

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



**PROYECTO DE TRABAJO DE GRADO**

**DETERMINACIÓN DEL EFECTO DE LA CAÍDA DE PRESIÓN SOBRE LA  
PRODUCTIVIDAD DE LOS POZOS HORIZONTALES COMPLETADOS EN  
EL CAMPO COROCORO, GOLFO DE PARIA**

**REALIZADO POR:**  
**JAIROMAR RAFAEL MEJÍAS BLANCO**

**TRABAJO DE GRADO PRESENTADO ANTE LA UNIVERSIDAD DE  
ORIENTE COMO REQUISITO PARA OPTAR AL TÍTULO DE  
INGENIERO DE PETRÓLEO**

**PUERTO LA CRUZ, OCTUBRE DE 2011**

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



**PROYECTO DE TRABAJO DE GRADO**

**DETERMINACIÓN DEL EFECTO DE LA CAÍDA DE PRESIÓN SOBRE LA  
PRODUCTIVIDAD DE LOS POZOS HORIZONTALES COMPLETADOS EN  
EL CAMPO COROCORO, GOLFO DE PARIA.**

**REALIZADO POR:**

**JAIROMAR RAFAEL MEJÍAS BLANCO**

**REVISADO POR:**

---

**ING. RAYDA PATIÑO**  
**ASESOR ACADÉMICO**

---

**ING. EDGAR PARRA**  
**ASESOR INDUSTRIAL**

**PUERTO LA CRUZ, OCTUBRE DE 2011**

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



**El jurado hace constar que asigna a esta tesis la calificación de:**

---

**ING. RAYDA PATIÑO**  
**ASESOR ACADÉMICO**

---

**ING. JOSÉ RODRÍGUEZ**  
**JURADO PRINCIPAL**

---

**ING. JOSÉ RONDÓN**  
**JURADO PRINCIPAL**

**PUERTO LA CRUZ, OCTUBRE DE 2011**

## RESOLUCIÓN

De acuerdo con el artículo 41 del reglamento de trabajos de grado de la Universidad de Oriente:

**“Los trabajos de grados son de exclusiva propiedad de la universidad y solo podrán ser utilizados para otros fines con el consentimiento del concejo de núcleo respectivo, quien lo participará al consejo universitario”.**

## DEDICATORIA

Este logro es dedicado a mi madre bella Bianca Rosa Blanco, la mujer más importante en mi vida, mi orgullo y el ser al cual admiro, adoro y quiero mucho. Eres una fiel muestra de que con perseverancia, trabajo y esfuerzo podemos lograr todas las cosas que queremos en la vida. TE AMO MADRE.

A mis hermanos Benito R. Mejías Blanco y José Leonardo Mejías Blanco que amo y aprecio mucho, que se han esforzado junto a mí para el logro de esta meta y me han apoyado en todo, los llevo en mi corazón.

A mi tía Nellys Cordero y América Cordero, gracias por siempre por brindarme su mano amiga para lograr mis metas, las quiero. Este trabajo también les pertenece.

A mis sobrinos Aurelio y Verónica, esta es una muestra de constancia y ganas de hacer las cosas, nunca desistan de sus propósitos, tienen toda una vida por delante. Siempre contarán conmigo para lo que necesiten.

A mis cuñadas por brindarme todo el apoyo necesario para seguir adelante, ayudándome a crecer académicamente y como persona.

A toda mi familia, que aportaron un granito de arena y creyeron en mí, gracias por su apoyo.

A mis compañeros de la universidad que de una u otra forma me ayudaron a crecer como profesional.

## AGRADECIMIENTOS

Le agradezco en primer lugar a Dios, que me ha protegido y guiado durante toda mi vida. Gracias a ti mi Dios he cumplido todas las metas que me he trazado y esta la considero como una de las más importantes en mi vida.

A mi madre Bianca Blanco que ha estado siempre a mi lado aconsejándome y apoyándome en las decisiones que he tomado, eres la mejor madre del mundo te amo.

A mis hermanos Benito R. Mejías Blanco y José Leonardo Mejías Blanco por estar siempre a mi lado, convirtiéndose en mí ejemplo a seguir luchando en la vida por mis metas.

A mis cuñadas por convertirse no solo en las esposas de mis hermanos, sino en unas hermanas para mi, los adoro.

A todas mis tías y tíos, pero en especial Nellys Cordero, América Cordero por su apoyo incondicional en todo momento.

A todos mis primos, por estar pendiente de mí, en especial a Manuel Gil. Buqui Pérez, Mónica Pérez, Laura Pérez, Tatiana Pérez, gracias por su apoyo, los quiero mucho.

A mi amiga y hermana Johannefel Rivero que ha compartido gran parte de mi vida, gracias por estar siempre allí apoyándome te quiero.

A Verónica Acero Cedeño por siempre creer en mí, y su gran familia Acero Cedeño por brindarme el apoyo cuando lo necesite, a ustedes muchas gracias.

A mi amigo y hermano Giacomo Balistreri, gracias por brindarme esa mano amiga, se le aprecia.

A mis compañeros de la Udo mil gracias por la enseñanza que dejaron en mi.

A la gran familia de Petrosucre por ayudarme y brindarme su apoyo para lograr esta meta.

A mi tutor externo Edgar Parra por brindarme su sabiduría y su gran aprendizaje.

A mi asesora Rayda Patiño, gracias por tu apoyo cuando más lo necesite.

A todo aquel cumulo de sabiduría que a través de la academia brindaron con la ciencia del estudio de mi formación como profesional a ustedes mis profesores Dios los Bendiga.

## TABLA DE CONTENIDO

RESOLUCIÓN.....	iv
DEDICATORIA.....	v
AGRADECIMIENTOS.....	vi
TABLA DE CONTENIDO.....	viii
INDICE DE TABLA.....	xi
INDICE DE FIGURA.....	xii
RESUMEN.....	xiv
CAPÍTULO I.....	1
1.1 PLANTAMIENTO DEL PROBLEMA.....	1
1.2 OBJETIVOS DE LA INVESTIGACIÓN.....	2
1.2.1 OBJETIVO GENERAL:.....	2
1.2.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS:.....	2
CAPÍTULO II. MARCO TEÓRICO.....	3
2.1 ANTECEDENTES.....	3
2.2 ANTECEDENTES DEL CAMPO COROCORO.....	5
2.2.1 UBICACIÓN.....	5
2.2.2 GEOLOGÍA DEL ÁREA DE ESTUDIO.....	6
2.3 RESUMEN DE CONOCIMIENTOS PREVIOS.....	9
2.3.1 FUENTE DE HIDROCARBUROS.....	9
2.3.2 MIGRACIÓN DE HIDROCARBUROS.....	10
2.3.3 TRAMPAS.....	11
2.3.4 DEFINICIÓN DE YACIMIENTO.....	11
2.3.5 CARACTERÍSTICAS DEL YACIMIENTO.....	12
2.3.6 TIPOS DE HIDROCARBUROS QUE CONTIENE UN YACIMIENTO ...	13
2.3.6.1 Yacimientos de crudos negros.....	14
2.4 POZOS HORIZONTALES.....	15
2.4.1 VENTAJAS DE LOS POZOS HORIZONTALES.....	16
2.4.2 DESVENTAJAS DE LOS POZOS HORIZONTALES.....	16
2.4.3 CLASIFICACIÓN DE LOS POZOS HORIZONTALES.....	17
2.4.4 FACTORES PARA REALIZAR UNA PERFORACIÓN HORIZONTAL	18
2.4.5 CRITERIOS DE SELECCIÓN DE UN YACIMIENTO PARA PERFORAR UN POZO HORIZONTAL.....	18

2.4.6 LIMITACIONES DE POZOS HORIZONTALES .....	20
2.4.7 REGÍMENES DE FLUJO QUE PRESENTAN LOS POZOS HORIZONTALES <sup>[12]</sup> .....	20
2.4.8 TÉCNICAS DE COMPLETACIÓN DE POZOS HORIZONTALES .....	22
2.4.8.1 Hoyo Abierto .....	22
2.4.8.2 Liner Ranurado .....	22
2.4.8.3 Liner con Aislantes Parciales .....	23
2.4.8.4 Liner Cementados y Cañoneados .....	24
2.4.9 PARÁMETROS GEOMÉTRICOS PARA EL DISEÑO DE LA TRAYECTORIA DE UN POZO HORIZONTAL.....	25
2.5 APLICACIONES DE LOS POZOS HORIZONTALES .....	27
2.6 PRODUCTIVIDAD EN POZOS HORIZONTALES.....	33
2.6.1 Índice de productividad .....	33
2.6.2 IMPORTANCIA DEL ÍNDICE DE PRODUCTIVIDAD.....	40
2.6.3 FACTORES QUE AFECTAN EL ÍNDICE DE PRODUCTIVIDAD .....	41
2.7 TASA DE PRODUCCIÓN .....	41
2.7.1 TASA ÓPTIMA DE PRODUCCIÓN .....	41
2.7.2 IMPORTANCIA DE LA TASA DE PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO .....	41
2.8 PRESIÓN DEL YACIMIENTO .....	42
2.8.1 CAÍDA DE PRESIÓN A TRAVÉS DE UN POZO HORIZONTAL.....	42
2.8.2 PARÁMETROS PARA MINIMIZAR LAS ALTAS CAÍDAS DE PRESIÓN .....	45
2.8.3 CAÍDA DE PRESIÓN EN LA SECCIÓN CURVA DEL POZO .....	46
2.9 ORIGEN DE LA PRODUCCIÓN DE AGUA .....	47
2.9.1 ANOMALÍAS DEL YACIMIENTO RELACIONADO CON LA PRODUCCIÓN DE AGUA .....	48
2.10 CONSECUENCIAS DE LA ALTA PRODUCCION DE AGUA.....	49
2.11 TASAS CRÍTICAS DE PRODUCCIÓN .....	51
2.11.1 DETERMINACIÓN DE LA TASA CRÍTICA DE PRODUCCIÓN EN POZOS HORIZONTALES .....	52
CAPITULO III .....	58
METODOLOGÍA DE LA INVESTIGACIÓN.....	58
3.1 ANALIZAR LOS DATOS DE PRODUCCIÓN DE LOS POZOS HORIZONTALES DEL CAMPO COROCORO .....	58

3.2 APLICACIÓN DE LA METODOLOGÍA DE JOSHI .....	58
3.3 ELABORACIÓN DEL MODELO NUMÉRICO DE COMPUTACIÓN QUE REFLEJE LA CAÍDA DE PRESIÓN EN LOS POZOS HORIZONTALES .....	61
3.4 EVALUACIÓN DE LOS PARÁMETROS QUE ESTEN AFECTANDO LA CAIDA DE PRESIÓN EN UN POZO HORIZONTAL .....	61
CAPITULO IV .....	63
DISCUSIÓN DE RESULTADOS .....	63
4.1 ANÁLISIS DE LOS DATOS DE PRODUCCIÓN DE LOS POZOS HORIZONTALES DEL CAMPO COROCORO .....	63
4.2 APLICACIÓN DE LA METODOLOGÍA DE JOSHI .....	64
4.3 ELABORACIÓN DEL MODELO NUMÉRICO DE COMPUTACIÓN QUE REFLEJE LA CAÍDA DE PRESIÓN EN LOS POZOS HORIZONTALES .....	65
4.4 EVALUACIÓN DE LOS PARÁMETROS QUE ESTEN AFECTANDO LA CAÍDA DE PRESIÓN DE LOS POZOS HORIZONTALES .....	73
CONCLUSIONES.....	78
RECOMENDACIONES .....	79
BIBLIOGRAFÍA .....	80
APÉNDICE .....	83

## INDICE DE TABLA

Tabla 2.1 Clasificación de Crudos Negros según el °API <sup>[7]</sup> .....	15
Tabla 2.2 Características de los yacimientos asociados a un acuífero. ....	48
Tabla 4.1: Resultados de los PVT Yacimientos ARENA 70A, ARENA 70B .....	63
Tabla 4.2 Tasa máxima y Caída de presión de la arena 70A.....	64
Tabla 4.3 Tasa máxima y Caída de la arena 70B .....	64
Tabla 4.4 Tasa de producción Vs caída de presión de la arena 70A .....	65
Tabla 4.5 Comportamiento del drawdown del yacimiento de la arena 70A .....	66
Tabla 4.6 Tasa de producción Vs caída de presión de la arena 70B .....	69
Tabla 4.7 Comportamiento del drawdown del yacimiento de la arena 70B .....	70
Tabla 4.8 Determinación de la tasa crítica para la arena 70A cuando ( $K_v=10\% K_h$ )....	74
Tabla 4.9 Determinación de la tasa crítica para la arena 70B cuando ( $K_v=10\% K_h$ )....	76
TABLA 4.10 Determinación de la caída de presión pozo 01.....	83
TABLA 4.11 Determinación de la caída de presión pozo 02.....	84
TABLA 4.12 Determinación de la caída de presión pozo 03.....	85
TABLA 4.13 Determinación de la caída de presión pozo 04.....	85
TABLA 4.14 Determinación de la caída de presión pozo 05.....	86
TABLA 4.15 Determinación de la caída de presión pozo 06.....	86
TABLA 4.16 Determinación de la caída de presión pozo 01.....	87
TABLA 4.17 Determinación de la caída de presión pozo 02.....	88
TABLA 4.18 Determinación de la caída de presión pozo 03.....	89
TABLA 4.19 Determinación de la caída de presión pozo 04.....	90
TABLA 4.20 Determinación de la caída de presión pozo 05.....	91

## INDICE DE FIGURA

Figura 2.1 Ubicación del Campo <sup>[6]</sup> .....	6
Figura 2.2 Elementos estructurales del Campo Corocoro.....	7
Figura 2.3 Cuadro Estratigráfico del Golfo de Paria <sup>[6]</sup> .....	8
Figura 2.4 Modelo de sedimentación <sup>[6]</sup> .....	9
Figura 2.5 Diagrama de fase del petróleo <sup>[12]</sup> .....	14
Figura 2.6 Perforación Horizontal .....	16
Figura 2.7 Clasificación de los Pozos Horizontales <sup>[10]</sup> .....	18
Figura 2.8 Regímenes de flujo en pozos horizontales <sup>[12]</sup> .....	21
Figura 2.9 Completación a Hoyo Abierto <sup>[13]</sup> .....	22
Figura 2.10 Completación Liner Ranurado <sup>[13]</sup> .....	23
Figura 2.11 Completación de Liner con Aislantes Parciales <sup>[13]</sup> .....	24
Figura 2.12 Completación de Liner Cementados y Cañoneados <sup>[13]</sup> .....	24
Figura 2.13 Parámetros Geométricos para un Pozo Vertical <sup>[13]</sup> .....	26
Figura 2.14 Reducción de Conificación de Agua de un Pozo Horizontal <sup>[13]</sup> .....	27
Figura 2.15 Perforación en Localizaciones Inaccesible <sup>[14]</sup> .....	28
Figura 2.16 Recuperación de Crudos Pesados utilizando Pozos Horizontales <sup>[14]</sup> .....	29
Figura 2.17 Efecto de Pozos Horizontales en Yacimientos Naturalmente Fracturados <sup>[14]</sup> .....	30
Figura 2.18 Pozo Horizontal en Yacimientos de Espesor delgado <sup>[14]</sup> .....	30
Figura 2.19 Macolla de Pozos Horizontales <sup>[14]</sup> .....	31
Figura 2.20. Múltiples Perforaciones desde una misma Localización <sup>[14]</sup> .....	32
Figura 2.21. Múltiples Arenas de un mismo Pozo <sup>[14]</sup> .....	32
Figura 2.22 Perforación Multilateral <sup>[14]</sup> .....	33
Figura 2.23. Comparación Entre las Áreas de Drenaje de Pozos Verticales y Horizontales <sup>[6]</sup> .....	35
Figura 2.24 Área de drenaje cilíndrica de pozos horizontales <sup>[15]</sup> .....	38
Figura 2.25 Área de drenaje de un pozo horizontal <sup>[15]</sup> .....	39
Figura 2.26 Diagrama esquemático de pérdidas de presión a lo largo de la longitud L del pozo <sup>[12]</sup> .....	43
Figura 2.27 Diagrama esquemático de caída de presión y relación de flujo en tubería y en el yacimiento <sup>[12]</sup> .....	44
Figura 2.28 Cresta de agua en un pozo horizontal <sup>[15]</sup> .....	50

Figura 2.29 Conificación en pozos verticales <sup>[15]</sup> .....	51
Figura 2.30 Una configuración geométrica de la ubicación de un pozo en un yacimiento con empuje de agua de flanco <sup>[17]</sup> .....	55
Figura 2.31 Correlación de tasa crítica luego de la corrección para empuje de agua de flanco <sup>[17]</sup> .....	57
Figura 2.32 Correlación de tasa y altura crítica para el caso empuje de agua de flanco <sup>[17]</sup> .....	58
Figura 3.1 Elaboración de tabla en Excel de cálculos de la caída de presión en los pozos horizontales con tasas máximas de producción. ....	60
Figura 4.1 Variación de la tasa de producción con respecto a la caída de presión pozo 01 .....	92
Figura 4.2 Variación de la tasa de producción con respecto a la caída de presión pozo 02 .....	92
Figura 4.3 Variación de la tasa de producción con respecto a la caída de presión pozo 03 .....	93
Figura 4.4 Variación de la tasa de producción con respecto a la caída de..... Presión pozo 04 .....	93
Figura 4.5 Variación de la tasa de producción con respecto a la caída de presión pozo 05 .....	94
Figura 4.6 Variación de la tasa de producción con respecto a la caída de presión pozo 06 .....	94
Figura 4. 7 Variación de la tasa de producción con respecto a la caída de presión pozo 01 .....	95
Figura 4. 8 Variación de la tasa de producción con respecto a la caída de presión pozo 02 .....	96
Figura 4.9 Variación de la tasa de producción con respecto a la caída de presión pozo 03 .....	96
Figura 4.10 Variación de la tasa de producción con respecto a la caída de presión pozo 04 .....	97
Figura 4.11 Variación de la tasa de producción con respecto a la caída de presión pozo 05 .....	97

## RESUMEN

Dados los potenciales que el país posee en materia petrolera, se ha incrementado el uso de los pozos horizontales. Aunado a esto, la empresa PetroSucre S.A desarrolla un proyecto costa afuera específicamente en el Campo Corocoro; ubicado en aguas superficiales de la costa de oriente de Venezuela en el Golfo de Paria, donde 11 pozos horizontales, han sido completados y se encuentran en producción, logrando así grandes beneficios a la empresa. Por lo que el siguiente trabajo tiene como objetivo principal determinar los efectos de las caídas de presión sobre la productividad de los pozos completados del Campo Corocoro, Golfo de Paria. Para ello se procedió a estipular las caídas de presión en los pozos horizontales mediante un modelo de computación en formato Excel; aplicando las formulas propuesta por Joshi, para luego ser comparadas con el drowdown del yacimiento, determinando así el efecto de las caídas sobre la tasa de producción. Como era de esperarse de un análisis de tasa de producción con respecto a las caídas de presión en los pozos horizontales, el comportamiento de tasa de producción son proporcionales a la caída de presión, es decir un aumento de la tasa de producción incrementa la caída de presión, de la misma forma si disminuye la tasa de producción disminuye la caída de presión.

Las caídas de presión de la sección horizontal de los pozos de las arena 70A y 70B se mantiene por debajo de 60 lppc, con excepción del pozo 06 de la arena 70A, que llega tener una caída de presión 130,80 para abril de 2010. Sin embargo si se compara con el drow down del yacimiento ( $P_{yac}-P_{wf}$ ), se puede observar que siguen siendo bajas, y la productividad no se ve afectada por esa razón.

De igual manera se evaluó uno de los parámetros más importante (tasa de agua producida), debido a una producción temprana de agua en los pozos de la arena 70B, por ello, se procedió a determinar mediante el método de Dikken las tasas críticas de cada uno de los pozos de las arenas 70A y 70B, llegando a la conclusión que todos los pozos está produciendo por encima de la tasa critica, pudiendo ocasionar una reducción de la producción de petróleo significativamente.

# CAPÍTULO I.

## 1.1 PLANTAMIENTO DEL PROBLEMA

PetroSucre S.A. se conforma en Enero de 2008 como empresa mixta, con la participación de PDVSA con un 74 % y la empresa italiana ENI (ENTE NAZIONALE IDROCARBURI) con un 26 % de participación; por otra parte es el primer proyecto costa afuera que labora la industria venezolana (PDVSA) específicamente en el Campo Corocoro, el cual se encuentra ubicado en las aguas superficiales de las costas del oriente de Venezuela en el Golfo de Paria; produciendo un crudo mediano de 24 °API.

La demanda de energía ha crecido de forma exponencial, por lo que resulta inconcebible el funcionamiento del mundo actual sin el aporte de petróleo como fuente energética de primer orden, asimismo ha originado un incremento de la producción de petróleo, para la industria petrolera. Por otra parte la industria se ve en la necesidad de aplicar nuevas técnicas, en búsqueda de disminuir costo de perforación y generar ahorro en cuanto a gastos y tiempo.

Los pozos horizontales se presentan como una alternativa frente a la perforación convencional, desde el punto de vista de ingeniería de yacimiento, esta tecnología es una herramienta efectiva para obtener mejor recobro de hidrocarburos, debido a que los pozos horizontales tienen mayor área de contacto con el fluido y mayor aporte de fluido; con caídas de presión mínimas.

Altas caídas de presión en pozos horizontales pudiese ocasionar, reducción de la tasa de producción, conificación de agua y/o gas y por ende menor recuperación de hidrocarburos.

En el Campo Corocoro se han completado 11 pozos horizontales y todos están en producción sin que se tenga conocimiento de la caída de presión en la sección horizontal de dichos pozos y si esto pudiese estar causando algún decremento en la tasa de producción de ellos.

Por ello este estudio está dirigido a investigar las caídas de presión en cada pozo mediante una herramienta computarizada (modelo matemático), que evalúe los diferentes parámetros que influyen en la caída de presión.

## **1.2 OBJETIVOS DE LA INVESTIGACIÓN**

### **1.2.1 OBJETIVO GENERAL:**

Determinar el efecto de la caída de presión sobre la productividad de los pozos horizontales completados en el Campo Corocoro, Golfo de Paria.

### **1.2.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS:**

1. Analizar los datos de producción de los pozos horizontales del Campo Corocoro.
2. Aplicar la metodología de Joshi para el cálculo de la caída de presión en los pozos horizontales del Campo Corocoro.
3. Elaborar un modelo numérico de computación que refleje la caída de presión en los pozos horizontales.
4. Evaluar los diferentes parámetros que afectan la caída de presión en los pozos horizontales.

## CAPÍTULO II. MARCO TEÓRICO

### 2.1 ANTECEDENTES

- Valdéz, Analizó las variables que influyen en la productividad de los pozos horizontales localizados en los sectores O-16 y J-20 del módulo MPE-1 perteneciente al área operacional de Bitor, así como también evaluar la influencia de ciertos parámetros de yacimientos conjuntamente con variables económicas, y desarrollar una metodología de control y seguimiento para el análisis del comportamiento productivo de los 37 pozos horizontales perforados hasta diciembre de 2000 <sup>[1]</sup>.
- Quijada, Definió el comportamiento productivo de los pozos horizontales del Campo Arecuna (Faja del Orinoco) completados a partir de 1997, mediante el manejo de la información real de campo conjuntamente con parámetros oficiales de pozos y yacimientos. En este trabajo, se utilizó una metodología basada en estudios realizados en el área de interés y en principios teóricos que se adaptaron a las condiciones observadas, y así conocer la influencia de ciertos factores en la productividad de los pozos horizontales. Esta investigación se orientó hacia la caracterización del área en estudio, la evaluación de las historias de producción de cada pozo, la descripción de su trayectoria de navegación y su efecto en la longitud horizontal y el análisis de la productividad de los pozos con relación a su ubicación en el yacimiento. De igual manera, se realizó la comparación del índice de productividad determinando por el modelo matemático de Joshi y por datos de campo y el análisis de costos operacionales en función de la profundidad perforada <sup>[2]</sup>.
- Machado, Desarrolló un modelo dinámico predictivo para los yacimientos RO/MFA3 y R3/MFA33, con la finalidad de establecer un esquema de explotación para maximizar las reservas recuperables durante la fase de agotamiento natural, mediante la perforación de pozos horizontales. Los pronósticos del comportamiento de producción de petróleo fueron realizados mediante la aplicación del modelo analítico de Joshi y un modelo estadístico de declinación de producción del Campo Arecuna. Aunado a ello se elaboró un modelo de simulación dinámica del yacimiento con la integración del modelo estático y la caracterización de los sistemas roca-fluidos, a través de la herramienta Eclipse-100, con el cual se

- realizaron las predicciones del comportamiento de producción y presión de los yacimientos <sup>[3]</sup>.
- Blanco, Analizó el comportamiento productivo de los pozos horizontales pertenecientes al yacimiento R3/MFB 205 del campo Bare. Para realizar dicho análisis fue necesario la revisión de mapas y registros tanto de los pozos de interés como de los pozos vecinos a estos, para construir y evaluar la trayectoria seguida por cada pozo dentro de la arena objetivo <sup>[4]</sup>.
- Méndez Y Lira, Elaboró de correlaciones de índice de productividad y producción acumulada de un total de 79 pozos horizontales pertenecientes al área Este del yacimiento MFB-53 arena U1, 3 Campo Bare, dicho estudio se desarrolló a través del análisis de las distintas ramas de perforación, yacimiento, geología y producción. Para ello se realizaron secciones estructurales-estratigráficas y trayectoria de navegación, partiendo de la información proveniente de los perfiles de pozos de profundidad vertical verdadera, los registros de profundidad medida y del mapa oficial del yacimiento, obteniendo los parámetros básicos de cada pozo horizontal. Se calculó, el índice de productividad mediante el modelo matemático de Joshi <sup>[5]</sup>.

## **2.2 ANTECEDENTES DEL CAMPO COROCORO**

El Campo Corocoro fue estudiado e interpretado por Conoco-Philips y ENI. Aunque las dos empresas eran socios, cada una tiene una interpretación distinta del modelo de sedimentación. Conoco-Philips interpreta el área como rellenos de valles incisos y con una dirección de sedimentación Suroeste-Noreste. Por el contrario ENI lo interpreta como un sistema fluvio-deltaico pero con una dirección de sedimentación Sur-Norte.

Estas interpretaciones distintas motivaron a una revisión de los dos modelos, y corroborar una de las dos versiones. Actualmente disponemos de más información de los nuevos pozos perforados.

En el Campo Corocoro, se tomaron núcleos en los pozos Corocoro 70B y Corocoro 70A. El ambiente de sedimentación de las arenas 70A, 70B, del campo Corocoro no corresponde a rellenos de valle inciso ya que la interpretación sísmica no muestra ni erosión ni truncamiento mayores de los marcadores. Corresponde a un sistema fluvio-deltaico parte alta media donde predominan canales distributarios con influencia de marea <sup>[6]</sup>.

### **2.2.1 UBICACIÓN**

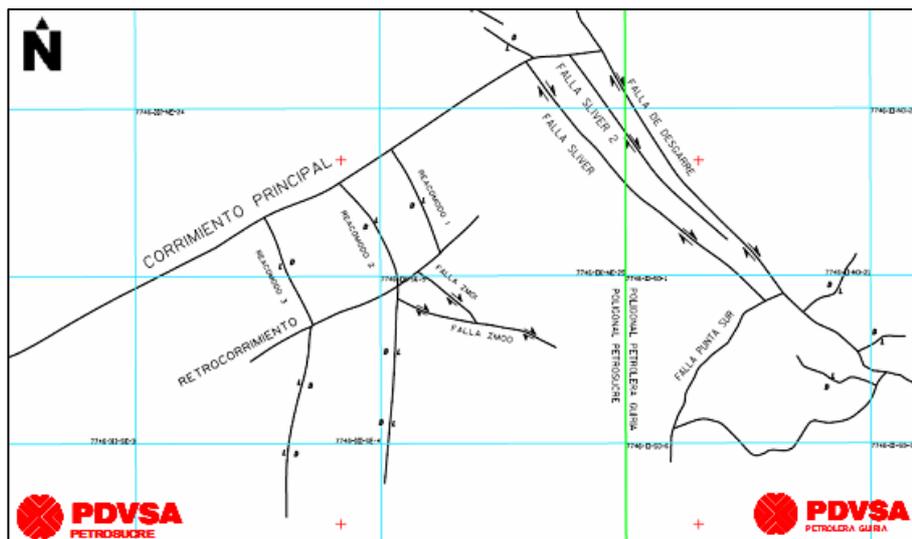
El Campo Corocoro se encuentra ubicado 3 Km al noroeste del Campo Punta Sur y el Suroeste del Campo Delfín; en las aguas superficiales de la Costa Oriental de Venezuela en el Golfo de Paria entre las coordenadas 10 ° 0' y 10 ° 15' de Latitud Norte y entre 62 ° 15' y 62 ° 37' de Longitud Oeste. (Figura 2.1)



Figura 2.1 Ubicación del Campo <sup>[6]</sup>

## 2.2.2 GEOLOGÍA DEL ÁREA DE ESTUDIO

El Campo Corocoro, regionalmente se encuentra situado en la provincia de Plioceno Tardío – Díapiro Reciente/Corrimiento Posterior en la región de la sub-cuenca de Paria, en la Cuenca Oriental de Venezuela. La estructura se describe como un anticlinal sepultado de corrimiento posterior que exhibe un cierre tanto en tres o cuatro vías. Localmente, este corrimiento es producto de la compresión horizontal de las placas, plegando los estratos por propagación de fallas. Hacia el Este del campo, se encuentra una falla de acomodación paralela al frente de cabalgamiento. Esta falla transcurrente dextral, tipo tijera (falla de desgarre) junto con el Corrimiento Principal, proveen el cierre hacia la parte alta del campo, con una columna de petróleo de una altura de +/- 1.750 pies en la arena de la Secuencia 70A. Hacia la zona central del campo, se identifica un sistema de fallas normales (fallas de Reacomodo 1, 2 y 3) generadas por liberación de esfuerzos, todas estas fallas son perpendiculares al plano del corrimiento. En la figura 2.2 Se muestran los diferentes elementos estructurales presentes en el Campo Corocoro.



**Figura 2.2 Elementos estructurales del Campo Corocoro**

La superficie de despegue para el complejo de fallas de corrimiento de Corocoro es interpretada como el tope de la Formación Carapita, y se corresponde con una inconformidad compleja (Secuencia 50, Figura 2.3). La superficie de la Secuencia 50 varía, en lo que a edad se refiere, desde el Mioceno Medio en el Campo Corocoro, hasta el Cretáceo, en la región central del Golfo de Paria. Este despegue de la estructura permite al Campo Corocoro estar conectado a la ruta principal del sistema de migración de hidrocarburos. La roca madre, Formación Querecual (Cretáceo Superior) está actualmente en ventana de generación de petróleo en la región de Corocoro, y suministra la carga para numerosas estructuras de hidrocarburos a lo largo del eje, desde la Faja Petrolífera del Orinoco en el Suroeste, hasta el Sur de Trinidad.

Los objetivos principales del desarrollo del Campo hasta el momento corresponden a los yacimientos LPD70A, LPD70B. Las secuencias 70A y 70B; presentan características similares de punto de vista de hidrocarburos. En efecto las secuencias 70A y 70B tienen una gravedad de 23 y 24°API, respectivamente y una viscosidad alrededor de 3cp.

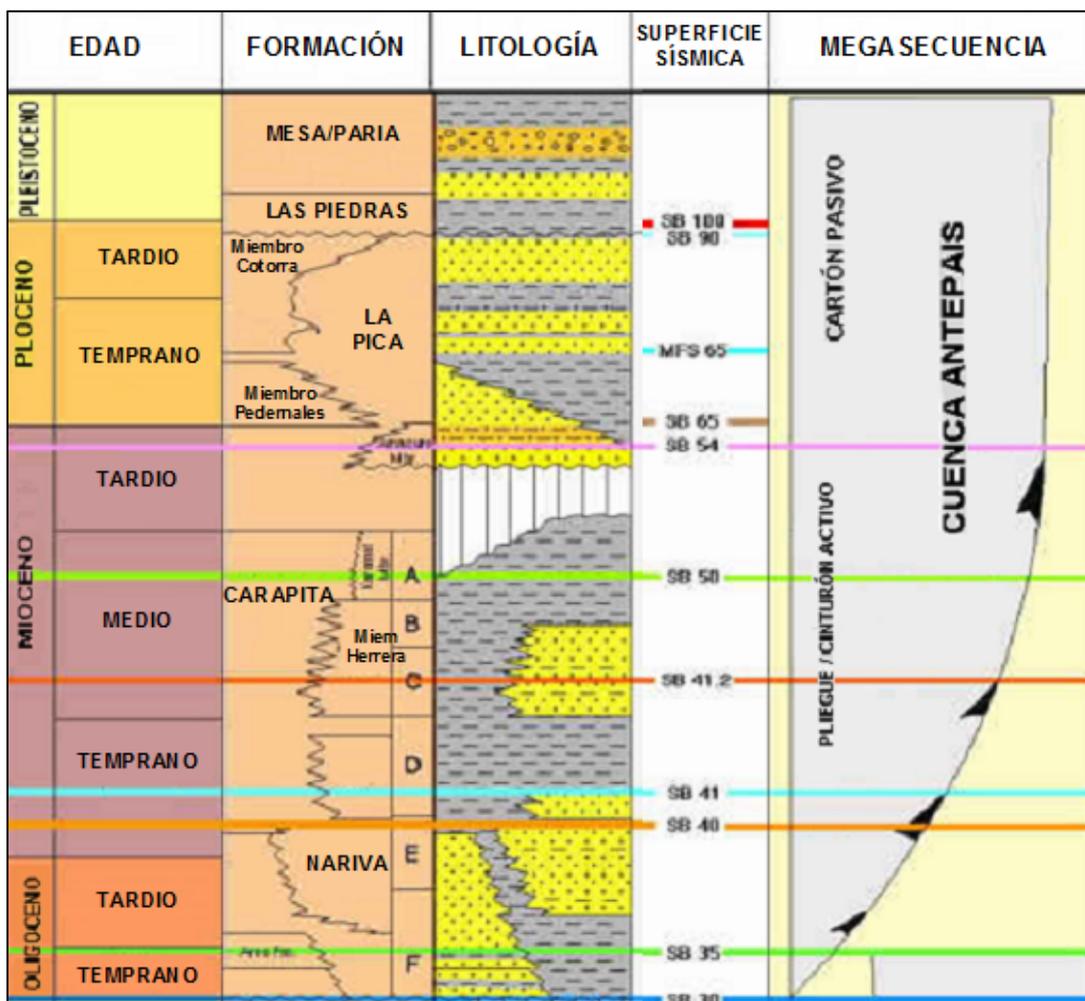


Figura 2.3 Cuadro Estratigráfico del Golfo de Paria <sup>[6]</sup>

En general, en la secuencia 70A las facies y electrofacies corresponden a canales distributarios con alguna influencia de marea y escasas barras posiblemente de desembocadura hacia la parte Noreste. Los canales son de dirección Suroeste-Noreste. El aumento de barras hacia el Noreste y el predominio de canales en la parte Suroeste, sugiere una dirección de aporte de sedimentos desde el Suroeste hacia el Noreste y ocasionalmente hacia el Norte. Esta secuencia corresponde a una sedimentación fluvio-deltaica en la parte alta a media de la llanura deltaica, con leve influencia de marea, Figura 4.

En la secuencia 70B los canales se desarrollaron principalmente en los depocentros, lo que sugiere una tendencia de sedimentación Suroeste-Noreste y algunas ramificaciones hacia el Norte. Hacia el Noreste, la presencia de barras se hace notar más, lo que indicaría un aporte de sedimentos, como en la secuencia 70A, desde el Suroeste hacia el Noreste. Esta secuencia correspondería a una sedimentación fluvio-

deltaica, en la parte media a baja de la llanura deltaica con intercalaciones de alguna sedimentación de canales y/o barras de marea <sup>[6]</sup>, Figura 2.4.

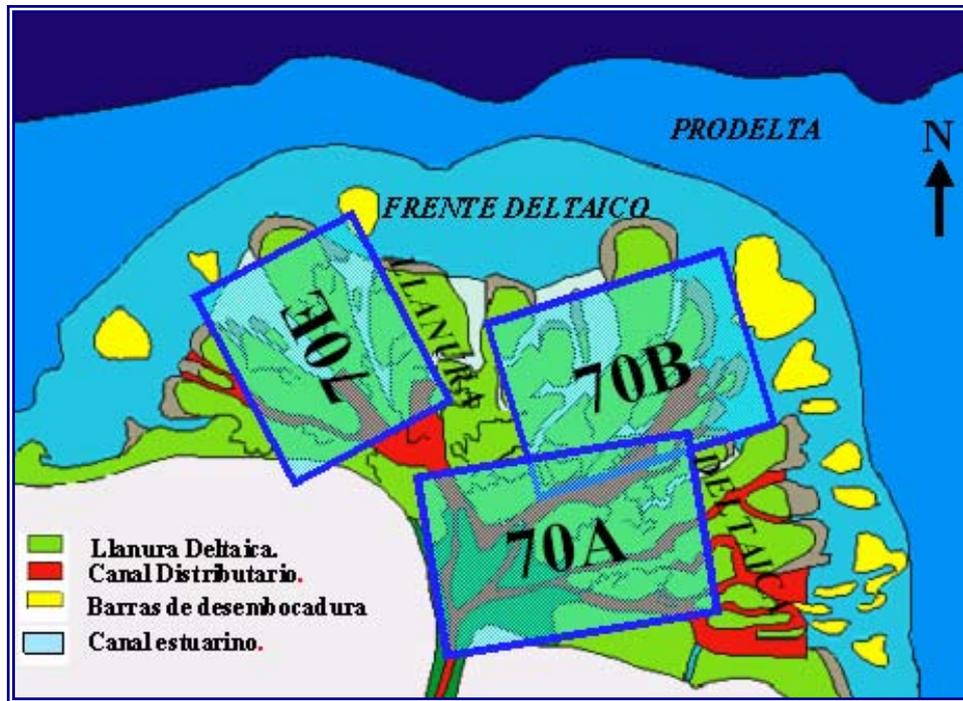


Figura 2.4 Modelo de sedimentación <sup>[6]</sup>.

## 2.3 RESUMEN DE CONOCIMIENTOS PREVIOS

Los ingenieros de yacimientos necesitan contar con conocimientos geológicos durante el desarrollo de su vida profesional, en virtud a que todo yacimiento que se estudie tiene un gran componente básico de tipo geológico. Normalmente, un yacimiento es definido mediante la perforación, de modo que se dispone de algunos datos en puntos discretos dentro del sistema. Dicha información es contenida en análisis de ripios, perfiles de pozo, muestras de paredes, pruebas de presión y pruebas de producción, entre otros. Lo que indica que una buena descripción del yacimiento depende de la habilidad para interpretar la información recolectada <sup>[7]</sup>.

### 2.3.1 FUENTE DE HIDROCARBUROS

Basándose en la Teoría Orgánica, los hidrocarburos tienen una procedencia de tipo orgánico. Lo que indica que la materia orgánica tuvo que ser sintetizada por organismos vivientes, y por lo tanto debió depositarse y preservarse en sedimentos. Dependiendo de

las condiciones geológicas dadas, parte de este material se transforma en compuesto de naturaleza petrolera.

Los escudos continentales en áreas de aguas tranquilas, como lagos, cuencas profundas y pendientes continentales, poseen las condiciones favorables para la depositación de los sedimentos ricos en materia orgánica. Las tres etapas principales para la evolución de la materia orgánica son diagénesis, catagénesis y metagénesis.

La diagénesis toma lugar en sedimentos recientemente depositados donde se presenta actividad microbial. Al finalizar la diagénesis, la materia orgánica consta principalmente de un residuo fosilizado e insoluble llamado Kerógeno. La catagénesis resulta de un incremento en la temperatura durante el sepultamiento del material en las cuencas sedimentarias. La mayor parte de la generación de hidrocarburos se debe a la descomposición térmica del kerógeno. La metagénesis toma lugar en altas profundidades, donde tanto la presión como la temperatura son altas. En esta etapa, la materia orgánica está compuesta solamente de metano y carbono residual. Los constituyentes del kerógeno residual se convierten en carbono granítico <sup>[7]</sup>.

### **2.3.2 MIGRACIÓN DE HIDROCARBUROS**

La mayoría de los hidrocarburos se hallan en rocas porosas de grano grueso y permeable con poco o nada de materia orgánica insoluble. Es improbable que el crudo hallado en estas rocas se pudiera originar allí puesto que no hay señales de materia orgánica sólida. Por lo tanto, la mayoría de yacimientos de hidrocarburos son trampas para la migración de estos. La migración primaria es la liberación de compuesto de hidrocarburos del kerógeno en las capas fuentes y su transporte dentro de los poros estrechos de la roca fuente de grano fino. Los hidrocarburos expelidos de la roca madre pasan hacia unidades de rocas más porosas y más permeables. Este fenómeno se llama migración secundaria.

Puesto que la mayoría de las rocas en el subsuelo se hallan saturadas con agua, el movimiento de hidrocarburos tiene que ser debido a flujo activo de agua, o flujo independiente de la fase acuosa, por desplazamiento o difusión. Puesto que normalmente los hidrocarburos son menos densos que el agua, su acumulación toma lugar en la parte más alta de la trampa. La migración es detenida por rocas superiores relativamente impermeables <sup>[7]</sup>.

### 2.3.3 TRAMPAS

Una trampa es una estructura geológica que hace posible la acumulación y concentración del petróleo, manteniéndolo atrapado y sin posibilidad de escapar de los poros de una roca permeable subterránea. El petróleo así acumulado constituye un yacimiento petrolífero y la roca cuyos poros lo contienen se denomina roca almacén <sup>[7]</sup>.

Los tipos de trampas básicas de yacimientos que resultan en la acumulación de petróleo y gas son:

- **Trampa estratigráfica**

Cuando se produce por un aumento de la permeabilidad de la roca almacén o bien un acuñamiento de ésta. En ambos casos los hidrocarburos fluyen hacia la parte superior del estrato.

- **Trampa estructural:**

Cuando la causa es tectónica. Puede ser una falla que ponga en contacto una roca impermeable con otra porosa, produciendo un escalón en donde se acumula el petróleo, o más frecuentemente por un pliegue anticlinal, que forma un recipiente invertido en el que queda atrapado el petróleo en su lenta huida hacia la superficie. También son trampas de tipo estructural las acumulaciones de petróleo que se pueden producir en un domo salino.

- **Trampa mixta:**

Combinación de trampa estratigráfica y trampa estructural.

### 2.3.4 DEFINICIÓN DE YACIMIENTO

Se entiende por yacimiento una unidad geológica de volumen limitado, poroso y permeable que contiene hidrocarburos en estado líquido y/o gaseoso.

### 2.3.5 CARACTERÍSTICAS DEL YACIMIENTO

La evaluación de las rocas productivas requiere básicamente tres clases de información que son porosidad, permeabilidad y saturación [7].

- **Porosidad**

Es la característica física más conocida de un yacimiento, determina los volúmenes de petróleo o gas que pueden estar presentes, todas las operaciones de recuperación se basan en la determinación de su valor. Los cálculos de porosidad pueden expresarse en porcentaje o en fracción decimal. La porosidad es volumen de los espacios vacíos de la roca (que generalmente está ocupado de fluidos) divididos entre el volumen total de la roca. Ecuación 2.1

$$\phi = \frac{\text{Volumen del Espacio Vacío}}{\text{Volumen Total de la Roca}} \quad (\text{Ec. 2.1})$$

- **Permeabilidad**

Es la conductividad de la roca a los fluidos, o la facultad que la roca posee para permitir que los fluidos se muevan a través de la red de poros interconectados. Si los poros de la roca no están interconectados no existe permeabilidad. La permeabilidad se mide en Darcys; la mayor parte de las formaciones productoras tiene una permeabilidad promedio inferior a un Darcy; por consiguiente la permeabilidad se mide en miliDarcy (mD), y puede variar entre 5000 milidarcy para una arena no consolidada y 0.1 milidarcy para algunos carbonatos.

Darcy formuló la Ec. 2.2 Para el cálculo de la permeabilidad.

$$K = \frac{q * \mu * L}{A * \Delta P} \quad (\text{Ec. 2.2})$$

Donde:

K: Permeabilidad en Darcy.

q: tasa de flujo en cm<sup>3</sup>/seg.

$\mu$ : Viscosidad del fluido en cP.

A: Área de la sección transversal al flujo en  $\text{cm}^2$ .

$\Delta P$ : Presión diferencial en Atm.

- **Saturación**

Es la fracción del espacio poroso ocupado por el fluido presente en la roca. En un yacimiento de hidrocarburos se puede encontrar simultáneamente agua, petróleo y gas, sin embargo, debido a los efectos de gravedad, los fluidos se segregan o se separan en el yacimiento. La Ec. 2.3 da el cálculo de la saturación.

$$S = \frac{VPF}{VPT} \quad (\text{Ec. 2.3})$$

Donde:

S: Saturación, fracción.

VPF: Volumen poroso ocupado por fluido.

VPT: Volumen poroso total.

### **2.3.6 TIPOS DE HIDROCARBUROS QUE CONTIENE UN YACIMIENTO**

Los yacimientos de hidrocarburos pueden ser clasificados en yacimientos de gas o en yacimientos de líquido o petróleo, dependiendo de la fase que se encuentra la mezcla de hidrocarburos en la formación productora.

De acuerdo a McCain hay cinco tipos de fluidos hidrocarburos que pueden existir en el yacimiento. Estos son denominados usualmente como: crudo negro, crudo volátil, gas retrogrado, gas húmedo y gas seco. Estos fluidos del yacimiento han tenido que definirse, debido a que cada uno está teniendo diferentes enfoques por los Ingenieros de Yacimientos.

El tipo de fluido del yacimiento puede ser confirmado solo por la observación en el laboratorio. Aunque, la información de producción usualmente indicara el tipo de

fluido en el yacimiento, se han establecido reglas básicas para la identificación de cada uno de los cinco tipos de fluidos. Entre las propiedades que se disponen más fácilmente están: La RGP inicial, la gravedad del líquido del tanque, y el color de líquido en el tanque. La Relación Gas- Petróleo (RGP) inicial es el indicador más importante del tipo de fluido. Solo el color del líquido en el tanque no es un buen indicador del tipo de fluido. Sin embargo, tanto la gravedad del líquido como el color son muy útiles para confirmar el tipo de fluido indicado por la RGP de producción inicial.

Una forma inequívoca de conocer el estado en que se encuentra una mezcla de hidrocarburos en el yacimiento es mediante un diagrama de fase del tipo P-T (Presión-Temperatura). La identificación de los cambios de fase de las mezclas de hidrocarburos que se presenta en yacimientos de petróleo y gas se hace por medio de este tipo de diagramas. Ya que como su nombre lo indica permiten observar los puntos de presión y temperatura donde se producen los cambios de la fase gaseosa o de líquida sea el caso [7]. Figura 2.5

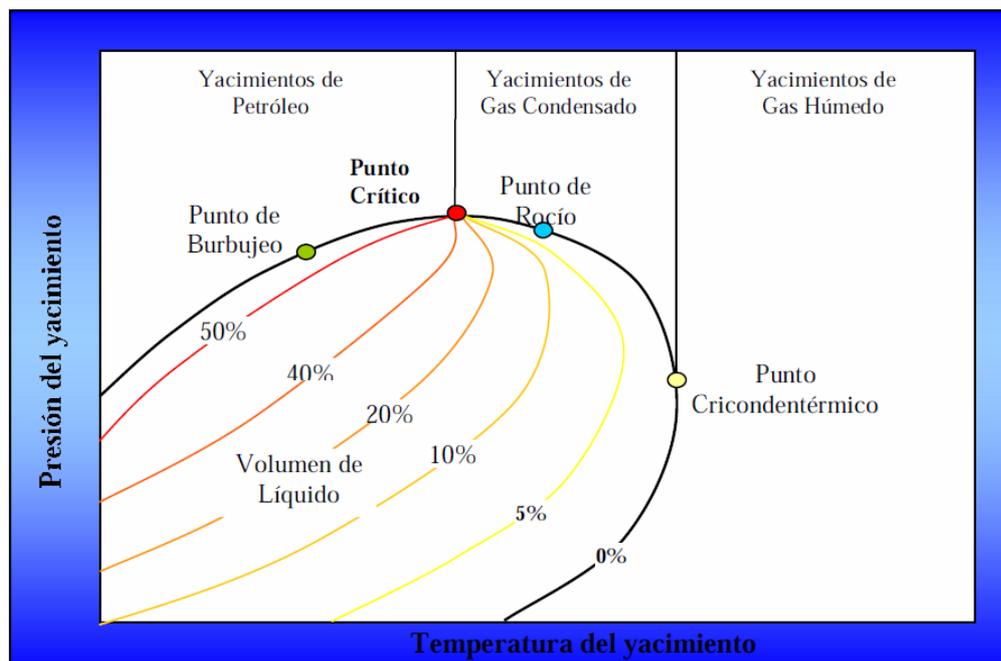


Figura 2.5 Diagrama de fase del petróleo<sup>[12]</sup>

### 2.3.6.1 Yacimientos de crudos negros

Los crudos negros están compuesto de una gran variedad de especies químicas incluyendo las moléculas grandes, pesadas y no volátiles.

Los crudos negros se caracterizan por tener una RGP inicial de 2.000 PCN/BN o menos, la RGP de producción se incrementa durante la producción cuando la presión del yacimiento cae por debajo del punto de saturación o burbujeo. El petróleo del tanque usualmente tiene una gravedad mucho menor a 45 °API. Este tipo de crudos y de acuerdo con la clasificación según el °API, en livianos, medianos, pesados y extrapesados <sup>[7]</sup>. (Tabla 2.1).

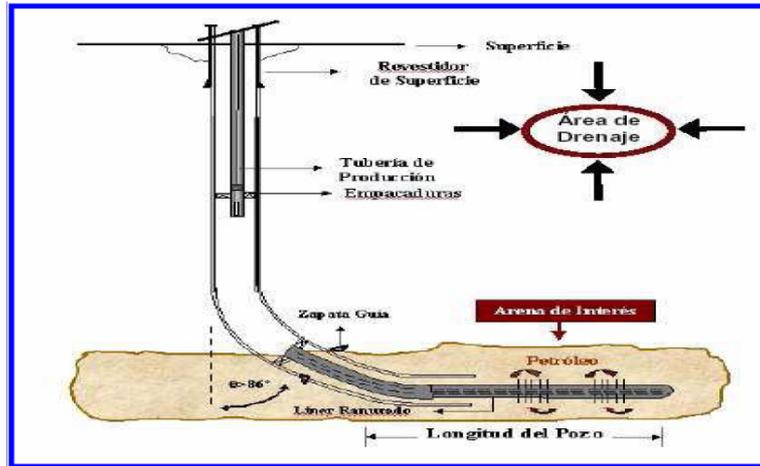
**Tabla 2.1 Clasificación de Crudos Negros según el °API <sup>[7]</sup>**

<b>Crudos Negros</b>	
Livianos	$30 < \text{°API} \leq 40$
Medianos	$20 < \text{°API} \leq 33$
Pesados	$10 < \text{°API} \leq 20$
Extrapesados	$\text{°API} \leq 10$

## **2.4 POZOS HORIZONTALES**

Se conoce como Pozos Horizontales a los pozos perforados de manera direccional, paralelos a los planos de estratificación de un yacimiento. Una de sus características más importantes es que permite establecer una mayor área de exposición al flujo y a su vez generar un incremento en la productividad con respecto a los pozos perforados verticalmente. (Figura 2.6).

Los continuos y significativos avances en la perforación, completación y producción de los pozos horizontales, han hecho que hoy en día los pozos horizontales sea una de las más efectivas herramientas para aumentar la productividad, especialmente en áreas de crudos pesados y extrapesados <sup>[8]</sup>.



**Figura 2.6 Perforación Horizontal**

### 2.4.1 VENTAJAS DE LOS POZOS HORIZONTALES

- Representa un incremento en la productividad del yacimiento.
- Mayor eficiencia de barrido y exposición a la inyección por tener un área de contacto mayor.
- Incremento en el índice de productividad de 2 a 5 veces más que la de un pozo vertical.
- Incremento en el área de drenaje.
- Recuperación rápida de las reservas.
- Mejor conocimiento de la heterogeneidad del yacimiento<sup>[9]</sup>.

### 2.4.2 DESVENTAJAS DE LOS POZOS HORIZONTALES

- El costo de un pozo horizontal es de 1,3 a 4 veces mayor que el de un pozo vertical.
- Las barreras de permeabilidad vertical limitan la eficiencia de barrido vertical.
- La corrida de registros presenta dificultad para corregir el rumbo de la perforación.
- Las opciones de recompletación son limitadas.

- La excesiva ondulación de la trayectoria del pozo y los bajos gradientes de presión podrían dificultar la limpieza del mismo<sup>[9]</sup>.

### 2.4.3 CLASIFICACIÓN DE LOS POZOS HORIZONTALES

Los Pozos Horizontales pueden clasificarse en cuatro (4) tipos (Figura 2.7) de acuerdo a las variantes en la técnica de perforación, la cual, a su vez, depende de la tasa de incremento de ángulo y del desplazamiento horizontal<sup>[10]</sup>.

- **Pozos de Radio Ultra Corto**

Representan una tecnología donde, se pueden alcanzar radios de curvatura de 1 y 2 pies, entre 45 y 60 grados de desviación por pies y desplazamientos horizontales comprendidos entre 100 y 200 pies. Su uso actualmente es muy esporádico. (Figura 2.7 pozo A).

- **Pozos de Radio Corto**

En esta técnica el radio de curvatura varía de 20 a 40 pies con variaciones de la tasa de construcción de ángulo de 2° a 5° por pies, con una sección horizontal de 100 a 800 pies de longitud. (Figura 2.7 pozo B).

- **Pozos de Radio Medio**

Estos pozos presentan un radio de curvatura entre 300 y 1000 pies, con una tasa de construcción de ángulo de 6° a 20° por cada 100 pies y una longitud de sección entre los 1.000 y 4.000 pies. Este es el método más comúnmente usado en la perforación de pozos horizontales, debido a que por el radio de curvatura empleado, es posible usar la mayoría de las herramientas de la perforación direccional. (Figura 2.7 pozo C).

- **Pozos de Radio Largo**

Este método es de uso limitado para perforaciones de desarrollo. Ha sido utilizado con fines de estudio y para la determinación de la extensión del yacimiento. El radio de curvatura varía de 1000 a 3000 pies y el ángulo de construcción entre 2° y 6° por cada 100 pies. La sección horizontal varía entre 1000 y 6000 pies de longitud<sup>[10]</sup>. (Figura 2.7D).

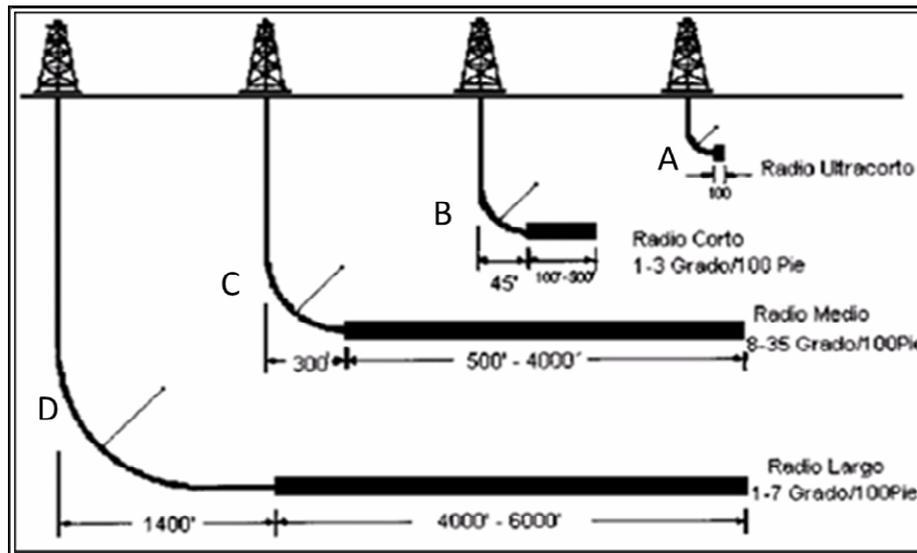


Figura 2.7 Clasificación de los Pozos Horizontales <sup>[10]</sup>

#### 2.4.4 FACTORES PARA REALIZAR UNA PERFORACIÓN HORIZONTAL

Se elige perforar un pozo horizontalmente, debido a muchas razones. Los usos de la perforación se pueden separar en cuatro grandes categorías <sup>[11]</sup>:

- Mejor drenaje de yacimiento.
- Retorno rápido de inversión.
- Objetivos inaccesibles desde la superficie.
- Evita obstrucciones en el hoyo.

#### 2.4.5 CRITERIOS DE SELECCIÓN DE UN YACIMIENTO PARA PERFORAR UN POZO HORIZONTAL

- Espesor de la arena de yacimiento.
- Reservas remanentes.
- Propiedades definidas de los fluidos.
- Mecanismo de producción del yacimiento definido.

- Información geológica confiable
- Esquema de completación.
- Tipos de Completación <sup>[11]</sup>.

A continuación se detallan algunos parámetros:

- **Modelo geológico**

En la perforación de un pozo horizontal se requiere tener la mejor caracterización geológica posible de la zona a perforar, y de las propiedades petrofísicas de la roca y el yacimiento. Así, tienen que conocerse detalladamente parámetros como espesor. Variación de la permeabilidad horizontal y vertical, heterogeneidades, extensión lateral del yacimiento, comunicación entre arenas, entre otros.

- **Permeabilidad vertical**

Para que un pozo horizontal presente una buena productividad, el yacimiento que esta drenando el mismo, debe tener buena comunicación vertical. Los pozos horizontales no son convenientes en formaciones con muchas intercalaciones de barreras de lutitas.

- **Espaciamiento entre pozos**

La perforación de pozos muy próximos entre si en yacimientos altamente drenados puede provocar interferencia entre ellos. En lo que se refiere a yacimientos con desplazamiento con agua o gas, el espaciado interpozos depende de la distancia mínima requerida para evitar la Conificación de agua o gas entre pozos cercanos.

- **Espesor del yacimiento**

El espesor de la arena objetivo debe conocerse para escoger la trayectoria óptima de la misma. Este espesor aparente puede conocerse a partir de registros de pozos vecinos o de mapas isópacos-estructurales.

- **Dirección de las fracturas**

Para obtener una buena productividad es necesario perforar el pozo perpendicular a las fracturas, para lo cual se requiere conocer la orientación de las mismas. Así se mejora no solo la productividad del pozo, sino también se mejora el área de drenaje y se incrementa significativamente las reservas recuperables con respecto a los pozos verticales convencionales. Por otro lado, un pozo horizontal perforado paralelamente a las fracturas naturales producirá más que un pozo convencional; sin embargo, el incremento en el área de drenaje y de las reservas recuperables sobre los pozos convencionales podría resultar mínimo. En ese caso la perforación de un pozo horizontal podría solo acelerar la producción de las reservas, lo cual conllevaría a no dar los incentivos económicos suficientes que justifiquen la perforación del pozo horizontal.

- **Saturación de Fluidos**

En las zonas donde se va a desarrollar la perforación horizontal se requiere conocer la saturación de petróleo, agua y gas existente, para determinar la factibilidad técnica y económica de la aplicación de esta tecnología.

#### **2.4.6 LIMITACIONES DE POZOS HORIZONTALES**

- Solo se puede drenar una sola Zona (estratos, capa, zona) a la vez.
- Sin embargo se ha utilizado pozos horizontales para drenar multizonas con muchos problemas. (Método de Escalera, stair case type).

#### **2.4.7 REGÍMENES DE FLUJO QUE PRESENTAN LOS POZOS HORIZONTALES <sup>[12]</sup>**

- **Régimen Radial Temprano**

Inicialmente cuando se pone el pozo en producción se desarrolla un flujo radial en el plano vertical perpendicular al pozo. El pozo actúa como si fuese vertical “volteado” en un yacimiento infinito lateralmente con espesor  $L$ . Este periodo de flujo termina cuando

se “siente” el efecto del tope o del fondo de la formación o cuando el flujo a través del final del pozo afecta la respuesta de presión. (Figura 2.8 régimen A).

- **Régimen Lineal Temprano**

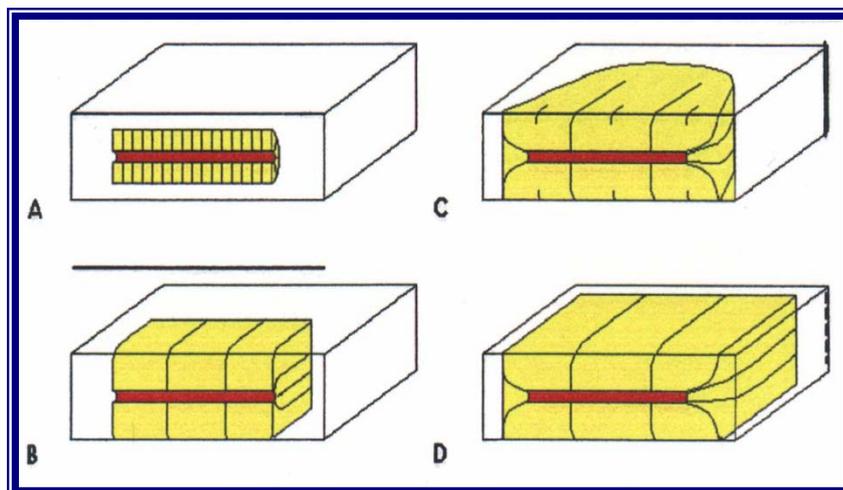
Si el pozo horizontal es suficientemente largo comparado con el espesor de la formación se puede presentar un periodo de flujo lineal una vez que el diferencial de presión ( $\Delta p$ ) alcance o “toque” los límites superior e inferior. (Figura 2.8 régimen B).

- **Régimen Pseudoradial Tardío en un plano horizontal**

Si la longitud horizontal del pozo es suficientemente corta comparada con el espesor del yacimiento aparecerá el periodo de flujo pseudoradial a un tiempo más tarde. Este periodo cuando el transiente de presión alcanza uno de los límites externos o sea el lado izquierdo o derecho del pozo. (Figura 2.8 régimen C).

- **Régimen Lineal Tardío**

Esto ocurre cuando el transiente de presión alcanza los extremos laterales y el flujo en esta dirección se ha convertido a pseudo continuo <sup>[12]</sup>. (Figura 2.8 régimen D).



**Figura 2.8 Regímenes de flujo en pozos horizontales <sup>[12]</sup>**

## 2.4.8 TÉCNICAS DE COMPLETACIÓN DE POZOS HORIZONTALES

La forma y metodología seguida cuando se contempla un pozo horizontal, puede tener una significativa influencia en el comportamiento del pozo futuro. Por ello, a nivel mundial se han establecido cuatros formas de completar este tipo de pozos, las cuales se describen a continuación <sup>[13]</sup>:

### 2.4.8.1 Hoyo Abierto

Este tipo de completación menos costosa, pero está sujeta a la dureza de la roca de formación. En este tipo de completaciones la sección horizontal no tiene ningún tipo de tubería que mantenga la integridad del hoyo, adicionalmente, se prestan dificultades a la hora de estimular este tipo de pozos, así como también llevar un control efectivo de la producción e inyección a lo largo de la longitud de la sección horizontal. (Figura 2.9).

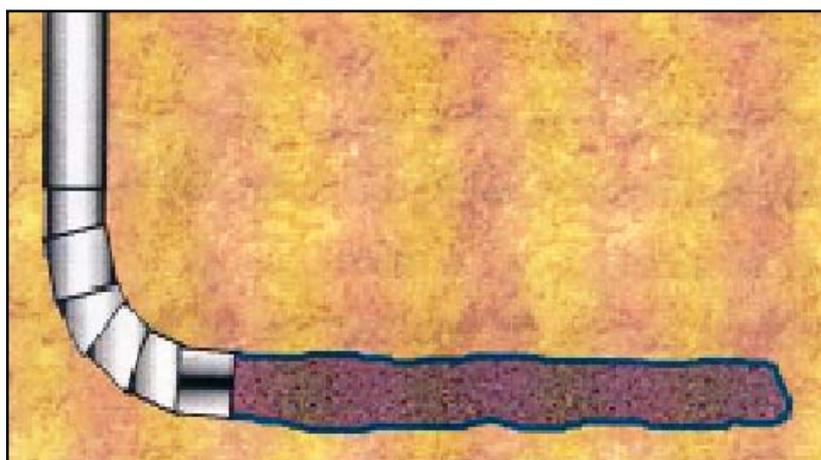
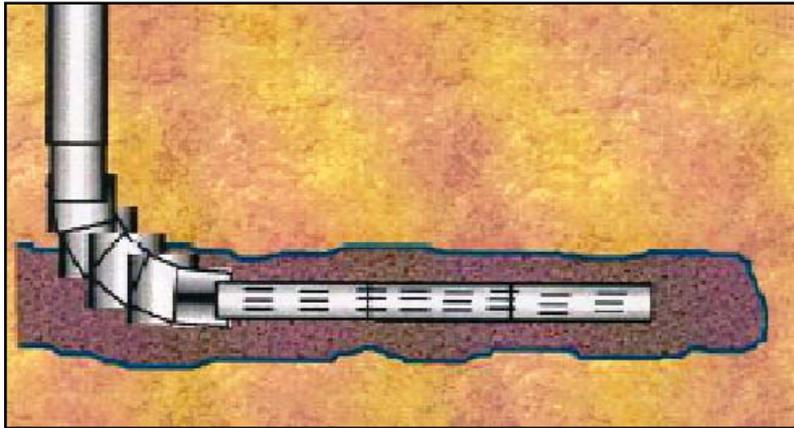


Figura 2.9 Completación a Hoyo Abierto <sup>[13]</sup>

### 2.4.8.2 Liner Ranurado

El principal propósito de insertar un liner ranurado en un pozo horizontal es prevenir el colapso del hoyo. Adicionalmente, el liner está diseñado de tal forma que permite el paso de herramienta como es el caso de la tubería flexible o continua (Coiled Tubing). (Figura 2.10).



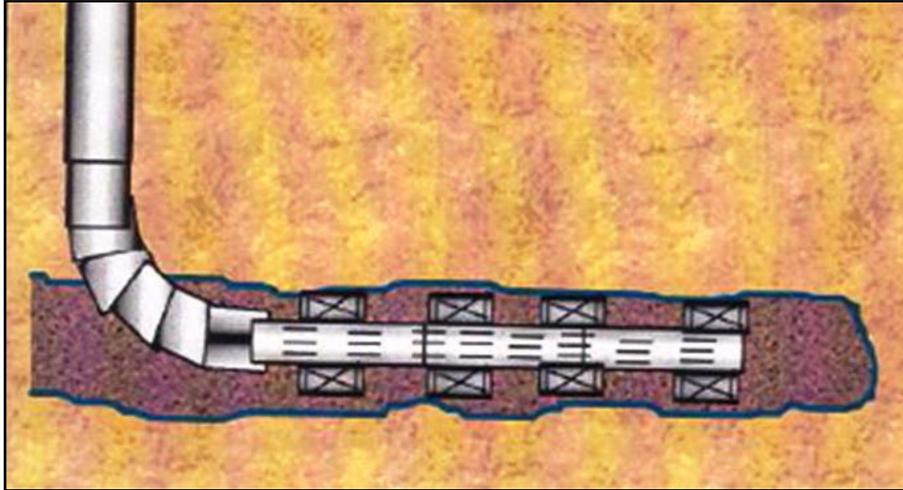
**Figura 2.10 Completación Liner Ranurado** <sup>[13]</sup>

Los tres tipos de liner que frecuentemente se usan son:

- **Liner Perforado:** El cual consta de hoyos perforados en el acero.
- **Liner Ranurado:** Donde las ranuras a lo largo del liner son de varias longitudes y espaciamiento.
- **Liner Preempacado:** Los liner ranurados pueden proveer un control de arena, dependiendo si se selecciona correctamente el ancho de la ranura para un diámetro de hoyo dado y se efectúa un análisis granulométrico a la arena de formación. Sin embargo estos liner son muy susceptibles al taponamiento.

#### **2.4.8.3 Liner con Aislantes Parciales**

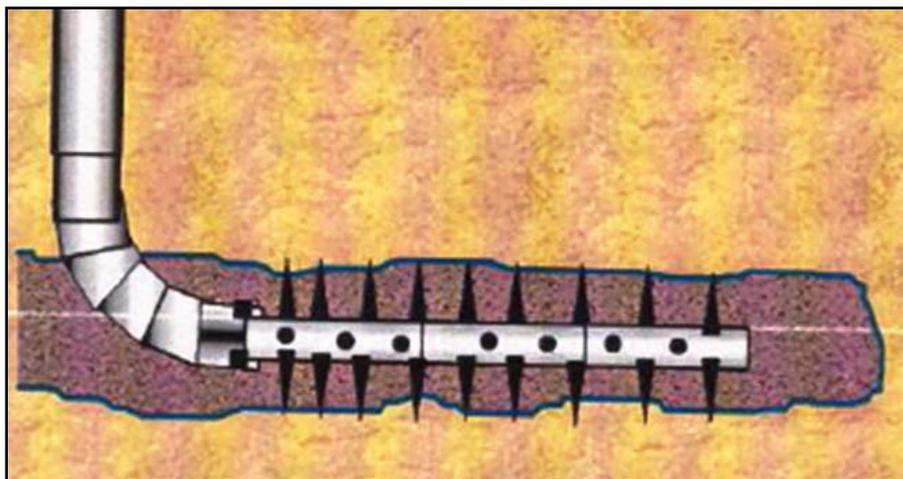
En los últimos años se han probado la aplicación de las empacaduras de revestidores externas. Las cuales se instalan por fuera del liner ranurado, con la finalidad de dividir la sección horizontal en pequeñas partes. Este método provee un aislamiento parcial de una zona, que puede ser estimulada individualmente a lo largo de la trayectoria del pozo. (Figura 2.11).



**Figura 2.11 Completación de Liner con Aislantes Parciales** <sup>[13]</sup>

#### 2.4.8.4 Liner Cementados y Cañoneados

Es posible cementar y perforar pozos horizontales de radio medio y largo. Sin embargo por lógica y según experiencias de campo no es económico cementar pozos de radios cortos. Ya que el cemento usado en la completación de un pozo horizontal debe estar libre de un porcentaje de agua específico, para efectuar la cementación. Esto se debe a que en un pozo horizontal, debido a la gravedad el agua libre se segrega hacia el tope y el cemento hacia el fondo, lo cual resultara en un mal trabajo de cementación. (Figura 2.12).



**Figura 2.12 Completación de Liner Cementados y Cañoneados** <sup>[13]</sup>

## 2.4.9 PARÁMETROS GEOMÉTRICOS PARA EL DISEÑO DE LA TRAYECTORIA DE UN POZO HORIZONTAL

Al realizar el diseño un pozo horizontal debe tenerse en consideración una serie de datos sobre las características del área superficial, del yacimiento, del taladro que será utilizado y de las herramientas disponibles. Estas características originan una serie de parámetros que son los siguientes: Ver (Figura 2.13)

- **Profundidad Vertical Verdadera (TVD):** Es la distancia vertical de cualquier punto dado del hoyo al piso de la mesa rotaria del taladro de perforación utilizado.
- **Objetivo:** Es un punto fijo en el subsuelo de la formación que va a ser conectada a producción con el hoyo desviado.
- **Punto de Desviación o Kick Off Point (KOP):** Es el punto de la trayectoria en el cual el pozo se comienza a desviar de la vertical.
- **Radio de Curvatura (R):** Es la distancia medida sobre las líneas perpendiculares a cada tangente de la curva desde el centro o punto de convergencia de todas estas líneas.
- **Sección de Incremento de Angulo:** Es la sección donde se incremente el ángulo a una tasa controlada hasta alcanzar el ángulo máximo de inclinación. Esta sección del hoyo viene después del arranque inicial y se mide en grados por cada 100 pies de longitud.
- **Sección Tangencial o Mantenimiento de Angulo:** Es la sección donde se mantiene el mismo ángulo de inclinación. En el caso de los pozos horizontales con esta sección se podría llegar al objetivo y terminarlo, igualmente es la zona en donde será ubicado la bomba.
- **Punto revestidor (PC):** es el punto de la trayectoria del pozo en el cual se asienta el revestidor de producción. Se ubica justo en el tope de la arena objetivo, o en algunos casos dentro de la arena, con el mismo ángulo de navegación del pozo horizontal.

- **Punto Horizontal (PH):** es el punto de la trayectoria del pozo en el cual se alcanza la sección horizontal.
- **Profundidad Final (TD):** es la profundidad o longitud total alcanzada por el pozo.
- **Profundidad Medida (MD):** es la distancia medida de cualquier punto dado del hoyo al piso de la mesa rotaria del taladro de perforación utilizado, el cual considera el ángulo de inclinación de la trayectoria de navegación.
- **Desplazamiento Horizontal (VS):** Es la distancia horizontal desde la locación del pozo hasta su profundidad final.
- **Tasa de construcción de Angulo o Severidad de la Pata de Perro (DLS):** es la razón de cambio de la inclinación por unidad de longitud medida generalmente en grados por cada 100 pies de longitud.

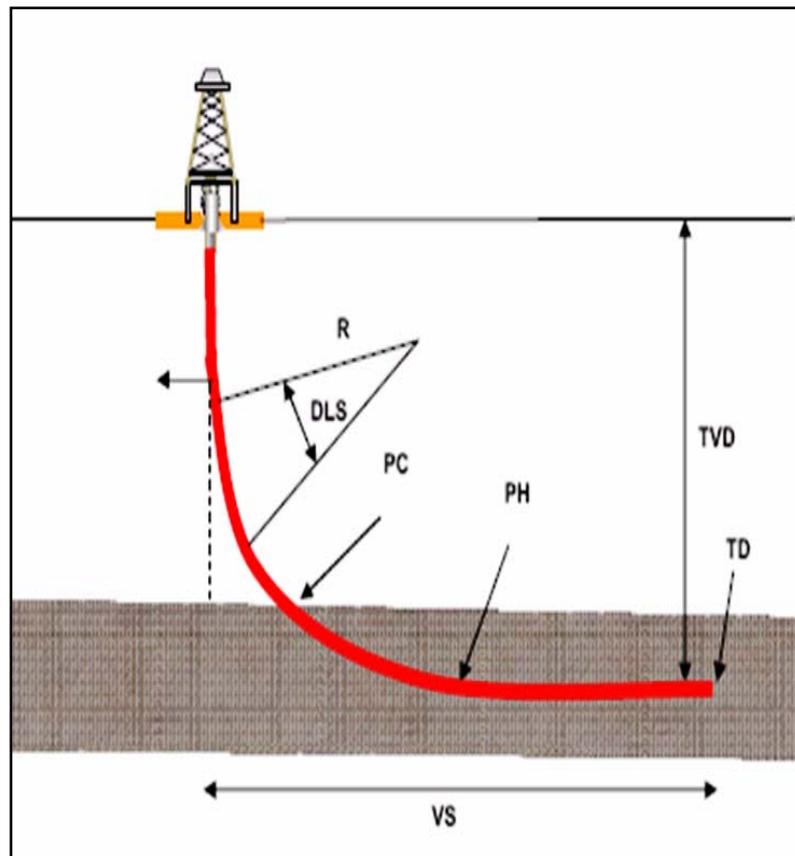


Figura 2.13 Parámetros Geométricos para un Pozo Vertical <sup>[13]</sup>

## 2.5 APLICACIONES DE LOS POZOS HORIZONTALES

Los objetivos de aplicación de los pozos horizontales varían de acuerdo a las condiciones de acumulación de hidrocarburos en el subsuelo. Entre las aplicaciones más frecuentes se tienen <sup>[9]</sup>:

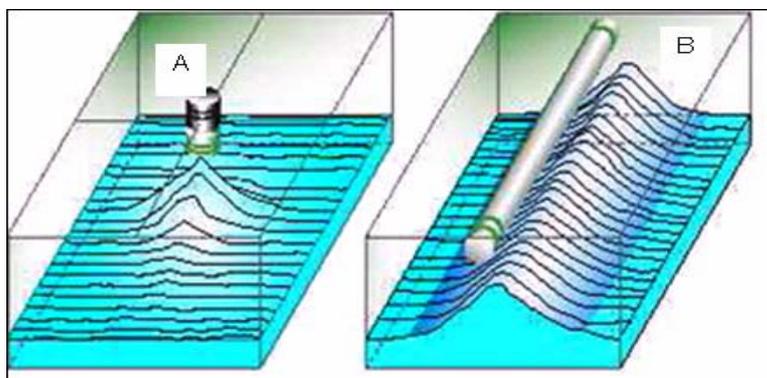
- **Reducción del número de localizaciones**

Otras aplicaciones de los pozos horizontales son reducir costos en zonas donde se requiere minimizar el número de pozos para drenar un volumen dado del yacimiento. Esto puede ocurrir en zonas de altas sensibilidad ambiental, por ejemplo ríos, lagos, playas, etc <sup>[9]</sup>.

- **Yacimientos con empuje de agua o capa de gas**

Uno de los factores más importantes que limitan la producción de petróleo mediante pozos verticales cuando existe un acuífero o una capa de gas asociada al yacimiento es la tendencia de estos fluidos a invadir la zona de producción del pozo (Figura 2.14 Ilustración A). Una mejor alternativa para evitar la temprana irrupción de los fluidos por efecto de la conificación son los pozos horizontales (Figura 2.14 Ilustración B).

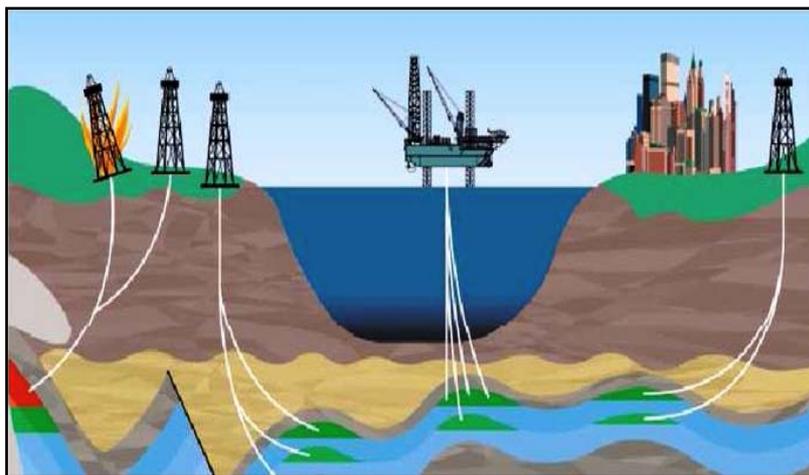
Un pozo horizontal tiene un mayor contacto con la formación por lo que la caída de presión para una producción dada es menor que en caso de un pozo vertical. Esta disminución de la caída de presión, reduce la tendencia del agua o gas a sufrir conificación.



**Figura 2.14 Reducción de Conificación de Agua de un Pozo Horizontal <sup>[13]</sup>**

- **Perforaciones en localizaciones inaccesibles**

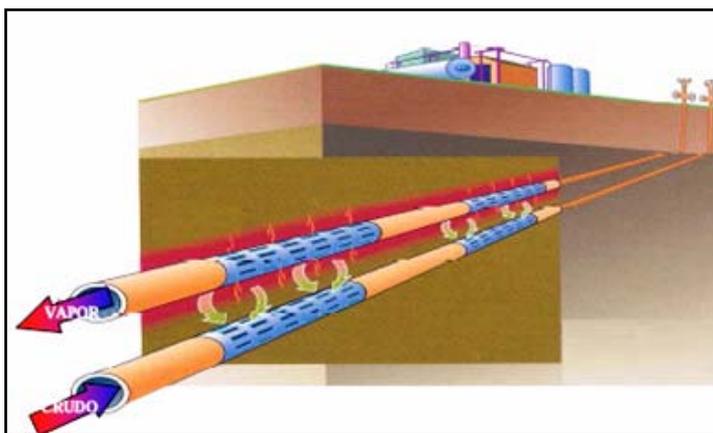
Un pozo horizontal constituye la mejor opción cuando el objetivo se encuentra justo bajo zonas urbanas, industriales o áreas para las cuales las actividades de perforación representan riesgo ambiental. (Figura 2.15).



**Figura 2.15 Perforación en Localizaciones Inaccesible** <sup>[14]</sup>

- **Recuperación mejorada de crudo**

Los pozos horizontales han sido utilizados en procesos de recuperación mejorada de crudos; tales como: inyección de agua, fluidos miscibles y recuperación de petróleo por métodos térmicos, ya que pueden ser empleados como productores e inyectores. Los pozos horizontales son usados como inyectores para lograr un mayor desplazamiento de los fluidos hacia los pozos de producción así como también un incremento en la eficiencia de barrido, debido a que poseen una mayor área de contacto con el yacimiento, y reducen el número de pozos requeridos para la inyección. (Figura 2.16).

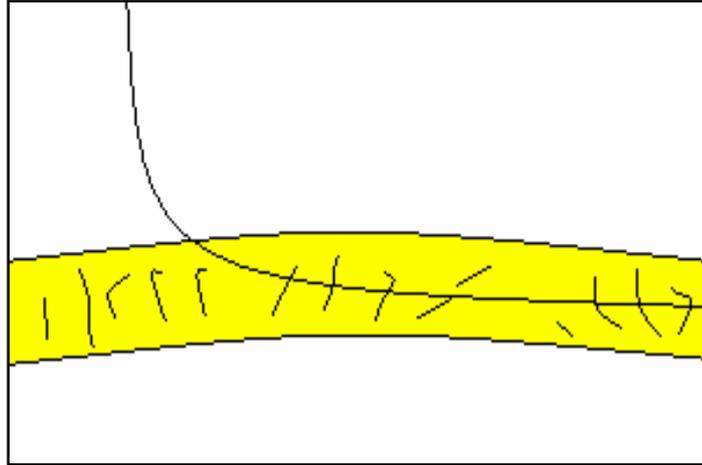


**Figura 2.16 Recuperación de Crudos Pesados utilizando Pozos Horizontales <sup>[14]</sup>**

- **Yacimiento naturalmente fracturados**

Los pozos horizontales, ofrecen una gran posibilidad de interceptar, ya sea perpendicularmente o no, las fracturas naturales encontradas en la trayectoria de la sección de desvío, drenando área en cuestión en forma selectiva. También se tiene la posibilidad de conectar mecánicamente dichas fracturas y es deseable que la intersección de estas sea perpendicular y no paralelamente, puesto que así expone una mayor área del yacimiento. (Figura 2.17).

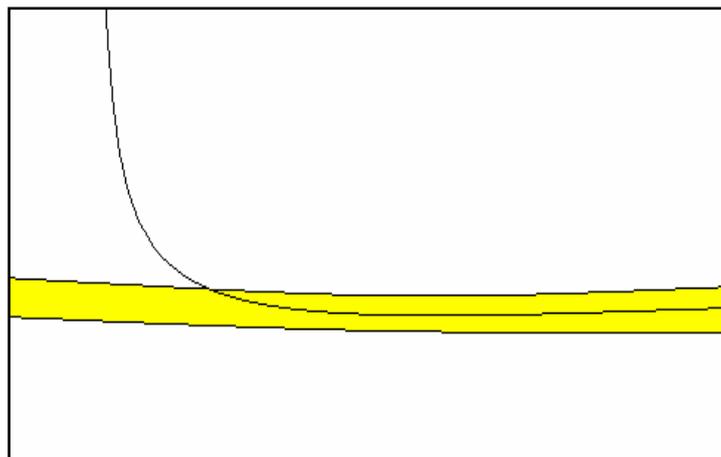
En yacimientos en donde no ocurren las fracturas naturales, es posible generarlas. Se ha obtenido un gran éxito realizando múltiples fracturas a lo largo de la longitud de un pozo horizontal tal que, cada una de estas contribuya a la productividad del pozo.



**Figura 2.17 Efecto de Pozos Horizontales en Yacimientos Naturalmente Fracturados <sup>[14]</sup>**

- **Yacimiento de espesor delgado**

Un pozo horizontal en un yacimiento de espesor delgado se comporta como una fractura de conductividad infinita con una longitud igual a la del pozo horizontal. Desde el punto de vista económico los pozos horizontales resultan una buena alternativa al momento de producir yacimientos de este tipo ya que se evitaría la perforación de varios pozos convencionales. (Figura 2.18).



**Figura 2.18 Pozo Horizontal en Yacimientos de Espesor delgado <sup>[14]</sup>**

- **Yacimientos de crudos pesados**

Una de las principales aplicaciones de la tecnología de perforación horizontal es la explotación de yacimiento de crudos pesados y extrapesados, tanto para la producción de petróleo en frío como en proyectos de recuperación mejorada. Esto se debe a que en este tipo de yacimientos el petróleo usualmente presenta una viscosidad considerable, y por ende menor movilidad que la de agua o el gas, y la producción mediante un pozo horizontal por las bajas caídas de presión que se generan en ellos permiten que se retarde la conificación de estos fluidos <sup>[14]</sup>.

- **Macolla de pozos horizontales**

Los pozos horizontales se pueden perforar agrupados en una misma localización (macolla), minimizando el impacto ambiental, costos de taladros e instalaciones de superficie y su mantenimiento en la fase de producción. Cada pozo drena un área, según su configuración. Es la mejor opción para perforación costa fuera. (Figura 2.19).

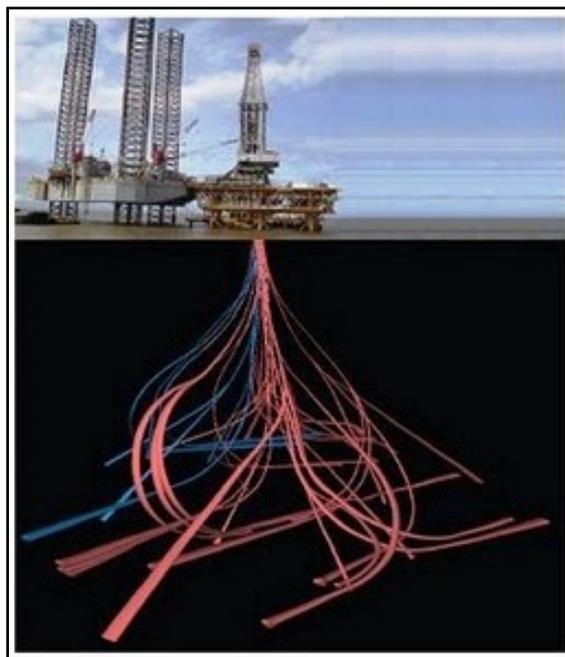
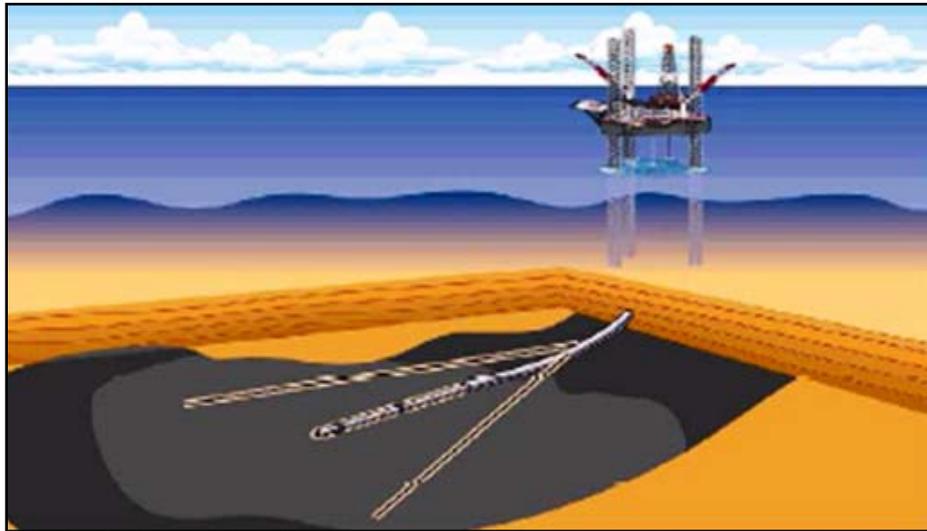


Figura 2.19 Macolla de Pozos Horizontales <sup>[14]</sup>

- **Perforar múltiples hoyos desde una única estructura**

En pozos off-shore o costa afuera permite desarrollar varios yacimientos o un único yacimiento en varios puntos, ya que el costo de colocar una plataforma de perforación

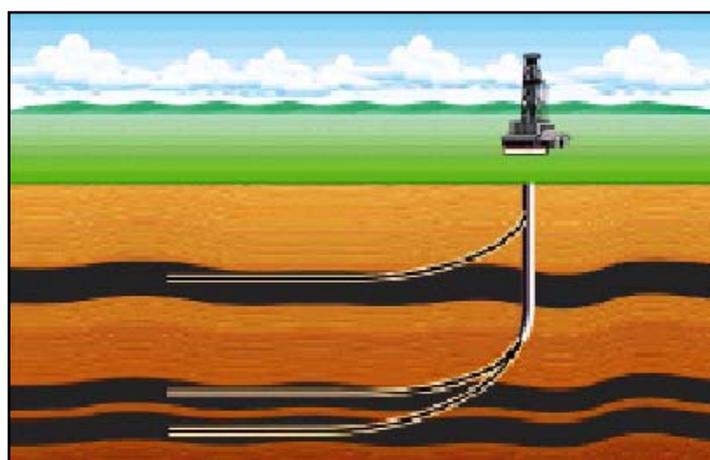
marina por pozo, haría sumamente costoso el desarrollar campos de este tipo. (Figura 2.20). Ejemplo Campo Corocoro.



**Figura 2.20. Múltiples Perforaciones desde una misma Localización** <sup>[14]</sup>

- **Para producir múltiples arenas con un mismo pozo**

Todo dirigido a reducir económicamente las operaciones de perforación, atravesando a un mismo tiempo horizontes productores, en los que entrando inclinada u horizontalmente se conecta y producen a través de un mismo hoyo. (Figura 2.21).



**Figura 2.21. Múltiples Arenas de un mismo Pozo** <sup>[14]</sup>

- **Perforación multilateral**

Esta práctica principalmente provee un drenaje de reservas efectivo desde un solo pozo, presentado a lo largo de su construcción, sendas ventanas que son dirigidas individualmente a un sector específico de una o varias estructuras petrolíferas en tierra o costa fuera, para drenar el crudo que se encuentra en ellas, además incrementa la probabilidad de interceptar y drenar los diferentes sistemas de fracturas que se puedan presentar; a todo esto se suma la atenuación del impacto ambiental. (Figura 2.22).



**Figura 2.22 Perforación Multilateral** <sup>[14]</sup>

## 2.6 PRODUCTIVIDAD EN POZOS HORIZONTALES

### 2.6.1 Índice de productividad

El concepto de índice de productividad (IP), fue desarrollado como un indicador o parámetro clave en la determinación de la capacidad de producción de un pozo; es decir, es el potencial o capacidad que tiene un pozo para producir fluido relacionado con un diferencial de presión entre la presión estática del pozo y la presión de fondo fluyente. Desafortunadamente el IP no es una cantidad fija constante, sino que varía en función de la caída de presión.

El Índice de productividad de un pozo (IP) se define como el cociente entre la tasa de producción de petróleo y la caída de presión existente en el área de drenaje del pozo. Se expresa en Bpd/Lpc, que significa barriles fiscales producidos diariamente por

cada libra por pulgada cuadrada de diferencial de presión, y es el indicador numérico de la calidad del pozo como productor. Si se asume que la presión en los límites del yacimiento puede mantenerse constante, es decir, se considera la condición de estado estable, es posible calcular el IP de la siguiente manera <sup>[13]</sup>:

$$IP = \frac{Q_o}{P_e - P_{wf}} \quad (\text{Ec. 2.4})$$

La ecuación 2.4 se puede reescribir en términos de la Ley de Darcy como:

$$IP = \frac{0,007078 * K_o * h}{\mu_o * \beta_o * Ln(re/rw)} \quad (\text{Ec. 2.5})$$

Donde:

IP= Índice de Productividad, BPPD/Lppc.

Qo= Tasa de Petróleo, BPPD.

Pe= Presión Estática del yacimiento, Lppc.

Pwf= Presión de fondo fluyente, Lppc.

Ko= Permeabilidad efectiva del petróleo, mD.

h= Espesor del yacimiento, pies.

$\mu_o$ = Viscosidad del petróleo, cp.

$\beta_o$ = Factor volumétrico del petróleo, BY/BN.

rw= Radio del pozo, pies.

re= Radio de drenaje de un pozo vertical, pies.

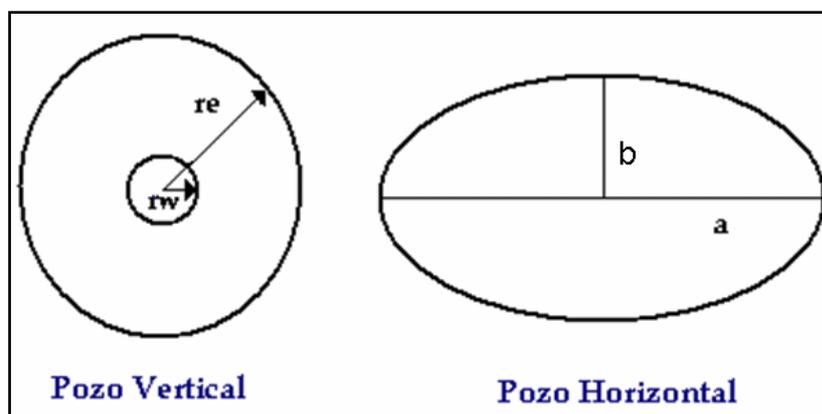
L= Longitud horizontal efectiva, pies.

La ecuación 2.5 expresa el índice de productividad en términos radiales, asumiendo que el área de drenaje de un pozo vertical es aproximadamente una circunferencia de centro en el pozo y de radio re.

A menos, que se especifique de otra forma, el IP también se basa en la producción neta de líquidos (producción de hidrocarburos líquidos más la producción de agua). Hasta alcanzar la presión de saturación su formulación representa la productividad como una relación lineal, lo que hace precisar que quien determina su comportamiento lineal, es la ausencia o presencia del gas en el área de drenaje por el pozo. Para que el IP se rija por la ecuación anterior, la presión del yacimiento debe ser mayor a la presión de saturación donde todo el gas se encuentra en solución en el petróleo.

Sin embargo, es importante agregar que la ecuación presentada anteriormente es aplicable a pozos verticales. No obstante, también existen soluciones analíticas de estado continuo para pozos horizontales; esta supone al igual que en los pozos verticales, que no hay un cambio de presión con el tiempo.

Es aceptado que el área de drenaje de un pozo horizontal es aproximadamente igual a una elipse (Figura 2.23) cuyos focos se sitúan en los extremos de la sección horizontal y cuyos semiejes menor y mayor están dados por el espaciamiento lateral del pozo y la mitad de la longitud horizontal más el espaciamiento lateral, respectivamente<sup>[8]</sup>.



**Figura 2.23. Comparación Entre las Áreas de Drenaje de Pozos Verticales y Horizontales <sup>[6]</sup>.**

En la práctica, muy pocos yacimientos operan bajo condiciones de estado continuo, de hecho, la mayoría de los yacimientos exhiben un cambio de presión con el tiempo. En este sentido, las soluciones de estado continuo son usadas ampliamente debido:

- Estas son fáciles de deducir analíticamente.
- Es sumamente fácil convertir los resultados de estado continuo a un periodo transitorio y semicontinuo, usando los concepto de expansión del área de drenaje con el tiempo, el radio efectivo del pozo y factores de forma.
- Los resultados matemáticos de estado continuo pueden ser verificados experimentalmente con la construcción de modelos físicos en el laboratorio.

Joshi introdujo una ecuación basada en la ecuación 2.5 que toma en cuenta la geometría del pozo horizontal, añadiendo la longitud y el espaciamiento <sup>[13]</sup>.

$$IP = \frac{Q_o}{\Delta P} = \frac{0,00708 * Ko * h / (\mu o * \beta o)}{Ln\left(\frac{a + \sqrt{a^2 - (L/2)^2}}{L/2}\right) + (h/L) * Ln(h/2 * rw)} \quad (\text{Ec. 2.6})$$

Calculo del eje mayor de la elipse drenada se calcula mediante la siguiente ecuación

$$a = (L/2) * \left(0,5 + \sqrt{0,25 + (2 * reh/L)^4}\right)^{0,5} \quad (\text{Ec. 2.7})$$

Donde reh está dada por la expresión:

$$reh = \sqrt{\frac{Adh}{\pi}} \quad (\text{Ec. 2.8})$$

Donde:

IP= Índice de Productividad, BPPD/Lppc.

Qo= Tasa de Petróleo, BPPD.

Pe= Presión Estática del yacimiento, Lppc.

Pwf= Presión de fondo fluyente, Lppc.

Ko= Permeabilidad efectiva del petróleo, mD.

$h$ = Espesor del yacimiento, pies.

$\mu_o$ = Viscosidad del petróleo, cp.

$\beta_o$ = Factor volumétrico del petróleo, BY/BN.

$r_w$ = Radio del pozo. pies.

$r_e$ = Radio de drenaje de un pozo vertical, pies.

$a$ = Semieje mayor de la elipse del área de drenaje de un pozo horizontal, pies.

$L$ = Longitud horizontal efectiva, pies.

$r_{eh}$ = Radio de drenaje de un pozo horizontal, pies.

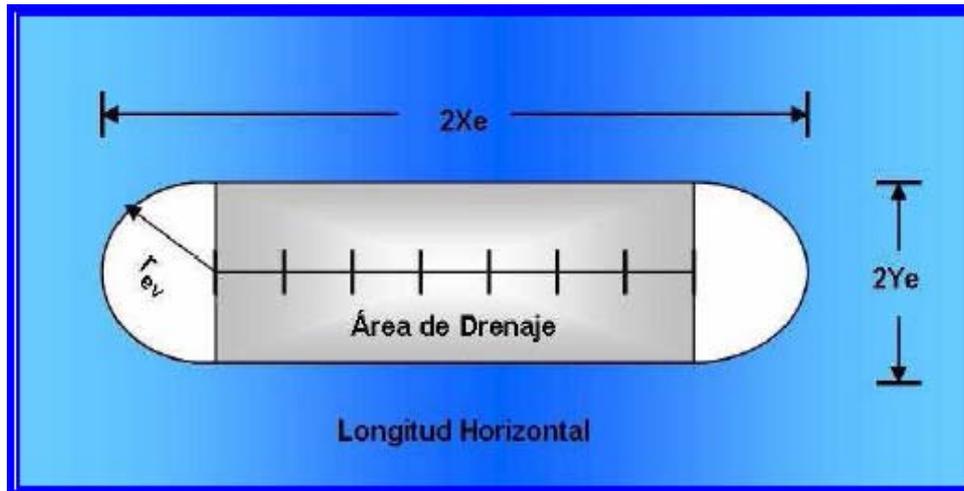
Para determinar el área de drenaje, Joshi en su método supone dos áreas. Una viene dada por un rectángulo y dos semicírculos, y la segunda área por una elipse.

Donde el área de drenaje del pozo viene dada por:

$$A_{dh} = \frac{A_{dc} + A_{de}}{2} \quad (\text{Ec. 2.9})$$

- **Área de drenaje cilíndrica:**

Este tipo de área de drenaje supone que el pozo horizontal drena el área de un rectángulo en el centro, y el área de dos semicírculos en los extremos del rectángulo. Cada uno de los semicírculos contribuye  $\frac{1}{2}$  de la producción de un pozo vertical  $r_{ev}$ . (Figura 2.24).



**Figura 2.24 Área de drenaje cilíndrica de pozos horizontales <sup>[15]</sup>**

La ecuación utilizada para el cálculo del área de drenaje cilíndrica es la siguiente:

$$A_{dc} = \frac{(\pi * r_{ev}^2) + (L * 2r_{ev})}{43560} \quad (\text{acres}) \quad (\text{Ec. 2.10})$$

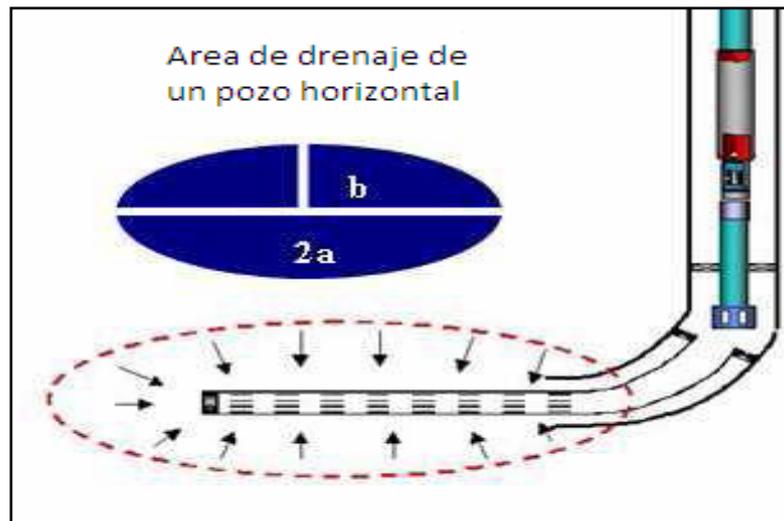
Dónde:

$r_{ev}$ : Radio de drenaje del pozo horizontal, pies.

L: Longitud horizontal del pozo, pies.

- **Área de drenaje elíptica:**

Este tipo de área de drenaje está representada por una elipse y está basada en el trabajo de Giger (1983) y Joshi (1986). Tal como se muestra en la Figura 2.2



**Figura 2.25 Área de drenaje de un pozo horizontal <sup>[15]</sup>**

Joshi dividió el problema en tres dimensiones considerando un elipse de eje menor “b” igual al radio de drenaje del pozo vertical, y de eje mayor “a” igual a la mitad de la longitud del pozo horizontal, más el radio del pozo vertical.

Entre las ecuaciones que se usan para el cálculo del área de drenaje elíptica de un pozo horizontal se tiene:

$$a = \left( \frac{L}{2} + rev \right) \quad (\text{pies}) \quad (\text{Ec. 2.11})$$

$$b = rev \quad (\text{pies}) \quad (\text{Ec. 2.12})$$

$$Ade = \frac{\pi * b * a}{43560} \quad (\text{acres}) \quad (\text{Ec. 2.13})$$

$$Ade = \frac{\pi * rev * \left( \frac{L}{2} + rev \right)}{43560} \quad (\text{acres}) \quad (\text{Ec. 2.14})$$

Donde:

a: Mitad del eje mayor de la elipse, pies.

b: Mitad del eje menor de la elipse, pies.

$r_{ev}$ : Radio de drenaje, pies.

L: Longitud de la sección horizontal del pozo, pies.

Basado en Ec.(3.3) podemos ver que el índice de productividad es afectado por el espesor del yacimiento de modo que las productividades máximas se alcanzan cuando L es muy superior a h.

El índice de productividad de un pozo horizontal es de 2 a 8 veces mayor que el de un pozo vertical en un mismo yacimiento, dada la mayor exposición con la zona productora y la menor caída de presión que se genera para una producción equivalente. Asimismo, el índice de productividad en estos pozos es función directa de su longitud efectiva, siendo directamente proporcional al incremento de dicha longitud tal como lo demuestran las estadísticas a nivel mundial sobre la materia. El índice de productividad se ve afectado en forma considerable por el espesor neto petrolífero de la arena reservorio, y por tal razón, las altas productividades por lo general están asociadas con grandes longitudes y espesores <sup>[13]</sup>.

## **2.6.2 IMPORTANCIA DEL ÍNDICE DE PRODUCTIVIDAD**

- Conocer el índice de productividad de un pozo es importante ya que permite tomar decisiones en cuanto al desarrollo de áreas nuevas.
- Permite pronosticar tasas de producción, por lo que podría utilizarse para planificar el desarrollo y la necesidad de facilidad de producción.
- Durante la vida productiva del pozo, puede ayudar a detectar si existen problemas con el equipo de producción y/o si existen daños de formación, con lo cual se podrían tomar decisiones en cuanto a la necesidad de trabajos de reparación, reacondicionamiento, estimulaciones, entre otros. También puede ser utilizado para evaluar la efectividad de dichos trabajos <sup>[14]</sup>.

### 2.6.3 FACTORES QUE AFECTAN EL ÍNDICE DE PRODUCTIVIDAD

- Efecto de turbulencia en la masa de flujo.
- Disminución de la permeabilidad relativa del petróleo Kro debido a la presencia de gas libre en el yacimiento el cual fluye por efecto de una caída de presión.
- Incremento de la viscosidad del petróleo.
- Cuando la presión cae por debajo de la presión de burbujeo Pb, debido a la liberación de gas en solución.
- Reducción de la permeabilidad (K), debido a la compresibilidad de la formación.
- Un excesivo diferencial de presión puede causar que se paralice por completo la producción de líquido y se convierta dicho pozo en productor de gas, esto puede explicarse por una fase de gas en el yacimiento <sup>[14]</sup>.

## 2.7 TASA DE PRODUCCIÓN

Es el volumen de petróleo producido por pozo o por día a condiciones de presión (14.7 psi) y temperatura (60 °F) expresada en BNPD a nivel de campo.

### 2.7.1 TASA ÓPTIMA DE PRODUCCIÓN

Es el intervalo en el cual cada una de las fases muestra un comportamiento estable en su desplazamiento, y la producción de crudo es superior a la de agua. De igual forma puede definirse como una tasa de mantenimiento, que además de poderse aplicar en aquellos pozos donde la irrupción de agua ya ocurrió, también es válida a considerar tanto en los que aún no ocurre tal situación, para mantener la producción libre de agua, o para retrasar su aumento en el tiempo.

### 2.7.2 IMPORTANCIA DE LA TASA DE PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO

- **Extracción:** la producción de crudo por pozo o sarta es utilizada actualmente para el análisis de las condiciones de producción de los pozos, e identificar

anomalías tales como: arenamiento, precipitación de asfalteno o cambios en la relación gas-petróleo (RGP).

- **Control de yacimientos:** la producción de crudo por pozo o sarta es utilizada para la determinación de índice de productividad y diagnóstico de pozos.
- **Manejo y procesamiento de los fluidos:** la producción de crudo por pozo o sarta es utilizada para estimaciones del ajuste de unidades de almacenamiento y/o bombeo de crudo por estación o unidad de explotación.
- **Programación de producción:** la producción de crudo por pozo o por sarta es utilizada en la recolección de requerimientos de cambios en los volúmenes de producción para el cumplimiento de las cuotas.
- **Optimización de producción:** cuando existan anomalías de la producción de crudos por pozo o sarta, es necesario verificar los parámetros que las causan para la optimización de producción de los pozos, y esto va depender del rendimiento de los pozos <sup>[14]</sup>.

## 2.8 PRESIÓN DEL YACIMIENTO

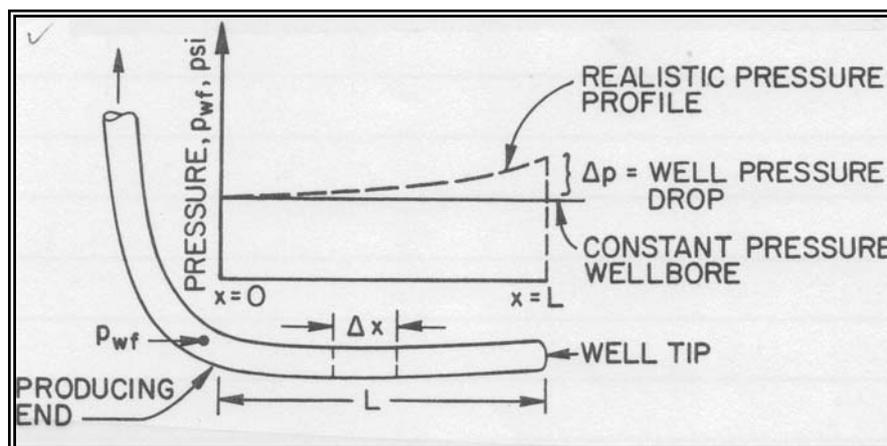
Representa la energía natural del yacimiento por lo que se convierte en un parámetro muy importante en la predicción de la productividad. El mejoramiento en la productividad típica de un pozo horizontal es de 2 a 5 veces más que la de un pozo vertical. Sin embargo, si la presión del yacimiento es muy baja (yacimiento altamente agotado), es posible que la perforación de un pozo horizontal no incremente la productividad lo suficiente como para justificar económicamente el pozo <sup>[12]</sup>.

### 2.8.1 CAÍDA DE PRESIÓN A TRAVÉS DE UN POZO HORIZONTAL

Desde el punto de vista de Ingeniería de Yacimientos, un pozo horizontal es considerado una fractura de conductividad infinita, es decir, la caída de presión a lo largo de la longitud del pozo es muy pequeña y despreciable. Así que el pozo horizontal representa un pozo largo donde la presión en el pozo en toda la extensión es constante <sup>[9]</sup>.

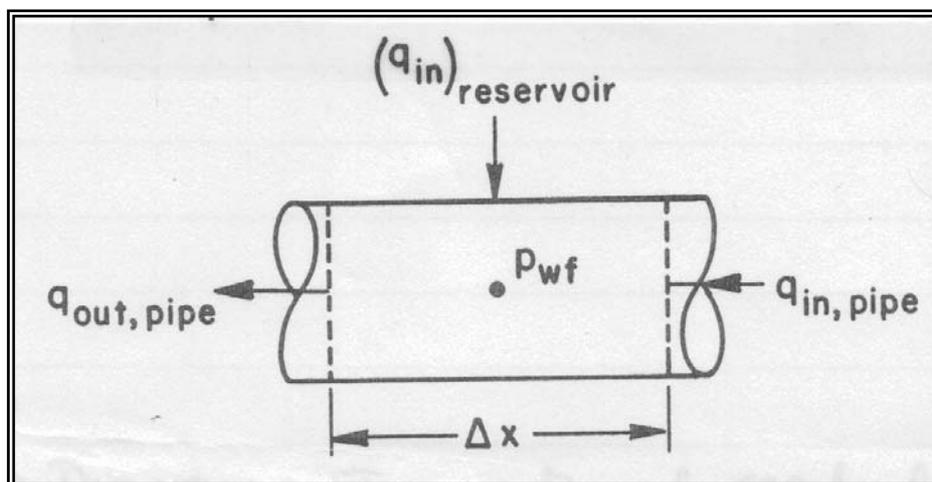
En la práctica, algo de caída de presión del pozo horizontal al final de la sección productora es esencial para mantener flujo de fluido en el pozo.

Consecuentemente, el final de la sección (de ahora en adelante lo llamaran talón) estará a una presión más baja. (Figura 2.26).



**Figura 2.26 Diagrama esquemático de pérdidas de presión a lo largo de la longitud  $L$  del pozo <sup>[12]</sup>**

Sin embargo, en el ámbito de Ingeniería la pregunta debe orientarse al estudio de cuál es la caída de presión esperada en un pozo horizontal y como está con respecto a la caída de presión entre la presión estática del yacimiento ( $\Delta P$ ) y la presión de fondo fluvente, ( $P - P_{wf}$ ). Si la caída de presión del pozo horizontal es pequeña al compararse con la caída entre la presión de yacimiento y la de fondo fluvente, para todos los propósitos prácticos, un pozo horizontal puede ser considerado como un pozo de conductividad infinita, es decir, un pozo a una presión constante. En contraste con eso, si la presión a través de la sección horizontal es significativa con respecto al diferencial de presión, entre la presión del yacimiento y la de fondo fluvente, este diferencial cambiaría a través de la longitud del pozo, por lo tanto, cambiaría también la producción del pozo. Para calcular el cambio de la tasa de producción a lo largo de la longitud del pozo, se tendría que resolver simultáneamente caída de presión con ecuaciones de flujo de yacimientos como lo vemos en la (Figura 2.27) diagrama esquemático de caída de presión y relación de flujo en tubería y en el yacimiento.



**Figura 2.27 Diagrama esquemático de caída de presión y relación de flujo en tubería y en el yacimiento <sup>[12]</sup>**

La caída de presión a lo largo de la longitud horizontal es muy pequeña y en algunos casos puede despreciarse. Sin embargo, bajo ciertas circunstancias, como aquellas que envuelven altas tasas de flujo de crudo liviano (mayores que 10.000 BPD) o flujo de crudos altamente viscosos, es posible tener una significativa caída de presión en la sección horizontal del pozo.

En estas situaciones, una longitud óptima de pozo puede ser calculada considerando caídas de presión en la tubería y las tasas de producción de petróleo por el cambio del diferencial de presión de yacimiento a lo largo del pozo

La influencia de tener altas caídas de presión a lo largo de la sección horizontal del pozo ( $L$ ) se puede deber a la presencia de fluidos de viscosidad elevada como es el caso de crudos pesados. Además, en el caso de pozos horizontales de petróleo liviano, las tasas que oscilen entre 30MBPD a 40 MBPD. Estas tasas serán posibles en yacimientos con una permeabilidad elevada (a partir de 1 Darcy). En estos yacimientos, la caída de presión desde el yacimiento al pozo puede ser muy pequeña, y se puede comparar con las caídas de presión en el tramo horizontal de la tubería. En cada caso, la perforación en un tramo adicional de sección horizontal no garantizará el aumento de producción.

En yacimientos con problemas de conificación de agua y gas, son debido a la excesiva caída de presión de fondo alrededor de los pozos, y puede incrementar la tendencia de gas y agua a conificarse rápidamente en un punto de mínima presión en los pozos verticales y formar crestas en los horizontales.

En los pozos horizontales las grandes caídas de presión a través de la sección horizontal ocurren principalmente en yacimientos con altas permeabilidades. En tales yacimientos, las tasas de flujo no están restringidas por la productividad del pozo, sino por las limitaciones de caídas de presión en las tuberías de producción.

En yacimientos de altas productividades, la razón para perforar un pozo horizontal debería ser revisada críticamente. En yacimiento de altas permeabilidades, los problemas de conificación de agua y gas son mínimos. En estos yacimientos un pozo horizontal puede perforarse para reducir conificación y mejorar los oil cuts (producción de petróleo), pero la ganancia en rendimiento perforando pozos horizontales en lugar de pozos verticales puede no ser tan significativas como en yacimientos de baja permeabilidad <sup>[9]</sup>.

## **2.8.2 PARÁMETROS PARA MINIMIZAR LAS ALTAS CAÍDAS DE PRESIÓN**

Varios pasos se pueden tomar para minimizar la caída de presión a través de un pozo horizontal.

Alta caída de presión ocurre principalmente debido al flujo turbulento en el pozo. Para minimizar la caída de presión, es deseable tener flujo laminar a través del pozo, o por lo menos tener las mínimas velocidades de flujo posibles a través del pozo. Una manera es considerar la posibilidad de perforar el pozo horizontal hoyo de mayor diámetro posible.

La caída de presión a lo largo de  $L$  puede ser minimizada controlando las ratas de producción de fluido a lo largo de la longitud  $L$ . esto puede realizarse manipulando el área abierta a flujo (entrada de fluido) hacia el pozo.

Si el pozo va a ser completado usando un liner pre-cañoneado o ranurado, se puede variar el tamaño de los huecos o las ranuras a lo largo de  $L$  para así minimizar la caída de presión a lo largo de  $L$ .

En el caso de un hoyo cementado, se puede cambiar no solamente la densidad de disparo, sino también la longitud del intervalo cañoneado para minimizar la caída de presión a lo largo de  $L$ .

En una formación de alta permeabilidad, donde la caída de presión a través de un hoyo horizontal es comparable al drawdown de presión del yacimiento, un empaque con grava probablemente sería usado para completar el pozo. En tal caso, si el pozo es completado con un liner cañoneado, los puntos de entrada al hoyo deberían estar lo más separado posible uno de otro, permitiendo al empaque con grava servir como un “estrangulador” para cada ranura y facilitaría mantener mínima las caídas de presión a lo largo de  $L$ .

Si la caída de presión es excesiva, en la planificación del pozo se debe diseñar un esquema de completación apropiado para minimizar la caída de presión en el pozo.

Por lo tanto, antes de finalizar los planes de perforación y completación de un pozo horizontal, es necesario calcular la caída de presión en el pozo <sup>[9]</sup>.

### **2.8.3 CAÍDA DE PRESIÓN EN LA SECCIÓN CURVA DEL POZO**

La caída de presión por fricción en la parte curva del pozo, ocurre en sección donde el pozo hace la desviación de la vertical a la sección horizontal.

Recientemente, Joshi y Shah revisaron la literatura para comparar varios métodos para calcular el factor de fricción en los codos y curva; los resultados mostraron que si  $2R/d > 50$ , donde “ $R$ ” es el radio de curvatura y “ $d$ ” diámetro de tubería. La caída de presión a través de un codo es casi igual a la caída de presión de un tubo recto, con longitud de tubería igual a la distancia a lo largo de la curva.

Para pozos horizontales de radio largo, medio y corto, la influencia de la curvatura en la caída de presión es despreciable <sup>[12]</sup>.

## 2.9 ORIGEN DE LA PRODUCCIÓN DE AGUA

Con respecto a la producción de crudo, es fundamental distinguir entre el agua de barrido, el agua aceptable, y el agua excesiva.

Agua ‘Aceptable’. Es el agua producida dentro del hueco a una tasa inferior al límite económico de la relación agua/petróleo (RAP). Es una consecuencia inevitable del flujo de agua a través del yacimiento y no se puede eliminar sin perder partes de las reservas. La producción del agua buena tiene lugar cuando existe un flujo simultáneo de petróleo y agua en toda la matriz de la información. El flujo fraccional de agua está determinado por la tendencia natural de mezcla que provoca el aumento gradual de la relación agua/petróleo.

Agua ‘excesiva’. Es el agua producida dentro del hueco, que no produce petróleo, o bien cuando la producción de petróleo no es suficiente para compensar el costo asociado con el manejo del agua, es decir el agua producida por encima del límite económico de la RAP.

Agua de ‘barrido’. Proviene de un pozo inyector o de un acuífero que contribuye al barrido de petróleo del yacimiento. El manejo a este tipo de agua es una parte fundamental del manejo del yacimiento y puede constituir un factor determinante en la productividad de los pozos y de las reservas finales. En la mayoría de los casos son los yacimientos se encuentran asociados a rocas saturadas con agua, comúnmente conocidas con el nombre de acuífero, que pueden actuar como límites parciales o totales del yacimiento. Los acuíferos tienen las características de poseer energía hidráulica que origina en la mayoría de los casos el desplazamiento acelerado del petróleo hacia los pozos que atraviesan las arenas productoras del yacimiento, por lo que representa un mecanismo de producción natural. Una caída de presión en el yacimiento hace que el acuífero reaccione para retardar o contrarrestar la declinación de la misma, suministrando una intrusión de agua, bien sea por una expansión de esta o de otras acumulaciones de hidrocarburos conocidas ignoradas en el acuífero, por la compresibilidad misma de la roca en el acuífero o porque está presente un afloramiento que le permite el reabastecimiento con aguas superficiales. Se conocen distintas formas en que se puede presentar el acuífero. Siendo las más resaltantes según su actividad energética: activo, parcialmente activo o inactivo; y según su ubicación: de fondo o lateral <sup>[16]</sup>.

En la **Tabla 2.2** se observan las características que presentan los yacimientos asociados a un acuífero:

**Tabla N° 2.2 Características de los yacimientos asociados a un acuífero.**

Parámetros	Características
Presión del Yacimiento	Tiende a mantenerse
Relación Gas-Petróleo	Permanece constante
Relación Agua-Petróleo	Alta
Producción de Agua	Comienza temprano y aumenta gradualmente
Pozos	Fluyen hasta irrumpir el agua
Tasas de fluido	Se mantiene constante hasta la irrupción del agua
Recobro	Varía entre 40 % o más, en algunos casos 60%

### 2.9.1 ANOMALÍAS DEL YACIMIENTO RELACIONADO CON LA PRODUCCIÓN DE AGUA

- **Conificación:** Es el movimiento vertical del agua en forma de cono, a través del reservorio proveniente de un acuífero subyacente a la arena productora de petróleo, y ocurre alrededor del pozo. La conificación se origina con el descenso de la presión en el fondo del pozo, esta disminución de presiones facilita la movilidad del agua que se encuentra en las zonas adyacentes, conectándolas con la completación del pozo, seguidamente el agua invade la sección perforada, dando como resultado la producción de altos cortes de agua.
- **Contacto agua-petróleo:** Al estar presente un contacto agua-petróleo dinámico, este puede ascender hasta los intervalos cañoneados del pozo productor, y por lo tanto se puede producir cantidades indeseables de agua.
- **Canalización:** la canalización ocurre en el reservorio, cuando existe una conexión debido a la alta permeabilidad efectiva entre un acuífero activo o un pozo inyector y un

pozo productor. La canalización hace que los fluidos sirvan de desplazamiento para el crudo e irrumpen prematuramente en los pozos productores, dejando atrás grandes cantidades de petróleo sin producir.

- **Segregación Gravitacional:** Cuando en un yacimiento existe una capa de gran espesor con buena permeabilidad vertical, puede provocar la invasión de agua no deseada en un pozo de producción. El agua, ya sea que provenga de un acuífero o de un proceso de recuperación secundaria por inyección de agua, se escurre hacia abajo en la formación permeable y barre solo la parte inferior del yacimiento. Cuando existe una relación de movilidad petróleo-agua desfavorable el problema puede agravarse, incluso más en las formaciones con texturas sedimentarias que se vuelven más finas hacia arriba, dado que los efectos viscosos, junto con la segregación gravitacional fomentan el flujo en la base de la formación.

En los pozos horizontales, la segregación gravitacional puede ocurrir cuando el hueco se encuentra cercano al fondo de la zona productiva, o bien cuando se supera la tasa crítica de conificación local <sup>[16]</sup>.

## 2.10 CONSECUENCIAS DE LA ALTA PRODUCCION DE AGUA

- **Disminución de la producción de petróleo**

El corte de agua en un pozo significa la disminución porcentual de la producción de crudos. Llega un momento en la vida útil del pozo que este incrementa su corte de agua; generalmente este incremento se hace más notable en pozos con empuje hidráulico o que están cercanos a una arena contentiva de agua, también va a ocurrir la presencia de agua en la producción en pozos sometidos a inyección de la misma. Muchas veces esta inyección de agua no es controlada, lo que hace que el desplazamiento o el frente de invasión sea insostenible detrás del crudo produciendo una ruptura más temprana. Cuando la ruptura ocurre, la producción de petróleo va a disminuir de acuerdo a la tasa de producción de agua, en otras palabras, si el porcentaje de agua producida es elevado la capacidad de recuperación de crudo se ve afectado por las altas tasas de agua.

- **Acortamiento de la vida útil del pozo**

Cuando ocurre la ruptura en un pozo petrolero, se hace más fácil tratar de recuperar el petróleo en sitio. Muchas veces los métodos que se utilizan para controlar el exceso de

agua pueden ocasionar daños permanentes en las arenas productoras. También cabe destacar que a medida que el pozo incrementa su corte de agua, este se hace menos rentable, ya que hay que aumentar los costos para el reciclaje o tratamiento de agua, trabajos de reacondicionamiento (tapones, cañoneo, PLT). Estos se traducen en pérdidas y gastos adicionales, ya que la producción de crudo disminuye y a la larga conduce al cierre o abandono de pozos o yacimientos con buenas reservas aun sin drenar; pero la producción de agua en el tiempo los hizo poco rentable <sup>[16]</sup>.

- **Conificación y formación de cresta**

La conificación del agua en un pozo, ocurre como una respuesta a las fuerzas viscosas creadas en un yacimiento cuando los fluidos son producidos. Cuando un pozo vertical fluye, el agua del fondo sube tomando la forma de un cono. Si es un pozo horizontal el que está fluyendo, tomaría la forma de una cresta como se muestra en las Figuras 2.28 y 2.29.

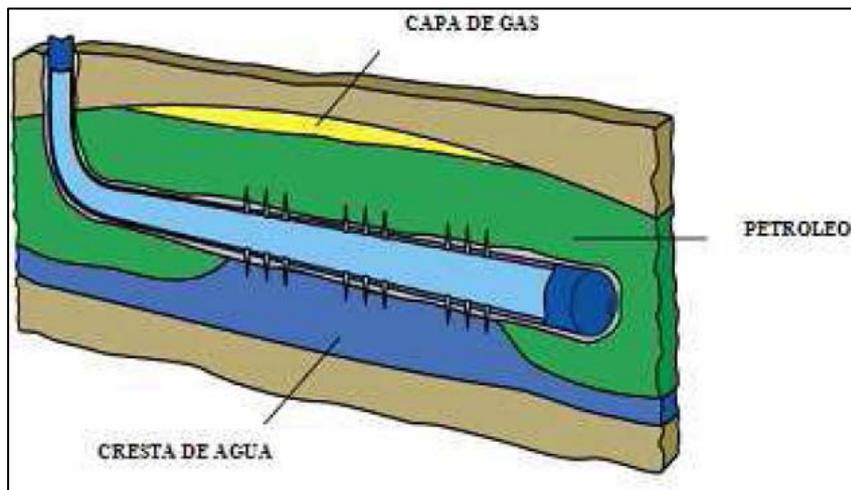
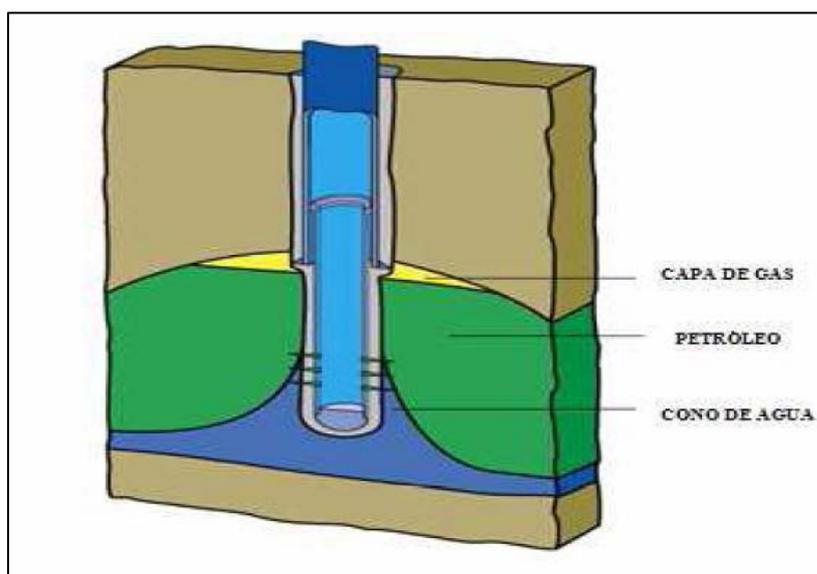


Figura 2.28 Cresta de agua en un pozo horizontal <sup>[15]</sup>



### **Figura 2.29 Conificación en pozos verticales <sup>[15]</sup>**

Una de las principales razones de la conificación es la caída de presión entre la presión promedio del área de drenaje y la presión de fondo fluyente. Un pozo vertical tiene una mayor caída de presión que un pozo horizontal. Esta gran caída de presión es la que origina conificación. Inversamente, a bajas caídas de presión se muestra tendencia mínima a la conificación.

- **Efectos de conificación y formación de cresta**

La conificación en los pozos verticales y la formación de crestas en los pozos horizontales, afectan la productividad debido a:

- Irrupción temprana del agua en los pozos.
- Bajo recobro primario de hidrocarburo.
- Manejo de altas tasas de agua en la superficie.
- Incremento de los costos operacionales. Estos fenómenos pueden ser controlados mediante la tasa de producción. La tasa óptima para producir esos pozos es conocida como 'Tasa crítica <sup>[16]</sup>.

## **2.11 TASAS CRÍTICAS DE PRODUCCIÓN**

Anteriormente, se desarrollaban muchos experimentos, y análisis matemáticos, para resolver los problemas de conificación. Una de las conclusiones básicas en la mayoría de los análisis era que si el petrolero producido a tasas suficientemente bajas. La conificación de agua, y gas podía prevenirse, y solo el petróleo era producido. Esta baja tasa fue denominada 'Tasa crítica de conificación'. Así, la tasa crítica se define como la máxima tasa a la cual solo el petróleo se puede producir <sup>[15]</sup>.

### 2.11.1 DETERMINACIÓN DE LA TASA CRÍTICA DE PRODUCCIÓN EN POZOS HORIZONTALES

Se estima que se encuentra varias correlaciones para estimar la tasa crítica de producción en pozos horizontales. Pero mediante la aplicación de estas se obtienen diferentes tasas críticas, es aquí donde el ingeniero debe escoger cual es la más apropiada en las operaciones del campo, y desde luego seleccionar la tasa crítica óptima basándose en el resultado aportado por una prueba de producción <sup>[15]</sup>.

Desde el punto de vista de Joshi, no hay correlaciones malas y buenas. Si se dispone de la formación de una prueba de producción, se puede fácilmente seleccionar cual es la correlación que mejor se ajusta a un campo.

Para pozos horizontales, debido a una baja caída de presión, se puede esperar una alta tasa de petróleo sin conificación. A continuación se muestra varias correlaciones para la determinación de la tasa crítica:

**a) Método de Chaperon:** este autor se basa en el equilibrio entre las fuerzas gravitacionales; sin embargo, desprecia el efecto en la distribución de presión de la presencia de una cresta de agua, posicionado el pozo en el tope del yacimiento.

$$q_c = 4.888 \times 10^{-4} \times \frac{L}{Y_e} \times \Delta\rho \times \frac{(K_h \times h^2)}{\mu_o \times \beta_o} F \quad (\text{Ec. 2.15})$$

Para  $1 \leq \alpha^n < 70$  y  $2Y_e < 4L$

$$\alpha^n = \left( \frac{Y_e}{h} \right) \sqrt{\frac{K_e}{K_h}} \quad (\text{Ec. 2.16})$$

Donde:

$q_c$ = Tasa crítica, BN/D.

$L$ = Longitud de pozo horizontal, pies.

$Y_e$ = Longitud media de drenaje (perpendicular al pozo), pies.

$\Delta\rho$ = Diferencia de densidades, gr/cc.

$K_h$ = Permeabilidad horizontal, mD.

$h$ = Espesor de la columna de petróleo, pies.

$\mu_o$ = Viscosidad del petróleo, cps.

$\beta_o$ = Factor volumétrico del petróleo, BY/BN.

$F$ = Función dimensional que depende de  $\alpha^n$ .

$F$  es presentado en el documento original como un gráfico pero ha sido correlacionado con Joshi como:

$$F = 3,9624955 + 0,0616438(\alpha^n) - 0,000540(\alpha^n) \quad (\text{Ec. 2.17})$$

En yacimientos con acuífero de fondo, normalmente la presión del mismo se mantiene, sin embargo, el estado pseudo-continuo o de agotamiento no se alcanza. Más aun, cuando ocurre esto, habrá una disminución de presión con el tiempo ya que el acuífero no la puede mantener, utilizando en este caso  $Y_e/2$  en ves  $Y_e$  en la Ecuación 2.15

**b) Método de Efros:** Este autor se basó en un modelo analítico bidimensional de cresta de agua antes de la ruptura en pozos horizontales en el cual el empleo de ecuaciones paramétricas es requerido para la tasa crítica.

$$q_c = \frac{4,888 \times 10^{-4} \times h^2 \times K_h \times \Delta\rho \times L}{\mu_o \times \beta_o \times \left[ 2Y_e + \sqrt{(2Y_e)^2 + \left(\frac{h^2}{3}\right)} \right]} \quad (\text{Ec. 2.18})$$

Donde:

$q_c$ = Tasa crítica, BN/D.

$2Y_e$ = Espaciamento del pzo horizontal, pies.

$h$ = Espesor de la columna de petróleo, pies.

Debido a que algunos autores como Joshi, no han podido obtener la fuente original, no se ha podido revisar la ecuación 2.18. Este autor sostiene que es  $Y_e$  en vez de  $2Y_e$ , en el denominador de la misma.

En un yacimiento con acuífero de fondo, o capa de gas, el ascenso del agua y el contra flujo de la capa de gas, puede ser controlado para obtener un barrido más uniforme y eficiente en el reservorio. Esto se conoce como “Formación de la Cresta de Agua”. Con un procedimiento operacional apropiado, el mecanismo de desplazamiento por agua del acuífero, puede ser comparado con el de la inyección de agua externa, resultando en algunos casos hasta un 65% de recobro de petróleo original en sitio.

Es importante señalar, que la tasa crítica en términos reales no es una cantidad fija, sino que varía con el tiempo, sin embargo, a pesar de que esto no ha sido estudiado en detalle, algunos autores como Joshi han hecho investigaciones, pero solo en el caso de yacimientos con acuíferos de fondo, donde ocurre un cambio progresivo del espesor neto petrolífero. No obstante, este autor sugiere que se debe efectuar un análisis de declinación de las tasas críticas, longitud del tramo horizontal, y variación de permeabilidades en cada yacimiento, para obtener una idea de la variación de la tasa crítica contra el tiempo <sup>[15]</sup>.

**c) Método de Giger:** Este autor derivó una expresión para cuantificar la tasa crítica de producción, basado en suposiciones muy similares a las hechas por Efros <sup>[15]</sup>. Su ecuación para valores grandes de radio de drenaje adimensional es

$$q_c = 4,888 \times 10^{-4} \times \left( \frac{k_h}{\mu_o \times \beta_o} \right) \times \left( \frac{\Delta\rho \times h^2}{2Y_e} \right) \times \left( 1 - \frac{1}{6} \times \left( \frac{h}{2Y_e} \right)^2 \right) \times L \quad (\text{Ec. 2.19})$$

**d) Método de Giger y otros:** Su derivación considero un yacimiento limitado por desplazamiento de un acuífero de fondo proporcionado el apoyo pleno de presión (estado continuo), nótese que bajo estas condiciones una tasa critica instantánea calculada. Esto es porque cuando el petróleo, es producido el espesor de la columna estática, disminuye, y la tasa critica por lo tanto, debe disminuir.

$$q_c = 0,75 \times 10^{-3} \times \frac{k_h \times \Delta\rho \times (2Y_e)}{\mu_o \times \beta_o} \times \left[ \left( 1 + \frac{16}{3} \times \left( \frac{h}{2Y_e} \right)^2 \right)^{\frac{1}{2}} - 1 \right] \times L$$

Los autores supusieron un pozo de longitud infinita <sup>[15]</sup>. La ecuación de Giger y Otros, es expresada como sigue:

(Ec. 2.20)

La ecuación de este método es uno de los más recomendados en la literatura por presentar una respuesta acorde con muchos resultados de campo.

**e) Método de Dikken:** Presento una ecuación para el cálculo de tasa crítica de conificación de gas y encrestamiento para pozos horizontales en yacimiento con empuje de agua lateral. Estas correlaciones se aplican para un pozo horizontal con el tope o fondo de un yacimiento <sup>[17]</sup>. Figura 2.30. Muestra la configuración geométrica de un pozo en un yacimiento con empuje de flanco.

El pozo horizontal es ubicado en el fondo de la pay zone. Se supone que el agua de fondo no está presente y el pozo está sujeto solamente al empuje de agua de lado.

Dikken sugirió que la rata crítica adimensional puede correlacionarse así:

$$q_c^{**} = C_1 \left( \frac{X_e}{h \sqrt{K_h/K_v}} \right)^{C_2} \quad (\text{Ec. 2.21})$$

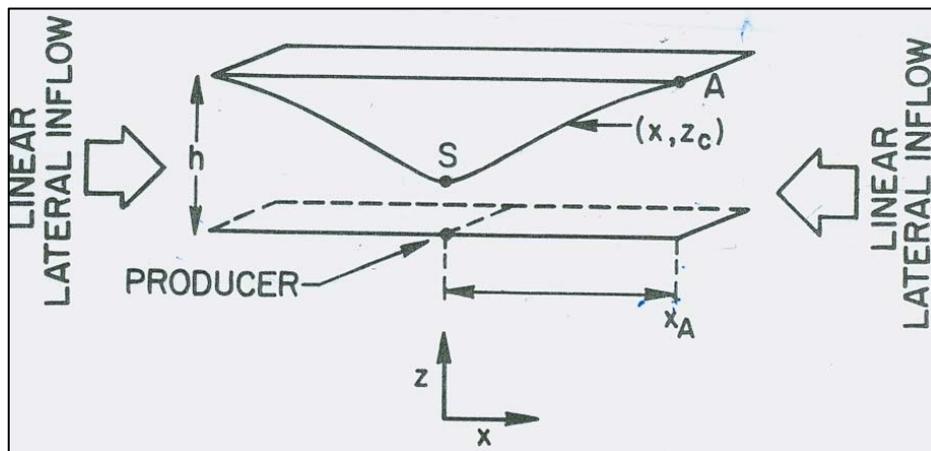


Figura 2.30 Una configuración geométrica de la ubicación de un pozo en un yacimiento con empuje de agua de flanco <sup>[17]</sup>

Donde:

$$C_1 = 1.4426 \pm 0.023 \quad (\text{Ec. 2.22})$$

$$C_2 = -0.9439 \pm 0.0013 \quad (\text{Ec. 2.23})$$

$h$  = espesor de la pay zone, pies

$K_h$  = permeabilidad horizontal, mD

$K_v$  = permeabilidad vertical, mD

$q_c^{**}$  = tasa crítica adimensional por unidad de longitud (L), STB/Día/pie

$X_e$  = distancia entre el pozo horizontal y la frontera de presión constante, pies

$$q_o = 4.888 * 10^{-4} \frac{\Delta \rho h \sqrt{K_h K_v} L}{\mu_o} q_c^{**} \quad (\text{Ec. 2.24})$$

Donde:

$h$  = espesor de la pay zone, pies

$\mu_o$  = viscosidad del petróleo, cP

$\Delta \rho$  = diferencia de densidades ( $\rho_w - \rho_o$ ) o ( $\rho_o - \rho_g$ ), gr/cc

La correlación de la altura crítica  $Z_c$  (en pies) está dada por Ec. 2.25. La altura crítica representa la diferencia de elevación entre el ápex (vértice) de la cresta gas/agua y la elevación del pozo.

$$\frac{Z_c}{h} = C_3 \left( \frac{X_e}{h \sqrt{K_h / K_v}} \right)^{C_4} \quad (\text{Ec. 2.25})$$

Donde:

$$C_3 = 0.4812 \pm 0.022 \quad (\text{Ec. 2.26})$$

$$C_4 = -0.9534 \pm 0.0013 \quad (\text{Ec. 2.27})$$

Las correlaciones de Ec. (2.21) y (2.25) están ilustradas en Fig. 2.31. Podemos ver que estas Figuras no consideran los efectos del aumento de

gradiente de presión debido al área de flujo reducida causado por la presencia de la cresta.

Fig. 2.32 muestra la tasa crítica adimensional después de incorporarle esta corrección.

Las tasas críticas fueron ajustadas por regresión lineal y las nuevas constantes en la ecuación para rata crítica adimensional, Ec. 2.21, son:

$$C_1 = 0.9437 \pm 0.01 \tag{Ec. 2.28}$$

$$C_2 = -0.9896 \pm 0.0043 \tag{Ec. 2.29}$$

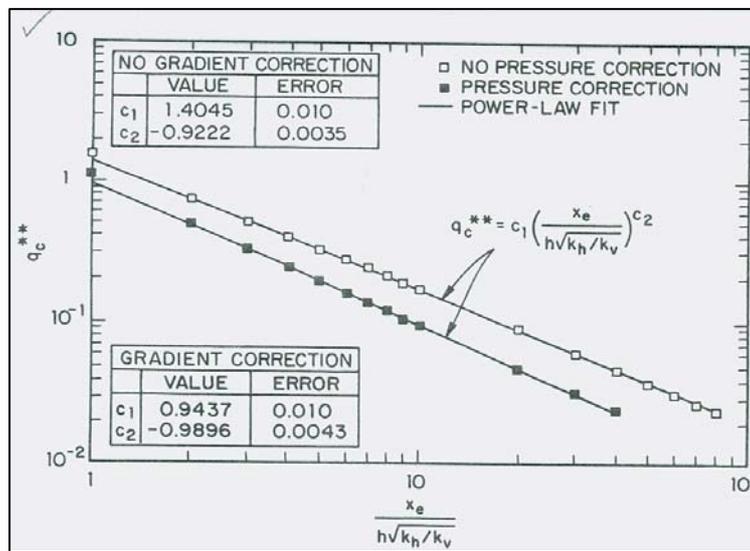
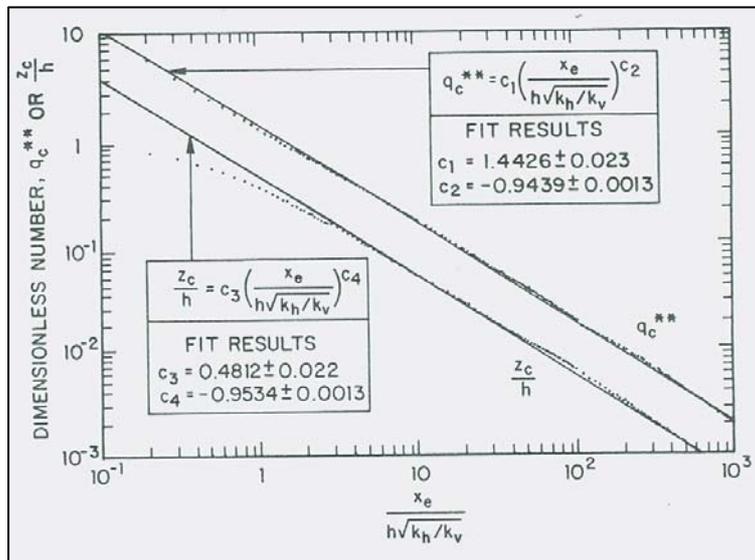


Figura 2.31 Correlación de tasa crítica luego de la corrección para empuje de agua de flanco <sup>[17]</sup>



**Figura 2.32 Correlación de tasa y altura crítica para el caso empuje de agua de flanco <sup>[17]</sup>**

## **CAPITULO III**

### **METODOLOGÍA DE LA INVESTIGACIÓN**

#### **3.1 ANALIZAR LOS DATOS DE PRODUCCIÓN DE LOS POZOS HORIZONTALES DEL CAMPO COROCORO**

En esta etapa se llevó a cabo es el estudio y análisis en los reportes de producción de los pozos completados en el campo Corocoro, se hizo necesario recopilar datos de las características generales de cada uno de los pozos (permeabilidad horizontal, viscosidad del petróleo factor volumétrico, longitud horizontal, espesor de la arena, tasa de petróleo), con el fin de evaluar las caídas de presión en la sección horizontal. Durante este periodo fue necesario contar con los datos de producción (tasas de petróleo, presión de fondo fluyente, presión del yacimiento), así como también la fecha de activación de cada uno de los pozos, aunado a esto se busca comprender los parámetros que pudieran estar ocasionando las caída de presión en la sección horizontal.

#### **3.2 APLICACIÓN DE LA METODOLOGÍA DE JOSHI**

El modelo de Joshi, es uno de los modelos y tecnología más completa que describe el flujo de fluidos del yacimiento en la sección horizontal de pozo. En función a lo expuesto se determina las caídas de presión en los pozos horizontales mediante un modelo de Joshi.

A partir de la ecuación 2.6

$$\frac{Q_o}{\Delta P} = \frac{0,00708 * K_o * h / (\mu_o * \beta_o)}{\ln \left( \frac{a + \sqrt{a^2 - (L/2)^2}}{L/2} \right) + (h/L) * \ln(h/2 * r_w)}$$

Se despeja la caída de presión y se obtiene la siguiente Ec.

$$\Delta P = \frac{q_o * \mu_o * B_o * \left[ \ln \left[ \frac{a + \sqrt{a^2 + (L/2)^2}}{L/2} \right] + (h/L) * \ln(h/2 * r_w) \right]}{0,00708 * k * h} \quad (\text{Ec. 3.1})$$

Cálculo del eje mayor de la elipse drenada se realiza mediante la ecuación 2.7

$$a = \left( \frac{L}{2} \right) * \left( 0.5 + \sqrt{0.25 + \left( 2 * reh / L \right)^4} \right)^{0.5}$$

Donde el radio de drenaje del pozo (reh) viene dado por la ecuación 2.8

$$reh = \sqrt{\frac{Adh}{\pi}}$$

Donde el área de drenaje del pozo viene dada por la ecuación 2.9

$$Adh = \frac{Ad_1 + Ad_2}{2}$$

Para determinar el área de drenaje, se utilizaron las ecuaciones 2.10 y 2.14

$$Ad_1 = (\pi * rev^2) + (L * 2rev)$$

$$Ad_2 = \pi * rev * \left( \frac{L}{2} + rev \right)$$

En principio se procedió a evaluar las  $q_{o(\max)}$  de producción de cada pozo para observar que tan pronunciada eran las caídas de presión en la sección horizontal. (Ver figura 3.1)

Objeto 1     $\text{fx}$  =INCRUSTAR("Equation.3","")

	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L	M
10													
11		<b>ARENA 70A</b>	<b>Qomax(BPD)</b>	<b>Kh(mD)</b>	<b>h(pies)</b>	<b>μ(cp)</b>	<b>Bo(BY/BN)</b>	<b>rw(pies)</b>	<b>a(pies)</b>	<b>L(pies)</b>	<b>Δp(Lppc)</b>		
12		POZO 01	3329	283	180	2,94	1,23	0,33	1178,05	2218	40,05		
13		POZO02	3294	192	180	2,94	1,23	0,33	1437,14	2766	54,98		
14		POZO 03	2343	339	180	2,94	1,23	0,33	976,90	1780	25,33		
15		POZO 04	3486	283	180	2,94	1,23	0,33	1044,09	1928	43,88		
16		POZO 05	2692	196	180	2,94	1,23	0,33	1250,43	2372,5	45,85		
17		POZO 06	3079	34	220	2,94	1,23	0,33	1116,74	2086	275,28		
18													
19		<b>ARENA 70B</b>	<b>Qomax(BPD)</b>	<b>Kh(mD)</b>	<b>h(pies)</b>	<b>μ(cp)</b>	<b>Bo(BY/BN)</b>	<b>rw(pies)</b>	<b>a(pies)</b>	<b>L(pies)</b>	<b>Δp(Lppc)</b>		
20		POZO 01	7751	890	220	2,61	1,191	0,33	975,10	1776	24,23		
21		POZO02	7935	692	220	2,61	1,191	0,33	1223,89	2316	28,89		
22		POZO 03	3673	304	220	2,61	1,191	0,33	1535,94	2972	28,23		
23		POZO 04	4817	878	220	2,61	1,191	0,33	1601,96	3109	12,67		
24		POZO 05	4684	855	220	2,61	1,191	0,33	1570,61	3044	12,72		
25													
26			rev	300									
27			PI	3,1416									
28													
29													
30		<b>ARENA 70A</b>	<b>L(pies)</b>	<b>Ad1</b>	<b>Ad2</b>	<b>Adh</b>	<b>reh(pies)</b>						
31		POZO 01	2218	1613544	1327954,32	1470749,16	684,22						
32		POZO02	2766	1942344	1586193,84	1764268,92	749,39						
33		POZO 03	1780	1350744	1121551,20	1236147,60	627,28						
34		POZO 04	1928	1439544	1191294,72	1315419,36	647,08						
35		POZO 05	2372,5	1706244	1400760,90	1553502,45	703,20						
36		POZO 06	2086	1534344	1265750,64	1400047,32	667,57						
37													
38		<b>ARENA 70B</b>	<b>L(pies)</b>	<b>Ad1</b>	<b>Ad2</b>	<b>Adh</b>	<b>reh(pies)</b>						
39		POZO 01	3109	2148144	1747829,16	1947986,58	787,44						
40		POZO02	3044	2109144	1717198,56	1913171,28	780,37						
41		POZO 03	1776	1348344	1119666,24	1234005,12	626,73						
42		POZO 04	2316	1672344	1374135,84	1523239,92	696,32						
43		POZO 05	2972	2065944	1683269,28	1874606,64	772,47						

**Figura 3.1** Elaboración de tabla en Excel de cálculos de la caída de presión en los pozos horizontales con tasas máximas de producción.

### **3.3 ELABORACIÓN DEL MODELO NUMÉRICO DE COMPUTACIÓN QUE REFLEJE LA CAÍDA DE PRESIÓN EN LOS POZOS HORIZONTALES**

Para el desarrollo de este objetivo se procedió a determinar las caídas de presión en los pozos horizontales mediante un modelo de computación en formato Excel; aplicando las formulas propuesta por Joshi. Ver apéndice A y B.

### **3.4 EVALUACIÓN DE LOS PARÁMETROS QUE ESTEN AFECTANDO LA CAIDA DE PRESIÓN EN UN POZO HORIZONTAL**

Durante esta esta etapa se busca precisar los parámetros que estén afectando las caídas de presión en la sección horizontal o que pudiese afectar en un futuro en la producción de los pozos. Evaluando ciertos parámetros como la tasa de petróleo producida, y porcentaje de agua producido, el drawdown de los pozos. Se observa a través de la data de producción que hay una producción de agua temprana en los pozos de la arena 70B.

Los pozos horizontales proveen una opción donde se puede minimizar las caídas de presión las tendencias a conificación pueden ser minimizadas y se pueden sustentar altas tasas de producción de petróleo, sin embargo se hace necesario determinar las tasas críticas mediante la tecnología de Dikken, debido a una producción de agua de los pozos de la arena 70B y verificar cual pozo eran productores de agua debido a un acuífero lateral asociado al yacimiento y cuales estaban propensos a sufrir conificación si no eran controladas las caídas de presión del yacimiento. Aunado a esto se procedió a determinar mediante las correlaciones que presenta Dikken para la tasa crítica de conificación de gas y encrestamiento de agua para pozos horizontales en yacimientos con empuje de agua lateral. Para hallar las tasas críticas se procedió a determinar la tasa crítica adimensional se utilizándose la ecuación 2.21

$$q_c^{**} = C_1 \left( \frac{X_e}{h \sqrt{K_h / K_v}} \right)^{C_2}$$

Donde las constantes  $C_1$  y  $C_2$  en la ecuación para rata crítica adimensional, Ec. 2.21, viene dada por la ecuación 2.28 y 2.29 debido a que estas consideran los efectos del aumento de gradiente de presión debido al área de flujo reducida causado por la presencia de la cresta

$$C_1 = 0.9437 \pm 0.01$$

$$C_2 = -0.9896 \pm 0.0043$$

Luego se procedió a buscar la tasa critica real mediante la ecuación 2.24 realizando sensibilidades de permeabilidad al 10%.

$$q_o = 4.888 * 10^{-4} \frac{\Delta \rho h \sqrt{K_h K_v} L}{\mu_o} q_c^{**}$$

## CAPITULO IV

### DISCUSIÓN DE RESULTADOS

#### 4.1 ANÁLISIS DE LOS DATOS DE PRODUCCIÓN DE LOS POZOS HORIZONTALES DEL CAMPO COROCORO

El Campo Corocoro posee una reserva de 430 millones de barriles de petróleo mediano Con un plan de desarrollo de producción de 30 mil barriles diarios. Resultados de pruebas PVT realizado por la empresa Petrosucre se puede observar las condiciones de yacimiento de las arenas 70A y 70 B. Tabla 4.1

**Tabla 4.1: Resultados de los PVT Yacimientos ARENA 70A, ARENA 70B**

	<b>ARENA 70A</b>	<b>ARENA 70B</b>
Presión de Burbujeo (lpcm)	2404	2246
Presión inicial Pi (Lpca)	2603	2671
Viscosidad @ Pb (cps)	2,94	2.61
Relación Gas-Petróleo en Solución (PCN/BN)	480	357
Gravedad API	23,4	25,3
Factor Volumétrico del Petróleo @ Pb (BY/BN)	1.226	1.191

Como se puede observar las condiciones iniciales de presión están muy cercanas a las presiones de saturación, Por tal razón las tasas de producción son controlados en la superficie mediante instalación de estranguladores o reductores de flujo (chokes) en el cabezal del pozo. La razón de esta práctica es controlar, el drenaje del yacimiento productor, minimizar o eliminar el fenómeno de la conificación cuando se den las

ocasiones de ocurrencia, adecuar las producciones al requerimiento de la empresa y las limitaciones de la capacidad de manejo de fluidos en superficie. El drawdown entre la presión de yacimiento y la presión de fondo fluvente debe ser tal que permita producir el gas disociado en las cercanías del pozo y de esta forma evitar la pronta formación de una capa de gas en el yacimiento. La formación de una capa de gas traería como consecuencia un aumento de la relación gas-petróleo y un aumento de la viscosidad del crudo afectando en un futuro la productividad de los pozos.

## 4.2 APLICACIÓN DE LA METODOLOGÍA DE JOSHI

Se aplicó la metodología de Joshi en un principio, obteniendo las caídas de presión de las arenas 70A y 70B, tomando como referencia las tasa máximas de producción de los pozos, aquí se aprecia el impacto de la tasa producción en las caídas de presión. Logrando como resultado la tabla 4.2 y tabla 4.3

**Tabla 4.2 Tasa máxima y Caída de presión de la arena 70A**

<b>ARENA 70A</b>	<b>Qo(BPD)</b>	<b><math>\Delta p(Lppc)</math></b>
<b>POZO 01</b>	3329	40,05
<b>POZO 02</b>	3294	54,98
<b>POZO 03</b>	2343	25,33
<b>POZO04</b>	3486	43,88
<b>POZO05</b>	2692	45,85
<b>POZO 06</b>	3079	275,28

En la tabla 4.2 se observas que las caídas de presión son mínimas con respecto a la  $q_{o\max}$  producción, y los las tasa no están repercutiendo significativamente en las caídas de presión. Sin embrago el pozo 06 presentas caídas de presión más altas q los otros pozos de la misma arena, este pozo presenta una permeabilidad baja de 34 mD, siendo este factor que está ocasionando una caída de presión mayor.

**Tabla 4.3 Tasa máxima y Caída de la arena 70B**

<b>ARENA 70B</b>	<b>Qo(BPD)</b>	<b><math>\Delta p(Lppc)</math></b>
<b>POZO 01</b>	7751	24,23
<b>POZO 02</b>	7935	28,89
<b>POZO 03</b>	3673	28,23
<b>POZO 04</b>	4817	12,67
<b>POZO05</b>	4684	12,72

En la tabla 4.3 se pueden observar que las caídas de presión son mínimas con respecto a la  $q_{o\max}$  producción, es decir las caídas a lo largo de la longitud es pequeña, así que los pozos representan un pozo largo donde la presión en el pozo en toda la extensión es constante.

### **4.3 ELABORACIÓN DEL MODELO NUMÉRICO DE COMPUTACIÓN QUE REFLEJE LA CAÍDA DE PRESIÓN EN LOS POZOS HORIZONTALES**

Se procedió a calcular las caídas de presión de los pozos de las arenas 70A y 70B mediante la metodología de Joshi, así como también a la elaboración del modelo de computación en formato Excel; aplicando las formulas propuesta por Joshi. (Ver tablas en el apéndice de la arena 70A y 70B), en función a estas tablas se tomó las tasa de producción y las caídas de producción de los pozos para ser evaluadas y discutidas.

### **4.4 ARENA 70A**

**Tabla 4.4 Tasa de producción Vs caída de presión de la arena 70A**

ARENA 70A												
MES	POZO 01		POZO 02		POZO 03		POZO 04		POZO 05		POZO 06	
	Qo(BPD)	$\Delta p(Lppc)$										
ene-08	1013	12,19										
feb-08	2081	25,03	1461	24,38								
mar-08	1630	19,61	1407	23,49								
abr-08	1704	20,50	1249	20,85								
may-08	2281	27,44	1187	19,81								
jun-08	1118	13,45	855	14,28								
jul-08	2131	25,64	1241	20,71								
ago-08	2024	24,35	1135	18,95								
sep-08	2762	33,23	2072	34,58								
oct-08	2881	34,66	2104	35,12								
nov-08	2843	34,20	2077	34,68					412	6,86		
dic-08	2828	34,03	2078	34,69					1143	19,03		
ene-09	2851	34,30	2083	34,78			1017	12,80	1265	25,10		
feb-09	2855	34,35	2088	34,86			1369	17,24	1640	32,54		
mar-09	2876	34,60	2105	35,14			1445	18,19	1648	32,69		
abr-09	3206	38,57	2153	35,93			1477	18,60	1250	24,80		
may-09	3062	36,84	1975	32,97			1141	14,37	1594	31,63		
jun-09	3039	36,56	1780	29,72			1029	12,95	1599	31,72		
jul-09	2940	35,37	1682	28,07			926	11,66	1469	29,15		
ago-09	2876	34,60	1690	28,21			976	12,29	1471	29,18		
sep-09	2870	34,54	1825	30,47	205	2,22	980	12,33	2441	48,42		
oct-09	2733	32,89	1740	29,04	383	4,14	935	11,77	2598	51,53		
nov-09	2740	32,97	1968	32,86	657	7,10	944	11,88	2355	46,72		
dic-09	2855	34,35	2157	36,01	672	7,26	989	12,45	2417	47,94		
ene-10	2964	35,66	2050	34,21	689	7,45	1459	18,36	2559	50,76	458	40,95
feb-10	3231	38,87	2800	46,73	1543	16,68	2137	26,91	3004	59,59	961	85,94
mar-10	3385	40,72	3338	55,72	1624	17,56	2409	30,32	3145	62,39	1244	111,20
abr-10	3311	39,84	3349	55,91	1369	14,80	2827	35,58	3083	61,16	1463	130,80
may-10	3108	37,39	3267	54,54	1320	14,27	3151	39,67	2812	55,78	1386	123,93
jun-10	3205	38,56	3700	61,77	1273	13,76	3766	47,41	2825	56,04	1404	125,48
$\Delta p(\text{promedio})$		31,84		33,74		10,52		20,27		40,15		103,05

En la tabla 4.4 se observa las tasas de petróleo producido desde que fue activado el pozo así como también las respectivas caídas de presión de los pozos horizontales de la arena 70A. En esta se puede apreciar que las caídas de presión son mínimas con respecto a las tasas de petróleo producidas.

**Tabla 4.5 Comportamiento del drawdown del yacimiento de la arena 70A**

MES	POZO 01		POZO 02		POZO 03		POZO 04		POZO 05		POZO 06	
	Pyac	2782	Pyac	2721	Pyac	2641	Pyac	2641	Pyac	2817	Pyac	2805
	pwf	(Pyac-pwf)										
ene-08	2694,37	87,63										
feb-08	2609,22	172,78	2440,24	280,76								
mar-08	2580,32	201,68	2435,51	285,49								
abr-08	2550,82	231,18	2425,00	296,00								
may-08	2529,40	252,60	2433,46	287,54								
jun-08	2573,53	208,47	2451,44	269,56								
jul-08	2520,28	261,72	2411,60	309,40								
ago-08	2511,05	270,95	2414,91	306,09								
sep-08	2479,01	302,99	2339,17	381,83								
oct-08	2460,29	321,71	2314,35	406,65								
nov-08	2449,80	332,20	2309,66	411,34					2803,30	13,70		
dic-08	2439,79	342,21	2293,68	427,32					2632,24	184,76		
ene-09	2432,11	349,89	2284,31	436,69			2450,00	191,00	2610,64	206,36		
feb-09	2418,18	363,82	2273,32	447,68			2425,58	215,42	2571,08	245,92		
mar-09	2394,30	387,70	2266,08	454,92			2394,23	246,77	2561,34	255,66		
abr-09	2360,33	421,67	2259,20	461,80			2367,50	273,50	2584,89	232,11		
may-09	2340,71	441,29	2264,36	456,64			2363,14	277,86	2556,15	260,85		
jun-09	2328,50	453,50	2275,14	445,86			2357,64	283,36	2541,60	275,40		
jul-09	2322,43	459,57	2278,27	442,73			2349,88	291,12	2546,21	270,79		
ago-09	2314,82	467,18	2273,01	447,99			2340,09	300,91	2541,88	275,12		
sep-09	2315,38	466,62	2274,49	446,51	2226,53	414,47	2330,88	310,13	2485,34	331,66		
oct-09	2308,15	473,85	2267,59	453,41	2215,49	425,51	2324,45	316,55	2421,69	395,31		
nov-09	2296,95	485,05	2241,14	479,86	2186,68	454,32	2316,67	324,33	2423,98	393,02		
dic-09	2282,91	499,09	2213,21	507,79	2165,11	475,89	2308,14	332,86	2411,01	405,99		
ene-10	2270,69	511,31	2213,28	507,72	2150,43	490,57	2289,63	351,37	2410,52	406,48	2720,00	85,00
feb-10	2240,78	541,22	2165,80	555,20	2134,57	506,43	2251,95	389,05	2364,88	452,12	2507,45	297,55
mar-10	2201,37	580,63	2099,12	621,88	2121,80	519,20	2214,38	426,62	2343,13	473,87	2379,60	425,40
abr-10	2173,84	608,16	2074,65	646,35	2117,31	523,69	2184,89	456,11	2348,51	468,49	2301,15	503,85
may-10	2162,98	619,02	2057,18	663,82	2103,98	537,02	2156,06	484,94	2376,29	440,71	2253,59	551,41
jun-10	2154,51	627,49	2026,27	694,73	2096,28	544,72	2129,83	511,17	2370,30	446,70	2214,28	590,72

En la tabla 4.5 se observa el drawdown del yacimiento de la arena 70A durante su vida productiva, esta tabla se hizo necesaria para poder comparar la caída de presión en la sección horizontal vs el drawdown del yacimiento.

## POZO 01

La tasa de petróleo del pozo se encuentra en constante cambio durante su vida productiva, en un orden de 1013 BPD a 3385 BPD; las caídas de presión se mantienen por debajo de 41 Lppc, (ver tabla 4.4), es muy baja comparada con el drawdown (Pyac-Pwf) del yacimiento 580.63 Lppc, (ver tabla 4.5). Por lo que la productividad no se ve afectada

## **POZO 02**

Se observa que la tasa de petróleo sufre un decremento después de su primer mes de producción, luego incrementa en septiembre de 2008 y las caídas de presión se mantienen por debajo de 36 Lppc. (ver tabla 4.4). En febrero de 2010 el pozo se ubica en 2800 BPD con una caída de presión 46.73 Lppc, llegando a alcanzar el nivel más alto de producción de 3700 BPD con una caída de presión de 61.77 Lppc. Si se compara esta caída con el drawdown del yacimiento 694.73 Lppc. Se observa que la caída en la sección horizontal es baja comparada con el drawdown, por lo que la productividad no es afectada

## **POZO 03**

A pesar de la relativamente baja tasa de producción de este pozo se nota que el  $\Delta p$  es muy bajo y claramente no tiene efecto sobre la tasa.

## **POZO 04**

El pozo al igual que los otros pozos de la arena A, la tasa de petróleo varía y sufre decrementos e incrementos durante cierto momento de su vida productiva. Sin embargo los últimos tres meses ha tenido una buena producción, llegándose a ubicar en el mes de junio de 2010 en una tasa de 3766 BPD con una caída de presión promedio durante su vida de 20.27 Lppc, (ver tabla 4.4) sin efecto negativo sobre la tasa de producción.

## **POZO 05**

Un pozo de relativa alta tasa de producción con un  $\Delta p$  promedio de 40.15 Lppc, (ver tabla 4.4) sin efecto negativo sobre su tasa.

## **POZO 06**

Este pozo comienza en enero de 2008 a producción con una tasa de 458 BPD y una presión de 40.95 Lpc. La tasa incrementa progresivamente hasta ubicarse en 1404 BPD para junio de 2010 con una caída de presión de 125.48 Lpc. El pozo 06 presenta altas caídas de presión con respecto a los demás pozos de la arena A, si detallamos bien la tabla observamos que la permeabilidad de este pozo no corresponde con los de la arena A, por lo que podría estar indicando que el pozo no pertenece a esta arena. La

permeabilidad del pozo es muy baja por lo que está ocasionando una alta caída de presión en correlación a la tasa de producción. Ver apéndice A tabla 4.15, apéndice B grafica 4.6.

## **ARENA 70B**

**Tabla 4.6 Tasa de producción Vs caída de presión de la arena 70B**

ARENA 70B										
MES	POZO 01		POZO 02		POZO 03		POZO 04		POZO 05	
	Qo(BPD)	$\Delta p$ (Lppc)								
ene-08			2969	10,81						
feb-08	1818	5,68	3761	13,69						
mar-08	3268	10,22	3591	13,07						
abr-08	3647	11,40	4343	15,81			739	2,25		
may-08	5577	17,43	6565	23,90			2543	7,73	3330	9,04
jun-08	6703	20,95	6807	24,78			4430	13,47	4053	11,01
jul-08	6753	21,11	6805	24,77			4148	12,61	4623	12,55
ago-08	6409	20,03	6481	23,59			4706	14,31	4645	12,61
sep-08	6648	20,78	6774	24,66			4947	15,04	4801	13,04
oct-08	6750	21,10	6860	24,97			5013	15,24	4839	13,14
nov-08	6657	20,81	6775	24,66			4595	13,97	4528	12,29
dic-08	6724	21,02	6844	24,91			4591	13,96	4148	11,26
ene-09	6597	20,62	6865	24,99			4803	12,63	4702	12,77
feb-09	6672	20,86	7277	26,49			4830	12,70	4837	13,14
mar-09	6766	21,15	7348	26,75			4992	13,13	4837	13,14
abr-09	7727	24,15	7463	27,17			4677	12,30	3764	10,22
may-09	7451	23,29	7147	26,02	1141	8,77	4848	12,75	4685	12,72
jun-09	7412	23,17	7102	25,85	1539	11,83	4844	12,74	4698	12,76
jul-09	8372	26,17	6893	25,09	1498	11,52	4587	12,06	4428	12,03
ago-09	9057	28,31	6654	24,22	1477	11,36	4526	11,90	4351	11,81
sep-09	8612	26,92	7644	27,83	1225	9,42	4612	12,13	2257	6,13
oct-09	8184	25,58	7278	26,49	1145	8,80	4415	11,61	1772	4,81
nov-09	8202	25,64	7306	26,60	1456	11,19	4396	11,56	1778	4,83
dic-09	8495	26,55	7723	28,11	1763	13,55	4556	11,98	1881	5,11
ene-10	8109	25,35	7123	25,93	2102	16,15	4299	11,30	1797	4,88
feb-10	6894	21,55	7303	26,58	3025	23,25	3672	9,66	1308	3,55
mar-10	6860	21,44	8650	31,49	3114	23,93	3896	10,25	1094	2,97
abr-10	6700	20,94	8681	31,60	3255	25,02	3562	9,37	1069	2,90
may-10	6483	20,26	9441	34,37	3882	29,83	2398	6,31	989	2,68
jun-10	6523	20,39	9592	34,92	3892	29,91	2505	6,59	1036	2,81
$\Delta p$ (promedio)		21,13		25,00		16,75		11,46		9,01

En la tabla 4.6 se observa de igual manera el comportamiento de la tasas de petróleo y la caídas de presión de la arena 70B durante toda su vida productiva.

**Tabla 4.7 Comportamiento del drawdown del yacimiento de la arena 70B**

MES	POZO 01		POZO 02		POZO 03		POZO 04		POZO 05	
	Pyac	2679	Pyac	2648	Pyac	2373	Pyac	2740	Pyac	2733
	pwf	(Pyac-pwf)								
ene-08			2510,65	137,35						
feb-08	2610,96	68,04	2479,72	168,28						
mar-08	2561,13	117,87	2475,84	172,16						
abr-08	2541,80	137,20	2458,66	189,34			2634,51	105,49		
may-08	2490,77	188,23	2412,59	235,41			2604,26	135,74	2658,71	74,29
jun-08	2453,56	225,44	2382,76	265,24			2580,51	159,49	2635,19	97,81
jul-08	2447,51	231,49	2378,06	269,94			2579,94	160,06	2634,10	98,90
ago-08	2445,06	233,94	2376,97	271,03			2576,02	163,98	2632,11	100,89
sep-08	2439,69	239,31	2374,24	273,76			2576,24	163,76	2630,92	102,08
oct-08	2439,95	239,05	2374,42	273,58			2577,14	162,86	2630,97	102,03
nov-08	2437,96	241,04	2377,35	270,65			2581,13	158,87	2631,11	101,89
dic-08	2437,32	241,68	2378,05	269,95			2583,14	156,86	2631,86	101,14
ene-09	2438,63	240,38	2373,98	274,02			2579,74	160,26	2628,94	104,06
feb-09	2433,39	245,61	2360,01	287,99			2572,77	167,23	2624,64	108,36
mar-09	2428,31	250,69	2358,64	289,36			2569,36	170,64	2618,92	114,08
abr-09	2416,43	262,57	2355,99	292,01			2569,01	170,99	2617,81	115,19
may-09	2412,40	266,60	2353,51	294,49	2223,87	149,13	2565,77	174,23	2611,43	121,57
jun-09	2405,11	273,89	2344,29	303,71	2215,80	157,20	2559,93	180,07	2606,29	126,71
jul-09	2393,08	285,92	2338,94	309,06	2208,93	164,07	2555,32	184,68	2601,83	131,17
ago-09	2381,48	297,52	2334,39	313,61	2200,62	172,38	2548,99	191,01	2595,70	137,30
sep-09	2388,21	290,79	2334,14	313,86	2193,47	179,53	2547,42	192,58	2602,56	130,44
oct-09	2396,92	282,08	2334,79	313,21	2190,09	182,91	2547,90	192,10	2607,54	125,46
nov-09	2395,60	283,40	2327,91	320,09	2180,25	192,75	2542,71	197,29	2605,50	127,50
dic-09	2385,92	293,08	2319,37	328,63	2169,97	203,03	2537,28	202,72	2602,45	130,55
ene-10	2386,97	292,03	2322,72	325,28	2160,61	212,39	2536,33	203,67	2601,14	131,86
feb-10	2400,56	278,44	2320,72	327,28	2149,51	223,49	2539,79	200,21	2607,44	125,56
mar-10	2389,65	289,35	2304,39	343,61	2140,29	232,71	2534,22	205,78	2606,50	126,50
abr-10	2388,95	290,05	2299,03	348,97	2131,98	241,02	2532,40	207,60	2605,03	127,97
may-10	2387,31	291,69	2292,98	355,02	2120,17	252,83	2539,21	200,79	2606,82	126,18
jun-10	2379,69	299,31	2287,22	360,78	2112,26	260,74	2538,32	201,68	2605,13	127,88

En la tabla 4.7 se puede observar que las caídas de presión en el pozo horizontal con respecto al drawdown del yacimiento tabla 4.4 son relativamente bajas, y no se ve afectada la tasa de producción.

## POZO 01

Es una de las arenas más prospectiva del campo, tiene un excelente potencial, se puede observar en la tabla 4.6 que las caídas de presión son mínimas, con respecto a la tasa de producción. Así mismo a medida que hay un incremento de la tasa, hay un aumento

mínimo de la caída de presión. Para febrero de 2010 la tasa de petróleo disminuye, por lo que la caída de presión disminuye, y se mantiene entre 20- 22 Lpc. Sin embargo este pozo mantiene una producción de agua por lo que se hizo necesario una reducción del estrangulador para minimizar la tendencia de la producción de agua.

## **POZO 02**

Al igual que el pozo 01 es una de las arenas con más productividad del campo, con un gran potencial, comienza en Enero de 2008 con una tasa de 2969 BPD y una caída mínima de 10,81 Lppc. (Ver tabla 4.6). La tasa incrementa paulatinamente, llegando a producir para junio de 2010, 9592 BPD con una caída de presión 34,92 Lppc. Se puede observar que las caídas de presión en un pozo horizontal son mínimas, a pesar de su longitud horizontal de más o menos de 3000 pies.

## **POZO 03**

Las caídas de presión son más altas en comparación a los pozos 01 y 02 de la arena 70B, sin embargo la tasa de producción es alta y no se ve afectada en ningún momento por la caída de presión en la sección horizontal. (Ver tabla 4.6)

## **POZO 04**

Se observa que el pozo inicia la producción con 739 BPD correspondiente a una caída de presión de 2.25 Lpc, la tasa de producción incrementa progresivamente a su vez la caída de presión aumenta, llegando a alcanzar el pozo la tasa más alta de producción de 5013 BPD con una caída de presión muy baja de 15.24 Lpc. A medida que la tasa de producción aumenta el gradiente de presión aumenta, ocasionando una producción de agua. Eventualmente, la tasa de producción crítica es alcanzada; la tasa crítica como sabemos depende principalmente de la caída de presión, y a su vez se ve afectado del diferencial de densidades entre el petróleo, el agua y viscosidad del petróleo.

El ingeniero de yacimiento aplica estrategias para el desarrollo del pozo, ya que no es nada rentable que se produzca agua y el petróleo no sea desplazado hacia el pozo, por lo que en este caso una reducción del estrangulador, se obtendrá mejor recobro del crudo y se evitará pérdida de presión del yacimiento.

## **POZO 05**

La tasa de petróleo crece y decrece debido a que presenta al igual que el pozo 04, se observa producción de agua, es por ello que también reducen el estrangulador con el fin de mantener la vida productiva del pozo.

Tal como se espera de un análisis de tasa de producción con respecto a las caídas de presión en los pozos horizontales, el comportamiento de tasa de producción son proporcionales a la caída de presión, por lo que si aumenta la tasa de producción incrementa la caída de presión, por otra parte si disminuye la tasa de producción disminuye la caída de presión.

### **4.4 EVALUACIÓN DE LOS PARÁMETROS QUE ESTEN AFECTANDO LA CAÍDA DE PRESIÓN DE LOS POZOS HORIZONTALES**

Uno de los efectos de la alta caída de presión es la tendencia a la conificación de agua o gas. Los pozos horizontales que presente una caída de presión o un draw down bajo, se espera una alta producción de petróleo sin conificación.

La producción de agua conificada o gas puede reducir la producción de petróleo significativamente. Por lo tanto se hace necesario minimizar o retardar la conificación. En función a esto la conificación puede ser reducida o minimizada disminuyendo la caída de presión.

El incremento de las caídas de presión y las tasas de flujo en pozos horizontales (de una forma no controlada) ocasiona un incremento progresivo en la producción de fluidos indeseables (agua) lo cual crea cresta de agua en pozos horizontales repercutiendo en forma negativa sobre el porcentaje de recobro de los yacimientos. Considerando lo expuesto se estimaron las tasas máximas de producción de petróleo libres de agua (tasas críticas), debido a la producción temprana de agua en la arena 70B, ocasionado por un acuífero lateral, por lo que se evaluó las tasas críticas, en los pozos de las 2 arenas estudiadas de manera de no exceder dicha tasa y producir de forma más eficiente y sobre todo libre de agua.

Se aplicó la metodología Dikken determinando las tasas críticas en los pozos horizontales precisamente que el Campo Corocoro presenta yacimientos con empuje de agua de flanco. En función a lo planteado por Dikken se procedió a realizar las tablas en

Excel para hallar las tasas críticas y ser evaluadas en cada uno de los pozos haciendo sensibilidades con las permeabilidades.

## ARENA 70A

**Tabla 4.8 Determinación de la tasa crítica para la arena 70A cuando ( $K_v=10\%$   
 $K_h$ )**

ARENA 70A	Xe (pies)	h (pies)	Kh (mD)	Kv (mD)	$\mu_o$ (cP)	$\rho_w$ (gr/cc)	$\rho_o$ (gr/cc)	L (pies)	C1	C2	$q_c^{**}$	$q_o$ (BPD)
POZO 01	1122	180	283	28,3	2,94	1,14	0,7954	2243	0,9437	-0,9896	0,4824	999
POZO 02	1390	180	192	19,2	2,94	1,14	0,7954	2779	0,9437	-0,9896	0,3902	679
POZO 03	985	180	190	19	2,94	1,14	0,7954	1969	0,9437	-0,9896	0,5487	669
POZO 04	986	180	190	19	2,94	1,14	0,7954	1972	0,9437	-0,9896	0,5479	669
POZO 05	1369	180	196	19,6	2,94	1,14	0,7954	2738	0,9437	-0,9896	0,3960	693
POZO 06	1416	180	190	19	2,94	1,14	0,7954	2832	0,9437	-0,9896	0,3830	672

### POZO 01

Para este pozo la tasa crítica ( $q_{oc}$ ) calculada fue de 999 BPD, la tasa de petróleo ( $q_o$ ) para junio de 2010 es de 3200 BPD lo cual nos indica que estamos 3.2 veces por encima de la tasa crítica, la profundidad entre el CAP y la profundidad del punto medio de la sección horizontal es 549'.

### POZO 02

Para este pozo la tasa crítica ( $q_{oc}$ ) calculada fue de 679 BPD, la tasa de petróleo ( $q_o$ ) para junio de 2010 es de 3700 BPD lo cual nos indica que estamos 5.4 veces por encima de la tasa crítica, la profundidad entre el CAP y la profundidad del punto medio de la sección horizontal es 773'.

### POZO 03

Para este pozo la tasa crítica ( $q_{oc}$ ) calculada fue de 669 BPD, la tasa de petróleo ( $q_o$ ) para junio de 2010 es de 1273 BPD lo cual nos indica que estamos 1.9 veces por encima de la tasa crítica, la profundidad entre el CAP y la profundidad del punto medio de la sección horizontal es 1466'.

**POZO 04**

Para este pozo la tasa crítica ( $q_{oc}$ ) calculada fue de 669 BPD, la tasa de petróleo ( $q_o$ ) para junio de 2010 es de 3766 BPD lo cual nos indica que estamos 5.6 veces por encima de la tasa crítica, la profundidad entre el CAP y la profundidad del punto medio de la sección horizontal es 826’.

**POZO 05**

Para este pozo la tasa crítica ( $q_{oc}$ ) calculada fue de 693 BPD, la tasa de petróleo ( $q_o$ ) para junio de 2010 es de 2825 BPD lo cual nos indica que estamos 4.07 veces por encima de la tasa crítica, la profundidad entre el CAP y la profundidad del punto medio de la sección horizontal es 406’.

**POZO 06**

Para este pozo la tasa crítica ( $q_{oc}$ ) calculada fue de 672 BPD, la tasa de petróleo ( $q_o$ ) para junio de 2010 es de 1404 BPD lo cual nos indica que estamos 2.08 veces por encima de la tasa crítica, la profundidad entre el CAP y la profundidad del punto medio de la sección horizontal es 595’.

## ARENA 70 B

**Tabla 4.9 Determinación de la tasa crítica para la arena 70B cuando ( $K_v=10\% K_h$ )**

ARENA 70B	Xe (pies)	h (pies)	Kh (mD)	Kv (mD)	$\mu_o$ (cP)	$\rho_w$ (gr/cc)	$\rho_o$ (gr/cc)	L (pies)	C1	C2	qc**	qo (BPD)
POZO 01	1523	250	890	89	2,61	1,14	0,8012	3046	0,9437	-0,9896	0,4932	6707
POZO 02	1400.5	250	692	69,2	2,61	1,14	0,8012	2801	0,9437	-0,9896	0,5359	5210
POZO 03	1508.5	250	680	68	2,61	1,14	0,8012	3017	0,9437	-0,9896	0,4979	5124
POZO 04	1577.5	250	878	87,8	2,61	1,14	0,8012	3155	0,9437	-0,9896	0,4763	6619
POZO 05	1544.5	250	855	85,5	2,61	1,14	0,8012	3089	0,9437	-0,9896	0,4864	6444

### POZO 01

Para este pozo la tasa crítica ( $q_{oc}$ ) calculada fue de 6706 BPD, la tasa de petróleo ( $q_o$ ) para marzo de 2010 es de 6860 BPD lo cual nos indica que estamos 1.02 veces por encima de la tasa crítica, según pruebas de producción a partir de febrero de 2010 produce agua al 2 % y tasa de petróleo igual a 8600 BPD; actualmente presenta 8 % A y S, la profundidad entre el CAP y la profundidad del punto medio de la sección horizontal es 386’.

### POZO 02

Para este pozo la tasa crítica ( $q_{oc}$ ) calculada fue de 5210 BPD, la tasa de petróleo ( $q_o$ ) para marzo de 2010 es de 8650 BPD lo cual nos indica que estamos 1.64 veces por encima de la tasa crítica, la profundidad entre el CAP y la profundidad del punto medio de la sección horizontal es 571’.

### POZO 03

Para este pozo la tasa crítica ( $q_{oc}$ ) calculada fue de 5124 BPD, la tasa de petróleo ( $q_o$ ) para marzo de 2010 es de 3114 BPD lo cual nos indica que estamos trabajando en una tasa adecuada y no estamos por encima de la tasa crítica, la profundidad entre el CAP y la profundidad del punto medio de la sección horizontal es 1113’.

### POZO 04

Para este pozo la tasa crítica ( $q_{oc}$ ) calculada fue de 6619 BPD, la tasa de petróleo ( $q_o$ ) para marzo de 2010 es de 3896 BPD, según pruebas de producción a partir de agosto de 2009 produce agua al 1 % y tasa de petróleo igual a 4700 BPD; actualmente presenta 14

% A y S, la profundidad entre el CAP y la profundidad del punto medio de la sección horizontal es 190'.

### **POZO 05**

Para este pozo la tasa crítica ( $q_{oc}$ ) calculada fue de 6444 BPD, la tasa de petróleo ( $q_o$ ) para marzo de 2010 es de 1094 BPD, según pruebas de producción a partir de agosto de 2009 produce agua al 8 % y tasa de petróleo igual a 4700 BPD; actualmente presenta 9 % A y S, la profundidad entre el CAP y la profundidad del punto medio de la sección horizontal es 204'.

## CONCLUSIONES

1. Las tasas de producción son controladas en superficie.
2. El pozo 06 de la arena 70A es el que presenta mayor caída de presión de 130,80 Lppc para el mes de Abril de 2010.
3. Las caídas de presión a lo largo de la sección horizontal no están afectando de manera macro los pozos del Campo Corocoro.
4. La tasa de producción son proporcionales a las caídas de presión.
5. Unos de los efectos de la alta caída de presión es la tendencia a la conificación de agua o gas en los pozos de la arena 70B.
6. En la arena 70B los pozos que producen agua son los que están mas cercano al acuífero.
7. El aumento en los reductores incentiva a la producción de agua temprana en los pozos más cercanos al contacto agua-petróleo.
8. La baja permeabilidad de la arena 70A con respecto a la de la arena 70B ha favorecido que no se haya producido agua en esa arena.

}

## RECOMENDACIONES

1. Mantener controladas las tasas de producción.
2. Hacer un estudio al pozo 06 de la arena 70A para determinar si el pozo pertenece a dicha arena debido a que la permeabilidad del pozo no corresponde.
3. Hacer monitoreo constante de la producción de agua de los pozos de la arena 70B
4. Evitar la producción de agua en los pozos de la arena 70B y producir a una tasa adecuada.
5. Hacer un estudio complejo de la conificación de agua de los pozos productores.

## BIBLIOGRAFÍA

1. Valdéz Y. **“Análisis del comportamiento productivo de los pozos horizontales, área Bitor del Campo Cerro Negro - Faja Petrolífera del Orinoco”**. Trabajo de Grado. UDO, Núcleo de Anzoátegui, Departamento de Petróleo, Puerto La Cruz (2001).
2. Quijada M. **“Análisis del Comportamiento Productivo de los Pozos Horizontales Completados en el Período 1997-2002, del Campo Arcuna, Faja del Orinoco”**. Trabajo de Grado. UDO, Núcleo de Monagas Departamento de Petróleo (2007).
3. Machado F. **"Análisis predictivo del impacto del área de drenaje de pozos horizontales sobre el recobro y la declinación de producción de los yacimientos RO/MFA-3 y R3/MFA-33, Campo Arcuna, Faja del Orinoco"**. Trabajo de Grado. UDO, Núcleo de Anzoátegui, Departamento de Petróleo, Puerto La Cruz (2001).
4. Blanco C. **“Análisis del comportamiento productivo de los pozos horizontales del yacimiento R3/MFB 205, Campo Bare, Distrito San Tomé”**. Trabajo de Grado. UDO, Núcleo de Anzoátegui, Departamento de Petróleo, Puerto La Cruz (2005).
5. Méndez B. y Lira M. **“Elaboración de correlaciones de índice de productividad y producción acumulada de los pozos horizontales del área este del yacimiento MFB-53 Arena U1, 3 Campo Bare”**. Trabajo de Grado. UDO, Núcleo de Anzoátegui, Departamento de Petróleo, Puerto La Cruz (2005).
6. Informe de avance de la ejecución del plan de desarrollo proyecto Corocoro. (ADENDUM A LA MEMORIA DESCRIPTIVA DEL PROYECTO). Exploración y producción Costa Afuera. Gerencias de Yacimientos. ENERO 2008.
7. Escobar F. **“Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos”**.2003.
8. Mosquera, M. **“Evaluación Técnico Económica de los Pozos Horizontales y de Reentrada del Campo Jobo Yacimiento Morichal-01”**. Trabajo de Grado. UDO, Núcleo de Anzoátegui, Departamento de Petróleo, Puerto La Cruz (2003).

9. Uricare J. y Flores M. **“Elaboración de Correlaciones de Índice de Productividad de los Pozos Horizontales de Crudos Pesados y Extrapesados del Sur de Anzoátegui”**. Trabajo de Grado. UDO, Núcleo de Anzoátegui, Departamento de Petróleo, Puerto La Cruz (1999).
10. Rincones J. “Diseño de un Programa de Perforación Multilateral”. Puerto La Cruz (1998).
11. Joshi S. “Horizontal Well Technology”. Penn Well Books. Tulsa, Oklahoma (1991).
12. Parra E. “Parra Perozo Ingeniería, S.A”. Consultaría de ingeniería de petróleo (2009).
13. Prieto K. **“Análisis para la ubicación de las ventanas nivel III en pozos horizontales y multilaterales dobles del campo Zuata- Faja del Orinoco, Área San Diego de Cabrutica Estado Anzoátegui”**. Trabajo de Grado. UDO, Núcleo de Anzoátegui, Departamento de Petróleo, Puerto La Cruz (2007).
14. Escalona J y Pérez J. **“Elaboración de correlaciones de índice de productividad acumulada de petróleo de los pozos horizontales de la zona oeste del yacimiento MFB 53- Campo Bare del yacimiento MM412 Campo Melones”**. Tesis de grado. Universidad de Oriente. Puerto la Cruz noviembre 2004.
15. Gamboa A. y Gonzales T. (2003). **“Determinación de la productividad máxima en pozos horizontales en función de la longitud o sección horizontal”**. Trabajo de Grado. Universidad Central de Venezuela, Caracas (2003).
16. Universidad de Oriente Núcleo Anzoátegui. “Curso de Pozos horizontales”. Puerto la Cruz (2010).
17. Dikken B. Pressure Drop in Horizontal Wells and its effects on their production performance, SPE 19824. (1990).

18. Calgary A, Teknica Petroleum Services Lid. Suite 5000, 530 8th Avenue S.W. July (2001).
19. Porco A. “Análisis del Comportamiento Productivo de los Pozos Horizontales del Campo Arecuna, Area Hamaca, Faja del Orinoco”. Trabajo de Grado. Universidad de Oriente. Núcleo de Anzoátegui, Departamento de Petróleo, Puerto La Cruz (1998).
20. CIED. “Perforación Direccional”. Segunda Edición. Maracaibo (1997).
21. Reiley J, Black T, Stagg D. **Improving Liner Cementing in High-Angle/Horizontal Wells World Oil**, July (1988).
22. Reynolds. On the Dynamic Theory of Incompressible Viscous Fluids and the determination of the criterios philos, Traus, Roy Soc. Vo. T186A, pp 123-164, (1894).

## APÉNDICE A

### TABLA DE PRODUCCIÓN DE LOS POZOS DE LA ARENA 70A

**TABLA 4.10 DETERMINACIÓN DE LA CAÍDA DE PRESIÓN POZO 01**

PRODUCCION DE 2008-2010									
MES	Qo(BPD)	Kh(mD)	h(pies)	$\mu$ (cp)	Bo(BY/BN)	rw(pies)	a(pies)	L(pies)	$\Delta p$ (Lppc)
Ene-08	1013	283	180	2,94	1,23	0,33	1178,05	2218	12,19
Feb-08	2081	283	180	2,94	1,23	0,33	1178,05	2218	25,03
Mar-08	1630	283	180	2,94	1,23	0,33	1178,05	2218	19,61
Abr-08	1704	283	180	2,94	1,23	0,33	1178,05	2218	20,50
May-08	2281	283	180	2,94	1,23	0,33	1178,05	2218	27,44
Jun-08	1118	283	180	2,94	1,23	0,33	1178,05	2218	13,45
Jul-08	2131	283	180	2,94	1,23	0,33	1178,05	2218	25,64
Ago-08	2024	283	180	2,94	1,23	0,33	1178,05	2218	24,35
Sep-08	2762	283	180	2,94	1,23	0,33	1178,05	2218	33,23
Oct-08	2881	283	180	2,94	1,23	0,33	1178,05	2218	34,66
Nov-08	2843	283	180	2,94	1,23	0,33	1178,05	2218	34,20
Dic-08	2828	283	180	2,94	1,23	0,33	1178,05	2218	34,03
Ene-09	2851	283	180	2,94	1,23	0,33	1178,05	2218	34,30
Feb-09	2855	283	180	2,94	1,23	0,33	1178,05	2218	34,35
Mar-09	2876	283	180	2,94	1,23	0,33	1178,05	2218	34,60
Abr-09	3206	283	180	2,94	1,23	0,33	1178,05	2218	38,57
May-09	3062	283	180	2,94	1,23	0,33	1178,05	2218	36,84
Jun-09	3039	283	180	2,94	1,23	0,33	1178,05	2218	36,56
Jul-09	2940	283	180	2,94	1,23	0,33	1178,05	2218	35,37
Ago-09	2876	283	180	2,94	1,23	0,33	1178,05	2218	34,60
Sep-09	2870	283	180	2,94	1,23	0,33	1178,05	2218	34,54
Oct-09	2733	283	180	2,94	1,23	0,33	1178,05	2218	32,89
Nov-09	2740	283	180	2,94	1,23	0,33	1178,05	2218	32,97
Dic-09	2855	283	180	2,94	1,23	0,33	1178,05	2218	34,35
Ene-10	2964	283	180	2,94	1,23	0,33	1178,05	2218	35,66
Feb-10	3231	283	180	2,94	1,23	0,33	1178,05	2218	38,87
Mar-10	3385	283	180	2,94	1,23	0,33	1178,05	2218	40,72
Abr-10	3311	283	180	2,94	1,23	0,33	1178,05	2218	39,84
May-10	3108	283	180	2,94	1,23	0,33	1178,05	2218	37,39
Jun-10	3205	283	180	2,94	1,23	0,33	1178,05	2218	38,56

TABLA 4.11 DETERMINACIÓN DE LA CAÍDA DE PRESIÓN POZO 02

PRODUCCION DE 2008-2010									
MES	Qo(BPD)	Kh(mD)	h(pies)	$\mu_o$ (cp)	Bo(BY/BN)	rw(pies)	a(pies)	L(pies)	$\Delta p$ (Lppc)
Feb-08	1461	192	180	2,94	1,23	0,33	1437,14	2766	24,38
Mar-08	1407	192	180	2,94	1,23	0,33	1437,14	2766	23,49
Abr-08	1249	192	180	2,94	1,23	0,33	1437,14	2766	20,85
May-08	1187	192	180	2,94	1,23	0,33	1437,14	2766	19,81
Jun-08	855	192	180	2,94	1,23	0,33	1437,14	2766	14,28
Jul-08	1241	192	180	2,94	1,23	0,33	1437,14	2766	20,71
Ago-08	1135	192	180	2,94	1,23	0,33	1437,14	2766	18,95
Sep-08	2072	192	180	2,94	1,23	0,33	1437,14	2766	34,58
Oct-08	2104	192	180	2,94	1,23	0,33	1437,14	2766	35,12
Nov-08	2077	192	180	2,94	1,23	0,33	1437,14	2766	34,68
Dic-08	2078	192	180	2,94	1,23	0,33	1437,14	2766	34,69
Ene-09	2083	192	180	2,94	1,23	0,33	1437,14	2766	34,78
Feb-09	2088	192	180	2,94	1,23	0,33	1437,14	2766	34,86
Mar-09	2105	192	180	2,94	1,23	0,33	1437,14	2766	35,14
Abr-09	2153	192	180	2,94	1,23	0,33	1437,14	2766	35,93
May-09	1975	192	180	2,94	1,23	0,33	1437,14	2766	32,97
Jun-09	1780	192	180	2,94	1,23	0,33	1437,14	2766	29,72
Jul-09	1682	192	180	2,94	1,23	0,33	1437,14	2766	28,07
Ago-09	1690	192	180	2,94	1,23	0,33	1437,14	2766	28,21
Sep-09	1825	192	180	2,94	1,23	0,33	1437,14	2766	30,47
Oct-09	1740	192	180	2,94	1,23	0,33	1437,14	2766	29,04
Nov-09	1968	192	180	2,94	1,23	0,33	1437,14	2766	32,86
Dic-09	2157	192	180	2,94	1,23	0,33	1437,14	2766	36,01
Ene-10	2050	192	180	2,94	1,23	0,33	1437,14	2766	34,21
Feb-10	2800	192	180	2,94	1,23	0,33	1437,14	2766	46,73
Mar-10	3338	192	180	2,94	1,23	0,33	1437,14	2766	55,72
Abr-10	3349	192	180	2,94	1,23	0,33	1437,14	2766	55,91
May-10	3267	192	180	2,94	1,23	0,33	1437,14	2766	54,54
Jun-10	3700	192	180	2,94	1,23	0,33	1437,14	2766	61,77

TABLA 4.12 DETERMINACIÓN DE LA CAÍDA DE PRESIÓN POZO 03

PRODUCCION DE 2009-2010									
MES	Qo(BPD)	Kh(mD)	h(pies)	$\mu$ (cp)	Bo(BY/BN)	rw(pies)	a(pies)	L(pies)	$\Delta p$ (Lppc)
Sep-09	205	339	180	2,94	1,23	0,33	976,90	1780	2,22
Oct-09	383	339	180	2,94	1,23	0,33	976,90	1780	4,14
Nov-09	657	339	180	2,94	1,23	0,33	976,90	1780	7,10
Dic-09	672	339	180	2,94	1,23	0,33	976,90	1780	7,26
Ene-10	689	339	180	2,94	1,23	0,33	976,90	1780	7,45
Feb-10	1543	339	180	2,94	1,23	0,33	976,90	1780	16,68
Mar-10	1624	339	180	2,94	1,23	0,33	976,90	1780	17,56
Abr-10	1369	339	180	2,94	1,23	0,33	976,90	1780	14,80
May-10	1320	339	180	2,94	1,23	0,33	976,90	1780	14,27
Jun-10	1273	339	180	2,94	1,23	0,33	976,90	1780	13,76

TABLA 4.13 DETERMINACIÓN DE LA CAÍDA DE PRESIÓN POZO 04

PRODUCCION DE 2009-2010									
MES	Qo(BPD)	Kh(mD)	h(pies)	$\mu$ (cp)	Bo(BY/BN)	rw(pies)	a(pies)	L(pies)	$\Delta p$ (Lppc)
Ene-09	1017	283	180	2,94	1,23	0,33	1044,09	1928	12,80
Feb-09	1369	283	180	2,94	1,23	0,33	1044,09	1928	17,24
Mar-09	1445	283	180	2,94	1,23	0,33	1044,09	1928	18,19
Abr-09	1477	283	180	2,94	1,23	0,33	1044,09	1928	18,60
May-09	1141	283	180	2,94	1,23	0,33	1044,09	1928	14,37
Jun-09	1029	283	180	2,94	1,23	0,33	1044,09	1928	12,95
Jul-09	926	283	180	2,94	1,23	0,33	1044,09	1928	11,66
Ago-09	976	283	180	2,94	1,23	0,33	1044,09	1928	12,29
Sep-09	980	283	180	2,94	1,23	0,33	1044,09	1928	12,33
Oct-09	935	283	180	2,94	1,23	0,33	1044,09	1928	11,77
Nov-09	944	283	180	2,94	1,23	0,33	1044,09	1928	11,88
Dic-09	989	283	180	2,94	1,23	0,33	1044,09	1928	12,45
Ene-10	1459	283	180	2,94	1,23	0,33	1044,09	1928	18,36
Feb-10	2137	283	180	2,94	1,23	0,33	1044,09	1928	26,91
Mar-10	2409	283	180	2,94	1,23	0,33	1044,09	1928	30,32
Abr-10	282	283	180	2,94	1,23	0,33	1044,09	1928	35,58
May-10	3151	283	180	2,94	1,23	0,33	1044,09	1928	39,67
Jun-10	3766	283	180	2,94	1,23	0,33	1044,09	1928	47,41

TABLA 4.14 DETERMINACIÓN DE LA CAÍDA DE PRESIÓN POZO 05

PRODUCCION DE 2008-2010									
MES	Qo(BPD)	Kh(mD)	h(pies)	$\mu$ (cp)	Bo(BY/BN)	rw(pies)	a(pies)	L(pies)	$\Delta p$ (Lppc)
Nov-08	412	196	180	2,94	1,23	4,25	1250,43	2372,5	6,86
Dic-08	1143	196	180	2,94	1,23	4,25	1250,43	2372,5	19,03
Ene-09	1265	196	180	2,94	1,23	4,25	1250,43	2372,5	25,10
Feb-09	1640	196	180	2,94	1,23	4,25	1250,43	2372,5	32,54
Mar-09	1648	196	180	2,94	1,23	4,25	1250,43	2372,5	32,69
Abr-09	1250	196	180	2,94	1,23	4,25	1250,43	2372,5	24,80
May-09	1595	196	180	2,94	1,23	4,25	1250,43	2372,5	31,63
Jun-09	1599	196	180	2,94	1,23	4,25	1250,43	2372,5	31,72
Jul-09	1469	196	180	2,94	1,23	4,25	1250,43	2372,5	29,15
Ago-09	1471	196	180	2,94	1,23	4,25	1250,43	2372,5	29,18
Sep-09	2441	196	180	2,94	1,23	4,25	1250,43	2372,5	48,42
Oct-09	2598	196	180	2,94	1,23	4,25	1250,43	2372,5	51,53
Nov-09	2355	196	180	2,94	1,23	4,25	1250,43	2372,5	46,72
Dic-09	2417	196	180	2,94	1,23	4,25	1250,43	2372,5	47,94
Ene-10	2559	196	180	2,94	1,23	4,25	1250,43	2372,5	50,76
Feb-10	3004	196	180	2,94	1,23	4,25	1250,43	2372,5	59,59
Mar-10	3145	196	180	2,94	1,23	4,25	1250,43	2372,5	62,39
Abr-10	3083	196	180	2,94	1,23	4,25	1250,43	2372,5	61,16
May-10	2812	196	180	2,94	1,23	4,25	1250,43	2372,5	55,78
Jun-10	2825	196	180	2,94	1,23	4,25	1250,43	2372,5	56,04

TABLA 4.15 DETERMINACIÓN DE LA CAÍDA DE PRESIÓN POZO 06

PRODUCCION DE 2010									
MES	Qo(BPD)	Kh(mD)	h(pies)	$\mu$ (cp)	Bo(BY/BN)	rw(pies)	a(pies)	L(pies)	$\Delta p$ (Lppc)
Ene-10	458	34	220	2,94	1,23	0,33	1116,74	2086	40,95
Feb-10	961	34	220	2,94	1,23	0,33	1116,74	2086	85,94
Mar-10	1244	34	220	2,94	1,23	0,33	1116,74	2086	111,20
Abr-10	1463	34	220	2,94	1,23	0,33	1116,74	2086	130,80
May-10	1386	34	220	2,94	1,23	0,33	1116,74	2086	123,93
Jun-10	1404	34	220	2,94	1,23	0,33	1116,74	2086	125,48

## TABLAS DE LA ARENA 70B

TABLA 4.16 DETERMINACIÓN DE LA CAÍDA DE PRESIÓN POZO 01

PRODUCCION 2008-2010									
MES	Qo(BPD)	Kh(mD)	h(pies)	$\mu$ (cp)	Bo(BY/BN)	rw(pies)	a(pies)	L(pies)	$\Delta p$ (Lppc)
Feb-08	1818	890	220	2,61	1,191	0,33	975,10	1776	5,68
Mar-08	3268	890	220	2,61	1,191	0,33	975,10	1776	10,22
Abr-08	3647	890	220	2,61	1,191	0,33	975,10	1776	11,40
May-08	5577	890	220	2,61	1,191	0,33	975,10	1776	17,43
Jun-08	6703	890	220	2,61	1,191	0,33	975,10	1776	20,95
Jul-08	6753	890	220	2,61	1,191	0,33	975,10	1776	21,11
Ago-08	6409	890	220	2,61	1,191	0,33	975,10	1776	20,03
Sep-08	6648	890	220	2,61	1,191	0,33	975,10	1776	20,78
Oct-08	6750	890	220	2,61	1,191	0,33	975,10	1776	21,10
Nov-08	6657	890	220	2,61	1,191	0,33	975,10	1776	20,81
Dic-08	6724	890	220	2,61	1,191	0,33	975,10	1776	21,02
Ene-09	6597	890	220	2,61	1,191	0,33	975,10	1776	20,62
Feb-09	6672	890	220	2,61	1,191	0,33	975,10	1776	20,86
Mar-09	6766	890	220	2,61	1,191	0,33	975,10	1776	21,15
Abr-09	7727	890	220	2,61	1,191	0,33	975,10	1776	24,15
May-09	7451	890	220	2,61	1,191	0,33	975,10	1776	23,29
Jun-09	7412	890	220	2,61	1,191	0,33	975,10	1776	23,17
Jul-09	8372	890	220	2,61	1,191	0,33	975,10	1776	26,17
Ago-09	9057	890	220	2,61	1,191	0,33	975,10	1776	28,31
Sep-09	8612	890	220	2,61	1,191	0,33	975,10	1776	26,92
Oct-09	8184	890	220	2,61	1,191	0,33	975,10	1776	25,58
Nov-09	8202	890	220	2,61	1,191	0,33	975,10	1776	25,64
Dic-09	8495	890	220	2,61	1,191	0,33	975,10	1776	26,55
Ene-10	8109	890	220	2,61	1,191	0,33	975,10	1776	25,35
Feb-10	6894	890	220	2,61	1,191	0,33	975,10	1776	21,55
Mar-10	6860	890	220	2,61	1,191	0,33	975,10	1776	21,44
Abr-10	6700	890	220	2,61	1,191	0,33	975,10	1776	20,94
May-10	6483	890	220	2,61	1,191	0,33	975,10	1776	20,26
Jun-10	6523	890	220	2,61	1,191	0,33	975,10	1776	20,39

TABLA 4.17 DETERMINACIÓN DE LA CAÍDA DE PRESIÓN POZO 02

PRODUCCION DE 2008-2010									
MES	Qo(BPD)	Kh(mD)	h(pies)	$\mu$ (cp)	Bo(BY/BN)	rw(pies)	a(pies)	L(pies)	$\Delta p$ (Lppc)
Ene-08	2969	692	220	2,61	1,191	0,33	1223,89	2316	10,81
Feb-08	3761	692	220	2,61	1,191	0,33	1223,89	2316	13,69
Mar-08	3591	692	220	2,61	1,191	0,33	1223,89	2316	13,07
Abr-08	4343	692	220	2,61	1,191	0,33	1223,89	2316	15,81
May-08	6565	692	220	2,61	1,191	0,33	1223,89	2316	23,90
Jun-08	6807	692	220	2,61	1,191	0,33	1223,89	2316	24,78
Jul-08	6805	692	220	2,61	1,191	0,33	1223,89	2316	24,77
Ago-08	6481	692	220	2,61	1,191	0,33	1223,89	2316	23,59
Sep-08	6774	692	220	2,61	1,191	0,33	1223,89	2316	24,66
Oct-08	6860	692	220	2,61	1,191	0,33	1223,89	2316	24,97
Nov-08	6775	692	220	2,61	1,191	0,33	1223,89	2316	24,66
Dic-08	6844	692	220	2,61	1,191	0,33	1223,89	2316	24,91
Ene-09	6865	692	220	2,61	1,191	0,33	1223,89	2316	24,99
Feb-09	7277	692	220	2,61	1,191	0,33	1223,89	2316	26,49
Mar-09	7348	692	220	2,61	1,191	0,33	1223,89	2316	26,75
Abr-09	7463	692	220	2,61	1,191	0,33	1223,89	2316	27,17
May-09	7147	692	220	2,61	1,191	0,33	1223,89	2316	26,02
Jun-09	7102	692	220	2,61	1,191	0,33	1223,89	2316	25,85
Jul-09	6893	692	220	2,61	1,191	0,33	1223,89	2316	25,09
Ago-09	6654	692	220	2,61	1,191	0,33	1223,89	2316	24,22
Sep-09	7644	692	220	2,61	1,191	0,33	1223,89	2316	27,83
Oct-09	7278	692	220	2,61	1,191	0,33	1223,89	2316	26,49
Nov-09	7306	692	220	2,61	1,191	0,33	1223,89	2316	26,60
Dic-09	7723	692	220	2,61	1,191	0,33	1223,89	2316	28,11
Ene-10	7123	692	220	2,61	1,191	0,33	1223,89	2316	25,93
Feb-10	7303	692	220	2,61	1,191	0,33	1223,89	2316	26,58
Mar-10	8650	692	220	2,61	1,191	0,33	1223,89	2316	31,49
Abr-10	8681	692	220	2,61	1,191	0,33	1223,89	2316	31,60
May-10	9441	692	220	2,61	1,191	0,33	1223,89	2316	34,37
Jun-10	9592	692	220	2,61	1,191	0,33	1223,89	2316	34,92

TABLA 4.18 DETERMINACIÓN DE LA CAÍDA DE PRESIÓN POZO 03

PRODUCCION DE 2009-2010									
MES	Qo(BPD)	Kh(mD)	h(pies)	$\mu$ o(cp)	Bo(BY/BN)	rw(pies)	a(pies)	L(pies)	$\Delta$ p(Lppc)
May-08	1141	304	220	2,61	1,191	0,33	1535,94	2972	8,77
Jun-08	1539	304	220	2,61	1,191	0,33	1535,94	2972	11,83
Jul-08	1498	304	220	2,61	1,191	0,33	1535,94	2972	11,52
Ago-08	1477	304	220	2,61	1,191	0,33	1535,94	2972	11,36
Sep-08	1225	304	220	2,61	1,191	0,33	1535,94	2972	9,42
Oct-08	1145	304	220	2,61	1,191	0,33	1535,94	2972	8,80
Nov-08	1456	304	220	2,61	1,191	0,33	1535,94	2972	11,19
Dic-08	1763	304	220	2,61	1,191	0,33	1535,94	2972	13,55
Ene-09	2102	304	220	2,61	1,191	0,33	1535,94	2972	16,15
Feb-09	3025	304	220	2,61	1,191	0,33	1535,94	2972	23,25
Mar-09	3114	304	220	2,61	1,191	0,33	1535,94	2972	23,93
Abr-09	3255	304	220	2,61	1,191	0,33	1535,94	2972	25,02
May-09	3882	304	220	2,61	1,191	0,33	1535,94	2972	29,83
Jun-09	3892	304	220	2,61	1,191	0,33	1535,94	2972	29,91

TABLA 4.19 DETERMINACIÓN DE LA CAÍDA DE PRESIÓN POZO 04

PRODUCCION DE 2008-2010									
MES	Qo(BPD)	Kh(mD)	h(pies)	$\mu$ (cp)	Bo(BY/BN)	rw(pies)	a(pies)	L(pies)	$\Delta p$ (Lppc)
Abr-08	739	878	220	2,61	1,191	4,25	1601,96	3109	2,25
May-08	2543	878	220	2,61	1,191	4,25	1601,96	3109	7,73
Jun-08	4430	878	220	2,61	1,191	4,25	1601,96	3109	13,47
Jul-08	4148	878	220	2,61	1,191	4,25	1601,96	3109	12,61
Ago-08	4706	878	220	2,61	1,191	4,25	1601,96	3109	14,31
Sep-08	4947	878	220	2,61	1,191	4,25	1601,96	3109	15,04
Oct-08	5013	878	220	2,61	1,191	4,25	1601,96	3109	15,24
Nov-08	4595	878	220	2,61	1,191	4,25	1601,96	3109	13,97
Dic-08	4591	878	220	2,61	1,191	4,25	1601,96	3109	13,96
Ene-09	4803	878	220	2,61	1,191	0,33	1601,96	3109	12,63
Feb-09	4830	878	220	2,61	1,191	0,33	1601,96	3109	12,70
Mar-09	4992	878	220	2,61	1,191	0,33	1601,96	3109	13,13
Abr-09	4677	878	220	2,61	1,191	0,33	1601,96	3109	12,30
May-09	4848	878	220	2,61	1,191	0,33	1601,96	3109	12,75
Jun-09	4844	878	220	2,61	1,191	0,33	1601,96	3109	12,74
Jul-09	4587	878	220	2,61	1,191	0,33	1601,96	3109	12,06
Ago-09	4526	878	220	2,61	1,191	0,33	1601,96	3109	11,90
Sep-09	4612	878	220	2,61	1,191	0,33	1601,96	3109	12,13
Oct-09	4415	878	220	2,61	1,191	0,33	1601,96	3109	11,61
Nov-09	4396	878	220	2,61	1,191	0,33	1601,96	3109	11,56
Dic-09	4556	878	220	2,61	1,191	0,33	1601,96	3109	11,98
Ene-10	4299	878	220	2,61	1,191	0,33	1601,96	3109	11,30
Feb-10	3672	878	220	2,61	1,191	0,33	1601,96	3109	9,66
Mar-10	3896	878	220	2,61	1,191	0,33	1601,96	3109	10,25
Abr-10	3562	878	220	2,61	1,191	0,33	1601,96	3109	9,37
May-10	2398	878	220	2,61	1,191	0,33	1601,96	3109	6,31
Jun-10	2505	878	220	2,61	1,191	0,33	1601,96	3109	6,59

TABLA 4.20 DETERMINACIÓN DE LA CAÍDA DE PRESIÓN POZO 05

PRODUCCION DE 2008-2010									
MES	Qo(BPD)	Kh(mD)	h(pies)	$\mu$ (cp)	Bo(BY/BN)	Rw(pies)	a(pies)	L(pies)	$\Delta p$ (Lppc)
May-08	3330	855	220	2,61	1,191	0,33	1570,61	3044	9,04
Jun-08	4053	855	220	2,61	1,191	0,33	1570,61	3044	11,01
Jul-08	4623	855	220	2,61	1,191	0,33	1570,61	3044	12,55
Ago-08	4645	855	220	2,61	1,191	0,33	1570,61	3044	12,61
Sep-08	4801	855	220	2,61	1,191	0,33	1570,61	3044	13,04
Oct-08	4839	855	220	2,61	1,191	0,33	1570,61	3044	13,14
Nov-08	4528	855	220	2,61	1,191	0,33	1570,61	3044	12,29
Dic-08	4148	855	220	2,61	1,191	0,33	1570,61	3044	11,26
Ene-09	4702	855	220	2,61	1,191	0,33	1570,61	3044	12,77
Feb-09	4837	855	220	2,61	1,191	0,33	1570,61	3044	13,14
Mar-09	4837	855	220	2,61	1,191	0,33	1570,61	3044	13,14
Abr-09	3764	855	220	2,61	1,191	0,33	1570,61	3044	10,22
May-09	4685	855	220	2,61	1,191	0,33	1570,61	3044	12,72
Jun-09	4698	855	220	2,61	1,191	0,33	1570,61	3044	12,76
Jul-09	4429	855	220	2,61	1,191	0,33	1570,61	3044	12,03
Ago-09	4351	855	220	2,61	1,191	0,33	1570,61	3044	11,81
Sep-09	2257	855	220	2,61	1,191	0,33	1570,61	3044	6,13
Oct-09	1772	855	220	2,61	1,191	0,33	1570,61	3044	4,81
Nov-09	1778	855	220	2,61	1,191	0,33	1570,61	3044	4,83
Dic-09	1881	855	220	2,61	1,191	0,33	1570,61	3044	5,11
Ene-10	1797	855	220	2,61	1,191	0,33	1570,61	3044	4,88
Feb-10	1308	855	220	2,61	1,191	0,33	1570,61	3044	3,55
Mar-10	1094	855	220	2,61	1,191	0,33	1570,61	3044	2,97
Abr-10	1069	855	220	2,61	1,191	0,33	1570,61	3044	2,90
May-10	989	855	220	2,61	1,191	0,33	1570,61	3044	2,68
Jun-10	1036	855	220	2,61	1,191	0,33	1570,61	3044	2,81

## APÉNDICE B

### VARIACIÓN DE LA TASA DE PRODUCCIÓN CON RESPECTO A LA CAÍDA DE PRESIÓN DE LA ARENA 70A

Figura 4.1 Variación de la tasa de producción con respecto a la caída de presión pozo 01

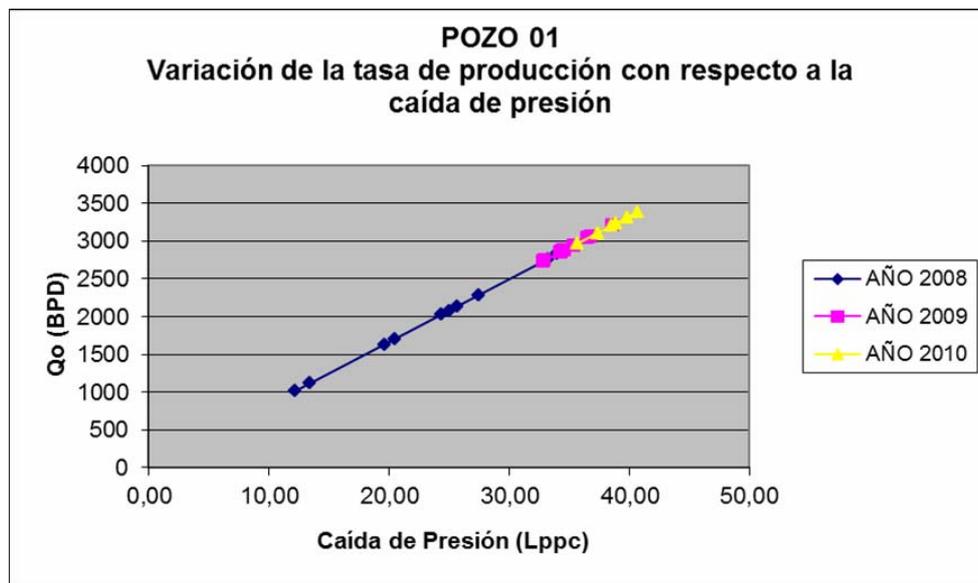
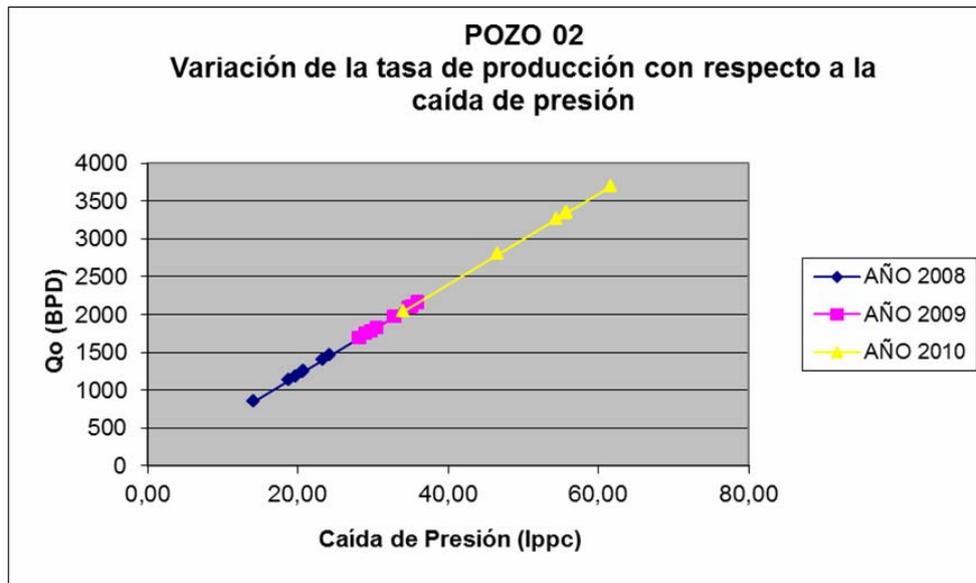
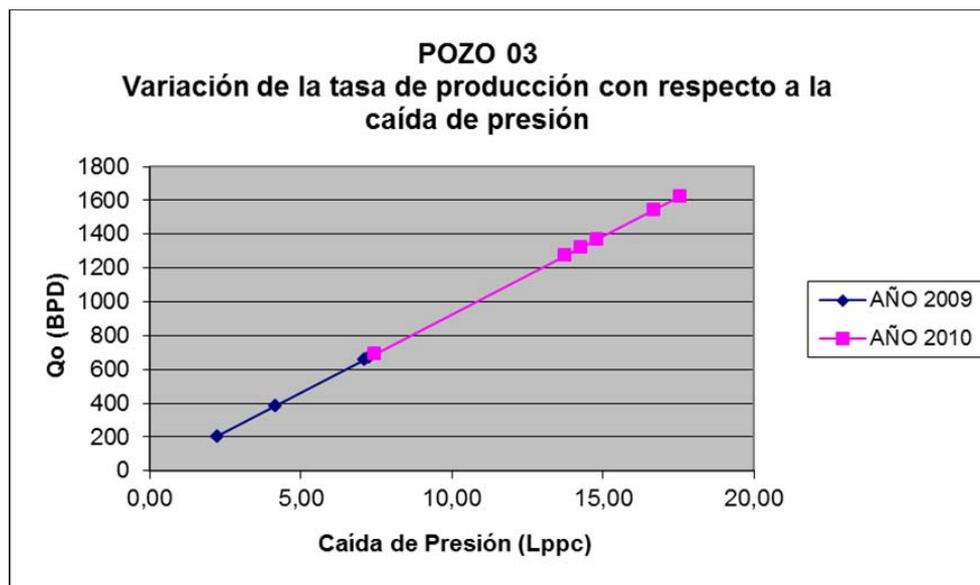


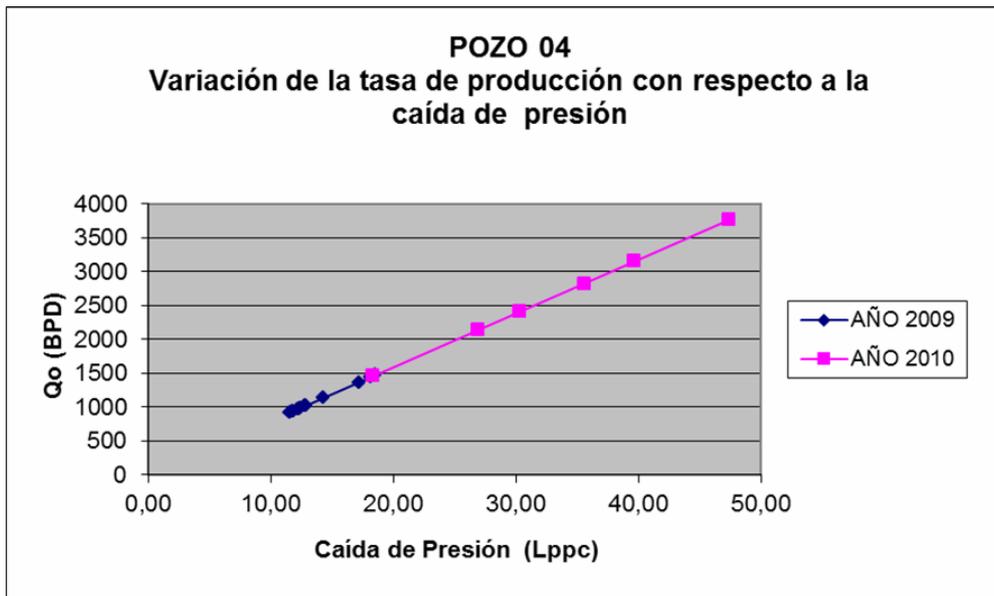
Figura 4.2 Variación de la tasa de producción con respecto a la caída de presión pozo 02



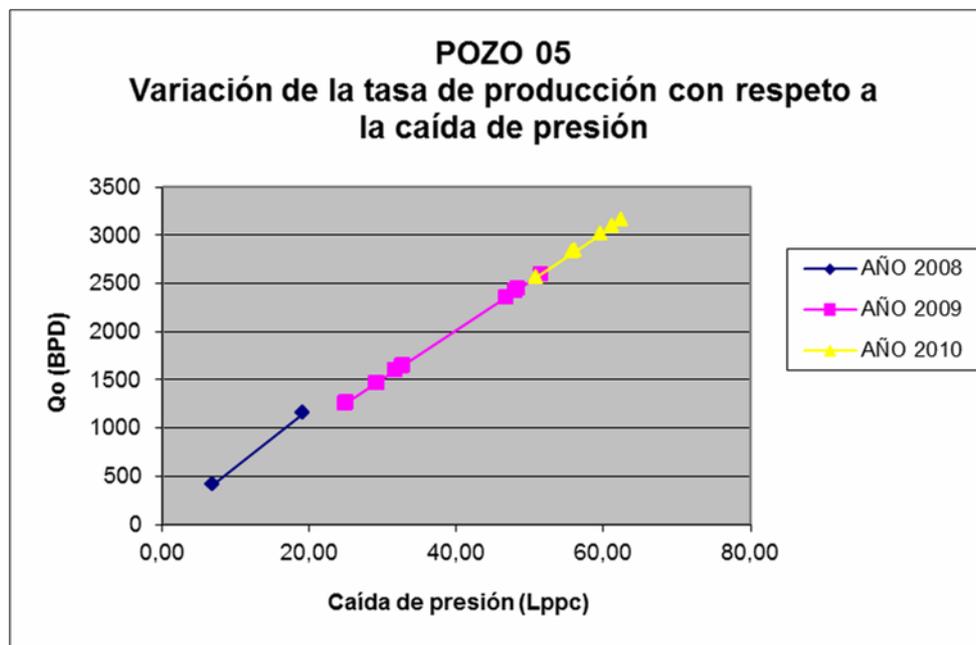
**Figura 4.3** Variación de la tasa de producción con respecto a la caída de presión  
pozo 03



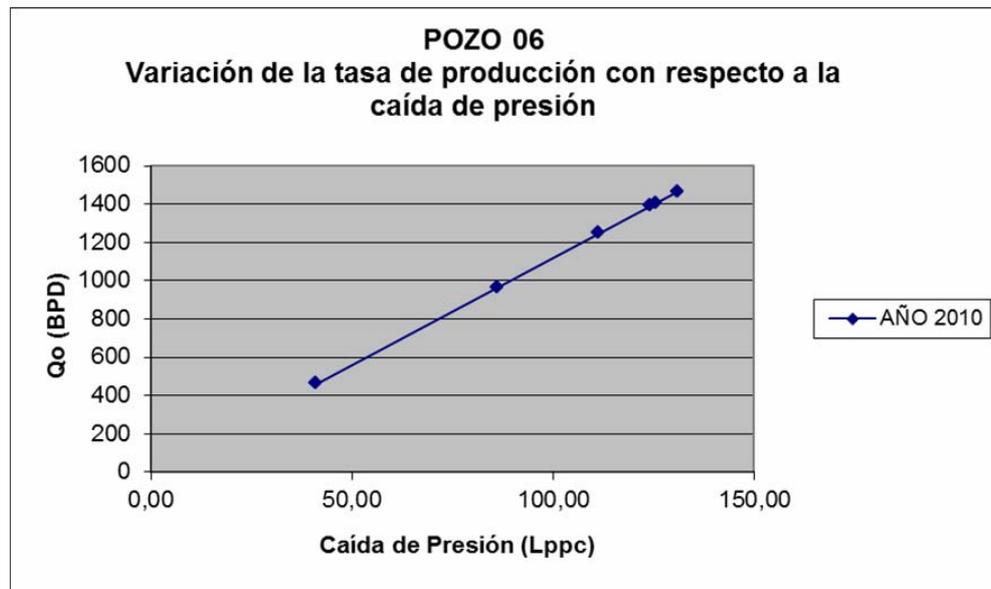
**Figura 4.4** Variación de la tasa de producción con respecto a la caída de  
Presión pozo 04



**Figura 4.5 Variación de la tasa de producción con respecto a la caída de presión pozo 05**

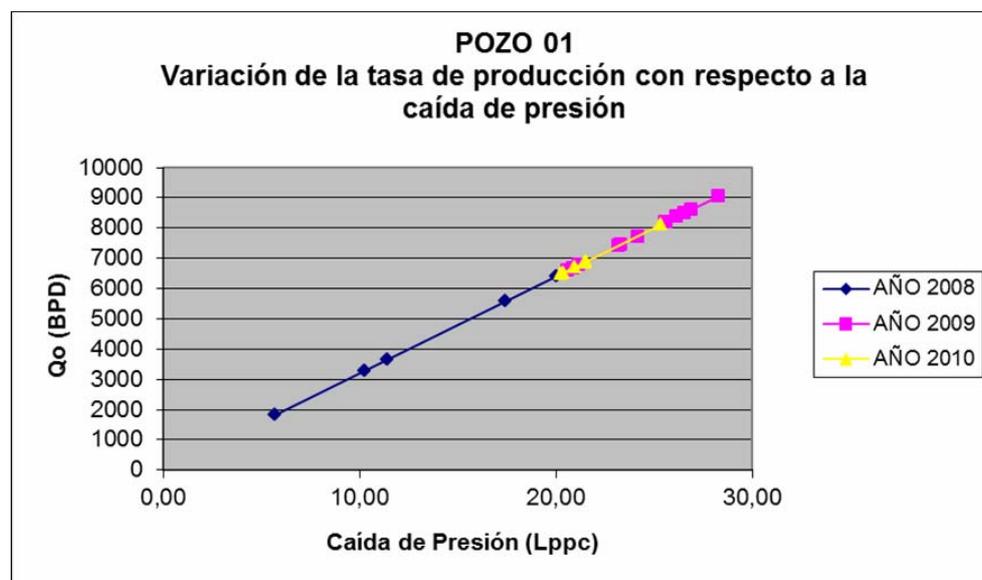


**Figura 4.6 Variación de la tasa de producción con respecto a la caída de presión pozo 06**

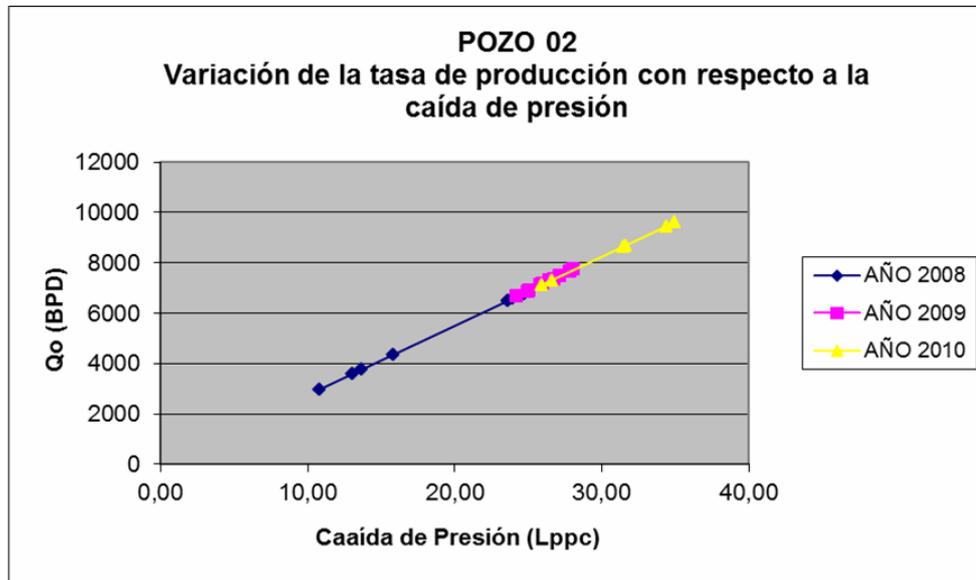


### VARIACIÓN DE LA TASA DE PRODUCCIÓN CON RESPECTO A LA CAÍDA DE PRESIÓN DE LA ARENA 70B

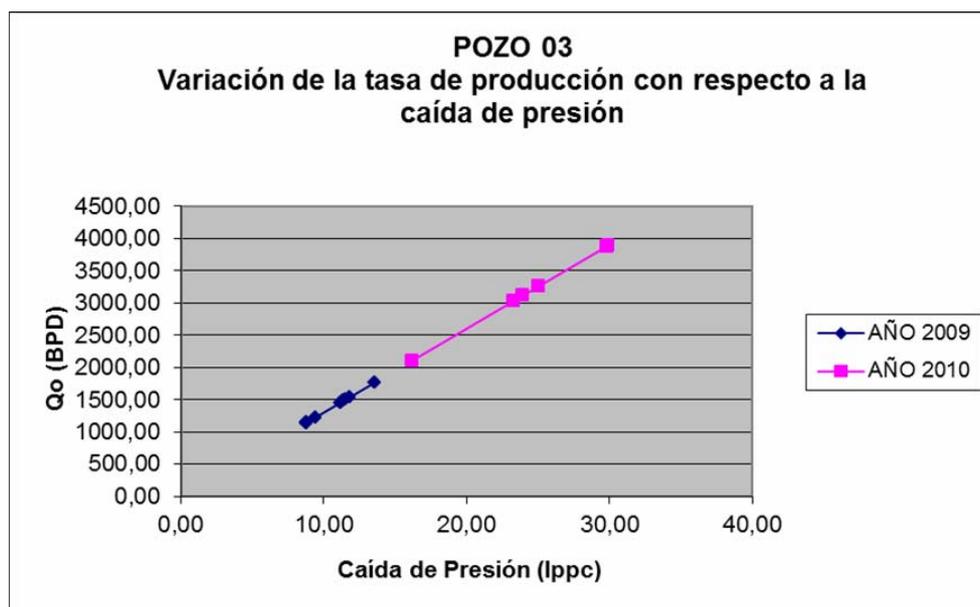
**Figura 4. 7 Variación de la tasa de producción con respecto a la caída de presión pozo 01**



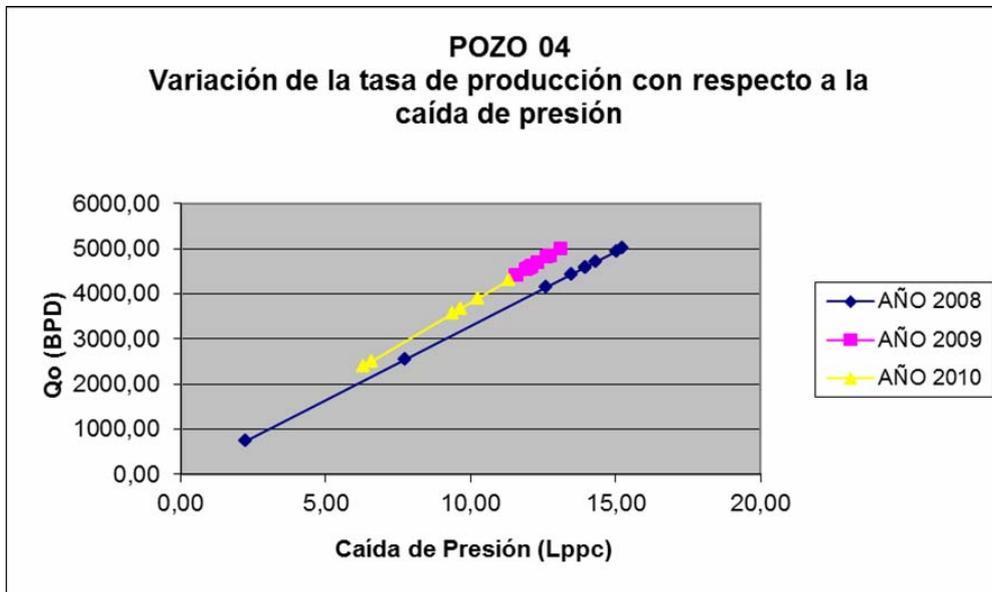
**Figura 4.8 Variación de la tasa de producción con respecto a la caída de presión  
pozo 02**



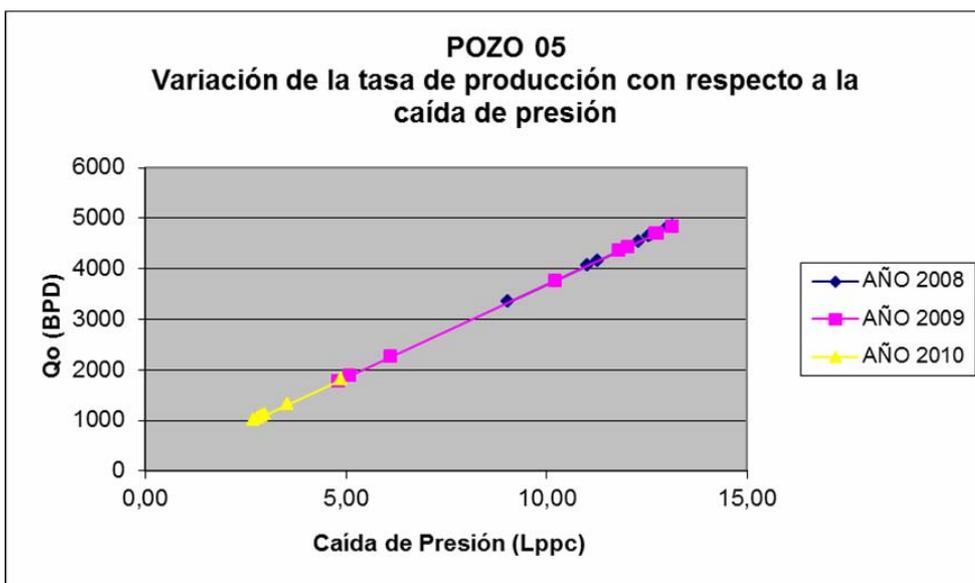
**Figura 4.9 Variación de la tasa de producción con respecto a la caída de presión  
pozo 03**



**Figura 4.10 Variación de la tasa de producción con respecto a la caída de presión  
pozo 04**



**Figura 4.11 Variación de la tasa de producción con respecto a la caída de presión  
pozo 05**



**METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO:**

<b>título</b>	<b>DETERMINACIÓN DEL EFECTO DE LA CAÍDA DE PRESIÓN SOBRE LA PRODUCTIVIDAD DE LOS POZOS HORIZONTALES COMPLETADOS EN EL CAMPO COROCORO, GOLFO DE PARIA</b>
<b>SUBTÍTULO</b>	

**AUTOR (ES):**

<b>APELLIDOS Y NOMBRES</b>	<b>CÓDIGO CULAC / E MAIL</b>
<b>JAIROMAR RAFAEL MEJÍAS BLANCO</b>	<b>CVLAC: 16702942 E MAIL: jairomejiasb@gmail.com</b>
	<b>CVLAC: E MAIL:</b>

**PALABRAS O FRASES CLAVES:**

CAÍDA DE PRESIÓN

---

PRODUCTIVIDAD

---

POZOS HORIZONTALES

---

MODELO DE COMPUTACIÓN

---

PROPUESTA POR JOSHI

---

**METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO:**

ÁREA	SUB-ÁREA
Ingeniería y ciencias aplicada	
	Ingeniería de Petróleo

**RESUMEN (ABSTRACT):**

Dados los potenciales que el país posee en materia petrolera, se ha incrementado el uso de los pozos horizontales. Aunado a esto, la empresa PetroSucre S.A desarrolla un proyecto costa afuera específicamente en el Campo Corocoro; ubicado en aguas superficiales de la costa de oriente de Venezuela en el Golfo de Paria, donde 11 pozos horizontales, han sido completados y se encuentran en producción, logrando así grandes beneficios a la empresa. Por lo que el siguiente trabajo tiene como objetivo principal determinar los efectos de las caídas de presión sobre la productividad de los pozos completados del Campo Corocoro, Golfo de Paria. Para ello se procedió a estipular las caídas de presión en los pozos horizontales mediante un modelo de computación en formato Excel; aplicando las formulas propuesta por Joshi, para luego ser comparadas con el drowdown del yacimiento, determinando así el efecto de las caídas sobre la tasa de producción. Como era de esperarse de un análisis de tasa de producción con respecto a las caídas de presión en los pozos horizontales, el comportamiento de tasa de producción son proporcionales a la caída de presión, es decir un aumento de la tasa de producción incrementa la caída de presión, de la misma forma si disminuye la tasa de producción disminuye la caída de presión.

Las caídas de presión de la sección horizontal de los pozos de las arena 70A y 70B se mantiene por debajo de 60 lppc, con excepción del pozo 06 de la arena 70A, que llega tener una caída de presión 130,80 para abril de 2010. Sin embargo si se compara con el drow down del yacimiento (P<sub>vac</sub>-P<sub>wf</sub>), se puede observar que siguen siendo bajas, y la productividad no se ve afectada por esa razón.

De igual manera se evaluó uno de los parámetros más importante (tasa de agua producida), debido a una producción temprana de agua en los pozos de la arena 70B, por ello, se procedió a determinar mediante el método de Dikken las tasas críticas de cada uno de los pozos de las arenas 70A y 70B, llegando a la conclusión que todos los pozos está produciendo por encima de la tasa critica, pudiendo ocasionar una reducción de la producción de petróleo significativamente.

**METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO:**

**CONTRIBUIDORES:**

APELLIDOS Y NOMBRES	ROL / CÓDIGO CVLAC / E_MAIL				
	ROL	CA	AS X	TU	JU
RAYDA PATIÑO	CVLAC:				
	E_MAIL				
	E_MAIL				
EDGAR PARRA	CVLAC:				
	E_MAIL				
	E_MAIL				
JOSÉ RODRÍGUEZ	CVLAC:				
	E_MAIL				
	E_MAIL				
JOSÉ RONDÓN	CVLAC:				
	E_MAIL				
	E_MAIL				

**FECHA DE DISCUSIÓN Y APROBACIÓN:**

2011 AÑO	11 MES	02 DÍA
-------------	-----------	-----------

**LENGUAJE. SPA**

**METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO:**

**ARCHIVO (S):**

<b>NOMBRE DE ARCHIVO</b>	<b>TIPO MIME</b>
TESIS. Determinación del efecto de la caída de presión sobre la productividad de los pozos horizontales.doc	APPLICATION/MSWORD

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

**ALCANCE**

**ESPACIAL:** \_\_\_\_\_ (OPCIONAL)

**TEMPORAL:** \_\_\_\_\_ (OPCIONAL)

**TÍTULO O GRADO ASOCIADO CON EL TRABAJO:**

Ingeniero de Petróleo

**NIVEL ASOCIADO CON EL TRABAJO:**

Pre - Grado

**ÁREA DE ESTUDIO:**

Departamento de Ingeniería de Petróleo

**INSTITUCIÓN:**

Universidad de Oriente Núcleo Anzoátegui

**METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO:**

**DERECHOS**

**De acuerdo al artículo 41 del reglamento de trabajos de grado:**

**”Los Trabajos de grado son de la exclusividad propiedad de la Universidad de Oriente y sólo podrán ser utilizados a otros fines con el consentimiento del Consejo de Núcleo respectivo, quien lo participará al Consejo Universitario”**

**AUTOR**

**TUTOR**

**JURADO**

**JURADO**

**POR LA SUBCOMISIÓN DE TESIS**