST	331	3	4596	4599	559	1	60
BOQ-13	2924	1263	2157	3420	407	139	60
BOQ-15	1776	457	1354	1811	226	175	60
BOQ-19	270	2446	2998	5434	85	1	60
BOQ-20ST	698	20	5613	5633	956	3	60
BOQ-21	1293	2327	2844	5171	425	1	60
BOQ-4ST	553	3	5667	5670	301	1	60
BOQ-5	2542	516	2496	3012	197	139	60

Tabla 4.6 Pérdidas de presión en el sistema de baja presión

Y para el sistema de separación de alta, las pérdidas de presión calculadas fueron las siguientes:

	rabia 4.7 rerultas de presión en el sistema de alta presión									
Pozo	ΔP Completación	ΔP Pozo Fr	ΔP Pozo Ev	ΔP Pozo total	ΔP Reductor	ΔP Línea	ΔΡ Β			
BOQ-26	3201	642	975	1617	2239	182	7			

Tabla 4.7 Pérdidas de presión en el sistema de alta presión

Analizando las tres tablas anteriores, se determinó que el sector del sistema de producción donde se da la mayor caída de presión es en la tubería dentro del pozo, en diez (10) de los quince (15) pozos este comportamiento es evidente, representando un 66,66 % del total. Estas pérdidas son ocasionadas por el efecto de la fricción generada por las restricciones al flujo y por las altas velocidades del fluido dentro de la tubería, o al efecto de la gravedad; este último se ve pronunciado en pozos de crudo negro debido a la alta densidad de estos.

En el otro 33,33 % representado por los pozos BOQ-27, BOQ-26, BOQ-25, BOQ-18, BOQ-16; el sector donde se genera la mayor caída de presión es en la completación, incluyendo las pérdidas causadas por el flujo de fluidos en el yacimiento. Estos diferenciales de presión tan altos que se dan en estos pozos son consecuencia de varios factores, entre ellos las altas RGP, factor que influye en la densidad del fluido generando un peso menor en la columna hidrostática, por lo que las presiones de fondo fluyente son menores. Otros factores influyentes pueden ser baja capacidad de flujo en el yacimiento, y daño ocasionado por la completación o problemas como arenamiento.

Evaluando los valores pérdidas correspondientes a cada pozo tanto por fricción como por elevación, se llega a la conclusión que los pozos que presentan grandes fracciones de gas producido son los que tienen las mayores pérdidas por fricción, dentro de estos se incluye primeramente a los pozos productores de gas condensado y luego a los de crudo volátil. Estos pozos presentan este comportamiento por las altas velocidades de flujo consecuencia de los grandes volúmenes de gas que se producen en ellos.

El pozo BOQ-18, aunque fue clasificado como productor de crudo negro, presenta grandes pérdidas de presión por fricción debido a que probablemente se está

produciendo parte de los volúmenes de gas inyectados durante su vida como inyector.

Los pozos productores de crudo negro (a excepción del BOQ-18) son los que presentaron mayores pérdidas por elevación, consecuencia directa de las características del fluido, las altas densidades producen columnas hidrostáticas más pesados por lo que el efecto de la gravedad es mayor.

Las pérdidas de presión en las líneas de superficie son mayores en los pozos donde hay grandes volúmenes de gas producidos, debido a que se incrementa la velocidad del flujo.

El análisis de los perfiles de presión a lo largo del sistema de producción permitió determinar los probables pozos a los cuales se le puede aplicar un sistema de levantamiento vertical debido a las grandes pérdidas de presión generadas en la tubería de producción, como los son los pozos de crudo negro. Y por otro parte se identificaron pozos a los cuales sería factible aplicar técnicas de mejoramiento del flujo en yacimiento y completación, como recañoneo, fracturamiento hidráulico, etc.

Una vez determinada la capacidad de producción de cada una de los pozos y analizado el perfil de presiones a lo largo del sistema de producción se hicieron los trabajos de optimización.

### 4.3 ESTABLECIMIENTO DE LAS CONDICIONES ÓPTIMAS DE OPERACIÓN DE LOS POZOS EN ESTUDIO

En líneas generales es posible afirmar que la mayoría de los pozos presentan graves problemas, con baja energía y presiones de fondo muy bajas elementos que pueden ser confirmados con los frecuentes problemas operacionales que se presentan en el campo, especialmente en los pozos productores de crudo negro, por lo que los esfuerzos en optimización deben estar enfocados en la evaluación de sistemas preventivos para reducir la floculación de asfaltenos y arenamiento; y en la implementación de métodos de levantamiento artificial. Métodos de levantamiento artificial como gas lift, coiled lift, bombeo mecánico y bombeo electrosumergible pueden ser evaluados en el programa PIPESIM usando este mismo modelo ya ajustado.

Con el rango óptimo de operación establecido se variaron los reductores en el simulador PIPESIM y se establecieron las condiciones óptimas para cada pozo. En el gráfico 4.15 se muestran los resultados del análisis nodal hecho en el pozo BOQ-24RE, con la curva de oferta en comparación con las distintas curvas de demanda generadas para cada reductor probado, el análisis se hizo con nodo en el fondo.



Grafico 4.15 Análisis nodal variando diámetro de reductores en el pozo BOQ-24RE

Observando los reportes del simulador y registrando otros valores importantes como relaciones gas petróleo, tasa de gas y presiones de cabezal se elaboraron tablas con las condiciones presentadas por los pozos para cada diámetro de reductor probado. Los datos correspondientes al BOQ-24RE se muestran en la tabla 4.8, donde se estableció el reductor optimo tanto por presentar presiones de fondo fluyentes por encima de la presión mínima de floculación de asfaltenos para crudo negro, y presión de burbujeo. Además se verificó que los valores de deferencial de presión se encontraran dentro de lo estimado. Las gráficas resultantes del análisis nodal así como las tablas con todos los datos registrados para los demás pozos, y en donde se resaltan tanto las condiciones óptimas como las actuales, se encuentran en el apéndice H.

BOQ-24RE										
Reductores	Pwf	Pcab	Qt	Qo	Qw	Qg	RGP	ΔΡ		
(1/64")	(LPC)	(LPC)	(BND)	(BND)	(BD)	(MMPCND)	(PCN/BN)	(LPC)		
16	6475	1495	530	530	0	0.757	1428	525		
20	6253	1241	672	672	0	0.975	1451	747		
24	5924	1122	858	858	0	1.177	1372	1076		
28	5691	955	978	978	0	1.371	1402	1309		
32	5478	820	1082	1082	0	1.555	1437	1522		
36	5310	726	1197	1197	0	1.711	1429	1690		
40	5181	657	1284	1284	0	1.846	1438	1819		
44	5078	603	1352	1352	0	1.959	1449	1922		

Tabla 4.8 Variación de reductores en el pozo BOQ-24RE

#### Condiciones óptimas

En la tabla 4.8 se observa que el reductor óptimo para el pozo BOQ-24RE es el mismo que se ha venido usando últimamente, de 24/64 de pulgada, este es el diámetro de reductor mayor con el cual no se supera la presión de floculación de asfaltenos para crudo negro en fondo, ni se rebasa el diferencial de presión crítico de arenamiento.

De los datos encontrados en el apéndice H, se establecieron las condiciones óptimas de operación del campo Boquerón en base a los límites operacionales ya determinados, los resultados obtenidos fueron los siguientes:

Pozo	Reductores (1/64")	Pwf (LPC)	Pcab (LPC)	Qt (BND)	Qo (BND)	Qw (BD)	Qg (MMPCND)	RGP (PCN/BN)	ΔP (LPC)
BOQ-27	22	5419	2307	669	631	38	4.37	6926	1985
BOQ-26	24	6540	4972	506	467	39	20.59	44090	1741
BOQ-25	26	3448	1400	611	525	86	3.23	6152	1699
BOQ-24RE	24	5924	1122	858	858	0	1.18	1372	1076
BOQ-21	24	5283	372	201	183	18	0.55	3005	1717
BOQ-20ST	24	6252	559	672	645	27	0.42	654	1148
BOQ-19	20	5630	196	79	79	0	0.20	2468	270
BOQ-18	20	5138	2838	546	524	22	4.85	9256	1654
BOQ-16	22	5002	2795	736	617	119	5.29	8566	1898
BOQ-15	18	2112	450	102	93	9	0.49	5290	1986
BOQ-13	40	5001	1271	960	891	69	8.02	9001	1999
BOQ-12ST	12	5348	699	187	187	0	0.17	898	252
BOQ-7	30	5064	2296	513	477	36	11.93	25004	1936
BOQ-5	46	4018	922	863	759	104	7.59	9997	1982
BOQ-4ST	18	5811	125	100	99	1	0.05	495	824
<u>.</u>	•			Qo Total	7035		•	•	

Tabla 4.9 Condiciones óptimas de operación de los pozos del campo Boquerón

Revisando la tabla 4.9 y los datos en el apéndice G, se observa que para los pozos BOQ-27, BOQ-26, BOQ-25, BOQ-18, BOQ-16, BOQ-13 y BOQ-5 se redujo el diámetro de reductor, estableciendo las condiciones óptimas en base el diferencial de presión crítico de arenamiento. Dentro de estos pozos se encuentran cuatro (4) productores de crudo volátil (BOQ-27, BOQ-25, BOQ-16 y BOQ-5), dos (2) de gas condensado (BOQ-26 y BOQ-13) y el pozo BOQ-18, el cual probablemente produce parte del gas inyectado durante su vida como inyector; todos con la característica de producir grandes volúmenes de gas. Aun cuando no se logró establecer valores de

presión de fondo mayores a la presión de floculación de asfaltenos, se logró un incremento considerable. Por otra parte se espera que las características del crudo volátil producido y las altas velocidades que se dan en estos pozos, permitan acarrear los asfaltenos aun después de la floculación impidiendo que estos se agrupen y causen obstrucciones en la tubería.

Para los pozos BOQ-21, BOQ-20ST, BOQ-15, BOQ-7 y BOQ-4ST, fue establecido un reductor óptimo con diámetro mayor al que venían utilizando. Las simulaciones indican que para los dos pozos productores de crudo negro mencionados anteriormente (BOQ-20ST y BOQ-4ST) es posible aumentar el diámetro de reductor ya que con estas condiciones no se sobrepasa el diferencial crítico de arenamiento y la presión de fondo es mayor que la presión de floculación de asfaltenos para crudo negro (5595 LPC).

En los pozos BOQ-21, BOQ-15 y BOQ-7, aumentar el diámetro de reductor establecido como optimo causaría que el diferencial de presión superara al diferencial critico de arenamiento (2000 LPC).

La determinación del diámetro de reductor en el pozo BOQ-12ST, se basó en aumentar lo máximo posible las presiones de fondo fluyente y reducir así el riesgo por floculación de asfaltenos.

En lo que respecta al BOQ-19, este pozo no tendría problemas con asfaltenos por ser un pozo de gas condensado, y el diferencial de presión en él es bajo; la limitación para usar un diámetro de reductor mayor viene dada por la poca energía que presenta, por lo tanto aumentar el diámetro de reductor podría ocasionar una ciada en la presión de cabezal, llegando al punto de imposibilitar el flujo en el pozo. Por todo esto se decidió establecer el reductor actual como óptimo. De la tabla 4.9 se puede destacar que aun cuando la producción total pasó de 8519 BND, según la capacidad de producción total calculada en segundo objetivo de esta investigación, a 7035 BND; se tienen presiones de fondo y de cabezal más altas y todos los pozos presentan diferenciales de presión por debajo del diferencial de presión crítico de arenamiento (2000 LPC). En estas condiciones la probabilidad de que los pozos presenten obstrucciones o taponamientos por floculación prematura de asfaltenos o por arenamiento es mucho menor, reduciendo así los gastos de la empresa en trabajos de limpieza y reparaciones, además de que alargan la vida del yacimiento manteniendo los niveles de presión.

### CAPÍTULO V CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

#### **5.1 CONCLUSIONES**

- La floculación prematura de asfaltenos es el principal problema en la mayoría de los pozos, se ha presenta en nueve (9) de ellos, representando un 64 % del total del campo. La floculación de asfaltenos se ha dado sobre todo en los pozos productores de crudo negro, y en menor grado en los pozos de crudo volátil. Este problema no se ha dado en los pozos de gas condensado.
- Los problemas operacionales por arenamiento se han dado en todos los bloques pero han sido evidentes sobre todo en los pozos del bloque S-O.
- Según el análisis del comportamiento histórico de los pozos en OFM, siete (7) pozos tienen una producción baja, representando el 47 % del total de los pozos del campo, siete (7) tienen producción media representando otro 47% y solo el BOQ-18 presenta producción alta.
- Las correlaciones de Beggs & Brill Original, Govier, Aziz & Fogarasi, Hagedorn & Brown, Orkiszewski y Gray (original) fueron las que mejor representaron las caidas de presión en los pozos del campo Boquerón.
- Se logró tener un ajuste en la presiones de cabezal y tasas de producción generadas por el simulador, con porcentajes de error por debajo del 5 % en la totalidad de los pozos. por lo que es posible afirmar que el modelo de simulación fue ajustado o cotejado con éxito.
- Según cálculos hechos en el simulador el 80 % de los pozos tienen índice de productividad menores a 0,5. Consecuencia de los altos diferenciales de presión que se dan en el campo, tanto es así que 47 % de los pozos superaban el diferencial de presión crítico de arenamiento.

- El sector del sistema de producción donde se da la mayor caída de presión es en la tubería dentro del pozo.
- Los pozos productores de gas condensado y de crudo volátil son los que tienen las mayores pérdidas de presión por fricción, mientras que los pozos productores de crudo negro (a excepción del BOQ-18) son los que presentaron mayores pérdidas por elevación.
- A los pozos BOQ-27, BOQ-26, BOQ-25, BOQ-18, BOQ-16, BOQ-13, BOQ-12ST y BOQ-5 se les debe reducir el diámetro de reductor, a fin de minimizar los problemas operacionales por floculación de asfaltenos y producción de arena.
- Con los diámetros de reductores óptimos aplicados, se tienen presiones de fondo y de cabezal más altas y todos los pozos presentan diferenciales de presión por debajo del diferencial de presión crítico de arenamiento (2000 LPC).

#### **5.2 RECOMENDACIONES**

- Se debe promover la captura de información confiable para los pozos a fin de seguir mejorando la caracterización del campo en el modelo de simulación.
- Métodos de levantamiento artificial como levantamiento artificial por gas y bombeo electrosumergible ya que pueden ser evaluados en el programa PIPESIM usando este mismo modelo ya ajustado.

### **REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS**

- ARIAS, F. (2006). "El proyecto de Investigación" (5ta Edición). Caracas: Editorial Episteme. Venezuela.
- BEGGS, D. (2003) "Production optimization using nodal analysis" Oklahoma: OGCL and Petroskills Publications. USA.
- CARVAJAL, H. (2012). "Optimización de la Producción Utilizando Análisis Nodal en el Campo Fanny 18B Operado por Andes Petroleum Ecuador Ltd." Trabajo de grado. Escuela Superior Politécnica del Litoral. Guayaquil, Ecuador.
- CIED (1997). "Daños a la formación" Centro Internacional de Educación y Desarrollo. Filial de Petróleos De Venezuela. INTEVEP.
- CIED (1997). "Optimización del Sistema de Producción (Análisis Nodal)" Centro Internacional de Educación y Desarrollo. Filial de Petróleos De Venezuela.
- GONZÁLEZ, J. (1993). "Flujo multifásico en tuberías" Caracas: Editorial CEPET. Venezuela.
- MAGGIOLO R. (2008). "Optimización de la Producción Mediante Análisis Nodal". Lima: ESP OIL Engineering Consultants. Perú.
- PARIS, M. (2009) "Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos" (2da Edición). Maracaibo: Ediciones Astro Data S.A. Venezuela.
- PDVSA Boquerón. Base datos/Gerencia Técnica.
- PIPESIM. (2009) "User's Guide" Schlumberger.
- RAO, B. (1998). "Multiphase flow models range of applicability" CTES
- RODRIGUEZ, J. (2007). "Ingeniría básica de Yacimientos" Universidad De Oriente, Núcle Anzoátegui. Libro en linea disponible en http://blog.espol.edu.ec/alberto/files/2012/01/Rodr%C3%ADguez-J.-R.-Ingenier%C3%ADa-B%C3%A1sica-de-Yacimientos.pdf.

APÉNDICES

# **APÉNDICE** A

BOQ-27									
Intervalo	Arena	Estado	Espesor (pies)	Permeabilidad (md)					
16896-16959	В	Cerrado	63	10.76					
16970-16980	В	Cerrado	10	18.8					
17045-17050	В	Cerrado	5	25.42					
17065-17136	M2	Abierto	43	30.97					
17148-17162	M2	Abierto	14	7.95					
17176-17187	M2	Abierto	11	9.14					
17193-17204	M2	Abierto	11	14.43					
17219-1723	M1	Abierto	11	20.01					
17237-17250	M1	Abierto	13	18.62					
17256-17285	M1	Abierto	20	32.08					

Tabla A.1 Condiciones de cada intervalo para el pozo BOQ-27

Tabla A.2 Condiciones de cada intervalo para el pozo BOQ-26

BOQ-26									
Intervalo	Arena	Estado	Espesor (pies)	Permeabilidad (md)					
17164-17196	M2	Cerrado	32	10.07					
17200-17208	M2	Cerrado	8	9.28					
17236-17260	M2	Cerrado	24	4.85					
17274-17283	M2	Abierto	5	23.02					
17290-17312	M2	Abierto	6	24.59					
17352-17368	M1	Abierto	16	4.94					
17374-17404	M1	Abierto	21	28.97					

Tabla A.3 Condiciones de cada intervalo para el pozo BOQ-25

BOQ-25									
Intervalo	Arena	Estado	Espesor (pies)	Permeabilidad (md)					
17040-17064	В	Abierto	24	4.66					
17152-17160	M2	Abierto	8	10.65					
17174-17184	M2	Abierto	10	2.8					
17186-17196	M2	Abierto	10	5.27					
17214-17222	M2	Abierto	8	2.59					

BOQ-21									
Intervalo	Arena	Estado	Espesor (pies)	Permeabilidad (md)					
17500-17530	В	Abierto	30	1					
17605-17620	M2	Abierto	15	119.5					
17694-17700	M2	Abierto	6	2.31					
17815-17848	M1	Abierto	43	14.22					

Tabla A.4 Condiciones de cada intervalo para el pozo BOQ-21

Tabla A.5 Condiciones de cada intervalo para el pozo BOQ-20ST

BOQ-2ST									
Intervalo	Arena	Estado	Espesor (pies)	Permeabilidad (md)					
17515-17546	NAR	Abierto	31	1					
17576-17617	NAR	Abierto	41	8.89					
17628-17656	В	Abierto	28	104.58					
17774-17784	В	Abierto	10	94.28					
17842-17856	В	Abierto	14	1					
17905-18010	M2	Abierto	115	97.06					
18020-18040	M2	Abierto	20	79.89					
18046-18060	M2	Abierto	14	40.03					
18070-18124	M2	Abierto	54	258.25					
18133-18190	M1	Abierto	57	87.37					

Tabla A.6 Condiciones de cada intervalo para el pozo BOQ-19

BOQ-19					
Intervalo	Arena	Estado	Espesor (pies)	Permeabilidad (md)	
17405-17430	В	Abierto	25	63.2	
17450-17465	В	Abierto	15	1	
17490-17510	В	Abierto	20	2.31	
17630-17690	M2	Abierto	60	7.95	
17700-17730	M2	Abierto	30	15.53	

BOQ-18					
Intervalo	Arena	Estado	Espesor (pies)	Permeabilidad (md)	
17350-17383	Caliza	Abierto	33	9.18	
17390-17439	В	Abierto	39	14.7	
17464-17479	В	Abierto	15	4.13	
17488-17510	В	Abierto	22	1.35	
17570-17598	M2	Abierto	28	8.85	
17602-17666	M2	Abierto	64	43.66	
17670-17690	M2	Abierto	20	61.71	
17704-17718	M2	Abierto	14	13.35	
17732-17752	M2	Abierto	20	4.88	

Tabla A.7 Condiciones de cada intervalo para el pozo BOQ-18

Tabla A.8 Condiciones de cada intervalo para el pozo BOQ-16

BOQ-16					
Intervalo	Arena	Estado	Espesor (pies)	Permeabilidad (md)	
17272-17295	В	Abierto	23	17.16	
17327-17335	В	Abierto	8	1	
17352-17372	В	Abierto	20	2.72	
17400-17415	В	Abierto	15	1	
17466-17530	M2	Abierto	64	6.7	
17536-17630	M2	Abierto	94	10.91	
17658-17760	M1	Cerrado	102	14.17	
17778-17798	А	Cerrado	20	1.87	

Tabla A.9 Condiciones de cada intervalo para el pozo BOQ-15

BOQ-15					
Intervalo	Arena	Estado	Espesor (pies)	Permeabilidad (md)	
17210-17300	M2	Abierto	90	7.97	
17310-17379	M1	Abierto	69	16.16	
17432-17441	M1	Abierto	9	6.7	
17468-17500	А	Abierto	32	1.61	

BOQ-13					
Intervalo	Arena	Estado	Espesor (pies)	Permeabilidad (md)	
16680-16710	В	Abierto	30	34.3	
16732-16740	В	Abierto	8	31.6	
16760-16780	В	Abierto	20	34.3	
16896-16916	M2	Abierto	20	3.23	
16922-16962	M2	Abierto	40	12.24	
16974-17010	M2	Abierto	36	38.97	
17026-17065	M2	Abierto	39	48.89	
17080-17102	M1	Abierto	22	37.63	
17106-17136	M1	Abierto	30	67.14	
17139-17208	M1	Cerrado	69	39.67	

Tabla A.10 Condiciones de cada intervalo para el pozo BOQ-13

Tabla A.11 Condiciones de cada intervalo para el pozo BOQ-12ST

BOQ-12ST					
Intervalo	Arena	Estado	Espesor (pies)	Permeabilidad (md)	
17660-17674	В	Abierto	14	5.44	
17692-17750	В	Abierto	58	1	
17800-17920	M2	Abierto	120	3.11	
17940-17995	M2	Abierto	55	6.09	
18020-18130	M2	Abierto	110	3.5	
18150-18177	M1	Abierto	27	1.1	

Tabla A.12 Condiciones de cada intervalo para el pozo BOQ-7

BOQ-7					
Intervalo	Arena	Estado	Espesor (pies)	Permeabilidad (md)	
16872-16890	В	Abierto	18	4.72	
16952-16970	В	Abierto	18	4.41	
17026-17036	В	Abierto	10	3.23	
17064-17134	M2	Abierto	70	9.21	
17153-17158	M2	Abierto	5	4.99	
17164-17174	M2	Abierto	10	7.28	
17176-17204	M2	Abierto	28	68.98	
17209-17218	M2	Abierto	9	44.16	
17272-17322	M1	Abierto	50	23.31	

BOQ-5					
Intervalo	Arena	Estado	Espesor (pies)	Permeabilidad (md)	
16534-16581	В	Abierto	47	12.16	
16646-16708	M2	Abierto	62	27.93	
16713-16720	M2	Abierto	7	24.3	
16781-16908	M2	Abierto	127	40.18	
16911-16950	M1	Abierto	39	33.01	

Tabla A.13 Condiciones de cada intervalo para el pozo BOQ-5

Tabla A.14 Condiciones de cada intervalo para el pozo BOQ-4ST

BOQ-4ST					
Intervalo	Arena	Estado	Espesor (pies)	Permeabilidad (md)	
17150-17165	M2	Abierto	15	13.27	
17210-17250	M2	Abierto	40	35.2	
17268-17288	M2	Abierto	20	26	
17310-17320	M2	Abierto	10	1	
17330-17357	M1	Abierto	27	13.2	
17360-17370	M1	Abierto	10	33.5	

# **APÉNDICE B**

**BOQ-26** 



Gráfico B.1 Comportamiento de producción pozo BOQ-26

El pozo BOQ-26, ubicado en el bloque sur-este, es puesto en producción en enero de 2012, la prueba oficial de completación se realizó en marzo de ese año arrojando los siguientes resultados: Qo=2089 BND, Qg=30,02 MMPCN, presión de cabezal de 3475 lpc, gravedad API 35,33 y RGP=14369 PCN/BN, con reductor de 40/64. Como se observa en la gráfica la producción máxima del pozo se dio de marzo a junio de 2012 alcanzando aproximadamente unos 1800 BND promedios por mes. Posteriormente se evidencia un periodo con una tasa promedio por mes relativamente estable alrededor de 1200 BND, este periodo va desde julio de 2012 a febrero de 2013, a partir de esta etapa hay una baja progresiva en la producción del pozo que se corresponde con el periodo donde aumenta la tasa de gas y la RGP. Este comportamiento se hace aún más evidente en la etapa que va de desde febrero a junio del 2013 cuando las tasas de gas y la relación gas petróleo tienen un incremento considerable. Cabe

destacar que el 01 de abril de 2013 se empezaron a realizar trabajos de cañoneo para abrir a producción intervalos que se encontraban por encima de los que ya estaban produciendo, la apertura de estos intervalos superiores contribuyo al aumento de las tasas de gas producido. Para junio de 2013 el pozo tenía un petróleo acumulado producido de 0,6 MMBN y un gas acumulado producido de 18 MMMPCN. Revisando el historial del pozo se concluye que este no ha presentado problemas por floculación de asfaltenos ni por arenamiento, por lo que no se ha requerido trabajos de limpieza en este.



#### **BOQ-25**

Gráfico B.2 Comportamiento de producción pozo BOQ-25

A comienzos de su puesta en producción el pozo presentó varios problemas, las primeras etapas del cañoneo original se empezaron a realizar a finales del mes de enero de 2011, sin haber terminado los trabajos del cañoneo original el pozo presentó floculación de asfaltenos, lo que dificultó la apertura de todos los intervalos productores, se tuvo que realizar varios trabajos de limpieza durante varios días para poder completar el cañoneo. La prueba de completación oficial se realizó en abril de 2011 y arrojó los siguientes resultados: Qo=857 BND, Qg=3,78 MMPCND, presión de cabezal 1350 lpc, gravedad API 32.37 y RGP=4412 PCN/BN, con reductor de 30/64. Las características del fluido indicaban que se estaba produciendo un crudo volátil. Como muestran las gráficas el pozo mantuvo una tasa bastante constante alrededor de los 800 BND desde abril de 2011 hasta enero de 2012 (ver gráfico 4.2), durante esta etapa el pozo no presentó problemas por floculación de asfaltenos. A partir de enero de 2012 se observa un leve incremento en los valores de Qo y Qg; este incremento fue producto de la apertura de nuevos intervalos productores y al recañoneo de algunas de las zonas que ya estaban abiertas, sim embargo, el pozo no mantuvo estas tasas por largo tiempo y rápidamente empezó a declinar la producción, durante varios meses la tasa de petróleo continuó bajando progresivamente hasta que en agosto de 2012 el pozo presentó evidencia de arena fina o lodo compactado por lo que se necesitaron trabajos de limpieza con unidad de tubería continua o coiled tubing. En noviembre de 2012 se decide realizar un recañoneo de algunas zonas productores pero estos trabajos no tuvieron grandes repercusiones sobre la producción del pozo. En abril de 2013 se decide realizar nuevos trabajos de recañoneo y abrir nuevas zonas a producción, como muestran las gráficas estas operaciones sí fueron efectivas y el pozo incrementó su producción hasta llegar a los 1100 BND, las tasas de gas llegaron a los 7,80 MMPCND. Al final de las gráficas es evidente que la tasa de petróleo tiene una tendencia a bajar lo que sugiere que el pozo sigue presentando problemas de arenamiento o de floculación de asfaltenos. Para junio de 2013 el pozo posee un petróleo acumulado de 0,6 MMBN y un gas producido acumulado de 4,1 MMMPCN. En cuanto a la presión de yacimiento, se observa en el gráfico que en el pozo se ha venido presentando una alta declinación de presión, las primeras presiones de yacimiento registradas en el pozo superaban los 8000 lpc, mientras que la última presión tomada en mayo de 2013 fue de 5147 lpc



#### **BOQ-21**

Gráfico B.3 Comportamiento de producción pozo BOQ-21

Los trabajos de perforación del pozo BOQ-21 fueron terminados en julio del 2001, para esta fecha el pozo presentaba alta productividad, las tasas de petróleo en algún punto llegaban a superar los 2000 BND, sin embargo el pozo tenía uno de los porcentajes de agua y sedimentos más altos del campo 41 %. Rápidamente el caudal de petróleo empezó a declinar, y a los problemas de alta producción de agua se sumaron problemas de arenamiento con lo que pozo se vio cerrado en varias ocasiones tal como muestran el gráfico B.3. En diciembre de 2005 se decide cementar algunos de los intervalos productores inferiores a fin de controlar la alta producción

de agua, se puede afirmar que los trabajos fueron efectivos ya que el porcentaje de agua y sedimentos no volvió a ser tan elevado pero los taponamientos por arena siguieron presentándose y el pozo mantuvo una muy baja productividad y en muchas ocasiones se llegaron a presentar relaciones gas petróleo muy altas.



#### **BOQ-20ST**

Gráfico B.4 Comportamiento de producción pozo BOQ-2OST

El pozo BOQ-20 tiene muchas similitudes con el BOQ-24, desde su completación en noviembre de 2001 en el pozo frecuentemente se encontraba presencia de asfaltenos y presentó varias obstrucciones por este problema, característica común en las zonas del campo donde se produce crudo negro. Durante los primeros meses de su vida productiva se requirió realizar muchas limpiezas, los taponamientos se hicieron cada vez más frecuentes y en junio de 2003 se cierra el pozo ya que las obstrucciones causadas por los asfaltenos fueron muy severas. El
pozo se mantuvo inactivo durante un largo tiempo y a comienzos de 2008 se realizaron trabajos para la reentrada. A partir de la reentrada el pozo sigue presentando los mismos problemas de baja productividad y constantes taponamientos por floculación de asfaltenos, como se observa en la imagen (ver gráfico B.4) en varias ocasiones el pozo se encuentra totalmente cerrado. En septiembre de 2011 se decide realizar un fracturamiento hidráulico pero estos trabajos tienen muy poca incidencia sobre la productividad del pozo y los taponamientos por floculación de asfaltenos hasta la actualidad.



#### **BOQ-19**

Gráfico B.5 Comportamiento de producción pozo BOQ-19

Durante la perforación de este pozo se presentaron algunos problemas con atascamientos de una de las camisas de revestimiento y tuvo que cambiarse el programa de perforación original, por lo que se perforó la zona productora con un diámetro de pozo menor al planeado. Finalmente el pozo fue completado en enero del 2001, una de las primeras prueba de producción mostraba tasa de petróleo de 1264 BND, relaciones gas petróleo de 2175 PCN/BN y gravedad API de 34; el crudo mostraba características de un gas condensado tal como los otros pozos del bloque sor-oeste (BOQ-13, BOQ-15 y BOQ-21). El pozo no mantuvo esa productividad por mucho tiempo y rápidamente empezó a declinar, como muestra el gráfico B.5 tampoco recuperó las tasa de producción que tuvo durante sus primeros meses activo y permaneció como uno de los pozos con caudales más bajos de todo el campo, nunca superaron los 500 BND de petróleo promedios por mes. Cabe señalar que el pozo presentó problemas de taponamiento mayormente por arena.



**BOQ-18** 

Gráfico B.6 Comportamiento de producción pozo BOQ-18

El pozo BOQ-18 fue completado en febrero del año 2000, durante los primeros días después de entrar en producción el pozo presentaba tasa de petróleo algo bajas, la prueba de completación oficial mostraba un Qo=697 BND, RGP=628 PCN/BN, y gravedad API de 29, con reductor de 24/64. Las características del fluido permitieron identificarlo como un crudo negro. En las imagen se observa un gran incremento en la producción a partir del segundo semestre del año 2000 (ver gráfico B.6), esta aumento se dio gracias a un fracturamiento hidráulico llevado a cabo en agosto de 2000 y a cañoneos realizados en septiembre y octubre de ese mismo año. A pesar de los buenos resultados que estaba mostrando el pozo gracias a los múltiples trabajos realizados en este, se empezaron a presentar taponamientos por floculación de asfaltenos tal como ocurría con los otros pozos donde se producía crudo negro. A finales del año 2002 se empiezan hacer preparativos para convertir el pozo a inyector con el fin de que este soportara los requerimientos de presión del bloque nor-este, la conversión se lleva a cabo en enero del 2003 y el pozo permanece como inyector hasta enero de 2007 cuando se abre nuevamente a producción. Las tasas de petróleo después de la reconversión a productor no superaron los 1000 BND promedios al mes y como se esperaba el pozo comenzó a producir con altas relaciones gas petróleo, consecuencia del gas inyectado durante los años como inyector. El problema de los taponamientos se mantuvo y puede afirmarse que se hizo más acentuado, en ocasiones se tomaban muestras de conglomerados de arena y asfaltenos por lo que las limpiezas se hicieron más frecuentes, de hecho, se hicieron 3 en 2010, 5 en 2011, 4 en 2012 y hasta octubre de 2013 ya se habían realizado 4 en ese año.

### **BOQ-16**

La perforación del pozo BOQ-16 se culminó en noviembre de 1999, la prueba de completación oficial arrojó los siguientes resultados: Qo=1922 BND, Qg=1,47 MMPCND, RGP=738 PCN/BN, y gravedad API de 35, con reductor de 24/64. El pozo presentaba un fluido con características de crudo volátil. Prácticamente desde la

perforación se tomó la decisión de realizar un fracturamiento hidráulico, estos trabajos se llevaron a cabo en diciembre de 1999 y aunque la tasa de petróleo no aumentó sustancialmente después del fracturamiento el pozo mantuvo una muy buena productividad durante los dos primeros años activo, incluso llegó a superar los 2000 BND en algunos momentos (ver gráfico B.7).



Gráfico B.7 Comportamiento de producción pozo BOQ-16

Cabe destacar que también se realizaron 5 trabajos de reacondicionamiento y recañoneo hasta mediados de 2001. Como la mayoría de los pozos del campo este presentó muchos problemas con taponamientos por asfaltenos y arena. A finales de 2001 se empiezan a detectar problemas mecánicos en el pozo y se descubre que existía comunicación entre la tubería de producción y el anular por lo que se decide cerrar el pozo, así se mantuvo hasta 2007 cuando empezaron los trabajos para solucionar el problema. Después de la reactivación el pozo siguió con un

comportamiento similar al que tenía durante los primeros años de su vida productiva, las tasas de petróleo producido se mantuvieron en un rango aceptable y los problemas operacionales causados por arena y asfaltenos siguieron manifestándose. Se hicieron varios trabajos de recañoneo pero sin grandes beneficios, y los problemas mecánicos en el pozo volvieron a darse, un chequeo mecánico en agosto de 2013 mostraba indicios de colapso en el revestidor de producción.



# **BOQ-15**

Gráfico B.8 Comportamiento de producción pozo BOQ-15

La completación del pozo BOQ-15 se culminó en octubre de 1999, las primeras zonas abiertas a producción pertenecían a la formación Los Jabillos, actualmente forma parte de lo que se conoce como formación San Antonio, sin embargo en noviembre de ese mismo año estas zonas fueron aisladas, ya que no tenían ningún

aporte, con un tapón permanente de cemento y empezó un proceso de apertura de los intervalos superiores. Desde el principio de la vida activa del pozo el fluido producido mostraba altas relaciones gas petróleo y altas gravedades API, lo que indicaba que se estaba produciendo un gas condensado, tal como los otros pozos del bloque sur-oeste; en una prueba de producción de mayo de 2005 se evidenciaba un Qo=192 BND, RGP=8244 PCN/BN y gravedad API de 34. Como muestra la imagen (ver gráfico B.8) el pozo siempre ha mantenido un bajo aporte de crudo, el problema que más se ha presentado en el pozo ha sido la producción de arena, pero este no ha sido tan constante como para justificar la baja productividad. En febrero de 2005 se probó un sistema de levantamiento artificial novedoso conocido como Coiled Lift, pero este no tuvo grandes efectos sobre la productividad del pozo por lo que rápidamente desinstaló. Los datos indican que la zona del yacimiento tiene muy poca energía y desde hace varios años se empezaba a evidenciar la declinación de presión rápida en esta zona, en abril de 2007 la presión de yacimiento tenía un valor de 6131 lpc y en una prueba de BHP-BHT realizada en abril de 2013 el valor fue de 4098.

#### **BOQ-13**

El pozo fue puesto en producción en abril de1999 mostrando inmediatamente tasas de producción bastante buenas, en la prueba de completación oficial el caudal de petróleo llegaba hasta los 3274 BND, con una relación gas petróleo de 2004 PCN/BN y gravedad API de 35; el fluido producido mostraba características de un crudo volátil aunque con el paso del tiempo daba indicios de ser un gas condensado. Los volúmenes de gas producido igualmente eran bastante altos, característica común de los pozos del bloque sur-oeste. A comienzos de la gráfica (ver gráfico B.9) se observan dos momentos en los que la producción baja bruscamente, en enero del 2000 y enero del 2001, estas interrupciones en la producción fueron productos de taponamientos por carbonato de calcio y por floculación de asfaltenos respectivamente.



Gráfico B.9 Comportamiento de producción pozo BOQ-13

En el mes de octubre de 2001 se decide añadir nuevas zonas a producción y se realizan los trabajos de cañoneo pertinentes los cuales mostraron buenos resultados, sin embargo el pozo en enero del 2002 volvió a presentar indicativos de obstrucción mecánica y esta vez la causa fue una goma pastosa compuesta de asfaltenos y de arena. El pozo tuvo un periodo de baja productividad pero a comienzos de 2004 dos trabajos de limpieza y estimulación con una mezcla de varios compuestos químicos causaron un gran incremento en la producción llegándose a percibir tasas de petróleo superiores a los 4000 BND; como pasó anteriormente el pozo siguió presentando taponamientos, las causas más frecuentes eran los carbonatos y la producción de arena y este comportamiento se ha mantenido hasta la actualidad. Cabe señalar que en 2003 se realizaron estudios a fin de determinar la procedencia de los elevados volúmenes de gas que se estaban produciendo, las cromatografías indicaban presencia del trazador químico inyectado en el pozo BOQ-17. El pozo sigue presentando

problemas y se han realizado varios trabajos como limpiezas, estimulaciones y recañoneo pero sin grandes efectos sobre la producción.



#### **BOQ-12ST**

Gráfico B.10 Comportamiento de producción pozo BOQ-12ST

El pozo fue completado en marzo de 1995, casi inmediatamente después de la perforación del pozo se toma la decisión de que este es apto para un fracturamiento hidráulico, el trabajo se llevó a cabo en agosto de 1995, produciendo buenos resultados. En la prueba de completación oficial del pozo el caudal de petróleo alcanzaba los 1090 BND con gravedad API de 28, el fluido tenía un comportamiento predominantemente con características de un crudo negro, después del fracturamiento las tasas de petróleo llegaron a superar los 1800 BND. Las gráficas muestran un periodo de muy buena productividad desde la completación hasta junio de 1998 (ver

gráfico B.10), sin embargo el pozo empezó a presentar problemas de taponamientos por floculación de asfaltenos y producción de arena, similar al BOQ-20ST otro pozo del bloque nor-oeste y perforado en una zona cercana al BOQ-12. Entre los años 1998 y 1999 el pozo tiene muy baja productividad y los taponamientos por asfaltenos son frecuentes; otros estudios indicaban también que la zona se había despresurizado aceleradamente llegando alcanzar los 5070 lpc en yacimiento por lo que se decide cerrar el pozo. En abril de 2000 se lleva a cabo una rentrada en una zona cercana a la del pozo original, a partir de este momento se realizan trabajos de cañoneo y estimulaciones químicas lo que causa que la producción suba y se mantenga durante algún tiempo, sin embargo las taponamientos vuelven aparecer y en marzo de 2003 se da un problema mecánico con grandes pérdidas de presión en el anular por lo que el pozo tiene que ser puesto inactivo, así permaneció hasta 2007 cuando se logra resolver el problema. A partir de este punto la producían se ha mantenido muy baja y los taponamientos por arena y asfaltenos han sido constantes, se realizaron recañoneos, apertura de nuevos intervalos, estimulaciones y otros trabajos pero la producción no subió.

## BOQ-7

La completación del BOQ-7 se culminó en noviembre de 1991, el pozo producía muy buenos caudales de petróleo con relaciones gas petróleo por debajo de los 1000 PCN/BN y gravedad API de 30 lo que indicaba que el fluido extraído se trataba de un crudo negro, sin embargo a lo largo de los años este comportamiento ha ido cambiando mayormente a causa de la apertura de intervalos productores superiores, y se puede afirmar que en la actualidad en el pozo se produce una mezcla entre curdo negro y volátil, con características predominantes de crudo volátil. El pozo ha presentado problemas con producción de arena y floculación de asfaltenos desde temprano en su vida productiva, durante los primeros meses del año 1993 el pozo se ve cerrado por una obstrucción causada por asfaltenos, a mediados de 1995 este problema causa un nuevo cierre del pozo (ver gráfico B.11).



Gráfico B.11 Comportamiento de producción pozo BOQ-7

En los años posteriores se hicieron varios trabajos de reacondicionamiento y rehabilitación dentro de los cuales se puede destacar a un fracturamiento hidráulico realizado en el año 1997; como muestran las gráficas a partir de esta fecha la producción tiene un aumento considerable. El pozo mantiene buena productividad a pesar de los taponamientos pero en el año 2002 los caudales de petróleo producido empezaron a bajar considerablemente, durante este año se decide bajar una rejilla a fin de controlar la producción de arena, sin embargo problemas durante la instalación de la misma causaron que la producción del pozo siguiera bajando hasta que en febrero de 2003 deja de fluir. Se intenta recuperar la rejilla con una unidad de tubería continua sin éxito, dejando incluso el ensamblaje de pesca en el pozo agravando la

obstrucción en marzo de 2006 se solucionan los problemas en el pozo usando una unidad de Snubbing, recuperando la rejilla y cambiando la completación, a partir de este momento la producción de el pozo se estabiliza y los problemas de taponamiento no son comunes, llegando a requerir como máximo una limpieza al año. No se puede decir con certeza la causa del cambio de comportamiento pero a partir de este punto el mayor porcentaje de aporte del yacimiento pertenece a la zona de crudo volátil.



# BOQ-5

Gráfico B.12 Comportamiento de producción pozo BOQ-15

El pozo BOQ-5 fue puesto en producción en septiembre de 1991, considerando la variación composicional con profundidad que presenta el campo, los primeros datos recopilados daban indicios de que se había cañoneado zonas con distintos tipos de fluidos, pero se estaban drenando las zonas de gas condensado y crudo volátil. La prueba de conpletación oficial mostraba los siguientes resultados: Qo=3450 BND, RGP=1669 PCN/BN y gravedad API de 32. Algunos estudios indicaban la presencia de restos de asfaltenos floculados en el fluido producido pero durante los primeros años del pozo no se dieron taponamientos severos (ver gráfico B.12). La interrupción de la producción que se muestra en diciembre de 1996 corresponde al periodo que duró los trabajos de fracturamiento hidráulico realizados en el pozo, estos trabajos se llevaron a cabo para eliminar un posible daño en la formación detectado en estudios previos y con el objetivo de alcanzar algún ganancial mayor en la producción, sin embargo la producción no se vio incrementada. No se cuenta con datos sobre la interrupción de la producción ocurrida en el año 2000. Es importante señalar que las estudios realizados en 2002 indicaban que el pozo estaba recibiendo soportes de inyección del BOQ-10. En comparación con otros pozos del campo en el BOQ-5 no se han dado grandes taponamientos por floculación de asfaltenos o por arena por lo que no se han requerido grandes trabajos de rehabilitación y reacondicionamiento en este; los problemas mecánicos sí han aparecido y en 2012 un chequeo deba señales de un posible colapso en la tubería. La producción se ha mantenido constante, solo con la disminución asociada a la declinación de presión en el vacimiento con la producción a lo largo del tiempo.

# **BOQ-4S**

Los trabajos de completación del BOQ-4 se realizaron durante el mes de marzo de 1991, sin haber culminado el cañoneo de todos los intervalos planificados, el pozo empezó a mostrar alto contenido de asfaltenos. Aun cuando mostró buena productividad durante los primeros meses después de su apertura (ver gráfico B.13), el pozo rápidamente presento varios problemas, a los asfaltenos se le sumó un a alta producción de arena y todo estos contribuyó a generar desgaste en la tubería.



Gráfico B.13 Comportamiento de producción pozo BOQ-4ST

En noviembre de 1991 se detecta que existe comunicación entre el anular y la tubería de producción por lo que se tiene que cerrar el pozo para realizar reparaciones. Después de solventar este problema en diciembre de 1991 se realiza un cañoneo pero casi inmediatamente después el pozo es nuevamente cerrado por taponamiento por arena y erosión en el reductor en marzo de ese año. Estos problemas siguieron haciéndose cada vez más severos y en septiembre de 1995 se decide cerrar el pozo, así permaneció durante casi tres años. A mediados de 1998 se intenta reactivar el pozo con una serie de reacondicionamientos y rehabilitaciones logrando que el pozo produzca con muchas dificultades durante dos años, hasta que en junio del 2000 se decide realizar una reentrada. El desvío se hizo en un punto aproximadamente 400 pies del hoyo original y 100 pies más profundo en él. Después de la reentrada se tuvieron muchos problemas para abrir el pozo a producción, esta

vez por alto corte de agua; las zonas de las que provenía el agua lograron ser aisladas el pozo vuelve a producir, pero los problemas con asfaltenos y arenamiento siguieron apareciendo y los caudales de petroleó recuperado se mantuvieron bastante bajos, incluso hasta la actualidad.

# **APÉNDICE C**



Gráfico C.1 Curvas de presión vs profundidad para diferentes correlaciones de flujo vertical en el pozo BOQ-27

ile Edit Vie	w Window Help				
	비린 지리 씨 위치에 소치하지 않 !!				
******	*****				
Project	: BOQ-27				
lser	: Javier Fuentes				
lata Fil	e : C:\Users\Personal\Desktop\trabajo de grado\H	ioquerón\modelo co	n ajuste en p	cab\media\BOQ	-27.pst
201					
lob	: 'PIPESIM Job'				
		Mean	Comparison (C.C.)	Bean	
11000	ware and the second states and	Arith	metic	Absolu	te
Case	Sensitivity variable(s)	Diffe	rence	Differ	ence
		(PSI)		(PSI)	- 1
					2000
7	TYPE-HBR Flowrate=789.3397 sbb1/day	68.367	1.94	69.002	1.9
7	TYPE-HBR Flowrate=789.3397 sbb1/day TYPE-GRAYM Flowrate=789.3522 sbb1/day	68.367 79.981	1.94	69.002 79.981	1.9
7 6 1	TYPE-HBR Flowrate-789.3397 sbbl/day TYPE-GRAIM Flowrate-789.3522 sbbl/day TYPE-ANSARI Flowrate-789.3737 sbbl/day	68.367 79.981 87.781	1.94 2.27 2.49	69.002 79.981 88.595	1.9 2.2 2.5
7 6 1 5	TYPE-HBR Flowrate-789.3397 sbbl/day TYPE-GRAYM Flowrate-789.3522 sbbl/day TYPE-ANSARI Flowrate-789.3737 sbbl/day TYPE-GA Flowrate-826.7089 sbbl/day	68.367 79.981 87.781 274.83	1.94 2.27 2.49 7.81	69.002 79.981 88.595 274.83	1.9 2.2 2.5 7.8
7 6 1 5 3	TYPE-HBR Flowrate-789.3397 sbbl/day TYPE-GRAYM Flowrate-789.3522 sbbl/day TYPE-ANSARI Flowrate=789.3737 sbbl/day TYPE-GA Flowrate=826.7089 sbbl/day TYPE-BBR Flowrate=687.3162 sbbl/day	68.367 79.981 87.781 274.83 -310.60	1.94 2.27 2.49 7.81 -8.83	69.002 79.981 88.595 274.83 435.14	1.9 2.2 2.5 7.8 12.3
7 6 1 5 3 2	TYPE-HER Flowrate-789.3397 sbbl/day TYPE-GRAYM Flowrate-789.3522 sbbl/day TYPE-ANSARI Flowrate-789.3737 sbbl/day TYPE-GA Flowrate-826.7089 sbbl/day TYPE-BBR Flowrate-687.3162 sbbl/day TYPE-BBD Flowrate-668.6699 sbbl/day	68.367 79.981 87.781 274.83 -310.60 -378.77	1.94 2.27 2.49 7.81 -8.83 -10.76	69.002 79.981 88.595 274.83 435.14 511.16	1.9 2.2 2.5 7.8 12.3 14.5
7 6 1 5 3 2 4	TYPE-HBR Flowrate=789.3397 sbbl/day TYPE-GRAYM Flowrate=789.3522 sbbl/day TYPE-ANSARI Flowrate=789.3737 sbbl/day TYPE-GA Flowrate=626.7089 sbbl/day TYPE-BBR Flowrate=667.3162 sbbl/day TYPE-BBR Flowrate=668.6699 sbbl/day TYPE-DB Flowrate=660.08 sbbl/day	68.367 79.981 87.781 274.83 -310.60 -378.77 -412.68	1,94 2,27 2,49 7,81 -8,83 -10,76 -11,73	69.002 79.981 88.595 274.83 435.14 511.16 545.33	1.9 2.2 2.5 7.8 12.3 14.5 15.5

Figura C.1 Porcentajes de error de cada correlación de flujo multifásico vertical en el pozo BOQ-27



Gráfico C.2 Curvas de presión vs profundidad para diferentes correlaciones de flujo vertical en el pozo BOQ-26

	DO TO HERE ANNA OT					
roject	: B0Q-26					
iser	: Javier Fuentes					
ata Fi	le : C:\Users\Personal\Desktop\trabajo de grado\J	Boquerón\modelo con	a ajuste en p	cab\alta\BOQ-	26.pst	
ob	: 'PIPESIM Job'					
		Mean		Mean		
		Arith	netic	Absolu	te	
Case	Sensitivity Variable(s)	Difference Diffe		Differ	ference	
		(PSI)		(PSI)		
7	TYPE=HBR Flowrate=1152.933 sbb1/day	-44.919	-1.40	44.919	1.40	
8	TYPE=HBRDR Flowrate=1152.933 sbbl/day	-44.919	-1.40	44.919	1.40	
5	TYPE-GA Flowrate=1154.43 sbbl/day	-49.485	-1.55	49.489	1.55	
6	TYPE=GRAYM Flowrate=1163.326 sbbl/day	-8.0555	-0.25	58.025	1.81	
2	TYPE=BBO Flowrate=1111.967 sbbl/day	-214.55	-6.70	214.55	6.70	
9	TYPE-MB Flowrate=1111.558 sbb1/day	-221.47	-6.92	221.47	6.92	
1	TYPE=ANSARI Flowrate=1205.629 sbb1/day	185.72	5,80	229.15	7.16	
4	TYPE=DR Flowrate=1215.997 sbbl/day	245.12	7.65	280.68	8.77	
		260.07	11 50	220 00	11 64	
3	TIPE=BBR Flowrate=10/5.699 sbb1/day	-368.51	-11-20	370.00	44.00	

Figura C.2 Porcentajes de error de cada correlación de flujo multifásico vertical en el pozo BOQ-26



Gráfico C.3 Curvas de presión vs profundidad para diferentes correlaciones de flujo vertical en el pozo BOQ-25

File Edit	View Window Help				
<b>* 8</b> ]					
Project	: BOQ-25				
User	: Javier Fuentes				
Data Pi	le : C:\Users\Personal\Desktop\trabajo de grado\B	oquerón\modelo con	ajuste en p	cab/media/BOQ	-25.pst
	(Teta 1.1.1.1.1.1.1.1.1.1.1.1.1.1.1.1.1.1.1.				
Job	: 'PIPESIM Job'				
		Mean		Mean	
		Arithm	etic	Absolu	te
Case	Sensitivity Variable(s)	Differ	ence	Differ	ence
		(PS1)		(P51)	8
8	TIPE=CRK Flowrate=682.3912 sbbl/day	54.632	2.46	82.905	3.7
	TTPE=BBO Flowrate=693.1216 abbl/day	164.87	7.42	164.87	7.4
2	TYDENDS Flowrates698 7057 abbl/day	208,65	9.39	208.65	9.3
2	TTER DE LTORERGE OFOLIOUT ROOTINNY	A	9.97	221.70	9.9
2 3 1	TIPE=ANSARI Flowrate=699.2706 sbbl/day	221.70			
2 3 1 6	TIFE-ANSARI Flowrate=699.2706 sbbl/day TIFE-HER Flowrate=722.2358 sbbl/day	431.62	19.42	431,62	19.4
2 3 1 6 7	TTPE-MSARI Flowrate-699.2706 sbbl/day TTPE-MSR Flowrate-722.2358 sbbl/day TTFE-MBRDR Flowrate-722.2358 sbbl/day	221.70 431.62 431.62	19.42 19.42	431.62 431.62	19.4
2 3 6 7 4	TIPE-ANSARI Flowrate=69.2706 sbbl/day TIPE-MRR Flowrate=722.2358 sbbl/day TIPE-MRRCR Flowrate=722.2358 sbbl/day TIPE-GA Flowrate=731.7648 sbbl/day	221,70 431.62 431.62 557.04	19.42 19.42 25.06	431.62 431.62 557.04	19.4 19.4 25.0

Figura C.3 Porcentajes de error de cada correlación de flujo multifásico vertical en el pozo BOQ-25



Gráfico C.4 Curvas de presión vs profundidad para diferentes correlaciones de flujo vertical en el pozo BOQ-21

for Edit W	ew Window Help				_
	<u></u>				
Project	: 800-21				
lser	: Javier Fuentes				
ata Fil	ie : C:\Users\Personal\Desktop\trabajo de grado\8	oquerón\modelo con	ajuste en p	cab\baja\BOQ-	21.pst
ob	: 'PIPESIM Job'				
		Mean		Mean	
		Arithm	etic	Absolu	te
Case	Sensitivity Variable(s)	Differ	ence	Differ	ence
		(PSI)	8	(PSI)	3
8	TYPE=ORK Flowrate=235.657 sbb1/day	952.79	17.09	952.79	17.
1	TYPE-ANSARI Flowrate=297.4165 sbbl/day	1136.2	20.38	1136.2	20.
4	TTPE=DR Flowrate=235.493 sbb1/day	1136.7	20.39	1136.7	20.
	TTPE-BBO Flowrate-235.4045 sbbl/day	1137.1	20.40	1137.1	20.
2		1137 1	20.40	1137.1	20.
2	TTPE-BBR Flowrate=235.3883 sbb1/day				
235	TYPE-BBR Flowrate=235.3883 sbb1/day TYPE=GA Flowrate=235.3061 sbb1/day	1137.2	20.40	1137.2	20.
2 3 5 7	TYPE-BBR Flowrate=235.3883 sbb1/day TYPE=GA Flowrate=235.3061 sbb1/day TYPE=HBR Flowrate=236.5778 sbb1/day	1137.2 1138.7	20.40 20.43	1137.2 1138.7	20.

Figura C.4 Porcentajes de error de cada correlación de flujo multifásico vertical en el pozo BOQ-21



Gráfico C.5 Curvas de presión vs profundidad para diferentes correlaciones de flujo vertical en el pozo BOQ-20ST

le Edit W	ew Window Help	and a second			
	역의 것이 <b>위</b> 회처럼 <b>시</b> 기가의 <b>위</b> 키				
roject	: BOQ-20ST				
lser	: Javier Fuentes				
ata Fil	le : C:\Users\Personal\Desktop\trabajo de grado\E	loquerón\modelo con	ajuste en p	cab\baja\BOQ-	208T.p
lob	: 'PIPESIM Job'				
		1.144			
		Mean	244.2	Mean	1993
P	Personal Martine Martine 1 - 1 - 1 - 1	Arithm	etic	ADSDIU	ite
Case	Sensitivity variable(s)	Differ	ence	Differ	ence
		(PSI)	*	(PSI)	8
8	TYPE=BBO Flowrate=252.0554 sbb1/day	771.10	14.73	771.10	14.
6	TTPE=MB Flowrate=259.7123 sbb1/day	771.15	14.73	771.15	14.
4	TYPE=GRAYO Flowrate=259.3625 sbb1/day	772.29	14.75	772.29	14.
3	TTPE=GA Flowrate=248.4041 sbb1/day	774.00	14.79	774.00	14.
	TTPE=DR Flowrate=246.7997 sbb1/day	774.01	14.79	774.01	14.
2	WYNE-AMPART Plaurate-040 1706 abbl/day	774.07	14.79	774.07	14.
2	TIPE-MASARI PIOWEAGE-240.1790 SUDI/GAY			and a second second	
2 1 7	TYPE-ORK Flowrate=246.1317 sbb1/day	774.58	14.80	774.58	14.

Figura C.5 Porcentajes de error de cada correlación de flujo multifásico vertical en el pozo BOQ-20ST



Gráfico C.6 Curvas de presión vs profundidad para diferentes correlaciones de flujo vertical en el pozo BOQ-19

le Edit V	ew Window Help				
	NE IL MERG ANNA DI				
roject	: BOQ-19				
lser	: Javier Fuentes				
lata Fi	le : C:\Users\Personal\Desktop\trabajo de grado\E	oquerón\modelo con	ajuste en p	cab\baja\B0Q-	19.pst
da	: 'PIPESIM Job'				
		Mean		Mean	
		Arithm	etic	Absolu	te
Case	Sensitivity Variable(s)	Differ	ence	Differ	ence
		(PSI)	8	(PSI)	
4	TYPE-GA Flowrate-84.84132 sbbl/day	2473.6	43.17	2473.6	43.
3	TYPE=DR Flowrate=86.34617 shb1/day	2478.7	43.26	2478.7	43.
	TYPE=BBO Flowrate=86.5188 sbbl/day	2479.4	43.27	2479.4	43.
2	TYPE=MB Flowrate=95.68928 sbbl/day	2513.5	43.87	2513.5	43.
2		2528 3	44.12	2528.3	44.
2 7 8	TYPE=ORK Flowrate=99.74206 sbb1/day	and the second			11.000
2 7 8 5	TYPE=ORK Flowrate=99.74206 sbbl/day TYPE=GRAYM Flowrate=228.5135 sbbl/day	3079.5	53,74	3079.5	53.
2 7 8 5 6	TYPE=ORK Flowrate=99.74206 sbbl/day TYPE=GRAYM Flowrate=228.5135 sbbl/day TYPE=HBR Flowrate=255.9844 sbbl/day	3079.5 3143.5	53.74 54.86	3079.5 3143.5	53. 54.

Figura C.6 Porcentajes de error de cada correlación de flujo multifásico vertical en el pozo BOQ-19



Gráfico C.7 Curvas de presión vs profundidad para diferentes correlaciones de flujo vertical en el pozo BOQ-18

ile Edit V	ew Window Help				
801	NO DO NESS ANDA OL				
roject	: BOQ-18				
Iser	: Javier Fuentes				
lata Fi	le : C:\Users\Personal\Desktop\trabajo de grado\	Boquerón\modelo co	n ajuste en p	cab\media\BOQ	-18.ps
do:	PIPESIN 200				
		Mean		Mean	
		Arith	setic	Absolu	te
Case	Sensitivity Variable(s)	Diffe	cence	Differ	ence
		(PSI)	4	(PSI)	1
2	TYPE=GA Flowrate=689.5464 sbbl/day	-97.410	-2.41	97.410	2
	TYPE=ANSARI Flowrate=651.3334 sbbl/day	-160.09	-3.95	172.95	.4
3	myon mayo planaka 633 0470 abbl/day	-179.17	-4.42	212.08	5
3	TIPE-GRAID FlowFace=533.9479 SDD1/day			A.A.A. A.A.	- E
356	TTPE-GRAID Flowrate=633.3479 sbb1/day TTPE-HBR Flowrate=629.3191 sbb1/day	-197.60	-4.88	226.23	
3 5 6 8	TYPE-GRAIO Flowrate=633.5479 sob1/day TYPE-HER Flowrate=629.3191 sbb1/day TYPE-ORK Flowrate=547.4042 sbb1/day	-197.60 -327.67	-4.88	433.85	10
3 5 6 8 1	TYPE-GRAIO Flowrate-633.5479 Sbb1/day TYPE-HER Flowrate-629.3191 sbb1/day TYPE-ORK Flowrate-547.4042 sbb1/day TYPE-DR Flowrate-517.7356 sbb1/day	-197.60 -327.67 -372.07	-4.88 -8.09 -9.19	226.23 433.85 505.27	10 12
3 5 6 8 1 4	TYPE-GRAIO Flowrate-653.5479 Sobl/day TYPE-HER Flowrate-69.3191 sbbl/day TYPE-ORK Flowrate-547.4042 sbbl/day TYPE-DR Flowrate-517.7356 sbbl/day TYPE-BBO Flowrate-516.6824 sbbl/day	-197.60 -327.67 -372.07 -365.83	-4.88 -8.09 -9.19 -9.03	226.23 433.85 505.27 509.11	10 12 12

Figura C.7 Porcentajes de error de cada correlación de flujo multifásico vertical en el pozo BOQ-18



Gráfico C.8 Curvas de presión vs profundidad para diferentes correlaciones de flujo vertical en el pozo BOQ-16

	iew Window Help				
	NO IL ARRONAND BY				
Project	: BOQ-16				
lser	: Javier Fuentes				
lata Fil	le : C:\Users\Personal\Desktop\trabajo de grado\i	ioquerón\modelo co	n ajuste en p	cab\media\BOQ	-16.pst
ob	; 'PIPESIM Job'				
		Mean		Mean	
		Arith	netic	Absolu	te
Case	Sensitivity Variable(s)	Diffe	rence	Differ	ence
Gase					
Gase		(PSI)	8	(PSI)	8
2	TYPE-GA Flowrate-1204.148 sbbl/day	(PSI) -335.71	¥ -14.53	(PSI) 335.71	¥ 14.5
2 3	TYPE=GA Flowrate=1204.148 sbbl/day TYPE=GRAYO Flowrate=1181.705 sbbl/day	(PSI) -335.71 -393.80	* -14.53 -17.05	(PSI) 335.71 393.80	¥ 14.5 17.0
2 3 1	TYPE-GA Flowrate-1204.148 sbbl/day TYPE-GRATO Flowrate-1181.705 sbbl/day TYPE-ANSARI Flowrate-1170.439 sbbl/day	(PSI) -335.71 -393.80 -423.14	* -14.53 -17.05 -18.32	(PSI) 335.71 393.80 423.14	¥ 14.5 17.0 18.3
2 3 1 5	TYPE-GA Flowrate-1204.148 sbbl/day TYPE-GRATO Flowrate-1181.705 sbbl/day TYPE-ANSARI Flowrate-1170.439 sbbl/day TYPE-HBR Flowrate-1134.653 sbbl/day	(PSI) -335.71 -393.80 -423.14 -524.36	* -14.53 -17.05 -18.32 -22.70	(PSI) 335.71 393.80 423.14 524.36	¥ 14.5 17.0 18.3 22.7
2 3 1 5 7	TYPE-GA Plowrate-1204.148 sbbl/day TYPE-GRATO Flowrate-1181.705 sbbl/day TYPE-ANSARI Flowrate-1170.439 sbbl/day TYPE-BERR Flowrate-1134.653 sbbl/day TYPE-ORK Flowrate-1059.96 sbbl/day	(PSI) -335.71 -393.80 -423.14 -524.36 -671.32	* -14.53 -17.05 -18.32 -22.70 -29.06	(PSI) 335.71 393.80 423.14 524.36 671.32	¥ 14.5 17.0 18.3 22.7 29.0
2 3 1 5 7 4	TYPE-GA Flowrate-1204.148 sbbl/day TYPE-GRAYO Flowrate-1181.705 sbbl/day TYPE-ANSARI Flowrate-1170.439 sbbl/day TYPE-BBR Flowrate-1134.653 sbbl/day TYPE-GRK Flowrate-1059.96 sbbl/day TYPE-BBO Flowrate-1066.758 sbbl/day	(PSI) -335.71 -393.80 -423.14 -524.36 -671.32 -671.70	* -14.53 -17.05 -18.32 -22.70 -29.06 -29.08	(PSI) 335.71 393.80 423.14 524.36 671.32 671.70	¥ 14.5 17.0 18.3 22.7 29.0 29.0

Figura C.8 Porcentajes de error de cada correlación de flujo multifásico vertical en el pozo BOQ-16



Gráfico C.9 Curvas de presión vs profundidad para diferentes correlaciones de flujo vertical en el pozo BOQ-15

ile Edit Vi	ev Window Help				
<b>2</b>					
roject	: BOQ-15				
lser	; Javier Fuentes				
ata Fil	le : C:\Users\Personal\Desktop\trabajo de grado\Boqu	erón\modelo co	n ajuste en p	cab\baja\BOQ-	15.pst
	INTERNET TAL				
lop	: 'PIPESIR JOD'				
		Mean		Mean	
		Arith	metic	Absolu	ite
Case	Sensitivity Variable(s)	Diffe	rence	Differ	cence
		10.001		(PSI)	- 31
		(PS1)			
5	TYPE=GRAYO Flowrate=126.1957 sbb1/day	(PS1)	14.46	179.19	14.4
5	TYPE=GRAYO Flowrate=126.1957 sbbl/day TYPE=HBR Flowrate=131.2636 sbbl/day	(PS1) 179.19 241.06	14.46 19.45	179.19 241.06	14.4 19.4
5 4 1	TYPE=GRAYO Flowrate=126.1957 sbbl/day TYPE=HBR Flowrate=131.2636 sbbl/day UNCONVERGED TYPE=MB Flowrate=24.04822 sbbl/day	(PS1) 179.19 241.06 -554.59	14.46 19.45 -44.74	179.19 241.06 796.52	14.4 19.4 64.2
5 4 1 3	TIPE=GRAYO Flowrate=126.1957 sbbl/day TIPE=HBR Flowrate=131.2636 sbbl/day UNCONVERCED TIPE=MB Flowrate=24.04822 sbbl/day UNCONVERCED TIPE=GA Flowrate=1-6 sbbl/day	(PS1) 179.19 241.06 -554.59 -1246.9	14.46 19.45 -44.74 -100.59	179.19 241.06 796.52 1302.8	14.4 19.4 64.2 105.1
5 4 1 3 2	TTPE-GRAYO Flowrate=126.1957 sbbl/day TTPE=HBR Flowrate=131.2636 sbbl/day UNCONVERGED TTPE=MB Flowrate=24.04822 sbbl/day UNCONVERGED TTPE=GA Flowrate=1-6 sbbl/day UNCONVERGED TTPE=BB0 Flowrate=1-6 sbbl/day	(PS1) 179.19 241.06 -554.59 -1246.9 -1246.9	14.46 19.45 -44.74 -100.59 -100.59	179.19 241.06 796.52 1302.8 1302.8	14.4 19.4 64.2 105.1 105.1

Figura C.9 Porcentajes de error de cada correlación de flujo multifásico vertical en el pozo BOQ-15



Gráfico C.10 Curvas de presión vs profundidad para diferentes correlaciones de flujo vertical en el pozo BOQ-13

the same of	iew Window Help				
<b>* 2</b>	196 20 Arris Arris 6?				
Project	: BOQ-13				
User	: Javier Fuentes				
Data Fi	le : C:\Users\Personal\Desktop\trabajo de grado\J	Boquerón\modelo con	n ajuste en p	cab\baja\BOQ-	13.pst
Job	: 'PIPESIM Job'				
		Mean		Mean	
		Arith	netic	Absolu	te
Case		27.217			1.1. Lan
Case	Sensitivity Variable(s)	Diffe	rence	Differ	ence
Case	Sensitivity Variable(s)	Diffe (PSI)	tence t	(PSI)	ence ≹
Case 3	Sensitivity Variable(s) TIPE-GRAYO Flowrate=794.9283 sbbl/day	Diffe (PSI) 141.24	1 tence 1 19	(PSI) 353.28	ence 12.9
Case 3 6	Sensitivity Variable(s) TIPE-GRAYO Flowrate=794.9283 sbbl/day TIPE=HBR Flowrate=892.337 sbbl/day	Diffe (PSI) 141.24 361.15	\$ 5.19 13.26	(PSI) 353.28 361.15	12.9 13.2
Case 3 6 1	Sensitivity Variable(s) TIPE=GRAYO Flowrate=794.9283 sbbl/day TIPE=HBR Flowrate=892.337 sbbl/day TIPE=ANSARI Flowrate=903.8449 sbbl/day	Diffe (PSI) 141.24 361.15 426.39	\$ 5.19 13.26 15.65	(PSI) 353.28 361.15 426.39	12.9 13.2 15.6
Case 3 6 1 5	Sensitivity Variable(s) TYPE=GRAYO Flowrate=794.9283 sbbl/day TYPE=HBR Flowrate=892.337 sbbl/day TYPE=ANSANI Flowrate=913.3847 sbbl/day TYPE=DR Flowrate=919.3387 sbbl/day	Diffe (PSI) 141.24 361.15 426.39 469.95	\$ 5.19 13.26 15.65 17.25	(PSI) 353.28 361.15 426.39 469.95	12.9 13.2 15.6 17.2
Case 3 6 1 5 7	Sensitivity Variable(s) TYPE-GRAYO Flowrate=794.9283 sbbl/day TYPE=HBR Flowrate=892.337 sbbl/day TYPE=ANSARI Flowrate=903.8449 sbbl/day TYPE=DR Flowrate=919.3387 sbbl/day TYPE=ORK Flowrate=720.4872 sbbl/day	Diffe (PSI) 141.24 361.15 426.39 469.95 -63.774	\$ 5.19 13.26 15.65 17.25 -2.34	(PSI) 353.28 361.15 426.39 469.95 491.73	12.9 13.2 15.6 17.2 18.0
Case 3 6 1 5 7 4	Sensitivity Variable(s) TYPE-GRAYO Flowrate=794.9283 sbbl/day TYPE=HBR Flowrate=892.337 sbbl/day TYPE=ANSABL Flowrate=903.8449 sbbl/day TYPE=CR Flowrate=919.3387 sbbl/day TYPE=CR Flowrate=720.4872 sbbl/day TYPE=CR Flowrate=945.0611 sbbl/day	Diffe (PSI) 141.24 361.15 426.39 469.95 -63.774 563.07	\$ 5.19 13.26 15.65 17.25 -2.34 20.67	(PSI) 353.28 361.15 426.39 469.95 491.73 563.07	12.9 13.2 15.6 17.2 18.0 20.6

Figura C.10 Porcentajes de error de cada correlación de flujo multifásico vertical en el pozo BOQ-13



Gráfico C.11 Curvas de presión vs profundidad para diferentes correlaciones de flujo vertical en el pozo BOQ-12ST

AVERT-JCNUM	ni Personal Depitoplitatiogo de gradal Boqueron modelo con quate en podridese BOQ-12	hot			
File Edit Vi	ew Window Help				
	<u> 비리 비리카에 소리가서 위험</u>				
Project	: BOO-1257				
User	: Javier Puentes				
Data Fil	le : C:\Users\Personal\Desktop\trabajo de grado\B	oquerón\modelo con	ajuste en p	cab\baja\BOQ-	1287.pst
Jab	: 'PIPESIM Job'				
		· · · · ·			
		Mean	2010	Mean	1.2
(To 80)	Constitution Mariable (a)	Arithm	etic	ADSOLU	te
Case	Sensitivity variable(s)	DIILER	ence	DITIGI	ence
		(PSI)	4	(PSI)	8
2	TTPE-BBO Flowrate=282.6375 sbb1/day	406.40	11.04	406.40	11.04
4	TIPE-GA Flowrate-439.2625 sbb1/day	532.97	14.47	532.97	14.47
1	TYPE-ANSARI Flowrate-362.5633 sbb1/day	534.30	14.51	534.30	14.51
3	TYPE=DR Flowrate=488.7032 sbb1/day	562.31	15.27	562.31	15.27
8	TYPE-MB Flowrate=548.5362 sbb1/day	589.21	16.00	589.21	16.00
9	TYPE=ORK Flowrate=516.5174 sbbl/day	598.52	16.25	598.52	16.25
5	TYPE-GRAYM Flowrate=640.3342 sbbl/day	684.01	18.57	684.01	18.57
6	TYPE-GRAYO Flowrate=640.5618 sbb1/day	684.14	18.58	684.14	18.58
7	TYPE-HBR Flowrate=662.8012 sbb1/day	702.65	19.08	702.65	19.08

Figura C.11 Porcentajes de error de cada correlación de flujo multifásico vertical en el pozo BOQ-12ST



Gráfico C.12 Curvas de presión vs profundidad para diferentes correlaciones de flujo vertical en el pozo BOQ-7

le Edit V	en Window Help				
¥9 _					
Project	: BOQ-7				
User	: Javier Puentes				
Data Fi	le : C:\Users\Personal\Desktop\trabajo de grado\E	oquerón\modelo con	ajuste en p	cab\media\BOQ	-7.pst
Job	: 'PIPESIM Job'				
		Mean		Mean	
		Arithm	otin	Absolu	te
Case	Sensitivity Variable(s)	Differ	ence	Differ	ence
A. 0.0 P. 1					
		(PSI)	8	(PSI)	8
4	TYPE=GA Flowrate=422.2 sbb1/day	895.09	16.52	895.09	16.5
1	TYPE-ANSARI Flowrate=423.1893 sbbl/day	895.39	16.52	895.39	16.53
5	TYPE=GRAYO Flowrate=418.2561 sbbl/day	897.95	16.57	897.95	16.5
6	TYPE=HBR Flowrata=400.8019 sbbl/day	916.35	16.91	916.35	16.91
7	TYPE=HBRDR Flowrate=400.8019 sbbl/day	916.35	16.91	916.35	16.93
3	TYPE=DR Flowrate=415.127 sbbl/day	916.64	16.92	916.64	16.92
	TYPE-MB Flowrate=380.8641 sbbl/day	965.08	17.81	965.08	17,81
8		0.00 40	12 01	8.07 8.0	12.01
8 2	TYPE=BBO Flowrate=385.8208 sbb1/day	967.49	11.02	907.49	11.0

Figura C.12 Porcentajes de error de cada correlación de flujo multifásico vertical en el pozo BOQ-7



Gráfico C.13 Curvas de presión vs profundidad para diferentes correlaciones de flujo vertical en el pozo BOQ-5

	iew mindow Hep				
	<u> 10</u> 10 10 10 10 10 10 10 10 10 10 10 10 10				
roiect	: 800-5				
ser	: Javier Fuentes				
ata Fi	le : C:\Users\Personal\Desktop\trabajo de grado\	Boquerón\modelo con	ajuste en p	cab\baja\BOQ-	5.pst
ob	; 'PIPESIM Job'				
		Mean Arithmetic		Mean Absolute	
Case Sensitivity Variable(s)		Difference		Difference	
		(PSI)	8	(PSI)	8
6	TYPE-HBR Flowrate=871.8789 sbbl/day	(PSI) 225.16	¥ 11.88	(PSI) 225.16	¥ 11.8
6 1	TYPE-HBR Flowrate=871.8789 sbbl/day TYPE=GRAYO Flowrate=884.4321 sbbl/day	(PSI) 225.16 261.72	¥ 11.88 13.81	(PSI) 225.16 261.72	¥ 11.8 13.8
6 1 7	TYPE-HBR Flowrate=871.8789 sbbl/day TYPE-GRAYO Flowrate=884.4321 sbbl/day TYPE-GA Flowrate=878.1474 sbbl/day	(PSI) 225.16 261.72 271.69	¥ 11.88 13.81 14.33	(PSI) 225.16 261.72 271.69	8 11.8 13.8 14.3
6 1 7 5	TYPE-HBR Flowrate=871.8789 sbbl/day TYPE-GRAYO Flowrate=884.4321 sbbl/day TYPE-GA Flowrate=878.1474 sbbl/day TYPE-MB Flowrate=922.9782 sbbl/day	(PSI) 225.16 261.72 271.69 424.66	<pre>% 11.88 13.81 14.33 22.40</pre>	(PSI) 225.16 261.72 271.69 424.66	8 11.8 13.8 14.3 22.4
6 1 7 5 4	TYPE-HBR Flowrate=871.8789 sbbl/day TYPE-GRAYO Flowrate=884.4321 sbbl/day TYPE-GA Flowrate=878.1474 sbbl/day TYPE-BB Flowrate=922.9782 sbbl/day TYPE=BBO Flowrate=937.4022 sbbl/day	(PSI) 225.16 261.72 271.69 424.66 431.26	<pre></pre>	(PSI) 225.16 261.72 271.69 424.66 431.26	8 11.8 13.8 14.3 22.4 22.7
6 1 7 5 4 3	TYPE-HBR Flowrate-871.8789 sbbl/day TYPE-GRAYO Flowrate-884.4321 sbbl/day TYPE-GA Flowrate-878.1474 sbbl/day TYPE-MB Flowrate-922.9782 sbbl/day TYPE-BBO Flowrate-953.4022 sbbl/day TYPE-OBK Flowrate-955.2232 sbbl/day	(PSI) 225.16 261.72 271.69 424.66 431.26 504.72	<pre>% 11.88 13.81 14.33 22.40 22.75 26.63</pre>	(PSI) 225.16 261.72 271.69 424.66 431.26 504.72	8 11.8 13.8 14.3 22.4 22.7 26.6

Figura C.13 Porcentajes de error de cada correlación de flujo multifásico vertical en el pozo BOQ-5

# **APÉNDICE D**



Gráfico D.1 Gradiente de presión ajustado para el pozo BOQ-27



Gráfico D.2 Gradiente de presión ajustado para el pozo BOQ-25



Gráfico D.3 Gradiente de presión ajustado para el pozo BOQ-26



Gráfico D.4 Gradiente de presión ajustado para el pozo BOQ-21



Gráfico D.5 Gradiente de presión ajustado para el pozo BOQ-20ST



Gráfico D.6 Gradiente de presión ajustado para el pozo BOQ-19



Gráfico D.7 Gradiente de presión ajustado para el pozo BOQ-18



Gráfico D.8 Gradiente de presión ajustado para el pozo BOQ-16



Gráfico D.9 Gradiente de presión ajustado para el pozo BOQ-15



Gráfico D.10 Gradiente de presión ajustado para el pozo BOQ-13



Gráfico D.11 Gradiente de presión ajustado para el pozo BOQ-12ST



Gráfico D.12 Gradiente de presión ajustado para el pozo BOQ-7



Gráfico D.13 Gradiente de presión ajustado para el pozo BOQ-5



Gráfico D.14 Gradiente de presión ajustado para el pozo BOQ-4ST
## **APÉNDICE E**



Gráfico E.1 Porcentaje de aporte real vs simulado para el pozo BOQ-27



Gráfico E.2 Porcentaje de aporte real vs simulado para el pozo BOQ-26



Gráfico E.3 Porcentaje de aporte real vs simulado para el pozo BOQ-25



Gráfico E.4 Porcentaje de aporte real vs simulado para el pozo BOQ-21



Gráfico E.5 Porcentaje de aporte real vs simulado para el pozo BOQ-18



Gráfico E.6 Porcentaje de aporte real vs simulado para el pozo BOQ-16



Gráfico E.7 Porcentaje de aporte real vs simulado para el pozo BOQ-15



Gráfico E.8 Porcentaje de aporte real vs simulado para el pozo BOQ-13



Gráfico E.9 Porcentaje de aporte real vs simulado para el pozo BOQ-5

## **APÉNDICE F**



Grafico F.1 Balance de energía y capacidad de producción para el pozo BOQ-27



Grafico F.2 Balance de energía y capacidad de producción para el pozo BOQ-26



Grafico F.3 Balance de energía y capacidad de producción para el pozo BOQ-25



Grafico F.4 Balance de energía y capacidad de producción para el pozo BOQ-21



Grafico F.5 Balance de energía y capacidad de producción para el pozo BOQ-20ST



Grafico F.6 Balance de energía y capacidad de producción para el pozo BOQ-19



Grafico F.7 Balance de energía y capacidad de producción para el pozo BOQ-18



Grafico F.8 Balance de energía y capacidad de producción para el pozo BOQ-16



Grafico F.9 Balance de energía y capacidad de producción para el pozo BOQ-15



Grafico F.10 Balance de energía y capacidad de producción para el pozo BOQ-



Grafico F.11 Balance de energía y capacidad de producción para el pozo BOQ-

12



Grafico F.12 Balance de energía y capacidad de producción para el pozo BOQ-7



Grafico F.13 Balance de energía y capacidad de producción para el pozo BOQ-5



Grafico F.14 Balance de energía y capacidad de producción para el pozo BOQ-

## **APÉNDICE G**

Pozo	Ру	Pwf	Pcab	Plínea	P múltiple	Psep
BOQ-12ST	5600	5269	670	111	110	50
BOQ-13	7000	4076	656	249	110	50
BOQ-15	4098	2322	511	285	110	50
BOQ-19	5900	5630	196	111	110	50
BOQ-20ST	7400	6702	1069	113	110	50
BOQ-21	7000	5707	536	111	110	50
BOQ-4ST	6635	6082	412	111	110	50
BOQ-5	6000	3458	446	249	110	50

 Tabla G.1. Perfil de presiones de los pozos pertenecientes al sistema de separación de baja presión

 Tabla G.2. Perfil de presiones de los pozos pertenecientes al sistema de separación de media presión

Pozo	Ру	Pwf	Pcab	Plínea	P múltiple	Psep
BOQ-16	6900	3075	1504	442	405	350
BOQ-18	6792	3372	1625	417	405	350
BOQ-24RE	7000	5924	1122	406	405	350
BOQ-25	7071	2630	827	423	405	350
BOQ-27	7423	3946	1102	419	405	350
BOQ-7	7000	5143	2385	425	405	350

Tabla G.3. Perfil de presiones de los pozos pertenecientes al sistema de separación de

alta presión

Pozo	Ру	Pwf	Pcab	Plínea	P múltiple	Psep
BOQ-26	8296	5095	3478	1239	1057	1050

# **APÉNDICE H**



Grafico H.1 Análisis nodal variando diámetro de reductores en el pozo BOQ-27

				BOQ-2	7			
Reductores	Pwf	Pcab	Qt	Qo	Qw	Qg	RGP	ΔΡ
(1/64")	(LPC)	(LPC)	(BND)	(BND)	(BD)	(MMPCND)	(PCN/BN)	(LPC)
22	5419	2307	669	631	38	4.37	6926	1985
26	4998	1939	789	749	40	4.65	6214	2406
30	4556	1592	852	811	41	5.04	6219	2848
34	4215	1317	896	850	46	5.28	6214	3189
38	3946	1102	928	881	47	5.48	6219	3458
42	3730	934	952	903	49	5.62	6226	3674
46	3556	800	971	922	49	5.74	6220	3848
50	3419	695	985	935	50	5.82	6221	3985

Tabla H.1 Variación de reductores en el pozo BOQ-27



Grafico H.2 Análisis nodal variando diámetro de reductores en el pozo BOQ-26

				BOQ-2	6			
Reductores	Pwf	Pcab	Qt	Qo	Qw	Qg	RGP	ΔΡ
(1/64")	(LPC)	(LPC)	(BND)	(BND)	(BD)	(MMPCND)	(PCN/BN)	(LPC)
24	6540	4972	506	467	39	20.59	44090	1741
28	6161	4529	625	568	57	25.00	44018	2120
32	5715	4088	734	667	67	29.35	44001	2566
36	5294	3674	832	758	74	33.14	43715	2987
38	5095	3478	875	796	79	35.02	43995	3186
40	4906	3292	916	834	82	36.65	43939	3375
44	4556	2948	987	899	88	39.54	43983	3725
48	4247	2641	1046	953	93	41.88	43945	4034

Tabla H.2 Variación de reductores en el pozo BOQ-26



Grafico H.3 Análisis nodal variando diámetro de reductores en el pozo BOQ-25

				BOQ-2	5			
Reductores	Pwf	Pcab	Qt	Qo	Qw	Qg	RGP	ΔΡ
(1/64")	(LPC)	(LPC)	(BND)	(BND)	(BD)	(MMPCND)	(PCN/BN)	(LPC)
22	3992	1742	553	475	78	2.919	6145	1155
26	3448	1400	611	525	86	3.23	6152	1699
30	3062	1130	648	556	92	3.42	6156	2085
34	2777	924	672	577	95	3.56	6168	2370
36	2655	842	682	587	95	3.61	6147	2492
40	2433	708	700	599	101	3.67	6125	2714
44	2292	631	710	610	100	3.76	6157	2855

Tabla H.3 Variación de reductores en el pozo BOQ-25



Grafico H.4 Análisis nodal variando diámetro de reductores en el pozo BOQ-21

				BOQ-2	1			
Reductores	Pwf	Pcab	Qt	Qo	Qw	Qg	RGP	ΔΡ
(1/64")	(LPC)	(LPC)	(BND)	(BND)	(BD)	(MMPCND)	(PCN/BN)	(LPC)
12	6077	924	135	122	13	0.37	3025	923
16	5826	629	158	143	15	0.43	3007	1174
18	5707	536	168	152	16	0.46	3020	1293
20	5582	466	179	163	16	0.49	3006	1418
24	5283	372	201	183	18	0.55	3005	1717
28	4971	308	223	203	20	0.61	3010	2029
32	4651	261	243	220	23	0.66	2995	2349
36	4364	223	260	236	24	0.71	3000	2636

Tabla H.4 Variación de reductores en el pozo BOQ-21



Grafico H.5 Análisis nodal variando diámetro de reductores en el pozo BOQ-

20ST

	BOQ-20ST											
Reductores	Pwf	Pcab	Qt	Qo	Qw	Qg	RGP	ΔΡ				
(1/64")	(LPC)	(LPC)	(BND)	(BND)	(BD)	(MMPCND)	(PCN/BN)	(LPC)				
12	6836	1216	394	375	19	0.24	651	564				
14	6702	1069	464	444	20	0.29	653	698				
16	6583	935	522	501	21	0.32	643	817				
20	6391	718	612	581	31	0.38	651	1009				
24	6252	559	672	645	27	0.42	654	1148				
28	6153	443	715	684	31	0.45	651	1247				
32	6081	359	745	720	25	0.46	644	1319				
36	6027	295	767	741	26	0.49	656	1373				

Tabla H.5 Variación de reductores en el pozo BOQ-20ST



Grafico H.6 Análisis nodal variando diámetro de reductores en el pozo BOQ-19

				BOQ-1	9			
Reductores	Pwf	Pcab	Qt	Qo	Qw	Qg	RGP	ΔΡ
(1/64")	(LPC)	(LPC)	(BND)	(BND)	(BD)	(MMPCND)	(PCN/BN)	(LPC)
8	5830	453	32	31	1	0.08	2484	70
12	5747	347	53	52	1	0.13	2538	153
16	5679	259	69	68	1	0.17	2500	221
20	5630	196	79	79	0	0.20	2468	270
24	5590	153	87	86	1	0.21	2488	310
28	5558	122	93	92	1	0.23	2500	342

Tabla H.6 Variación de reductores en el pozo BOQ-19

Condiciones óptimas



Grafico H.7 Análisis nodal variando diámetro de reductores en el pozo BOQ-18

	BOQ-18										
Reductores	Pwf	Pcab	Qt	Qo	Qw	Qg	RGP	ΔΡ			
(1/64")	(LPC)	(LPC)	(BND)	(BND)	(BD)	(MMPCND)	(PCN/BN)	(LPC)			
20	5138	2838	546	524	22	4.85	9256	1654			
24	4695	2526	689	660	29	6.13	9282	2097			
28	4275	2235	818	785	33	7.61	9694	2517			
32	3885	1970	931	891	40	8.26	9270	2907			
36	3533	1733	1024	981	43	9.03	9200	3259			
38	3372	1625	1065	1019	46	9.43	92 <mark>54</mark>	3420			
40	3222	1523	1101	1052	49	9.76	9275	3570			

Tabla H.7 Variación de reductores en el pozo BOQ-18



Grafico H.8 Análisis nodal variando diámetro de reductores en el pozo BOQ-16

				BOQ-1	6			
Reductores	Pwf	Pcab	Qt	Qo	Qw	Qg	RGP	ΔΡ
(1/64")	(LPC)	(LPC)	(BND)	(BND)	(BD)	(MMPCND)	(PCN/BN)	(LPC)
22	5002	2795	736	617	119	5.29	8566	1898
26	4503	2457	890	747	143	6.40	8564	2397
30	4035	2141	1018	854	164	7.32	8566	2865
34	3611	1859	1122	942	180	8.07	8567	3289
38	3240	1613	1204	1010	194	8.65	8562	3660
40	3075	1504	1238	1038	200	8.90	8574	3825
42	2924	1403	1267	1064	203	9.11	8564	3976
46	2662	1224	1315	1103	212	9.45	8566	4238

Tabla H.8 Variación de reductores en el pozo BOQ-16



Grafico H.9 Análisis nodal variando diámetro de reductores en el pozo BOQ-15

	BOQ-15											
Reductores	Pwf	Pcab	Qt	Qo	Qw	Qg	RGP	ΔΡ				
(1/64")	(LPC)	(LPC)	(BND)	(BND)	(BD)	(MMPCND)	(PCN/BN)	(LPC)				
14	2583	580	81	74	7	0.39	5297	1515				
16	2332	511	93	84	9	0.45	5357	1766				
18	2112	450	102	93	9	0.49	5290	1986				
20	1923	396	110	100	10	0.53	5300	2175				
22	1761	349	117	106	11	0.56	5302	2337				
24	1622	310	122	111	11	0.59	5297	2476				

Tabla H.9 Variación de reductores en el pozo BOQ-15



Grafico H.10 Análisis nodal variando diámetro de reductores en el pozo BOQ-13

BOQ-13								
Reductores	Pwf	Pcab	Qt	Qo	Qw	Qg	RGP	ΔΡ
(1/64")	(LPC)	(LPC)	(BND)	(BND)	(BD)	(MMPCND)	(PCN/BN)	(LPC)
40	5001	1271	960	891	69	8.02	9001	1999
44	4836	1109	994	923	71	8.31	8999	2164
48	4585	963	1019	946	73	8.52	9006	2415
52	4380	841	1038	963	75	8.67	9003	2620
56	4212	741	1052	978	74	8.80	8993	2788
60	4076	656	1064	990	74	8.90	8985	2924
64	3963	585	1072	997	75	8.98	9002	3037
68	3871	524	1080	1003	77	9.03	9004	3129

Tabla H.10 Variación de reductores en el pozo BOQ-13



Grafico H.11 Análisis nodal variando diámetro de reductores en el pozo BOQ-

**12ST** 

BOQ-12ST								
Reductores	Pwf	Pcab	Qt	Qo	Qw	Qg	RGP	ΔΡ
(1/64")	(LPC)	(LPC)	(BND)	(BND)	(BD)	(MMPCND)	(PCN/BN)	(LPC)
12	5348	699	187	187	0	0.17	898	252
14	5269	670	240	237	3	0.22	907	331
16	5174	655	302	302	0	0.27	897	426
20	4750	804	564	560	4	0.45	807	850
24	4406	773	766	745	21	0.67	902	1194
28	4165	669	888	877	11	0.79	902	1435
32	3947	578	987	977	10	0.88	901	1653

Tabla H.11 Variación de reductores en el pozo BOQ-12ST



Grafico H.12 Análisis nodal variando diámetro de reductores en el pozo BOQ-7

BOQ-7								
Reductores	Pwf	Pcab	Qt	Qo	Qw	Qg	RGP	ΔΡ
(1/64")	(LPC)	(LPC)	(BND)	(BND)	(BD)	(MMPCND)	(PCN/BN)	(LPC)
18	6155	3489	292	272	20	6.8	25074	845
22	5776	3069	378	351	27	8.8	25108	1224
26	5401	2669	453	421	32	10.6	25071	1599
29	5143	2358	<b>498</b>	463	35	11.6	25097	1857
30	<b>5064</b>	2296	513	477	36	11.9	25004	1936
34	4777	1971	559	520	39	13.0	24981	2223
38	4542	1694	594	552	42	13.8	25000	2458
42	4352	1463	621	577	44	14.4	24939	2648

Tabla H.12 Variación de reductores en el pozo BOQ-7



Grafico H.13 Análisis nodal variando diámetro de reductores en el pozo BOQ-5

				BOQ-5				
Reductores	Pwf	Pcab	Qt	Qo	Qw	Qg	RGP	ΔΡ
(1/64")	(LPC)	(LPC)	(BND)	(BND)	(BD)	(MMPCND)	(PCN/BN)	(LPC)
46	4018	922	863	759	104	7.59	9997	1982
54	3761	705	896	787	109	7.87	10000	2239
60	3622	587	912	802	110	8.02	9996	2378
64	3548	523	921	810	111	8.10	9994	2452
68	3486	470	928	816	112	8.16	10000	2514
70	3458	446	931	821	110	8.21	<u>99</u> 95	2542
74	3411	404	936	824	112	8.24	9995	2589

Tabla H.13 Variación de reductores en el pozo BOQ-5



Grafico H.14 Análisis nodal variando diámetro de reductores en el pozo BOQ-

4ST

				BOQ-4				
Reductores	Pwf	Pcab	Qt	Qo	Qw	Qg	RGP	ΔΡ
(1/64")	(LPC)	(LPC)	(BND)	(BND)	(BD)	(MMPCND)	(PCN/BN)	(LPC)
8	6082	412	71	70	1	0.04	500	553
10	5987	310	82	80	2	0.04	500	648
14	5873	189	94	92	2	0.05	500	762
18	5811	125	100	99	1	0.05	495	824
30	5732	66	109	107	2	0.05	495	903

Tabla H.14 Variación de reductores en el pozo BOQ-4ST

### HOJAS METADATOS

#### Hoja de Metadatos para Tesis y Trabajos de Ascenso - 1/6

Título	Propuesta de mejoras en las condiciones operacionales de los
	pozos productores del campo boquerón

El Título es requerido. El subtítulo o título alternativo es opcional.

#### Autor(es)

Apellidos y Nombres	Código CVLAC / e-mail		
Gil Navarro, Greixis Ramona	CVLAC	<b>C.I:</b> 25.003.334	
	e-mail	greixysgiln@gmail.com	
	CVLAC	C.I:	
	e-mail		

Se requiere por lo menos los apellidos y nombres de un autor. El formato para escribir los apellidos y nombres es: "Apellido1 InicialApellido2., Nombre1 InicialNombre2". Si el autor esta registrado en el sistema CVLAC, se anota el código respectivo (para ciudadanos venezolanos dicho código coincide con el numero de la Cedula de Identidad). El campo email es completamente opcional y depende de la voluntad de los autores.

#### Palabras o frases claves:

análisis nodal
flujo multifasico
capacidad de producción
campo boquerón
trabajo de grado

El representante de la subcomisión de tesis solicitará a los miembros del jurado la lista de las palabras claves. Deben indicarse por lo menos cuatro (4) palabras clave.

#### Hoja de Metadatos para Tesis y Trabajos de Ascenso - 2/6

Área	Sub-área
	Ingeniería de Petróleo
Tecnología y Ciencias Aplicadas	

Líneas y sublíneas de investigación:

Debe indicarse por lo menos una línea o área de investigación y por cada área por lo menos un subárea. El representante de la subcomisión solicitará esta información a los miembros del jurado.

#### **Resumen (Abstract):**

Esta investigación se llevó a cabo con la finalidad de realizar una propuesta de mejoras en las condiciones operacionales de los pozos productores del campo Boquerón, para establecer condiciones óptimas de operación que evitaran los problemas de floculación de asfaltenos y arenamiento, para ello fue necesario la revisión documental, datos de perforación, yacimiento y producción requeridos por el programa PIPESIM para hallar las correlaciones usando pruebas de producción, y una vez obtenida se hicieron las simulaciones para determinar las capacidades de producción en cada uno de los pozos productores que conforman el campo Boquerón. De los resultados que se obtuvieron y de los análisis se concluyó que la floculación prematura de asfaltenos es el principal problema en la mayoría de los pozos, presentando baja producción, se tienen presiones de fondo y de cabezal más alta y todos los pozos presentan diferenciales de presión por debajo del diferencial de presión crítico de arenamiento. Hoja de Metadatos para Tesis y Trabajos de Ascenso - 3/6

#### **Contribuidores:**

Apellidos y Nombres	Código CVLAC / e-mail						
	ROL	CA AS TU JU					
Ing. Carmen Cabello	CVLAC	C.I. 17.708.641					
	e-mail	carmenluisacabello28@gmailcom					
	ROL						
Ing.Martha Espinoza	CVLAC	C.I. 8.396.941					
	e-mail	espinozamrel@hotmail.com					
	ROL						
Ing. Milagros Sucre	CVLAC	C.I 4.183.842					
	e-mail	milagrossucre@gmail.com					

Se requiere por lo menos los apellidos y nombres del tutor y los otros dos (2) jurados. El formato para escribir los apellidos y nombres es: "Apellido1 InicialApellido2., Nombre1 InicialNombre2". Si el autor esta registrado en el sistema CVLAC, se anota el código respectivo (para ciudadanos venezolanos dicho código coincide con el numero de la Cedula de Identidad).. La codificación del Rol es: CA = Coautor, AS = Asesor, TU = Tutor, JU = Jurado.

#### Fecha de discusión y aprobación:

Año	Mes	Día
2019	11	13

Fecha en formato ISO (AAAA-MM-DD). Ej: 2005-03-18. El dato fecha es requerido.

Lenguaje: spa

Requerido. Lenguaje del texto discutido y aprobado, codificado usuando ISO 639-2. El código para español o castellano es spa. El código para ingles en. Si el lenguaje se especifica, se asume que es el inglés (en).

Hoja de Metadatos para Tesis y Trabajos de Ascenso - 4/6

Archivo(s):

Nombre de archivo

NMOTTG\_GNGR2019

Caracteres permitidos en los nombres de los archivos: A B C D E F G H I J K L M N O P Q R S T U V W X Y Z a b c d e f g h i j k l m n o p q r s t u v w x y z 0 1 2 3 4 5 6 7 8 9 \_ - .

#### Alcance:

Espacial: campo boquerón, Maturín estado Monagas, Venezuela Temporal: intemporal

#### Título o Grado asociado con el trabajo:

Ingeniero de Petróleo

Dato requerido. Ejemplo: Licenciado en Matemáticas, Magister Scientiarium en Biología Pesquera, Profesor Asociado, Administrativo III, etc

Nivel Asociado con el trabajo: Ingeniería

Dato requerido. Ejs: Licenciatura, Magister, Doctorado, Post-doctorado, etc.

#### Área de Estudio:

Tecnología y Ciencias Aplicadas

Usualmente es el nombre del programa o departamento.

#### Institución(es) que garantiza(n) el Título o grado:

Universidad de Oriente Núcleo Monagas

Si como producto de convenciones, otras instituciones además de la Universidad de Oriente, avalan el título o grado obtenido, el nombre de estas instituciones debe incluirse aquí.

#### Hoja de metadatos para tesis y trabajos de Ascenso- 5/6



UNIVERSIDAD DE ORIENTE CONSEJO UNIVERSITARIO RECTORADO

CUNº0975

Cumaná, 0 4 AGO 2009

Ciudadano **Prof. JESÚS MARTÍNEZ YÉPEZ** Vicerrector Académico Universidad de Oriente Su Despacho

Estimado Profesor Martínez:

Cumplo en notificarle que el Consejo Universitario, en Reunión Ordinaria celebrada en Centro de Convenciones de Cantaura, los días 28 y 29 de julio de 2009, conoció el punto de agenda "SOLICITUD DE AUTORIZACIÓN PARA PUBLICAR TODA LA PRODUCCIÓN INTELECTUAL DE LA UNIVERSIDAD DE ORIENTE EN EL REPOSITORIO INSTITUCIONAL DE LA UDO, SEGÚN VRAC Nº 696/2009".

Leido el oficio SIBI – 139/2009 de fecha 09-07-2009, suscrita por el Dr. Abul K. Bashinullah, Director de Bibliotecas, este Cuerpo Colegiado decidió, por unanimidad, autorizar la publicación de toda la producción intelectual de la Universidad de Oriente en el Repositorio en cuestión.

UNIVERSIGNAUAE all the hago a usted a los fines consiguientes. Cordialme HCB00 10 RO CU CECHA Secretario RET

C.C. Rectora, Vicerrectora Administrativa, Decanos de los Núcleos, Coordinador General de Administración, Director de Personal, Dirección de Finanzas, Dirección de Presupuesto, Contraloría Interna, Consultoría Jurídica, Director de Bibliotecas, Dirección de Publicaciones, Dirección de Computación, Coordinación de Teleinformática, Coordinación General de Postgrado.

JABC/YOC/maruja
Hoja de metadatos para tesis y trabajos de Ascenso- 6/6

De acuerdo al Articulo 41 del reglamento de Trabajos de Grado:

Los Trabajos de Grado son de la exclusiva propiedad de la Universidad de Oriente, y sólo podrán ser utilizados a otros fines con el consentimiento del Consejo de Núcleo respectivo, quién deberá participarlo previamente al Consejo Universitario, para su autorización.

Greixis Gil

Autora

M\$c. Carmen Cabello

Asesora