

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



**“EVALUACIÓN DE LOS PARÁMETROS QUE AFECTAN LA
PRODUCTIVIDAD DE LOS POZOS HORIZONTALES
PERFORADOS EN EL DISTRITO GAS ANACO”**

Realizado Por:

ROMER JOSÉ QUIJADA JIMÉNEZ

**Trabajo Especial de Grado presentado ante la Universidad de Oriente como
requisito parcial para optar al Título de:**

INGENIERO DE PETRÓLEO

Puerto La Cruz, Octubre de 2009.

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



**“EVALUACIÓN DE LOS PARÁMETROS QUE AFECTAN LA
PRODUCTIVIDAD DE LOS POZOS HORIZONTALES
PERFORADOS EN EL DISTRITO GAS ANACO”**

ASESORES:

ING. LORENZO ARDITI (MSc.)

Asesor Académico

ING. JHONLES MORALES

Asesor Industrial

Puerto La Cruz, Octubre de 2009.

UNIVERSIDAD DE ORIENTE
NUCLEO DE ANZOÁTEGUI
ESCUELA DE INGENIERÍA Y CIENCIAS APLICADAS
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA DE PETRÓLEO



**“EVALUACIÓN DE LOS PARÁMETROS QUE AFECTAN LA
PRODUCTIVIDAD DE LOS POZOS HORIZONTALES
PERFORADOS EN EL DISTRITO GAS ANACO”**

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

EXCELENTE

ING. LORENZO ARDITI (MSc.)

Asesor Académico

ING. JOSÉ RODRIGUEZ (PHD)

Jurado Principal

ING. ROBERTO SALAS

Jurado Principal

Puerto La Cruz, Octubre de 2009.

RESOLUCIÓN

“De acuerdo con el artículo 44 del **Reglamento de Trabajos de Grado**, éstos son de exclusiva propiedad de la universidad, y solo podrán ser utilizados a otros fines con el consentimiento del Consejo de Núcleo respectivo, quien lo participará al Consejo Universitario”.

DEDICATORIA

Dedico este trabajo que con tanto esfuerzo logre realizar **A DIOS TODO PODEROSO** por haberme dado la vida y permitirme lograr mis metas planteadas hasta ahora y muy especialmente **A MIS PADRES MELCHOR Y ROSEVICT**, por ser los pilares y las personas fundamentales en mi vida, porque con sus palabras siempre me han dado ánimo y apoyo para seguir adelante en los momentos más difíciles. Este triunfo es de ustedes **LOS ADORO...**

AGRADECIMIENTOS

A DIOS TODO PODEROSO, por ayudarme a ser perseverante y darme las fuerzas para no desmayar en los momentos difíciles que se presentaron en el camino para poder alcanzar esta meta tan anhelada en mi vida. **GRACIAS DIOS...**

A mis padres **MELCHOR QUIJADA y ROSEVICT JIMENEZ** todo mi éxito es de ustedes.

A mi hermanita y toda mi familia por todo el apoyo recibido de su parte.

A mi novia zori por haberme soportado y por haber compartido conmigo momentos especiales durante mi carrera.

A mi tutor industrial el Ing. Jhonles Morales, por haber compartido su tiempo y dado la orientación necesaria para el desarrollo de este trabajo. **GRACIAS PROFEFOR.**

A mi asesor académico Lorenzo Arditi por haberme aconsejado y porque sus palabras siempre me llevaron a reflexión.

A la señorita Thayde Dávila por haberme prestado todo su apoyo incondicional y haber compartido momentos importantes en la realización de este trabajo así como también al amigo Hector Ruiz.

Además también tengo que agradecer a mis compañeros de estudio y amigos: Josef, Gustavo, Jesús, Chuchin, Amín, Johancy, Carolina, José Luis, Juan y Jorge.

CONTENIDO

RESOLUCIÓN	IV
DEDICATORIA	V
AGRADECIMIENTOS	VI
CONTENIDO	VII
LISTA DE FIGURAS	XIII
LISTA DE GRAFICOS	XVI
LISTA DE TABLAS	XVIII
ABREVIATURA Y UNIDADES.....	XIX
RESUMEN.....	XXI
CAPITULO I.....	22
1. INTRODUCCIÓN.	22
1.1 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA.	22
1.2 OBJETIVOS.	24
1.2.1 Objetivo General.	24
1.2.2 Objetivos Específicos.....	24
CAPITULO II	26
2. UBICACIÓN GEOGRÁFICA Y GEOLOGÍA DEL ÁREA.	26
2.1 CUENCA ORIENTAL DE VENEZUELA.	26
2.2 UBICACIÓN GEOGRÁFICA DEL DISTRITO PRODUCCIÓN GAS ANACO.	27
2.2.1 Área Mayor de Anaco (A.M.A.).....	29
2.2.1.1 Estructura Regional del Área Mayor de Anaco	29
2.2.2 Área Mayor de Oficina (A.M.O.).....	31
2.2.2.1 Estructura Regional del Área Mayor de Oficina.....	32
2.2.2.2 Características de las Acumulaciones	33
2.2.2.3 Estratigrafía	33

CAPITULO III.....	34
3. MARCO TEÓRICO.....	34
3.1 YACIMIENTO.....	34
3.2 GAS NATURAL.....	34
3.2.1 Clasificación del Gas Natural.....	34
3.2.2 Propiedades de los Gases.....	35
3.3 CLASIFICACIÓN DE LOS CRUDOS.....	36
3.4 POZOS HORIZONTALES.....	36
3.5 APLICABILIDAD DE LOS POZOS HORIZONTALES.....	38
3.6 VENTAJAS QUE OFRECE LA PERFORACIÓN DE LOS POZOS HORIZONTALES.....	38
3.7 DESVENTAJAS QUE OFRECE LA PERFORACIÓN DE LOS POZOS HORIZONTALES.....	39
3.8 PARÁMETROS A CONSIDERAR PARA LA PERFORACIÓN DE UN POZO HORIZONTAL.....	40
3.9 TIPOS DE COMPLETACIÓN DE POZOS HORIZONTALES.....	41
3.9.1 Completación a Hoyo Abierto.....	42
3.9.2 Completación con Camisa Ranurada.....	42
3.9.3 Completación con Camisa Ranurada y Empacaduras Externas.....	44
3.9.4 Completación con Revestidor Cementado y Perforado.....	44
3.10 PARAMETROS IMPORTANTES DE LOS POZOS HORIZONTALES....	45
3.10.1 Longitud del Hoyo.....	45
3.10.2 Espesor de Formación.....	46
3.10.3 Perfil del Pozo en el Yacimiento.....	47
3.10.4 Permeabilidad del Yacimiento.....	49
3.10.5 Daño a la Formación.....	50
3.10.5.1 Tipos de Daño.....	51
3.10.5.2 Daño a la Formación Durante Operaciones en el Pozo.....	52
3.10.5.2.1 Daño Durante la Perforación.....	52

3.10.5.2.2	Daño Durante la Cementación.....	52
3.10.5.2.3	Daño Durante el Cañoneo.....	53
3.10.5.2.4	Daño Durante la Completación y Reparación del Pozo.....	53
3.10.5.2.5	Daño Durante la Estimulación.....	54
3.10.5.2.6	Daño Durante la Producción.....	54
3.11	COMPORTAMIENTO DE AFLUENCIA DE FORMACIONES PRODUCTORAS.....	54
3.11.1	Área de Drenaje.....	55
3.11.2	Flujo de Gas en el Yacimiento.....	55
3.11.3	Estados de Flujo.....	55
3.11.3.1	Flujo No-Continuo o Transitorio.....	56
3.11.3.2	Transición entre Estados de Flujo.....	56
3.11.3.3	Flujo Continuo o Estacionario (Steady State Flow).....	56
3.11.3.4	Flujo Semicontinuo (Pseudo-Steady State Flow).....	57
3.12	FLUJO MULTIFÁSICO EN TUBERÍAS.....	57
3.12.1	Flujo de Fluidos en el Pozo y en la Línea de Flujo.....	60
3.12.1.1	Algoritmo para Calcular las Pérdidas de Presión del Fluido.....	60
3.12.1.2	Cálculo de la Presión Requerida en el Cabezal.....	62
3.12.1.3	Cálculo de la Presión Requerida en el Fondo del Pozo.....	62
3.12.1.4	Ecuación General del Gradiente de Presión Dinámica.....	62
3.12.2	Consideraciones Teóricas del Flujo Multifásico en Tuberías.....	63
3.12.2.1	Definiciones Básicas.....	64
3.12.3	Patrones de Flujo.....	70
3.12.3.1	Patrones de Flujo para Tubería Vertical y Fuertemente Inclinado.....	70
3.6.3.1.1	Correlaciones de Flujo Multifásico en Tuberías Verticales.....	72
3.6.3.2	Patrones de Flujo para Flujo Horizontal y Cercanamente Horizontal.....	75
3.6.3.2.1	Correlaciones de Flujo Multifásico Horizontal.....	77

CAPITULO IV	80
4. METODOLOGÍA.....	80
4.1 TIPO DE INVESTIGACIÓN.....	80
4.2 DISEÑO DE LA INVESTIGACIÓN.....	80
4.3 UNIDADES DE ESTUDIO, POBLACIÓN Y MUESTRA.....	81
4.4 HERRAMIENTAS UTILIZADAS.....	82
4.4.1 Carpeta de Pozos.....	82
4.4.2 DIMS.....	83
4.4.3 Centinela 2000.....	84
4.4.4 Simulador Pipesim 2008.....	85
4.4.4.1 Módulo Pipesim.....	86
4.5 PROCEDIMIENTO METODOLÓGICO.....	87
4.5.1 Revisión Bibliográfica.....	87
4.5.2 Definición de las Condiciones Iniciales de los Pozos Horizontales Perforados en el Distrito Gas Anaco.....	88
4.5.2.1 Recopilación de Información.....	88
4.5.2.2 Validación de la Información.....	90
4.5.3 Identificación de los Problemas Operacionales Ocurridos Durante las Labores de Perforación y Completación de los Pozos Horizontales en el Distrito.	90
4.5.4 Determinación del Grado de Desviación Existente entre la Producción Real de los Pozos con Respecto a la Producción Estimada.....	91
4.5.5 Análisis a Través de una Simulación de los Posibles Parámetros y/o Factores que Puedan Estar Causando la Desviación entre la Producción Real y la Estimada.....	91
4.5.5.1 Suministro de los Datos al Simulador.....	92
4.5.5.1.1 Yacimiento.....	92
4.5.5.1.2 Tubería de Producción y Revestidor.....	93
4.5.5.1.3 Fluidos.....	96

4.5.5.2 Cotejo de los Pozos.....	97
4.5.5.2.1 Ajuste de las Correlaciones de Flujo Multifásico.....	98
4.5.5.2.2 Configuración de las Correlaciones.....	102
4.5.5.2.3 Perfiles de Presión/Temperatura.....	103
4.5.5.2.4 Análisis Nodal.....	105
4.5.5.3 Realización de Sensibilidades.....	106
4.5.6 Análisis de Resultados, Conclusiones y Recomendaciones.....	111
CAPITULO V.....	112
5. ANÁLISIS Y DISCUSIÓN DE RESULTADOS.....	112
5.1 DEFINICIÓN DE LAS CONDICIONES INICIALES DE LOS POZOS EN ESTUDIO.....	112
5.2 IDENTIFICACIÓN DE LOS PROBLEMAS OPERACIONALES OCURRIDOS DURANTE LAS LABORES DE PERFORACIÓN Y COMPLETACIÓN.....	115
5.3 DETERMINACIÓN DEL GRADO DE DESVIACIÓN EXISTENTE ENTRE LA PRODUCCIÓN REAL DE LOS POZOS Y LA PRODUCCIÓN ESTIMADA.....	116
5.4 ANÁLISIS A TRAVÉS DE UNA SIMULACIÓN DE LOS POSIBLES PARÁMETROS Y/O FACTORES QUE PUEDAN ESTAR AFECTANDO LA PRODUCTIVIDAD DE LOS POZOS HORIZONTALES DEL DISTRITO GAS ANACO.....	118
5.4.1 Análisis del Pozo JM-259.....	134
5.4.1.1 Análisis de las Sensibilidades.....	139
5.4.2 Análisis del Pozo RG-278.....	141
5.4.2.1 Análisis de las Sensibilidades.....	146
5.4.3 Análisis del Pozo ZG-348.....	147
5.4.3.1 Análisis de las Sensibilidades.....	151
5.4.4 Análisis del Pozo MVR-137.....	152
5.4.4.1 Análisis de las Sensibilidades.....	157

CONCLUSIONES	158
RECOMENDACIONES	159
BIBLIOGRAFÍA	161
APÉNDICES	162
Apendice a.....	163
Apendice b	167
Apendice c.....	171
Apendice d	175
Apendice e.....	179
Apendice f.....	180
METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO	184

LISTA DE FIGURAS

Fig. N° 2.1 Ubicación Geográfica de la Cuenca Oriental.....	26
Fig. N° 2.2 Cuencas Petrolíferas de Venezuela.....	27
Fig. N° 2.3 Ubicación del Distrito de Producción Gas Anaco.....	28
Fig. N° 2.4 Ubicación Geográfica de A.M.A. y A.M.O.	28
Fig. N° 2.5 Campos Del Área Mayor de Anaco.	29
Fig. N° 2.6 Columna Estratigráfica Regional del Área Mayor Anaco.....	31
Fig. N° 2.7 El Área Mayor Oficina.....	32
Fig. N° 3.1 Diagrama de un Pozo Horizontal.....	37
Fig. N° 3.2 Reducción de Conificación de Agua de un Pozo Horizontal Respecto a uno Convencional.....	39
Fig. N° 3.3 Completación a Hoyo Abierto.....	42
Fig. N° 3.4 Completación con Camisa Ranurada.....	43
Fig. N° 3.5 Completación con Camisa Ranurada y Empacaduras Externas.....	44
Fig. N° 3.6 Completación con Revestidor Cementado y Perforado.....	45
Fig. N° 3.7 Efectos de la Longitud del Pozo para Diferentes Espesores de Yacimiento.....	46
Fig. N° 3.8 Efectos de la Relación Kv/Kh en la Razón de Productividad de Pozo Horizontal/Vertical.....	47
Fig. N° 3.9 Efecto de la Excentricidad en la Productividad de un Pozo Horizontal... 48	
Fig. N° 3.10 Excentricidad de un pozo Horizontal en el plano Vertical.....	48
Fig. N° 3.11 Sistema de Producción.....	58
Fig. N° 3.12 Curva de Oferta y Demanda.....	60
Fig. N° 3.13 Perfil de la Sección Vertical y Horizontal del Sistema de Producción.. 61	
Fig. N° 3.14 Patrones de Flujo en Tuberías Verticales.....	72
Fig. N° 3.15 Patrones de Flujo en Tuberías Horizontales.....	77
Fig. N° 4.1 Vista Principal de Programa DIMS.....	84

Fig. N° 4.2 Información de Producción Ofrecida por el Modulo Centinela Pozo.....	85
Fig. N° 4.3 Simulación del Pozo JM-259 Mediante el Modulo Pipesim 2008.....	87
Fig. N° 4.4 Estado Mecánico General del Pozo RG-278.....	89
Fig. N° 4.5 Ventana de Entrada de Información de Yacimiento.	93
Fig. N° 4.6 Ventana de Información del Perfil de Desviación de la Tubería de Producción.	94
Fig. N° 4.7 Ventana de Entrada de Información del Perfil Geotérmico de la Tubería de Producción.....	95
Fig. N° 4.8 Ventana de Entrada Para la Configuración de la Tubería de Producción.	95
Fig. N° 4.9 Ventana de Entrada de Información de los Fluidos Producidos.	96
Fig. N° 4.10 Ventana de Entrada de Información de las Temperaturas Para el Cálculo de Viscosidad.	97
Fig. N° 4.11 Ventana del Registro Fluyente del Pozo JM-259.....	99
Fig. N° 4.12 Ventana de Selección de las Correlaciones de Flujo Vertical.....	99
Fig. N° 4.13 Perfil de las Correlaciones Para Flujo Multifásico Vertical.....	100
Fig. N° 4.14 Ventana de Resultados en el Porcentaje de Desviación de la Data Medida con las Correlaciones Usadas.....	100
Fig. N° 4.15 Ventana de Selección de las Correlaciones de Flujo Horizontal.	102
Fig. N° 4.16 Ventana de Resultados en el Porcentaje de Desviación de la Data Medida con las Correlaciones Usadas.....	102
Fig. N° 4.17 Ventana de Configuración de las Correlaciones de Flujo.	103
Fig. N° 4.18 Ventana del Perfil de Presión y Temperatura con Presión de Salida Como Variable Calculada.	104
Fig. N° 4.19 Ventana del Perfil de Presión y Temperatura con Tasa de Gas Como Variable Calculada.....	104
Fig. N° 4.20 Ventana del Análisis Nodal.....	105
Fig. N° 4.21 Variación Tasa de Gas con Longitud Mediante el Perfil Presión y Temperatura.	107

Fig. N° 4.22 Variación de la Longitud del Pozo Sobre el Comportamiento de Afluencia (IPR) Mediante el Análisis Nodal.	107
Fig. N° 4.23 Variación de la Tasa de gas con Longitud Mediante la Curva de Rendimiento Optimo de Longitud Horizontal.	108
Fig. N° 4.24 Variación de la Tasa de Gas con Permeabilidad Vertical (Kz) Mediante el Perfil Presión y Temperatura.....	108
Fig. N° 4.25 Variación de la Tasa de Gas con Permeabilidad Horizontal (Kh) Mediante el Sistema de Análisis Múltiple.	109
Fig. N° 4.26 Variación de la Tasa de Gas con Daño Mecánico Mediante el Perfil de Presión y Temperatura.	109
Fig. N° 4.27 Variación de la Tasa con Espesor Mediante el Perfil de Presión y Temperatura.	110
Fig. N° 4.28 Variación de la Tasa con Radio Externo Horizontal (Rext) Mediante el Perfil de Presión y Temperatura.....	110
Fig. N° 5.1 Ajuste de la Correlación de FMV.	119
Fig. N° 5.2 Arena NAE1.....	134
Fig. N° 5.3 Diagrama de completación final del pozo JM 259.....	135
Fig. N° 5.4 Cotejo de las Correlaciones de Flujo Multifásico Vertical.	137
Fig. N° 5.5 Cotejo de las Correlaciones de Flujo Multifásico Horizontal.	138
Fig. N° 5.6 Arena MO-I/ Yac RG 107.....	142
Fig. N° 5.7 Diagrama Mecánico de Completación del Pozo RG 278.....	143
Fig. N° 5.7 Arena R4U/Yacimiento ZM 312.....	147
Fig. N° 5.9 Diagrama Mecánico de Completación del pozo ZG 348.	149
Fig. N° 5.10 Arena L1L/ Yacimiento ZM 310.	153
Fig. N° 5.11 Diagrama Mecánico de Completación del Pozo MVR 137.	154

LISTA DE GRAFICOS

Grafico N° 5.1 Distribución de los Pozos por Campos.....	112
Grafico N° 5.2 Tasas de Producción por Pozo al Momento de su Aceptación.....	113
Grafico N° 5.3 Desviaciones Entre las Tasas de Gas Real y Estimadas.....	117
Grafico N° 5.4 Comparación Entre las Tasas de Gas Real y Simulada.....	121
Grafico N° 5.5 Comparación Entre la Tasas de Liquido Real y la Simulada.....	122
Grafico N° 5.6 Comparación Entre las Presiones de Cabezal Reales y Simuladas..	122
Grafico N° 5.7 Comportamiento de Tasa con Variación de la Longitud.....	124
Grafico N° 5.8 Comparación de la Tasa de Gas con Variación de la Longitud.....	125
Grafico N° 5.9 Comportamiento de la Tasa de Gas con Permeabilidad Vertical.....	126
Grafico N° 5.10 Comparación de la Tasa de Gas con Variación de la Permeabilidad Vertical.....	126
Grafico N° 5.11 Comportamiento de la Tasa de Gas con Permeabilidad Horizontal.....	127
Grafico N° 5.12 Comparación de la Tasa de Gas con Variación de la Permeabilidad Horizontal.....	128
Grafico N° 5.13 Comportamiento de la Tasa de Producción con Daño.....	129
Grafico N° 5.14 Comparación de la Tasa de Gas con Variación del Daño.....	129
Grafico N° 5.15 Comportamiento de la Tasa con Espesor.....	130
Grafico N° 5.16 Comparación de la Tasa de Gas con Variación del Espesor.....	131
Grafico N° 5.17 Comportamiento de la Tasa de Gas con Radio Externo de Drenaje.....	131
Grafico N° 5.18 Comparación de la Tasa de Gas con Variación del Radio Externo de Drenaje.....	132
Grafico N° 5.19 Promedio de las Desviaciones de Producción con la Variación de los Parámetros de Productividad.....	133

Grafico N° 5.20 Diferencia Entre la Tasa Real y la Simulada con 20 % Menos Pozo JM 259.....	140
Grafico N° 5.21 Diferencia Entre la Tasa Real y la Simulada con 20 % Menos Pozo RG 278.....	146
Grafico N° 5.22 Diferencia Entre la Tasa Real y la Simulada con 20 % Menos Pozo ZG 348.	152
Grafico N° 5.23 Diferencia Entre la Tasa Real y la Simulada con 20 % Menos del Pozo MVR 137.....	157

LISTA DE TABLAS

Tabla N° 3.1 Efecto del Factor de Daño en Pozos Horizontales.	50
Tabla N° 4.1 Resultados del Cotejo de la Correlación de Flujo Multifásico Vertical.	101
Tabla N° 4.2 Resultados del Cotejo de la Correlación de Flujo Multifásico Horizontal.....	102
Tabla N° 5.1 Resumen de las Condiciones Iniciales de Yacimiento y Condiciones Mecánicas de los Pozos.....	114
Tabla N° 5.2 Resumen de las Condiciones Iniciales de Producción de los Pozos. ..	114
Tabla N° 5.3 Resumen de los Problemas de Pérdida de Fluido.....	116
Tabla N° 5.4 Porcentajes de Desviación de las Correlaciones de FMV.	119
Tabla N° 5.5 Porcentaje de Desviación de las Correlaciones de FMH.....	120
Tabla N° 5.6 Desviación entre la Tasa Real de Gas y la Esperada.	136
Tabla N° 5.7 Cotejo de las Tasas y Presión de Cabezal.	139
Tabla N° 5.8 Desviación Entre la Tasa de Gas Real y la Estimada.	144
Tabla N° 5.9 Resultado del Cotejo de la Prueba de Producción y las Simulaciones.	145
Tabla N° 5.10 Desviación Entre la Tasa de Gas Real y la Estimada.	150
Tabla N° 5.11 Resultado del Cotejo de la Prueba de Producción y las Simulaciones.	151
Tabla N° 5.12 Desviación entre la Tasa Real de Gas y la Esperada.	155
Tabla N° 5.13 Cotejo de las Tasas y Presión de Cabezal.	156

ABREVIATURA Y UNIDADES

ABREVIATURAS

Adm.	Adimensional.
A.M.A	Area Mayor de Anaco.
A.M.O	Area Mayor de Oficina.
A.N.P	Arena Neta Petrolífera.
A.P.I	Gravedad A.P.I.
C.C.P.O	Contacto Condensado Petróleo Original.
C.C.A.O	Contacto Condensado Agua Original.
Edo.	Estado del Pozo
E.M.R	Elevación de la Mesa Rotatoria.
G.P.S.A	Gas Processors Suppliers Association.
Grav. Agua	Gravedad Especial del Agua.
h	Espesor del Yacimiento.
I.D	Diámetro Interno.
K abs.	Permeabilidad Absoluta.
K efc.	Permeabilidad Efectiva.
O.D	Diámetro Externo.
L.	Longitud.
P cab.	Presión de Cabezal.
P lin.	Presión de Línea.
P sep.	Presión de Separación.
P wf.	Presión de Fondo Fluyente.
P yac.	Presión de Yacimiento.
Rext	Radio Externo de Drenaje.
Red.	Reductor de Flujo.

R.G.L	Relación Gas – Líquido.
R.G.P	Relación Gas – Petróleo.
S	Daño Total.
T.D.H	Tapón de Hierro.
T yac.	Temperatura del Yacimiento.
Yac.	Yacimiento.
% A y S	Porcentaje de Agua y Sedimentos.

UNIDADES

BAPD	Barril de Agua por Día.
BBPD	Barril Bruto por Día.
BNPD	Barril Normal Por Día.
BN/MMPCG	Barril Normal Por Millón de Pies Cubico De Gas.
CP	Centipoise
Ft	Pies.
ft/seg.	Pies por Segundo.
Km.	Kilometro.
lb.	Libra.
md.	Milidarcy.
MMPCGD	Millón de Pies Cubico de Gas Diario.
MPCG/BN	Mil Pies Cubico de Gas por Barril Normal.
MPCG/BB	Mil Pies Cubico de Gas por Barril Bruto.
PC.	Pies Cubico.
psia.	Pounds per Square Inch absolute (libras por pulgada cuadrada absolutas).
Pulg.	Pulgadas.
° F	Grados Farengeiht.

RESUMEN

Se ha venido despertando paulatinamente un gran interés mundial en las innovaciones tecnológicas de las perforaciones horizontales, estas reportan éxitos relevantes en la mayoría de los yacimientos donde se han aplicado, obteniéndose mejoras de productividad de hasta cinco veces más que la de un pozo convencional. En Venezuela la industria petrolera implementó esta técnica a mediados del año 1989 en el sur del estado Monagas, esto con el fin de investigar en el marco del proyecto piloto sobre los parámetros y procesos óptimos para la inyección de vapor en esta y otras áreas del país como la faja misma, que puedan ser desarrolladas mediante esta técnica.

El Distrito Social Gas Anaco en su extensión cuenta con una serie de pozos horizontales los cuales fueron construidos con la finalidad de incrementar la productividad y asegurar el abastecimiento de hidrocarburos. Las simulaciones iniciales de estos pozos arrojaron resultados que difieren de los obtenidos a través de las pruebas de aceptación o producción de estos pozos, por tal motivo surge la necesidad de estudiar el porqué o cual es la causa de esta divergencia, con lo que se da el paso por medio de este trabajo, el cual tiene como objeto principal evaluar los parámetros de productividad que puedan estar afectando la misma.

Una vez disponible toda la información requerida, la técnica de Análisis Nodal™, ejecutada bajo la aplicación del Simulador de flujo multifásico PIPESIM 2008 Modelo Composicional, permitió la reproducción de las condiciones iniciales de los pozos y la realización de las distintas sensibilidades; las cuales nos dieron referencias acerca de cuál es el parámetro predominante en la productividad de estos pozos en el distrito y también se logro realizar una curva de rendimiento óptimo de longitud horizontal.

CAPITULO I

1. INTRODUCCIÓN.

1.1 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA.

Petróleos de Venezuela S.A (P.D.V.S.A) en Petróleo y Gas, nace de la fusión de varias empresas Operadoras de PDVSA; el 17 de Noviembre de 1978. Su sede principal se encuentra en Caracas y sus operacionales más importantes se encuentran ubicadas en Anaco, San Tomé, Norte de Monagas, Puerto la Cruz, El Palito, Barinas y Punta de Mata, actualmente está extendiendo sus actividades hacia el denominado flanco Sur Andino, que comprende las áreas del Estado Apure y Este de los Estados Andinos. El Distrito Social Anaco de PDVSA Gas se encuentra ubicado en el estado Anzoátegui, en la región natural de los llanos orientales y en una posición céntrica con respecto al mismo estado. El Distrito Social Anaco se caracteriza por poseer dos áreas operacionales: Área Mayor de Anaco (AMA), ubicada en la parte norte de la zona central del estado Anzoátegui y Área Mayor Oficina (AMO), ubicada en la parte sur del estado Anzoátegui; ambas se caracterizan por poseer en su subsuelo una inmensa riqueza en gas y petróleo. AMA está conformada por los campos: Santa Ana, San Joaquín, Santa Rosa, Guario, El Roble, El Toco, Quiamare, La Ceiba; mientras que AMO lo conforma: Soto-Mapiri, La Ceibita, Zapatos, Mata-R, Aguasay, Zanjás, Zacarías; los cuales en su mayoría son productores de gas condensado. El Distrito Gas Anaco es una de las zonas gasíferas más extensas de Venezuela, ya que cuenta con reservas probadas de gas seco superiores a los 26 billones de pies cúbicos en un área aproximada de 13.400 km². En PDVSA Gas Anaco las actividades están dirigidas a la explotación y producción de más de 1.600 millones de pies cúbicos normales por día (mmpcnd) y 10.000 barriles por día (BBL/D) de gas y crudo respectivamente. En este sentido, es necesario para la empresa la explotación de

yacimientos a través de la perforación de nuevos pozos o la completación y rehabilitación de pozos ya existentes, con el fin de extraer el volumen de hidrocarburo necesario para cumplir con los compromisos adquiridos por la empresa.

Es importante mencionar que los pozos horizontales alcanzan un incremento de producción que van desde 3 a 5 veces con respecto a un pozo vertical, reduce los problemas de arenamiento, conificación de agua y/o gas. Algo muy importante en este tipo de tecnología es disminuir: el número de pozos perforados desde la superficie, el número de taladros y/o plataformas, instalaciones y equipos, la cantidad de localizaciones y por lo tanto el área de afectación (principalmente en tierra) lo cual se refleja en un ahorro de tiempo, logística y transporte.

En el ámbito operacional la perforación de pozos horizontales es sumamente costosa en comparación con la de un pozo vertical debido a las altas tasas de taladro, el servicio direccional y las horas hombre. Hasta la fecha se han perforado horizontalmente siete pozos en el distrito gas anaco, específicamente cuatro pozos profundos en el área mayor de oficina ubicados en los campos Zapatos y Mata R y tres pozos someros ubicados en el área mayor de anaco en los campos El Roble, Santa Rosa y San Joaquín.

Actualmente no se ha logrado reproducir las tasas esperadas en su mayoría de los pozos en estudio por simulaciones realizadas y trazar una curva de rendimiento óptimo de navegación horizontal donde se pueda obtener una óptima producción con la menor inversión. Por las razones antes expuestas el siguiente estudio tiene la finalidad de evaluar los parámetros que afectan la productividad de los pozos, y verificar otros posibles factores que puedan estar desviando la producción real de los pozos de la producción estimada.

En tal sentido, PDVSA Gas Anaco, bajo la Gerencia de Yacimientos, específicamente en el área de productividad ha incrementado el interés por tener bien definidos e identificados los factores que afectan la productividad de los pozos horizontales del distrito, con el fin de observar a que se debe el grado de desviación existente entre la producción real y la producción estimada, buscando alcanzar óptima calidad en la producción y de esta manera cumplir con las necesidades y requerimientos del mercado. Con el objeto de evaluar y analizar los parámetros que puedan estar afectando la mencionada productividad de los pozos horizontales, el presente estudio permitirá; establecer referencias y comparaciones acerca de la divergencia o falta de similitud de la producción obtenida realmente con la producción esperada mediante los estudios realizados, realizar una curva de rendimiento óptimo de navegación horizontal donde se permita visualizar la mejor producción al menor costo, también buscará describir y definir con respecto a los problemas operacionales que causaron alargue de tiempo y por ende el incremento de costos, además explicar detalladamente cada uno de los problemas ocurridos en cada fase durante la perforación y dar conocimiento acerca de las condiciones actuales en las cuales se encuentran los pozos en estudio.

1.2 OBJETIVOS.

1.2.1 Objetivo General.

Evaluar los parámetros que afectan la productividad de los pozos horizontales perforados en el Distrito Gas Anaco.

1.2.2 Objetivos Específicos.

- Definir las condiciones iniciales de los pozos horizontales perforados en el Distrito Gas Anaco.

- Identificar los problemas operacionales ocurridos durante las labores de perforación y completación de los pozos horizontales en el distrito.
- Determinar el grado de desviación existente entre la producción real de los pozos horizontales del distrito con respecto a la producción estimada.
- Analizar a través de una simulación los posibles parámetros y/o factores que puedan estar causando la desviación entre la producción real y la producción estimada.

CAPITULO II

2. UBICACIÓN GEOGRÁFICA Y GEOLOGÍA DEL ÁREA.

2.1 CUENCA ORIENTAL DE VENEZUELA.

Está situada en la zona Centro – Este de Venezuela formando una depresión topográfica, asimétrica, estructural y sedimentaria que se inclina hacia el este, limitada al Sur del Orinoco desde la desembocadura del río Arauca, hacia el Este hasta Boca Grande, siguiendo de modo aproximado el borde septentrional del Cratón de Guayana, al Oeste por el levantamiento del Baúl y su conexión estructural con el mencionado cratón, que sigue aproximadamente el curso de los ríos Portuguesa y Pao al Norte, por la línea que demarca el piedemonte meridional de la Serranía del Interior Central y Oriental. Hacia el Este la Cuenca continúa por debajo del Golfo de Paria, incluyendo la parte situada al Sur de la Cordillera Septentrional de la isla de Trinidad y se hunde en el Atlántico al Este de la costa del Delta del Orinoco. El flanco Sur buza levemente hacia el Norte y el flanco Norte está conectado a la zona plegada y fallada de la cordillera que sirven de límite para la cuenca (Figura 2.1).^[1]



Fig. N° 2.1 Ubicación Geográfica de la Cuenca Oriental.^[1]

En esta cuenca se pueden distinguir ocho áreas principales productoras de Petróleo: Área de Guárico, Área Mayor de Anaco, Área Mayor de Oficina, Área Mayor de Temblador, Faja Petrolífera del Orinoco, Área Mayor de Jusepín, Área de Quiriquire y Área de Pedernales. La Cuenca Oriental de Venezuela por sus características tectónicas, estratigráficas y sedimentológicas ha sido dividida en 2 subcuencas: Subcuenca de Guárico al Oeste y Subcuenca de Maturín al Este (Figura 2.2).^[1]

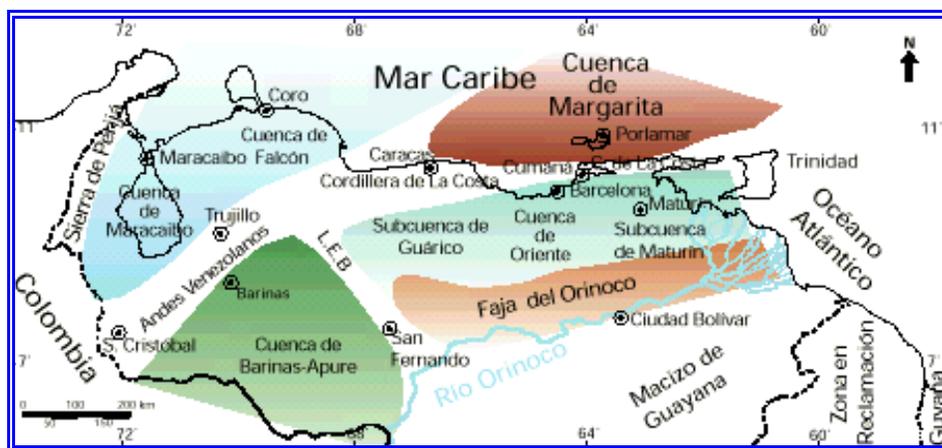


Fig. N° 2.2 Cuencas Petrolíferas de Venezuela.^[1]

2.2 UBICACIÓN GEOGRÁFICA DEL DISTRITO PRODUCCIÓN GAS ANACO.

El Distrito Producción Gas Anaco se encuentra ubicado en la parte Central del estado Anzoátegui, abarcando parte del estado Monagas con un área aproximadamente de 13.400 km². Este fue nombrado “Centro Gasífero de Venezuela” en el año 1999, consolidándose progresivamente como el centro de producción y manejo de gas para el país. Es un distrito importante porque posee yacimientos productores de hidrocarburos; en él, existen las mayores reservas de gas del país. La ubicación geográfica del DPGA es presentada en la figura 2.3.^[1]

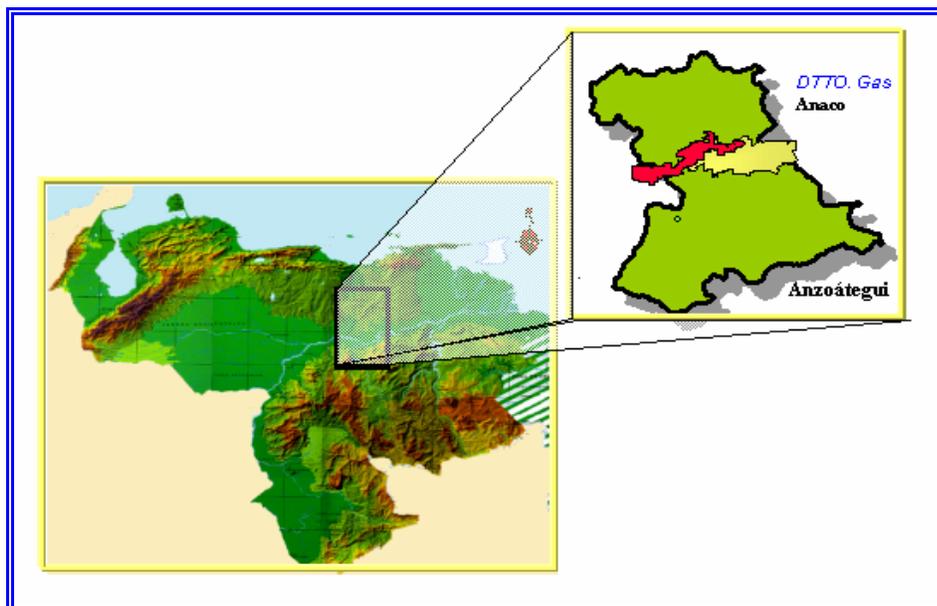


Fig. N° 2.3 Ubicación del Distrito de Producción Gas Anaco. ^[1]

El Distrito Producción Gas Anaco está conformado por dos extensas áreas de explotación que son la unidad de producción Área Mayor Anaco (A.M.A.), y la unidad de producción Área Mayor Oficina (A.M.O.). (Figura 2.4). ^[1]

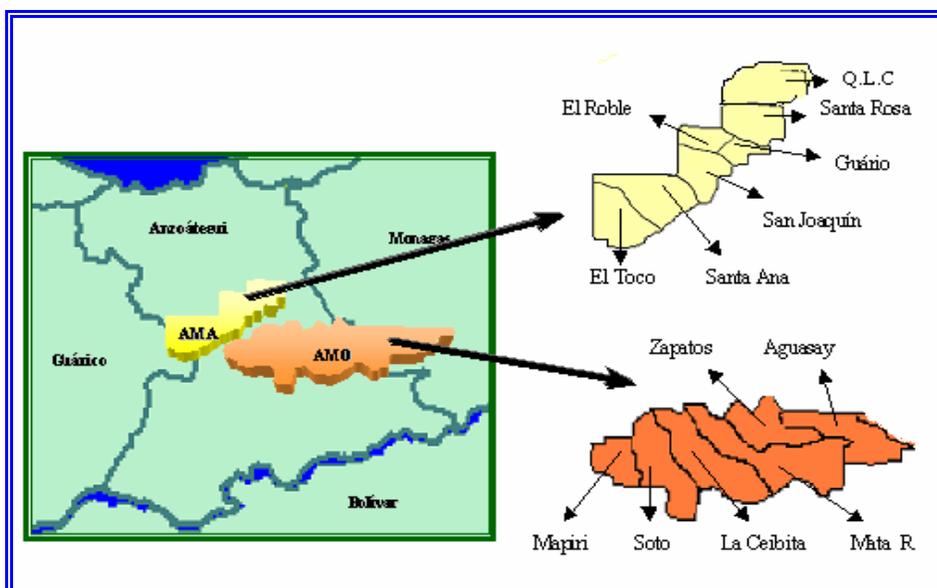


Fig. N° 2.4 Ubicación Geográfica de A.M.A. y A.M.O. ^[1]

2.2.1 Área Mayor de Anaco (A.M.A.)

El Área Mayor de Anaco se encuentra ubicada en la Cuenca Oriental de Venezuela, Subcuenca de Maturín, situada en el bloque levantado al Norte del Corrimiento de Anaco, cuyo rumbo aproximado es de N 50° E, de Sur a Norte los campos son: El Toco, sobre un domo del mismo nombre, Santa Ana, en un domo alargado con tres culminaciones menores, El Roble, San Joaquín, con tres elevaciones bien diferenciadas, Guarío, Santa Rosa, un anticlinal fallado. (Figura 2.5).^[2]

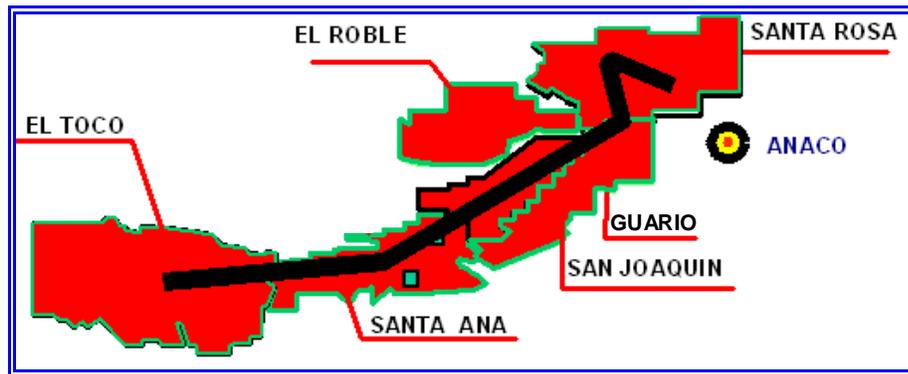


Fig. N° 2.5 Campos Del Área Mayor de Anaco.^[2]

2.2.1.1 Estructura Regional del Área Mayor de Anaco

La estructura del Área Mayor de Anaco se considera influenciada por la tectónica cordillerana del norte de Venezuela oriental, cuyo origen se atribuye a la colisión de la placa del Caribe con la Placa del Continente Suramericano. Como resultado de esa tectónica se forma un cuadro estructural complejo conformado por varios elementos:

- El corrimiento de Anaco.
- Una serie de pliegues. Anticlinales y domos.
- Un sistema de fallas normales y, excepcionalmente, inversas.

➤ Algunas fallas truncurrentes.

El corrimiento de Anaco es una falla de tipo inverso, de gran magnitud, que corta en forma oblicua el rumbo general del flanco sur la Cuenca Oriental de Venezuela; marca el límite noroeste del Área Mayor de Oficina y es un rasgo estructural mayor de la Cuenca Oriental. Se extiende por 85 Km en dirección N 40° E desde el Campo El Toco en el sur hasta el este del Campo La Ceiba en el norte, con un buzamiento del plano de falla promedio de 45° al noroeste, que decrece notablemente a profundidad y puede llegar a confundirse con los planos de buzamiento. El desplazamiento de esta falla tiene un máximo de 7.000' en el Campo Santa Rosa y disminuye hasta 700' en Santa Ana; cerca del campo El Toco tiende a desaparecer. Constituye el límite sur de la acumulación de hidrocarburos del Área Mayor de Anaco. [2]

Los campos petrolíferos del Área Mayor de Anaco están ubicados en el bloque norte levantado de la falla mayor de Anaco, como un conjunto de hasta ocho culminaciones anticlinales en forma de domos alargados con su eje paralelo al corrimiento. De Sur a Norte los campos son: El Toco, sobre un domo del mismo nombre, Santa Ana, en un domo alargado con tres culminaciones menores, San Joaquín, con tres elevaciones bien diferenciadas, Santa Rosa, un anticlinal fallado. [2]

Los levantamientos de Anaco, en su conjunto se presentan asimétricos, con buzamientos de 25-27° en el flanco sur, en contraste con sólo 2-5° en el flanco norte. Los domos han sido considerados como pliegues de arrastre sobre el plano del corrimiento, ocasionados por el movimiento hacia el sur de las capas que constituyen el flanco norte. Las fallas normales se encuentran principalmente al norte de los domos de Anaco, con desplazamiento considerable (70 a 22 metros). [2]

ERA	EDAD	FORMACIÓN	ARENA	LITOLOGÍA		AMBIENTE			
				COLUMNA	DESCRIPCIÓN				
C E N O Z O I C O O	CUAT	PLEISTOCENO	MESA -460'			Conglomerados gruesos, arcillas ferruginosas.	FLUVIO - DELTAICO PALUDAL		
	T E R C I A R I O	PLIOCENO	LAS PIEDRAS				Arenisca gris de grano fino inter laminada con arcilla gris/verdosa	LLANURA	
							Lignitos	DELTAICA	
		M I C E N O	S U P E R I O R	(1640')			Calizas arenosas duras, de color verde		
				FRETES (1500')			Areniscas		
							Lutitas fisiles verdes a gris verdoso	TALUD	
		O L I G O C E N O	I N F E R I O R	O F I C I N A	(4300')	A0 - A6		Lutitas grises, gris oscuro y gris marrón,	F L U V I O D E L T A I C O
						A7 - A10		intercaladas con areniscas y limolitas de color claro de grano fino a grueso	
						B			
						C			
D									
F									
H									
I - J						Algunos lignitos			
K - L									
M - N									
O - P		Los cuerpos de arenas son canales, barras y lentes.							
R									
S									
T									
	OLIGOCENO	MERECURE	(300')	U		Areniscas grises masivas y lutitas carbonáceas delgadas	FLUVIO - DELTAICO TRANS GRESIVO		

Fig. Nº 2.6 Columna Estratigráfica Regional del Área Mayor Anaco. [2]

2.2.2 Área Mayor de Oficina (A.M.O.)

El Área Mayor de Oficina posee una extensión superficial de aproximadamente 14.500 kilómetros cuadrados. Está limitada al Este por una línea rumbo NNO, entre el extremo occidental del Campo Oritupano hacia el Sur y el Campo Onando al Norte; al Sur por una línea Este-Oeste situada al Sur de los Campos Melones, Miga y Yopales Sur; al Oeste por el campo Budare y al Noreste y Norte por el Corrimiento de Anaco entre los Campos El Toco y Guarío. [2]

Dentro de los principales campos operacionales de la región de AMO dentro tenemos además de Mata-R a los Campos: Oscurote, Aguasay, Zapatos, Mata Oeste, Soto, Boca de Mapiri, Cantaura, La Ceibita, Zeta y Zacarías. Figura 2.7. [2]

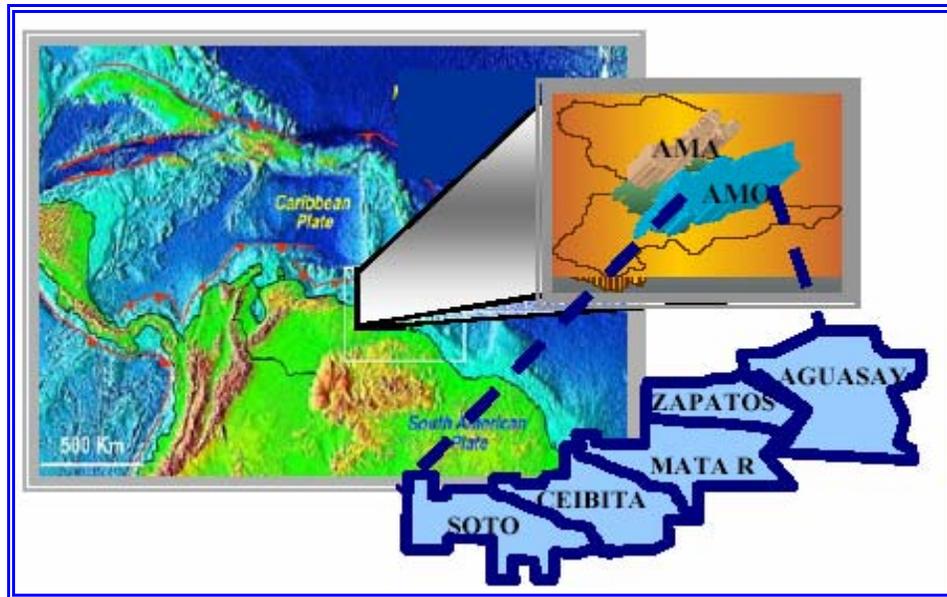


Fig. N° 2.7 El Área Mayor Oficina. [2]

2.2.2.1 Estructura Regional del Área Mayor de Oficina

La estructura del Área Mayor Oficina se caracteriza por la presencia de homoclinales suaves inclinados hacia el Norte-Noreste, con varias fallas normales con rumbo entre Este-Oeste, Este-Noreste y otras varias hacia el Sur. [2]

La Magnitud del Buzamiento está alrededor de 45 grados lo cual fue estimado por Hedberg (1947) y por medio de Cebull (1972) se calculó entre 22 y 46 grados con un promedio de 34 grados. [2]

2.2.2.2 Características de las Acumulaciones

Los hidrocarburos del Área Mayor de Oficina fueron originados por horizontes estratigráficos muy cercanos a los yacimientos petrolíferos actuales, es decir en las lutitas de la Formación Oficina inmediatamente por encima y por debajo de cada una de las arenas productoras. ^[2]

La mayor parte del petróleo en ésta zona se encuentra atrapado contra alguna de las fallas mayores de rumbo predominante Este-Oeste. Las trampas contra las fallas principales se completan por otros accidentes estratigráficos y tectónicos entre los cuales se destacan los canales de arena, con desaparición lateral de la porosidad y limitación inferior por contacto agua-petróleo. ^[2]

2.2.2.3 Estratigrafía

La columna estratigráfica está constituida por las siguientes Formaciones: Mesa, Las Prioras, Freites, Oficina y Merecure. ^[2]

Las principales formaciones productoras del área son Merecure y Oficina. Esta área posee alrededor de 120 arenas diferentes con espesores variables entre 3 pies y 90 pies. ^[2]

CAPITULO III

3. MARCO TEÓRICO.

3.1 YACIMIENTO.

Un yacimiento puede definirse como un medio físico del subsuelo capaz de contener fluidos y que por su condición física presenta propiedades, tales como: porosidad, permeabilidad, y resistividad. Posee dimensiones (área y espesor) que permiten ubicarlos y cuantificarlos y posee energía que permite extraer los fluidos. ^[3]

3.2 GAS NATURAL.

Se denomina gas natural al formado por los miembros más volátiles de la serie parafínica de hidrocarburos, principalmente metano, cantidades menores de etano, propano y butano. Además puede contener porcentajes muy pequeños de compuestos más pesados. Es posible conseguir en el gas natural cantidades variables de otros gases no hidrocarburos, como dióxido de carbono, sulfuro de hidrogeno, nitrógeno, helio, vapor de agua, etc. El gas natural puede obtenerse como tal en yacimientos de gas libre o asociado en yacimientos de petróleo y de condensado. El metano, principal componente del gas natural, tiene una gravedad específica mucho menor con relación al aire, razón por lo cual, el gas natural presenta esta característica básica de menor peso que el aire, por lo que en la atmósfera se dispersa rápidamente. ^[3]

3.2.1 Clasificación del Gas Natural.

- **Gas Dulce:** Es aquel que contiene cantidades de sulfuro de hidrógeno (H_2S), menor a 4 ppm. La G.P.S.A define un gas apto para ser transportado

por tuberías aquel que contiene menos de 4 ppm de H₂S; Menos de 3,0% de CO₂ y no más de 6 a 7 libras de agua por millón de pies cúbicos en condiciones normales (PCN).

- **Gas Agrio o Ácido:** Es aquel que contiene cantidades apreciables de sulfuro de hidrógeno (H₂S), dióxido de carbono (CO₂) y otros componentes ácidos (COS, CS₂, mercaptanos, etc.) razón por la cuál se vuelve corrosivo en presencia de agua libre.
- **Gas Rico (húmedo):** Es aquel del cual se pueden obtener cantidades apreciables de hidrocarburos líquidos, C₃⁺ de aproximadamente, 3.0 GPM (galones por 1.000 pies cúbicos en condiciones normales); Este parámetro no tiene ninguna relación con el contenido de vapor de agua que pueda contener el gas.
- **Gas Pobre (seco):** Es un gas que prácticamente está formado por metano (C₁) y etano (C₂); Sin embargo, en sistemas de compresión de gas, se habla de gas húmedo, en ingles “wet gas”, al que contiene vapor de agua y gas seco “dry gas”, al que no contiene vapor de agua.^[3]

3.2.2 Propiedades de los Gases.

- **Densidad (ρ):** Se define como la masa de fluido por unidad de volumen.
- **Volumen específico (v):** Es el inverso de la densidad, es decir, es el volumen que ocupa la unidad de masa.

- **Peso específico (γ):** Se define como el peso de una sustancia por unidad de volumen. También equivale decir, que es igual a la densidad del fluido por la aceleración de gravedad. ^[3]

3.3 CLASIFICACIÓN DE LOS CRUDOS.

La clasificación de los crudos por rango de grados API que utiliza el Ministerio de Energía y Minas de Venezuela, es la siguiente:

- **Crudos Livianos:** Son aquellos hidrocarburos líquidos que tienen una gravedad comprendida en el rango de 30,0 a 40,0 °API (ambos inclusive).
- **Crudos Medianos:** Son aquellos hidrocarburos líquidos que tienen una gravedad comprendida en el rango de 22,0 a 29,9 °API (ambos inclusive).
- **Crudos Pesados:** Son aquellos hidrocarburos líquidos que tienen una gravedad comprendida en el rango de 10,0 a 21,9 °API (ambos inclusive).
- **Crudos Extrapesados:** Son aquellos hidrocarburos líquidos que tienen una gravedad menor o igual a 9,9 °API y una viscosidad mayor de 10.000 centipoises a condiciones de yacimiento. ^[3]

3.4 POZOS HORIZONTALES.

Se definen como pozos horizontales aquellos que son perforados paralelamente a los planos de estratificación del yacimiento (o hasta alcanzar 90 grados de desviación con respecto a la vertical), siempre y cuando se inicie la perforación desde

superficie, debido a que cuando se comienza a perforar desde un pozo ya existente se denomina “Re-entry”.

El término “pozo horizontal” se refiere a pozos de 90 grados de inclinación con respecto a la vertical, pero también se denominan pozos horizontales aquellos con un ángulo de desviación no menor de 86 grados. Este presenta una fractura de conductividad finita donde la altura de la fractura es igual al diámetro de la sección horizontal del pozo.

Esta técnica consiste básicamente, en penetrar en forma horizontal un estrato productor. Así se aumenta el área de exposición al flujo dentro del yacimiento, reduciendo a su vez la caída de presión entre el borde exterior del mismo y el pozo. (Figura 3.1).

El interés en los pozos horizontales ha sido acelerado debido al mejoramiento de la tecnología de perforación y completación. Esta ha permitido aumentar la eficiencia y economía en el recobro de petróleo. Los pozos horizontales aumentan la tasa de producción y mejoran el recobro en los yacimientos maduros comparado con los pozos verticales. ^[4]

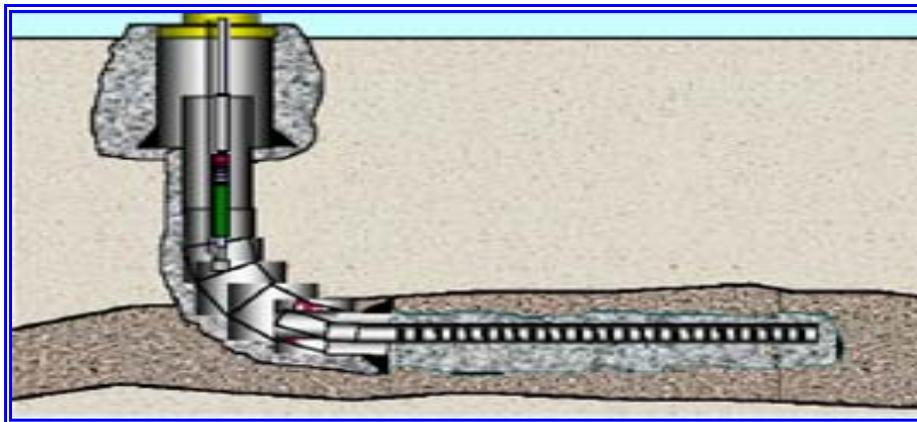


Fig. N° 3.1 Diagrama de un Pozo Horizontal. ^[4]

3.5 APLICABILIDAD DE LOS POZOS HORIZONTALES.

En los últimos años, algunos pozos horizontales han sido perforados alrededor del mundo con diferentes propósitos de aplicación. Estos propósitos van a variar dependiendo de las condiciones de acumulación de hidrocarburos en el subsuelo. Entre las aplicaciones más comunes se tienen:

- Yacimiento de poco espesor de arena.
- Yacimiento con problemas de Conificación y Canalización de agua y/o gas.
- Yacimiento de gas no asociado.
- Yacimiento de alta permeabilidad.
- Yacimiento de baja permeabilidad.

La ventaja más importante de la perforación horizontal es que incrementa notablemente el retorno de la inversión. Esta tecnología requiere de mayor complejidad en las operaciones de perforación, completación y puesta en servicio de un pozo petrolero, si se le compara con un pozo vertical, pero el contacto entre la arena petrolífera y la tubería del pozo es mayor y por tanto, el índice de productividad de crudo aumenta, con el obvio beneficio que esto representa. Esto puede resultar en un incremento sustancial en las tasas de producción a una caída constante de presión, o a una reducción en la caída de presión a tasas de producción constantes. La reducción de la caída de presión es particularmente beneficiosa en yacimientos propensos a la conificación y canalización con problemas de control de agua. ^[4]

3.6 VENTAJAS QUE OFRECE LA PERFORACIÓN DE LOS POZOS HORIZONTALES.

Las principales ventajas que presenta un pozo horizontal con respecto a un pozo vertical son las siguientes:

- Aumenta el índice de productividad de tres a cinco veces, para una misma caída de presión.
- Incrementa el área de drenaje por pozos en el yacimiento.
- Reduce la conificación y canalización de agua y/o gas. (Figura 3.2).
- Mayor petróleo producido por pozo al final de su vida, con la consecuente reducción del número de pozos requeridos para desarrollar un yacimiento.
- Puede reemplazar hasta cuatro pozos verticales dentro de un mismo yacimiento.

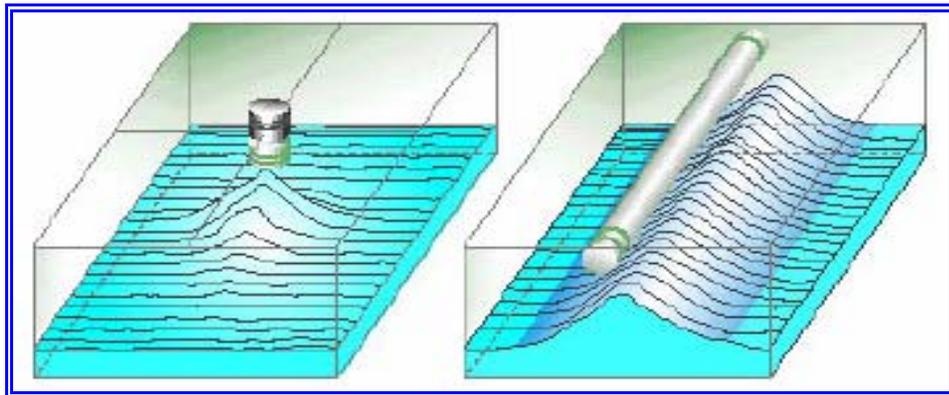


Fig. N° 3.2 Reducción de Conificación de Agua de un Pozo Horizontal Respecto a uno Convencional. ^[4]

3.7 DESVENTAJAS QUE OFRECE LA PERFORACIÓN DE LOS POZOS HORIZONTALES.

Algunas de las desventajas que poseen los pozos horizontales con respecto a los verticales son:

- Altos costos de perforación, debido a que se requiere mayor tiempo de taladro que en un pozo vertical y el incremento del riesgo a presentar problemas operacionales.

- Las barreras de permeabilidad vertical limitan la eficiencia de barrido vertical.
- Las opciones de recompletación son limitadas, en los casos en que se desee controlar los problemas ocasionados por altos cortes de agua y/o altas relaciones gas/petróleo.
- Requieren fluidos especiales y libres de sólidos para prevenir el daño a la formación.^[4]

3.8 PARÁMETROS A CONSIDERAR PARA LA PERFORACIÓN DE UN POZO HORIZONTAL.

➤ **Grado de Agotamiento del Yacimiento:** La productividad que se logra con un pozo horizontal es de 2 a 8 veces más alta que la de un pozo vertical. Si el yacimiento se encuentra altamente drenado, la perforación de un pozo vertical no aumentaría la producción lo suficiente como para justificar económicamente el pozo. Sin embargo, un yacimiento agotado podría tener suficientes reservas como para justificar el aumento de los costos de la perforación horizontal en función de una mayor producción. No obstante, debe ser la evaluación económica la que indique finalmente la factibilidad del proyecto.

➤ **Espesor del Yacimiento:** Un pozo horizontal en un yacimiento de espesor delgado se comporta como un pozo vertical que intercepta una fractura de conductividad infinita con una longitud igual a la del pozo horizontal. El espesor de la arena objetivo debe conocerse para escoger el nivel óptimo de navegación dentro de esta. Este espesor aparente se puede determinar con secciones de registros y diagramas paneles de pozos vecinos, así como mapas Isópacos– Estructurales, soportados con los mismos pozos perforados y sísmica 2D y/o 3D.

- **Permeabilidad Vertical:** Para que un pozo horizontal presente una buena productividad, debe drenar de un yacimiento con buena comunicación vertical. Una baja permeabilidad vertical reduce la productividad del pozo, es por ello que este tipo de pozo no es conveniente en formaciones que presenten abundantes barreras lutíticas.

- **Geología del Área:** Es importante disponer de la mejor descripción geológica del área para obtener un pozo exitoso. Se deben tomar en cuenta los parámetros como buzamientos, presencia de fallas, cambios de porosidad y contactos Agua/Petróleo o Gas/Petróleo. El buzamiento estructural es un parámetro importante que debe considerarse en la planificación de la trayectoria de un pozo horizontal, ya que éste permitirá definir el ángulo óptimo con el cual se penetrará la arena objetivo. Igualmente la trayectoria del pozo debe ajustarse a la inclinación del cuerpo arenoso a fin de garantizar una navegación óptima dentro del objetivo propuesto.

- **Espaciado de los Pozos:** en yacimientos altamente drenados la perforación de pozos muy próximos entre sí puede producir una rápida interferencia entre estos, mientras que en el caso de yacimientos con empuje de agua o gas el espaciado entre los pozos dependerá de la distancia mínima requerida para evitar la conificación de agua o gas entre dos pozos adyacentes. ^[4]

3.9 TIPOS DE COMPLETACIÓN DE POZOS HORIZONTALES.

El comportamiento y rendimiento efectivo de los pozos (vida útil) dependen en forma directa no solo de las características geológicas y petrofísicas del yacimiento, sino también del esquema de Completación seguido. Por lo tanto, es realmente importante contar con un óptimo diseño y planificación del tipo de Completación a ser empleada, para la terminación de los pozos horizontales. ^[4]

Entre las opciones de Completación figuran: Completación a hoyo abierto, con camisa ranurada (liner ranurado) con o sin empaque de grava; con camisa ranurada y empaadura externa, cementación y cañoneo del hoyo horizontal revestido. La selección de una de estas opciones dependerá de las necesidades, y experiencia que se tenga sobre el yacimiento o campo. ^[4]

3.9.1 Completación a Hoyo Abierto.

La Completación a hoyo abierto, al igual que en pozos verticales, representa la opción más económica. No obstante, su aplicación está limitada a la calidad de la formación, la cual debe ser suficiente para que el hoyo horizontal se mantenga en condiciones estables. Los pozos completados a hoyo abierto son difíciles de estimular y controlar, tanto para la inyección como la producción a lo largo del hoyo horizontal. (Figura 3.3).

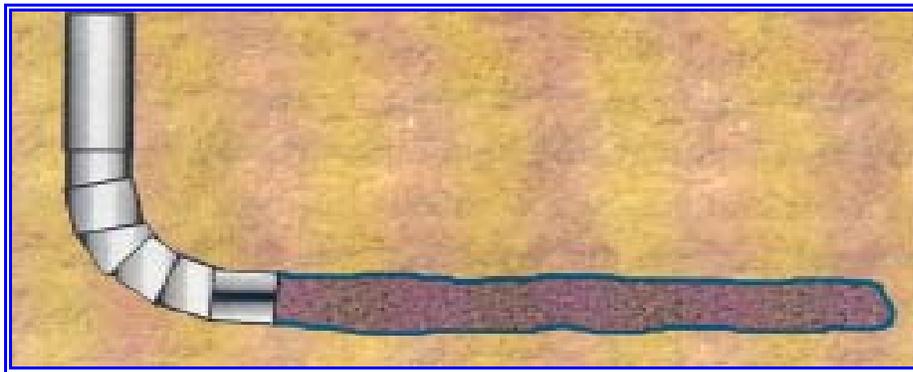


Fig. N° 3.3 Completación a Hoyo Abierto. ^[4]

3.9.2 Completación con Camisa Ranurada.

Este tipo de Completación generalmente es empleado en formaciones donde se prevé la posibilidad de colapso de pozo horizontal. (Figura 3.4). La camisa o liner ranurado proporciona un control limitado en la producción de arena, y además, es

susceptible al taponamiento. Actualmente existen tres tipos, utilizados en la Completación de pozos horizontales:

- Camisas perforadas.
- Camisas ranuradas.
- Camisa pre-empaca.

En formaciones no consolidadas, se ha empleado exitosamente el revestidor ranurado para el control del arenamiento. Así como también el uso de empaques con grava, de igual manera ha arrojado resultados satisfactorios. Un ejemplo de ello es que todos los pozos horizontales del área Bitor-Campo Cerro Negro han sido completados con camisas ranuradas sin empaque de grava con resultados satisfactorio. Esta técnica de Completación proporciona, además una trayectoria conveniente para la inclusión de herramientas de subsuelo, con la tubería continua flexible (Coiled Tubing), en trabajos de limpieza, etc.

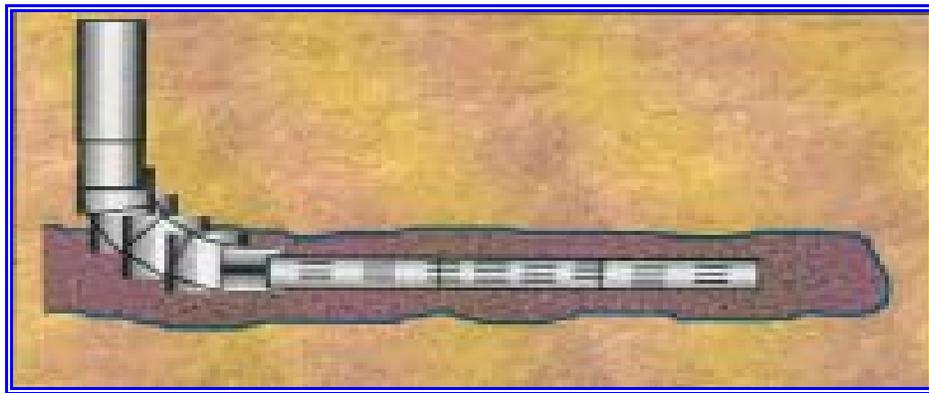


Fig. N° 3.4 Completación con Camisa Ranurada. ^[4]

3.9.3 Completación con Camisa Ranurada y Empacaduras Externas.

En esta modalidad a la camisa le son instaladas una serie de empacaduras externas, localizadas a lo largo de la sección horizontal del pozo. Estas empacaduras tienen la finalidad de facilitar la aplicación de tratamientos químicos selectivos proporcionando también un mejor control sobre la producción del pozo. (Figura 3.5). La desventaja más representativa ofrecida por este tipo de Completación, se debe a que normalmente la dirección e inclinación de los pozos no es totalmente horizontal, lo que dificulta la bajada a fondo de tuberías ranuradas con empacaduras externas. Además, no hay garantía de que estas encajen totalmente en la zona de interés.

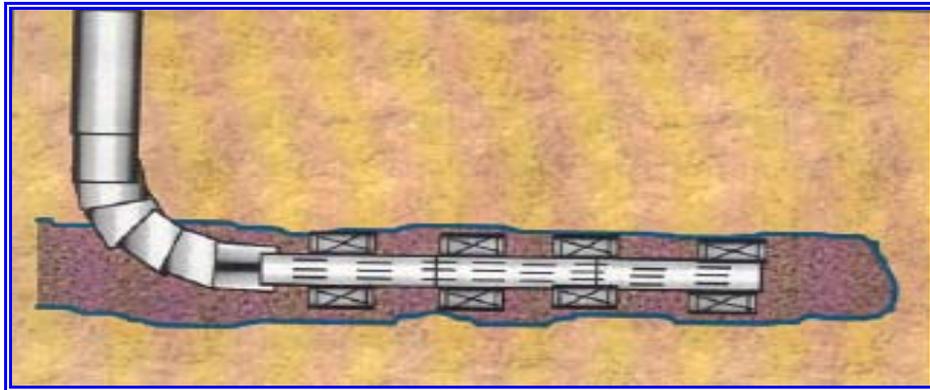


Fig. N° 3.5 Completación con Camisa Ranurada y Empacaduras Externas. ^[4]

3.9.4 Completación con Revestidor Cementado y Perforado.

Para esta Completación, la clase de cemento a emplear debe poseer bajo contenido en agua libre y filtrado, en comparación con la utilizada para la perforación de pozos convencionales. Esto es con el objetivo de evitar la creación de canales de comunicación a través del cemento, en la sección horizontal del pozo. Adicionalmente, la mezcla de cemento debe estar libre de partículas sólidas, para garantizar una buena homogeneidad alrededor del revestidor. (Figura N° 3.6).

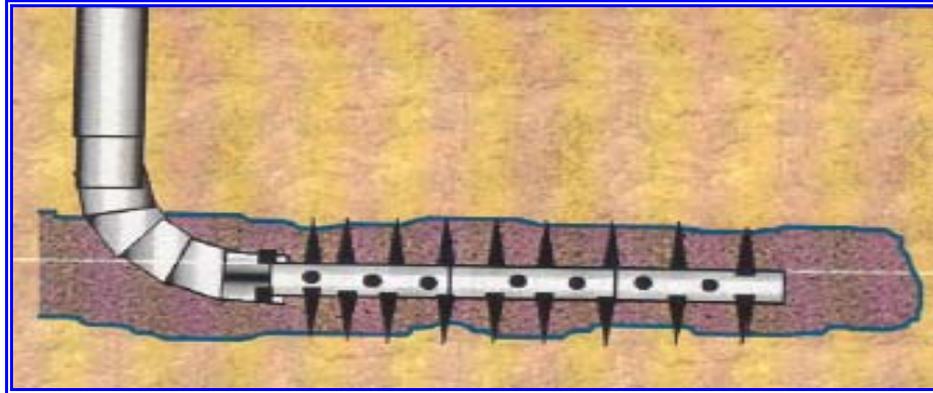


Fig. N° 3.6 Completación con Revestidor Cementado y Perforado. ^[4]

3.10 PARAMETROS IMPORTANTES DE LOS POZOS HORIZONTALES.

Los casos de estudio y la literatura actual han mostrado que dependiendo del hoyo, los parámetros geológicos y de yacimientos puede mejorar la productividad de 2 a 5 veces aquella de un pozo vertical.

3.10.1 Longitud del Hoyo.

El diseño de un pozo horizontal incluye definir la longitud óptima del hoyo. Para investigar la productividad de un pozo horizontal el pozo es visualizado como una fractura vertical de conductividad infinita.

De acuerdo a investigaciones, un pozo horizontal puede obtener de 2.5 a 3.8 veces mayor productividad que la de un pozo vertical no estimulado. El comportamiento de producción también mejoró con una relación creciente de K_v/K_h . La mejora de productividad relativa sobre un pozo no estimulado es mayor en un yacimiento delgado que un yacimiento de gran espesor.

Uno de los factores más importantes que influyen sobre la productividad, es la longitud del pozo. Dependiendo de los parámetros del hoyo la recuperación de hidrocarburos es influenciada por la longitud del mismo. La figura 3.7 presenta el efecto de la longitud de pozo sobre la relación de productividad para varios espesores de yacimiento. [5]

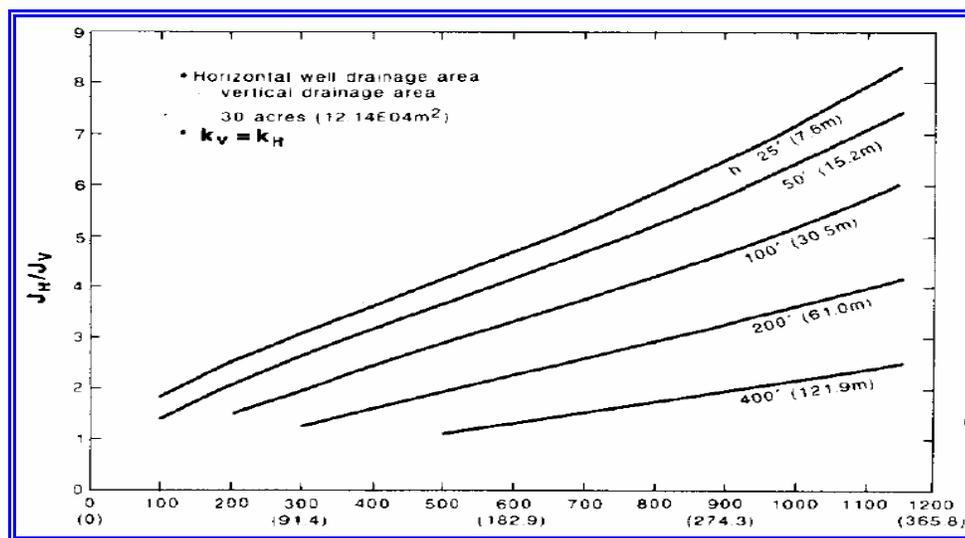


Fig. N° 3.7 Efectos de la Longitud del Pozo para Diferentes Espesores de Yacimiento. [5]

3.10.2 Espesor de Formación.

La influencia del espesor del yacimiento en la relación de productividad de un pozo horizontal a vertical puede apreciarse en la figura 3.7, donde se muestra el cambio en la relación de productividad como una función de la longitud del pozo horizontal y el espesor de la formación. Para una longitud horizontal de una formación dada la relación de productividad aumenta cuando disminuye el espesor de la formación el efecto del espesor de formación en presencia de varios K_v/K_h se ilustra en la figura 3.8. Para una longitud de pozo horizontal dada la relación de productividad aumenta cuando K_v aumenta. El efecto de una permeabilidad vertical menor se hace más pronunciada cuando el efecto se hace mayor, en otras palabras

para formaciones delgadas el efecto de la permeabilidad vertical de la formación será solamente significativa si es mucho menor que la permeabilidad horizontal. [5]

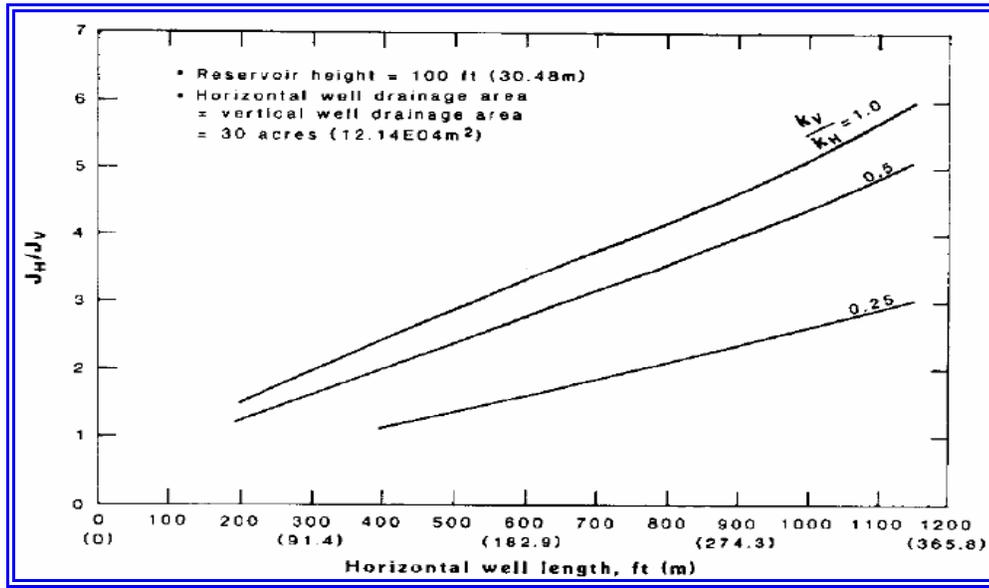


Fig. N° 3.8 Efectos de la Relación K_v/K_h en la Razón de Productividad de Pozo Horizontal/Vertical. [5]

3.10.3 Perfil del Pozo en el Yacimiento.

Usando la solución del estado continuo figura 3.9, muestra el efecto de la excentricidad del pozo sobre la efectividad del pozo horizontal. Se puede notar que la ubicación de un pozo dentro del yacimiento tiene una influencia directa sobre la productividad del pozo.

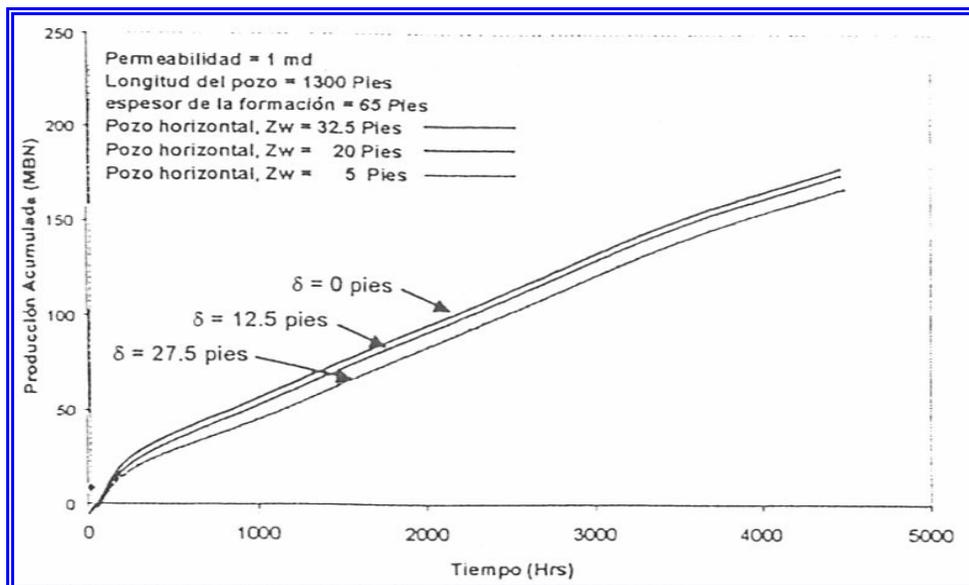


Fig. N° 3.9 Efecto de la Excentricidad en la Productividad de un Pozo Horizontal. ^[5]

La tolerancia al pozo en relación a la ubicación al plano vertical figura 3.10, ha sido referida como la excentricidad del pozo. Varias ecuaciones previamente examinadas asumen que el pozo horizontal está ubicado en el centro del plano vertical de la formación, si una formación particular tiene un límite superior o tope cerrado y un límite inferior o base, una capa de gas o una capa de agua de fondo presente, la ubicación ideal del pozo estaría en el centro de la formación ($h/2$). Cualquier pérdida de producción pudiera ser atribuida como resultado de que un pozo no esté centrado verticalmente en la formación.

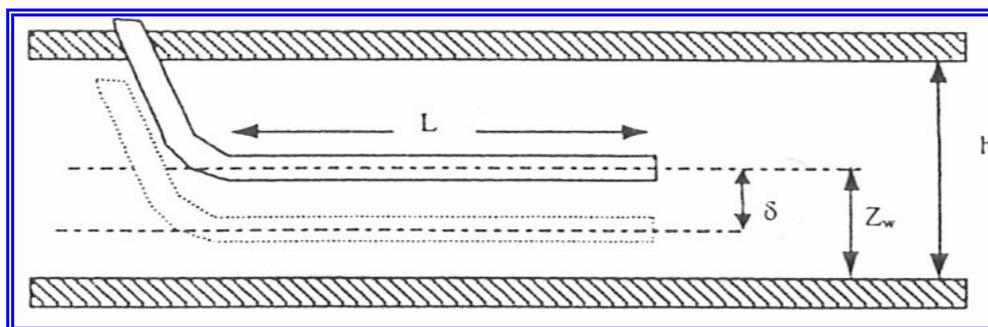


Fig. N° 3.10 Excentricidad de un pozo Horizontal en el plano Vertical. ^[5]

Desde que el pozo efectivamente funciona como una fractura vertical que intercepta toda la altura del yacimiento la pérdida de productividad es menor que en un pozo más largo. Joshi ^[5] describe el pozo horizontal como un conducto de retiro de fluido que puede ser ubicado en cualquier lugar, en el plano vertical de la formación con pérdida de productividad mínima. La pérdida de productividad mínima se calcula para un pozo horizontal ubicado +/- $h/4$ del centro del yacimiento. La pérdida de producción será menor que el 10% de la máxima productividad del pozo. Sin embargo, si la longitud del hoyo es menor que 2 veces el espesor de la formación $L < 2h$ una gran excentricidad tendrá una influencia sobre la productividad del pozo horizontal. Esto es simplemente debido a la distancia relativamente corta que los hidrocarburos tendrían que viajar en la dirección vertical comparada a la dirección horizontal. ^[5]

3.10.4 Permeabilidad del Yacimiento.

La permeabilidad del yacimiento, tiene una influencia sobre el grado de flujo de fluido en el yacimiento. El valor del efecto de daño, el radio de drenaje, y la productividad de un pozo, son todas función de la permeabilidad promedio del yacimiento. Cuanto mayor sea la permeabilidad del yacimiento mejor será el rendimiento de producción esperado. Esto es cierto tanto para pozos verticales como para pozos horizontales.

La anisotropía de la permeabilidad tiene una influencia sobre la productividad de un pozo horizontal como se muestra previamente en la figura 3.8. Cuando existen grandes relaciones de anisotropía el pozo horizontal debería ser perforado perpendicularmente a la máxima permeabilidad a fin de maximizar la producción.

La permeabilidad vertical es algo difícil de evaluar. Las mediciones son generalmente tomadas de datos de núcleos que pudieran ser deferentes a la

permeabilidad vertical real en el yacimiento. Tomando en cuenta que el análisis de núcleo es conducido sobre una pequeña porción de la zona, el efecto general de la lutita o arcilla no puede ser estimado. La medición estándar para permeabilidad vertical promedio es de 1/10 a 1/5 de la permeabilidad horizontal. Los valores comunes usados en simulación numérica inicialmente comienzan 1/10 sobre la permeabilidad horizontal. En formaciones de arenas limpias y gruesas la permeabilidad puede ser ligeramente diferente de la permeabilidad horizontal y la relación K_v/K_h se aproximaría a 1. ^[5]

3.10.5 Daño a la Formación.

La magnitud del daño de formación parece tener poco efecto en la eficiencia de flujo de un pozo horizontal. El daño a la formación ocurre por operaciones relacionadas con la operación y completación que afectan la caída de presión en condiciones cercanas al pozo. Sin embargo, cuando la longitud del pozo es considerable, los efectos de daños de formación sobre la caída total de presión pueden ser despreciados.

La influencia del daño en formaciones de relación K_v/K_h altas es menos dañina en pozos horizontales que en pozos verticales, esto debido a que al aumentar la longitud de los pozos horizontales reducirá ligeramente la influencia de daño o sobre la eficiencia de flujo la tabla 3.1, muestra el efecto del daño en la eficiencia de flujo de pozos horizontales y verticales en formaciones de diferentes relaciones de K_v/K_h .

Tabla N° 3.1 Efecto del Factor de Daño en Pozos Horizontales. ^[5]

Factor de Daño	EF Pozo Vertical	EF Pozo Horizontal		
		$K_h/K_v=1$	$K_h/K_v=2$	$K_h/K_v=3$
0	1.00	3.34	3.14	2.49
1	0.89	0.96	0.94	0.91
5	0.62	0.83	0.76	0.76
10	0.44	0.71	0.61	0.50
20	0.29	0.55	0.45	0,34

Como puede observarse en la tabla 3.1, que la permeabilidad vertical es menor que la permeabilidad horizontal la relación de anisotropía magnificará el efecto del daño en el pozo horizontal.

Existe la hipótesis que el daño alrededor de un pozo horizontal sería uniforme ya sea radial o axialmente. En la dirección axial se espera que el radio de daño cerca del talón de la horizontal sería mayor que su radio al pie del pozo. El tiempo de exposición es responsable de este efecto. ^[5]

3.10.5.1 Tipos de Daño.

Existen diferentes formas de daño a la formación, los cuales pueden ser clasificados según su naturaleza en: daño de eflujo y daño de influjo.

- **Daños de Eflujo:** Son causados por el movimiento de fluido del hoyo hacia la formación. Este tipo de daño puede ser controlado, ya que proviene de las operaciones de perforación, completación o reacondicionamiento del pozo. Los daños más comunes que presentan son: taponamientos, arcillas hidratadas, cambio de humectación de la roca y formación de emulsiones.

- **Daños de Influjo:** Son causados por el movimiento de fluidos desde la formación hasta el hoyo. Son muy difíciles de controlar y puede traer reducción en la tasa de producción a tratar de removerlos. Los daños más comunes que se presentan son: movimiento de partículas, precipitación de asfáltenos y parafinas, cambio en permeabilidad relativa.^[6]

3.10.5.2 Daño a la Formación Durante Operaciones en el Pozo.

La terminación de un pozo requiere de una serie de procesos tales como: perforación, cementación, cañoneo, estimulación y producción. Durante estos procesos existen movimientos de fluidos desde y hacia la formación, que pueden causar el daño de formación.^[6]

3.10.5.2.1 Daño Durante la Perforación.

En este proceso es que radica la causa más común del daño en la formación. El proceso de perforación altera las condiciones de equilibrio físico-químico, termodinámicos y de esfuerzos que existen entre la roca, sus minerales constituyentes y los fluidos que la saturan, durante la penetración con la mecha y los fluidos usados. El fluido de perforación puede causar el daño tanto por el filtrado de la fase líquida como por la invasión de los sólidos en el medio poroso, ocasionando de esta forma taponamientos en la cara de la arena, hidratación del material arcilloso y una marcada reducción de la permeabilidad de la formación en la vecindad del pozo.^[6]

3.10.5.2.2 Daño Durante la Cementación.

Los daños ocasionados por esta operación son similares a los ocasionados por el lodo. Los líquidos usados para el pre-lavado pueden contener sólidos o sustancias químicas que no sean compatibles con la formación. La invasión de sólidos, también es otro problema. Aunque el tamaño de las partículas de cemento es de magnitud mayor que el tamaño de los poros, éstos pueden invadir la formación en operaciones de cementación forzada, o si hay una pérdida de circulación durante la cementación primaria, existe la posibilidad de forzar sólidos hacia la formación, pero en forma de una fractura no de invasión al medio poroso.^[6]

3.10.5.2.3 Daño Durante el Cañoneo.

Los residuos de cargas explosivas y los sólidos contenidos en los fluidos de reacondicionamiento pueden taponar los canales formados por las cargas explosivas, así como a la formación misma. Este daño se puede eliminar o disminuir cuando se cañonea con presión diferencial a favor de la formación, utilizando cañones transportados por tubería.^[6]

3.10.5.2.4 Daño Durante la Completación y Reparación del Pozo.

Durante el proceso de completación de un pozo, es necesario utilizar un fluido de trabajo que controle la presión de la formación abierta. Los fluidos usados en este tipo de operaciones de completación, reparación y empaque con grava, son en general, salmueras con altas concentraciones de sales (Na, Ca, Zn, Li, Mg), que pueden contener algún polímero para poder sostener sólidos inhibidores de corrosión y surfactantes.

La penetración de agua en la formación puede causar bloqueo por agua al disminuir la permeabilidad relativa a los hidrocarburos, incrementándose si hay arcillas presentes. El alto contenido de sales evita que las arcillas se hidraten, pero siempre hay un choque por efecto del Ph si éste es muy alto, produciendo desestabilización y migración de partículas de arcillas. Adicionalmente, la sarta de producción puede contener partículas de parafinas, asfáltenos, escamas de óxido de hierro u otras sustancias que al separarse de ella pueden taponar la formación.^[6]

3.10.5.2.5 Daño Durante la Estimulación.

El objetivo de un trabajo de estimulación es aumentar o restaurar el potencial de producción del pozo, mediante la remoción del daño existente. Por lo tanto los fluidos que se utilicen en el trabajo deben ser cuidadosamente seleccionados, para evitar precipitaciones insolubles y emulsiones que agravan el nivel de daño de la formación. ^[6]

3.10.5.2.6 Daño Durante la Producción.

La implantación de un esquema inadecuado de producción, puede inducir prematuramente la conificación o canalización de agua y/o la condensación en la cara de la arena en el caso de yacimientos de gas condensado, ocasionando cambios desfavorables en la permeabilidad relativa al gas. ^[6]

3.11 COMPORTAMIENTO DE AFLUENCIA DE FORMACIONES PRODUCTORAS.

La simulación del flujo de fluidos en el yacimiento debe considerar la composición de los fluidos presentes, y las condiciones de presión y temperatura para establecer si existe flujo simultáneo de petróleo, agua y gas, las heterogeneidades del yacimiento, etc. Para describir el flujo de fluidos en el yacimiento a través del tiempo, se debe utilizar el modelaje matemático de yacimientos y las soluciones numéricas de la ecuación de difusividad. ^[6]

3.11.1 Área de Drenaje.

Con fines de simplificar la descripción del flujo de fluidos en el yacimiento se considerará el flujo de gas en la región del yacimiento drenada por el pozo, comúnmente conocida como volumen de drenaje, y adicionalmente, se asumirá homogéneo y de espesor constante (h) por lo que en lo sucesivo se hablará de área de drenaje del yacimiento. ^[6]

3.11.2 Flujo de Gas en el Yacimiento.

El movimiento del gas hacia el pozo se origina cuando se establece un gradiente de presión en el área de drenaje y el caudal o tasa de flujo dependerá no solo de dicho gradiente, sino también de la capacidad de flujo de la formación productora, representada por el producto de la permeabilidad efectiva al gas por el espesor de arena neta (Kg.h) y de la resistencia a fluir del fluido representada a través de su viscosidad (μg). Dado que la distribución de presión cambia a través del tiempo es necesario establecer los distintos estados de flujo que pueden presentarse en el área de drenaje al abrir a producción un pozo. ^[6]

3.11.3 Estados de Flujo.

Existen tres estados de flujo dependiendo de cómo es la variación de la presión con tiempo:

1. Flujo No Continuo: $dP/dt \neq 0$
2. Flujo Continuo: $dP/dt = 0$
3. Flujo Semicontinuo: $dP/dt = \text{constante}$

3.11.3.1 Flujo No-Continuo o Transitorio.

Es un tipo de flujo donde la distribución de presión a lo largo del área de drenaje cambia con tiempo, ($dP/dt \neq 0$). Este es el tipo de flujo que inicialmente se presenta cuando se abre a producción un pozo que se encontraba cerrado ó viceversa. La medición de la presión fluyente en el fondo del pozo (P_{wf}) durante este período es de particular importancia para las pruebas de declinación y de restauración de presión, cuya interpretación a través de soluciones de la ecuación de difusividad, permite conocer parámetros básicos del medio poroso, como por ejemplo: la capacidad efectiva de flujo (Kg.h), el factor de daño a la formación (S), etc. La duración de este período normalmente puede ser de horas ó días, dependiendo fundamentalmente de la permeabilidad de la formación productora. Dado que el diferencial de presión no se estabiliza no se considerarán ecuaciones para estimar la tasa de producción en este estado de flujo. ^[6]

3.11.3.2 Transición entre Estados de Flujo.

Después del flujo transitorio este período ocurre una transición hasta alcanzarse una estabilización ó pseudo-estabilización de la distribución de presión dependiendo de las condiciones existentes en el borde exterior del área de drenaje. ^[6]

3.11.3.3 Flujo Continuo o Estacionario (Steady State Flow).

Es un tipo de flujo donde la distribución de presión a lo largo del área de drenaje no cambia con tiempo, ($dP/dt = 0$). Se presenta cuando se estabiliza la distribución de presión en el área de drenaje de un pozo perteneciente a un yacimiento lo suficientemente grande, ó asociado a un gran acuífero, de tal forma que en el borde exterior de dicha área existe flujo para mantener constante la presión (P_{yac}). En este período de flujo el diferencial de presión a través del área de drenaje

es constante y está representado por la diferencia entre la presión en el radio externo de drenaje, “ P_{yac} ” a una distancia “ r_e ” del centro del pozo, y la presión fluyente en la cara de la arena, “ P_{wfs} ” a una distancia “ r_w ” ó radio del pozo; ambas presiones deben ser referidas a la misma profundidad y por lo general se utiliza el punto medio de las perforaciones ó cañoneo. Para cada valor de este diferencial ($P_{yac}-P_{wfs}$), tradicionalmente conocido como “Draw-down”, se establecerá un caudal de flujo del yacimiento hacia el pozo. ^[6]

3.11.3.4 Flujo Semicontinuo (Pseudo-Steady State Flow).

Es un tipo de flujo donde la distribución de presión a lo largo del área de drenaje cambia con tiempo pero a una tasa constante, ($dP/dt=cte$). Se presenta cuando se pseudo-estabiliza la distribución de presión en el área de drenaje de un pozo perteneciente a un yacimiento finito de tal forma que en el borde exterior de dicha área no existe flujo, bien sea porque los límites del yacimiento constituyen los bordes del área de drenaje o porque existen varios pozos drenando áreas adyacentes entre sí. ^[6]

3.12 FLUJO MULTIFÁSICO EN TUBERÍAS.

El flujo multifásico en general es complejo, ya que depende de numerosas variables. Para ilustrar esto se puede analizar lo que se denomina estado de producción, el cual comprende el recorrido de los fluidos desde el radio externo de drenaje en el yacimiento, hasta el separador de producción en la estación de flujo. En la Figura 3.11, se muestra el sistema completo con cuatro componentes claramente identificados: yacimiento, completación, pozo y líneas de flujo superficiales.

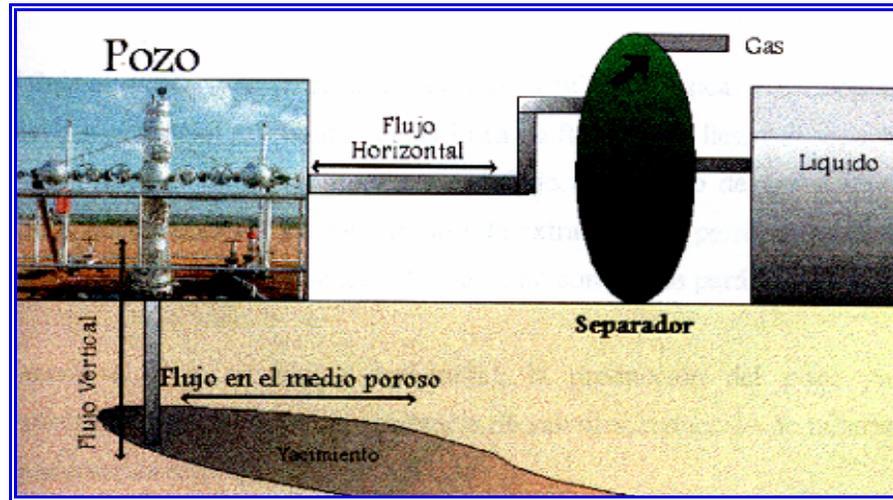


Fig. N° 3.11 Sistema de Producción. ^[6]

El flujo multifásico es el movimiento de gas libre y de líquido de forma simultánea y continua; el gas puede estar mezclado en forma homogénea con el líquido o pueden existir formando un oleaje donde el gas empuja al líquido desde atrás o encima de él, provocando en algunos casos crestas en la superficie del líquido. Puede darse el caso en el cual el líquido y el gas se mueven en forma paralela, a la misma velocidad y sin perturbación relevante sobre la superficie de la interfase gas-líquido. Cuando el fluido se desplaza desde el yacimiento hacia la superficie, se libera energía tanto en el flujo vertical como en el horizontal. Esta energía la posee el fluido durante su permanencia en el yacimiento. Por lo tanto, para utilizarla al máximo se requiere realizar un buen diseño de los equipos del pozo, línea de flujo, estranguladores, separadores y de otras conexiones. El diseño óptimo, necesita de un estudio detallado del comportamiento del flujo multifásico en cada uno de estos componentes, lo cual debe tomar en cuenta las diferentes variables que afecten el proceso.

El flujo multifásico se desplaza a través de la tubería vertical y horizontal, el cual comprende el estrangulador, la línea de flujo, hasta llegar al separador y los

tanques de almacenamiento. El flujo multifásico de gas y líquido, ocurre frecuentemente durante la fase de extracción de hidrocarburos, en el área química y en industrias que guarden relación con dichos parámetros.

Durante el flujo vertical y horizontal, la producción del pozo puede encontrar restricciones por la existencia de válvulas, reducción de tuberías y los necesarios estranguladores de flujo.

La última restricción está generalmente colocada en el cabezal o en algunos casos en el fondo del pozo o a nivel del múltiple de producción, todos principalmente con el objeto de controlar el caudal, imponiendo una contra-presión a la formación. Además, el flujo de fluidos en una tubería involucra elementos que favorecen o impiden su movimiento, entre los cuales se puede mencionar la fricción, factor que se produce por el contacto del fluido con las paredes de la tubería. La mayor o menor velocidad con que fluyen los fluidos a través de las tuberías permite determinar el régimen de flujo que se tiene, (laminar o turbulento), el porcentaje de líquido que se encuentra en un momento cualquiera en un intervalo de tubería determina el factor de entrapamiento. Otros parámetros, son la relación gas-líquido y el porcentaje de agua y sedimentos, el diámetro de la tubería, la viscosidad del petróleo, reuniéndose una cantidad de variables que regulan las ecuaciones de balance de energía y presión.

La facilidad con que fluyen los fluidos en el pozo, conjuntamente por las líneas de flujo superficiales, está representada gráficamente por una curva en un eje de coordenadas (P_{wf} vs Q_g) la cual se conoce como la curva de demanda; en la Figura 3.12, se observa la tendencia general de esta curva. ^[6]

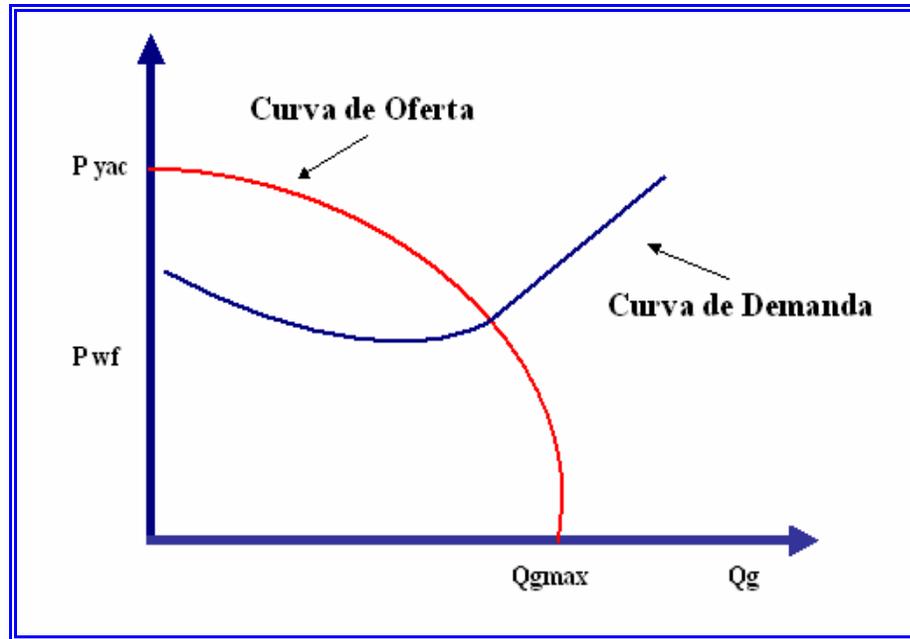


Fig. N° 3.12 Curva de Oferta y Demanda. ¹⁶

3.12.1 Flujo de Fluidos en el Pozo y en la Línea de Flujo.

Durante el transporte de los fluidos desde el fondo del pozo hasta el separador en la estación de flujo existen pérdidas de energía tanto en el pozo como en la línea de flujo en la superficie. Las fuentes de pérdidas de energía provienen de los efectos gravitacionales, fricción y cambios de energía cinética. ^[6]

3.12.1.1 Algoritmo para Calcular las Pérdidas de Presión del Fluido.

- Determinar un perfil de temperaturas dinámicas tanto en la línea como en el pozo. (Ecuación de Ramey en el pozo, por ejemplo)
- Dividir tanto la línea de flujo como la tubería de producción en secciones de 200 a 500 pies de longitud.

- Considerar el primer tramo y asignar $P1 = P_{sep}$ y asumir un valor de $P2a$
- Calcular P y T promedio para el tramo y determinar las propiedades de los fluidos: petróleo, agua y gas.
- Calcular el gradiente de presión dinámica $(\Delta P/\Delta Z)$ utilizando la correlación de flujo multifásico en tuberías más apropiada.
- Calcular: $\Delta P = \Delta Z \cdot [\Delta P/\Delta Z]$ y $P2c = P1 + \Delta P$; luego compararlo con $P2a$, si satisface una tolerancia pre-establecida se repite el procedimiento para el resto de los intervalos hasta el fondo, de lo contrario se repiten los cálculos en el mismo intervalo tomando como asumido el último valor de $P2$ calculado. [6]

En la figura 3.13, se puede apreciar un perfil de la sección vertical y horizontal del sistema de producción una vez segmentado.

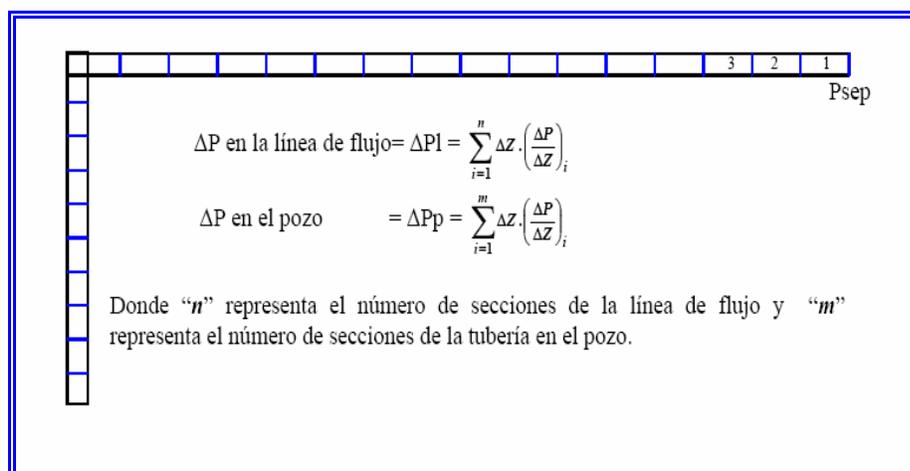


Fig. N° 3.13 Perfil de la Sección Vertical y Horizontal del Sistema de Producción. [6]

3.12.1.2 Cálculo de la Presión Requerida en el Cabezal.

Una vez conocida para una determinada tasa de producción las pérdidas de energía en la línea de flujo, ΔP_L , se puede obtener la presión requerida en el cabezal, P_{cab} , de la siguiente manera:

$$P_{cab} = P_{sep} + \Delta p_L \quad (\text{Ec. 3.1})$$

3.12.1.3 Cálculo de la Presión Requerida en el Fondo del Pozo.

Similarmente, una vez conocida para una determinada tasa de producción las pérdidas de energía en el pozo, ΔP_p , se puede obtener la presión requerida en el fondo, P_{wf} , de la siguiente manera:

$$P_{wf} = P_{cab} + \Delta p_p \quad (\text{Ec. 3.2})$$

3.12.1.4 Ecuación General del Gradiente de Presión Dinámica.

El punto de partida de las diferentes correlaciones de flujo multifásico en tuberías es la ecuación general del gradiente de presión la cual puede escribirse de la siguiente manera:

Gradiente Total (lpc/ft):

$$\frac{\Delta p}{\Delta z} = \frac{1}{144} \left(\frac{g^* \rho^* \text{sen} \theta}{g_c} + \frac{f m^* \rho^* V^2}{2^* g_c^* d} + \frac{\rho^* \Delta V^2}{2^* g_c^* \Delta Z} \right) \quad (\text{Ec. 3.3})$$

Siendo para pozos de gas:

Gradiente de presión por gravedad (20-50 %)

$$\left(\frac{\Delta p}{\Delta Z}\right)_{elev} = \frac{1}{144} \left(\frac{g * \rho * \text{sen}\theta}{g_c} \right) \quad (\text{Ec. 3.4})$$

Gradiente de presión por fricción (30-60 %)

$$\left(\frac{\Delta p}{\Delta Z}\right)_{fricc.} = \frac{1}{144} \left(\frac{f_m * \rho * V^2}{2 * g_c * d} \right) \quad (\text{Ec. 3.5})$$

Gradiente de presión por cambio de energía cinética (0-10 %)

$$\left(\frac{\Delta p}{\Delta Z}\right)_{acel.} = \frac{1}{144} \left(\frac{\rho * \Delta V^2}{2 * g_c * \Delta Z} \right) \quad (\text{Ec. 3.6})$$

En las ecuaciones anteriores:

θ = ángulo que forma la dirección de flujo con la horizontal, (0° para flujo horizontal y 90° en flujo vertical)

ρ = densidad de la mezcla multifásica, lbm/pie³.

V = velocidad de la mezcla multifásica, pie/seg.

g = aceleración de la gravedad, 32,2 pie/seg².

g/g = constante para convertir lbm a lbf.

f_m = factor de fricción de Moody, adimensional.

d = diámetro interno de la tubería, pie.

3.12.2 Consideraciones Teóricas del Flujo Multifásico en Tuberías.

A continuación se presentan algunas consideraciones teóricas requeridas para comprender el cálculo del flujo multifásico en tuberías. [6]

3.12.2.1 Definiciones Básicas.

El conocimiento de la velocidad y de las propiedades de los fluidos tales como densidad, viscosidad y en algunos casos, tensión superficial son requeridos para los cálculos de gradientes de presión. Cuando estas variables son calculadas para flujo bifásico, se utilizan ciertas reglas de mezclas y definiciones únicas a estas aplicaciones. A continuación se presentan las definiciones básicas para flujo bifásico y la forma de calcular estos parámetros.

➤ **Hold-Up de líquido.**

La fracción de líquido es definido como la razón del volumen de un segmento de tubería ocupado por líquido al volumen total del segmento de tubería.

$$HL = \frac{\text{Volumen de líquido en un segmento de Tubería}}{\text{Volumen del Segmento de tubería}} \quad (\text{Ec. 3.7})$$

El hold up es una fracción que varía a partir de cero para flujo monofásico de gas a uno para flujo de líquido únicamente. El remanente del segmento de tubería es ocupado por gas, el cual es referido como un hold up de gas o fracción ocupada por gas.

$$H_g = 1 - HL \quad (\text{Ec. 3.8})$$

➤ **Fracción de líquido sin deslizamiento.**

Hold up sin deslizamiento, algunas veces llamado contenido de líquido de entrada, es definido como la razón del volumen de líquido en un segmento de tubería dividido para el volumen del segmento de tubería, considerando que el gas y el líquido viajaran a la misma velocidad (sin deslizamiento).

$$\lambda_L = \frac{ql}{ql + qg} = \frac{Vsl}{Vsl + Vsg} \quad (\text{Ec. 3.9})$$

Donde qg y qL son las tasas de flujo de gas y líquido en sitio, respectivamente. El hold up de gas sin deslizamiento (no slip) es definido:

$$\lambda_g = 1 - \lambda_L = \frac{qg}{qg + ql} \quad (\text{Ec. 3.10})$$

Es obvio que la diferencia entre el hold up de líquido y el hold up sin deslizamiento es una medida del grado de deslizamiento entre las fases de gas y líquido.

➤ **Densidad de líquidos.**

La densidad total de líquido puede calcularse usando un promedio ponderado por volumen entre las densidades del petróleo y del agua, las cuales pueden ser obtenidas de correlaciones matemáticas, para ello se requiere del cálculo de la fracción de agua y de petróleo a través de las tasas de flujo en sitio.

$$\rho_L = \rho_o * F_o + \rho_w * F_w \quad (\text{Ec. 3.11})$$

$$F_o = \frac{q_o * B_o}{q_o * B_o + q_w * B_w} \quad (\text{Ec. 3.12})$$

$$F_w = 1 - F_o \quad (\text{Ec. 3.13})$$

➤ **Densidad Bifásica.**

El cálculo de la densidad bifásica requiere conocer el factor hold up de líquido, con o sin deslizamiento.

$$\rho_s = \rho_L * H_L + \rho_g * H_g \quad (\text{Ec. 3.14})$$

$$\rho_n = \rho_L * \lambda_L + \rho_g * \lambda_g \quad (\text{Ec. 3.15})$$

$$\rho_K = \frac{\rho_L * \lambda_L^2}{H_L} + \frac{\rho_g * \lambda_g^2}{H_g} \quad (\text{Ec. 3.16})$$

$$\rho_F = \frac{\rho_m^2}{\rho_s} \quad (\text{Ec. 3.17})$$

La ecuación 3.14 es usada por la mayoría de los investigadores para determinar el gradiente de presión debido al cambio de elevación. Algunas correlaciones son basadas en la suposición que no existe deslizamiento y por eso usan la ecuación 3.15 para calcular la densidad bifásica. Las últimas ecuaciones (3.16 y 3.17) son presentadas por algunos investigadores (Hagedorn & Brown, por ejemplo) para definir la densidad utilizada en las perdidas por fricción y número de Reynolds.

➤ **Velocidad.**

Muchas de las correlaciones de flujo bifásico están basadas en una variable llamada velocidad superficial. La velocidad superficial de una fase fluida está definida como la velocidad que esta fase exhibiría si fluyera solo ella a través de toda la sección transversal de la tubería.

La velocidad superficial del gas viene dada por:

$$V_{sg} = \frac{q_g}{A} \quad (\text{Ec. 3.18})$$

La velocidad real del gas es calculada con:

$$V_g = \frac{q_g}{A * H_g} \quad (\text{Ec. 3.19})$$

Donde A es el área transversal de la tubería.

La velocidad superficial del líquido viene dada por:

$$V_{sl} = \frac{ql}{A} \quad (\text{Ec. 3.20})$$

La velocidad real del líquido es calculada con:

$$V_L = \frac{q_l}{A * H_L} \quad (\text{Ec. 3.21})$$

En unidades de campo se tiene:

Para el líquido

$$V_{SL} = \frac{5,615 * (q_o * B_o + q_w * B_w)}{86400 * A_t} \quad (\text{Ec. 3.22})$$

Y para el gas

$$V_{Sg} = \frac{(q_L * RGL - q_o * R_s) * B_g}{86400 * A_t} \quad (\text{Ec. 3.23})$$

Donde las unidades son:

V_{sl} y V_{sg} : pie/seg.

q_o y q_w : bn/d bn: barriles normales

B_o y B_w : by/bn by: barriles a condiciones de yacimiento

A_t : pie²

5,615 convierte barriles a pie³

86400 convierte días a segundos

La velocidad superficial bifásica viene dada por:

$$V_m = V_{SL} + V_{Sg} \quad (\text{Ec. 3.24})$$

La velocidad de deslizamiento (slip) es definida como la diferencia entre las velocidades reales del gas y del líquido.

$$V_S = V_g - V_L = \frac{V_{Sg}}{H_g} - \frac{V_{SL}}{H_L} \quad (\text{Ec. 3.25})$$

➤ **Viscosidad.**

La viscosidad del fluido, es usada para calcular el número de Reynolds y otros números adimensionales usados como parámetros de correlación. El concepto de una viscosidad bifásica es además incierto y es definida de forma diferente por varios autores. La viscosidad de una mezcla de agua-petróleo es generalmente calculada usando la fracción de agua y del petróleo como un factor de peso:

$$\mu_L = F_O * \mu_O + F_W * \mu_W \quad (\text{Ec. 3.26})$$

La siguiente ecuación ha sido usada para calcular una viscosidad bifásica.

$$\mu_m = \lambda_L * \mu_L + \lambda_g * \mu_g \quad (\text{sin deslizamiento}) \quad (\text{Ec. 3.27})$$

$$\mu_S = \mu_L^{H_L} * \mu_g^{H_g} \quad (\text{con deslizamiento}) \quad (\text{Ec. 3.28})$$

Tensión Superficial.

Cuando la fase líquida contiene agua y petróleo se utiliza:

$$\sigma_L = F_O * \sigma_O + F_W * \sigma_W \quad (\text{Ec. 3.29})$$

Donde:

σ_o : Tensión en la superficie de petróleo.

σ_w : Tensión en la superficie de agua.

3.12.3 Patrones de Flujo.

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

- Parámetros operacionales, es decir, tasas de flujo de gas y líquido.
- Variables geométricas incluyendo diámetro de la tubería y ángulo de Inclinación.
- Las propiedades físicas de las dos fases, tales como; densidades, viscosidades y tensiones superficiales del gas y del líquido. ^[6]

3.12.3.1 Patrones de Flujo para Tubería Vertical y Fuertemente Inclinado.

En este rango de ángulos de inclinación, el patrón estratificado desaparece y un nuevo modelo de flujo es observado: el “Churn Flow” (Flujo Transición). Generalmente los patrones de flujo son más simétricos alrededor de la dirección axial, y menos dominados por gravedad.

➤ **Flujo Burbuja.**

Como en el caso horizontal, la fase gaseosa es dispersa en pequeñas burbujas discretas en una fase líquida continua, siendo la distribución aproximadamente homogénea a través de la sección transversal de la tubería (Figura 3.14.a).

Este patrón es dividido en Flujo Bubbly ocurre a tasas relativamente bajas de líquido, y es caracterizado por deslizamiento entre fases de gas y líquido. El Flujo de Burbuja Dispersa en cambio, ocurre a tasas relativamente altas de líquido, sin deslizamiento entre las fases.

➤ **Flujo Slug (Tapón “Slug”).**

Este patrón de flujo en tuberías verticales es simétrico alrededor del eje de la tubería. (Figura 3.14.b) La mayoría de la fase gaseosa está localizada en bolsillos de gas en forma de una gran bala denominada “Taylor Bubble” con un diámetro casi igual al diámetro de la tubería. El flujo consiste de sucesivas burbujas separadas por tapones de líquido.

➤ **Flujo Churn (Transición “Ch”).**

Este patrón de flujo es caracterizado por un movimiento oscilatorio, (Figura 3.14.c) este tipo de flujo es similar al “Slug Flow”, los límites no están bien claros entre las fases. Ocurre a mayores tasas de flujo de gas, donde el tapón de líquido en la tubería llega a ser corto y espumoso.

➤ **Flujo Anular (Neblina “An”).**

En flujo vertical (Figura 3.14.d), debido a la simetría de flujo el espesor de la película líquida alrededor de la pared de la tubería es aproximadamente uniforme. Como en el caso horizontal el flujo es caracterizado por un rápido movimiento de gas en el centro. La fase líquida se mueve más lenta como una película alrededor de la pared de la tubería y como gotas arrastradas por el gas. La interfase es altamente ondeada, resultando en un alto esfuerzo de corte interfacial. [6]



Fig. N° 3.14 Patrones de Flujo en Tuberías Verticales. [6]

3.6.3.1.1 Correlaciones de Flujo Multifásico en Tuberías Verticales.

Los estudios realizados en el comportamiento de flujo multifásico en tuberías verticales tienen como objetivo predecir el gradiente de presión a través de la tubería de producción, debido a la importancia que tienen para la industria petrolera. Las correlaciones realizadas mediante técnicas de laboratorio y/o datos de campo poseen sus limitaciones al ser aplicadas en condiciones diferentes a la de su deducción.

Los factores más importantes tomados en cuenta son: el cálculo de la densidad de la mezcla, el factor de entrapamiento de líquido (Hold Up), regímenes de flujo, factor de fricción, entre otros.

Existen muchas correlaciones para predecir los gradientes de presión durante el flujo multifásico en tuberías verticales, a continuación se hará una breve descripción de las correlaciones más usuales para el análisis de flujo multifásico en tubería vertical. [6]

➤ **Hagedorn y Brown:** Realizaron dos trabajos en 1964. Siendo el primero de ellos un estudio que relacionó el efecto de la viscosidad en una tubería de 1¼" de diámetro y 1500 pies de longitud para ello utilizaron cuatro fluidos de diferentes viscosidades, cada uno de los cuales se probó para diferentes tuberías y relaciones gas-líquido. Concluyeron que para valores de viscosidad líquida menores que doce centipoises, la misma tiene poco efecto sobre los gradientes de presión en flujo vertical bifásico. El segundo trabajo fue una ampliación del primero en una tubería de 1" y 1½" de diámetro, el aporte importante fue la inclusión del factor de entrapamiento. El aspecto principal es que el factor de entrapamiento líquido o fracción de la tubería ocupado por líquido, es función de cuatro números adimensionales: número de la velocidad líquida, número de velocidad del gas, número de diámetro de la tubería y número de viscosidad líquida. Los resultados presentados indican un error promedio de 1,5% y una desviación estándar de 5,5%. En conclusión desarrollaron una Correlación General para un amplio rango de condiciones. [6]

➤ **Gray Original:** La correlación fue desarrollada para fases de gas, predominantemente para sistemas de gas y condensado en flujo multifásico vertical. Gray consideró una fase simple, asumiendo que el agua o condensado van adheridos en las paredes de la tubería en forma de gotas. La correlación es aplicada para casos en los que se considera que las velocidades para flujo vertical estén por debajo de 50 ft/s, que el tamaño de la tubería de producción sea menor de 3½-in y que las

relaciones de condensado y agua estén por debajo de 50 Bls/MMPCG y 5 Bls/MMPCG, respectivamente.^[6]

➤ **Gilbert (1954):** Fue el primer investigador en presentar curvas de recorrido de presión para uso práctico. Su trabajo consistió en tomar medidas de caídas de presión en el reductor; el método trabajó para bajas tasas de producción y utilizó en el mismo el término de “longitud equivalente” para el cálculo de la presión de fondo fluyente.^[6]

➤ **Duns & Ros (1963):** Observaron la influencia de los patrones de flujo en el comportamiento del mismo, desarrollando una correlación para la velocidad de deslizamiento de las fases. Presentaron además relaciones para hallar la densidad de la mezcla y factor de fricción de acuerdo al régimen de flujo existente.^[6]

➤ **Orkiszewsky (1967):** El autor considera deslizamiento entre las fases y que existen cuatro regímenes de flujo (burbuja, tapón, transición y neblina). Presentó un método para el cálculo de caídas de presión en tuberías verticales, el cual es una extensión del trabajo expuesto por Griffith y Wallis. La precisión del método fue verificada cuando sus valores predichos fueron comparados con 148 caídas de presión medidas. Una característica diferente en este método es que el factor de entrapamiento es derivado de fenómenos físicos observados. También considera los regímenes de flujo y el término de densidad relacionados con el factor de entrapamiento; además determinó las pérdidas por fricción de las propiedades de la fase continua.^[6]

➤ **Beggs & Brill (1973):** Corrieron pruebas de laboratorio usando mezcla de aire y agua fluyendo en tuberías acrílicas de 90 pies de longitud y de 1 a 1,5 pulgadas de diámetro interior. Para un total de 27 pruebas en flujo vertical, se obtuvo

un error porcentual promedio de 1,43% y una desviación standard de 6,45%, desarrollando un esquema similar al de flujo multifásico horizontal.^[6]

3.6.3.2 Patrones de Flujo para Flujo Horizontal y Cercanamente Horizontal.

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

➤ **Flujo Estratificado.**

Abreviado como “St”, (Figura 3.15.a) ocurre a tasas de flujo relativamente bajas de gas y líquido. Las dos fases son separadas por gravedad, donde la fase líquida fluye al fondo de la tubería y la fase gaseosa en el tope.

Este patrón es subdividido en “Stratified Smooth” (Estratificado Liso), donde la interfase gas-líquido es lisa, y “Stratified Wavy” (Estratificado Ondulante), ocurre a tasas de gas relativamente altas, a la cual, ondas estables se forman sobre la interfase.^[6]

➤ **Flujo Intermitente (Flujo Tapón y Flujo de Burbuja Alargada).**

Abreviado como “I”, (Figura 3.15.b) el flujo intermitente es caracterizado por flujo alternado de líquido y gas, plugs o slugs de líquido, los cuales llenan el área transversal de la tubería, son separados por bolsillos de gas, los cuales tienen una capa líquida estratificada fluyendo en el fondo de la tubería. El mecanismo de flujo es el de un rápido movimiento del tapón de líquido ignorando el lento movimiento de la película de líquido a la cabeza del tapón. El líquido en el cuerpo del tapón podría ser aireado por pequeñas burbujas las cuales son concentradas en el frente del tapón y al

tope de la tubería. El patrón de flujo intermitente es dividido en patrones de flujo Slug (SL) y de burbuja alongada (EB).^[6]

➤ **Flujo Anular (A).**

Flujo anular (Figura 3.15.c) ocurre a muy altas tasas de flujo de gas. La fase gaseosa fluye en un centro de alta velocidad, la cual podría contener gotas de líquido arrastradas. El líquido fluye como una delgada película alrededor de la pared de la tubería. La película al fondo es generalmente más gruesa que al tope, dependiendo de las magnitudes relativas de las tasas de flujo de gas y líquido.

A las tasas de flujo más bajas, la mayoría de líquido fluye al fondo de la tubería, mientras las ondas inestables aireadas son barridas alrededor de la periferia de la tubería y moja ocasionalmente la pared superior de la tubería. Este flujo ocurre en los límites de transición entre los flujos “Stratified Wavy”, “Slug” y Anular.^[6]

➤ **Burbujas Dispersas.**

A muy altas tasas de flujo de líquido, (Figura 3.15.d) la fase líquida es la fase continua, y la gaseosa es la dispersa como burbujas discretas. La transición a este patrón de flujo es definida por la condición donde burbujas son primero suspendidas en el líquido, o cuando burbujas alargadas, las cuales tocan el tope de la tubería, son destruidas. Cuando esto sucede, la mayoría de las burbujas son localizadas cerca de la pared superior de la tubería.^[6]

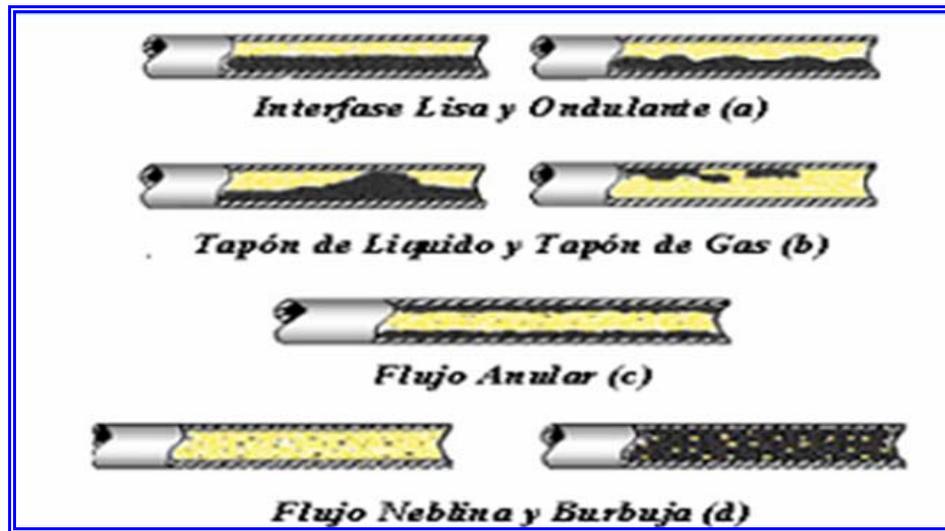


Fig. N° 3.15 Patrones de Flujo en Tuberías Horizontales. ^[6]

3.6.3.2.1 Correlaciones de Flujo Multifásico Horizontal.

El problema del flujo horizontal bifásico se considera tan complejo como el flujo bifásico vertical. Para el diseño de las tuberías de gran longitud es necesario conocer las caídas de presión que se producen a lo largo de ellas. La predicción de las caídas de presión, cuando una mezcla de gas y líquido fluye en un conducto cerrado, es uno de los mayores problemas de ingeniería. Desde hace más de 30 años, varios autores han intentado hallar correlaciones que permitan predecir las caídas de presión que se producen en el caso de flujo bifásico en conductos cerrados.

Las caídas de presión en flujo bifásico son bastantes diferentes de las que ocurren en flujo de una sola fase; esto se debe a que generalmente existe una interfase y el gas se desliza en el líquido, separadas ambas por una interfase que puede ser lisa o irregular dependiendo del régimen de flujo existente y las caídas de presión pueden llegar a ser de 5 a 10 veces mayores, que las ocurridas en flujo monofásico. ^[6]

Entre las correlaciones de flujo multifásico horizontal, que cubren todos los rangos de tasas de producción y tamaño de tubería se tienen las siguientes:

➤ **Beggs & Brill (1973):** Es una de las ecuaciones más utilizadas y cubre varios rangos de tasas y diámetros internos de la tubería. Desarrollaron un esquema para caídas de presión en tuberías inclinadas y horizontales para flujo multifásico. Establecieron ecuaciones según los regímenes de flujo segregado, intermitente y distribuido para el cálculo del factor de entrapamiento líquido y definieron el factor de fricción bifásico independientemente de los regímenes de flujo.^[6]

➤ **Beggs & Brill Revisada:** En la misma se mejoraron los siguientes métodos que no se usaron en la correlación original, (1) un régimen de flujo adicional, el flujo burbuja, considerando que no asume error en él (holdup), (2) el factor de fricción del modelo de tubería lisa normal fue cambiado, utilizando un factor de fricción en fase simple basado en el rango de la velocidad de fluido.^[6]

➤ **Dukler, Aga & Flanigan:** La correlación de AGA & Flanigan fue desarrollada para sistemas de gas condensado en tuberías horizontales e inclinadas. Se consideró cinco regímenes de flujo: burbuja, intermitente, anular, neblina y estratificado. La ecuación de Dukler es usada para calcular las pérdidas de presión por fricción y el factor de entrapamiento (holdup) y la ecuación de Flanigan es usada para calcular el diferencial de presión por elevación.^[6]

➤ **Eaton y Colaboradores (1966):** Realizaron pruebas experimentales de campo en tres tuberías de 1.700 pies de longitud cada una y de 2,4 y 15 pulgadas de diámetro, respectivamente. Los rangos utilizados en sus pruebas fueron:

Tasa líquida: 50-5.500 BPD

Tasa de gas: 0-10 mmpcnd

Viscosidad Liquida: 1-13,5 cps.

Presiones promedias: 70-950 lpc.

La correlación se basa en una en un balance de energía de flujo multifásico, utilizando correlaciones para el factor de atrapamiento de líquido y el factor de fricción, considerando las fases fluyendo como una mezcla homogénea de propiedades promedia.^[6]

CAPITULO IV

4. METODOLOGÍA.

4.1 TIPO DE INVESTIGACIÓN.

El desarrollo de este proyecto de grado estuvo enmarcado en la modalidad de proyecto factible, basado en una investigación de carácter descriptivo, por cuanto el propósito del estudio atendió, con su logro, dar una respuesta viable a la problemática estudiada.

Según la universidad Pedagógica Experimental Libertador (UPEL, 2001) los proyectos factibles “consisten en la investigación, elaboración y desarrollo de una propuesta de un modelo operativo viable para solucionar problemas, requerimientos o necesidades de organizaciones o grupos sociales”.

Dentro de este contexto se instrumentó la presente investigación, la cual estuvo referida a evaluar los parámetros de afectación en la productividad de los pozos horizontales del Distrito Gas Anaco.

4.2 DISEÑO DE LA INVESTIGACIÓN.

Según Hernández Sampieri (2000), el diseño de la investigación se refiere “Al plan o estrategia concebida para responder a las preguntas de la investigación; el diseño señala al investigador lo que debe hacer para alcanzar sus objetivos de estudio y contestar las interrogantes que se ha planteado”.

El diseño de la investigación es de tipo mixto, debido a que los datos utilizados fueron obtenidos mediante investigación documental y de campo. La investigación documental es aquella que se realiza a través de la consulta de documentos, y la de campo es la que se efectúa en el lugar y tiempo en que ocurren los fenómenos objeto de estudio.

4.3 UNIDADES DE ESTUDIO, POBLACIÓN Y MUESTRA.

Las unidades de estudio se refieren al contexto, ser o entidad poseedoras de las características, evento, cualidad o variable, que se desea estudiar [12], de esta investigación la constituyen los pozos.

Hurtado (2000) se refirió a la población de la siguiente manera: "La población de una investigación está constituida por el conjunto de seres en los cuales se va a estudiar la variable o evento, y que además comparten, como características comunes, los criterios de inclusión." Entendiendo como criterios de inclusión las características compartidas por los integrantes de una población. [12]

De esta manera la población de esta investigación la constituyen 7 pozos que fueron perforados horizontalmente durante la trascendencia del distrito, de los cuales 4 pozos se encuentran actualmente en producción, 2 pozos ya no producen en su respectivo horizonte y 1 pozo el cual se mantiene cerrado por alta producción de arcilla. De todo este universo poblacional fueron seleccionados para estudio, según parámetros suministrados por la superintendencia de productividad, aquellos pozos que actualmente se encuentran produciendo.

Mediante los parámetros que suministró la superintendencia de productividad, los pozos los pozos seleccionados para el estudio fueron un total de 4 pozos. Este

total de pozos constituye la muestra que será objeto de estudio durante la investigación.

4.4 HERRAMIENTAS UTILIZADAS.

4.4.1 Carpeta de Pozos.

➤ **Archivos Físicos (Carpeta de Pozo).**

En este sistema de archivo en físico se encuentran las carpetas que contienen información de historia de los pozos, específicamente trabajos y operaciones de perforación y producción comenzando desde su perforación, posterior completación, hasta el momento del cierre del pozo. Esta herramienta se utilizó para buscar una serie de datos, a partir de trabajos de pruebas de presión aplicados a los pozos objetivo, como por ejemplo: BHP-BHT, Build up; Así como también, pruebas de producción, carta de aceptación de producción del pozo, memorándum de los resultados de los análisis nodales del pozo, análisis PVT, análisis cromatográficos y trabajos de completación de los pozos y su correspondiente diagrama mecánico.

➤ **Archivo de Pozo (SIMDE_WEB).**

PDVSA cuenta dentro de sus instalaciones, con un programa de tipo base de datos, el cual almacena toda la información tanto de reportes, análisis y todos aquellos documentos que poseen la historia de los pozos característica desde su propuesta, aceptación, inicio y transcurso de su desempeño y trabajos aplicados a los mismos hasta la fecha. Este programa tiene una distribución de carpetas por diferentes áreas, las cuales a su vez contienen otro conjunto de subcarpetas para cada campo que contienen información concerniente a pozos de determinadas zona del país, por lo tanto, es posible visualizar de manera digital todo el contenido que poseen

las carpetas de pozos. Dentro de cada subcarpetas se encuentran diferentes Items que ofrecen diferentes documentos, como es el caso de:

- Análisis y Pruebas.
- Correspondencia.
- Información de presiones y temperaturas.
- Informes Financieros y de Costos.
- Informes Geológicos.
- Propuestas, Programas y Recomendaciones.
- Reportes Operacionales.

4.4.2 DIMS.

Es un sistema corporativo de reporte de operaciones que es extensamente usado en la industria, este se muestra como un sistema de gestión que presenta una base de datos totalmente integrada que permite la comunicación de datos de ingeniería durante la perforación, completación y servicios a pozos, facilitando así el control de la gestión y la toma de decisiones^[13]. En la figura 4.1 puede ser vista la ventana principal del programa.

En este programa se cargan múltiples datos como los costos y tiempos totales de las operaciones, también genera el reporte sumario de operaciones el cual es primordial durante el análisis de problemas operacionales donde se describen todas las actividades realizadas durante el desarrollo de la operación, además se indica la fecha y la fase en que sucede, el tiempo de duración, tipo de operación, entre otros datos. En el apéndice E puede verse un reporte sumario de operaciones.

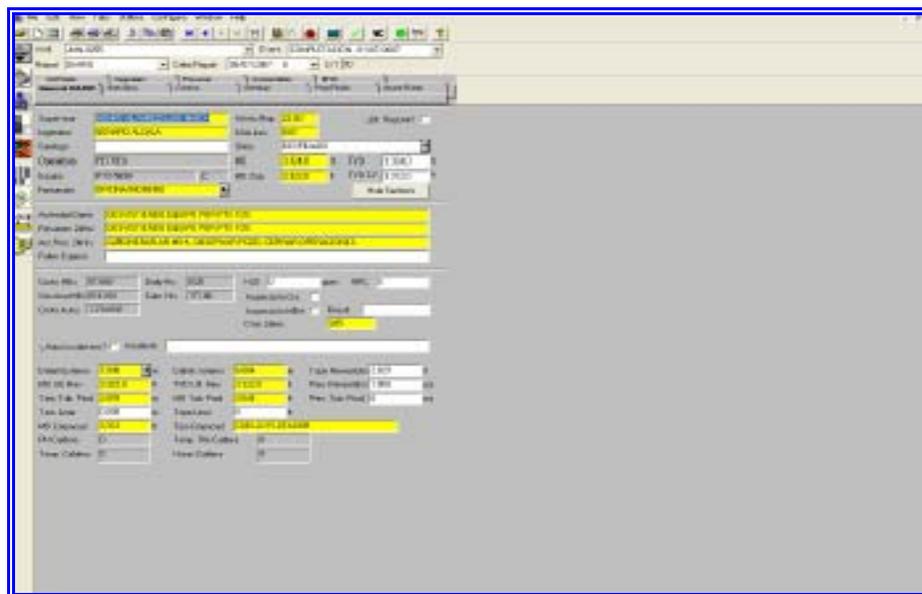


Fig. N° 4.1 Vista Principal de Programa DIMS.

4.4.3 Centinela 2000.

El sistema Centinela (Centro de Información del Negocio Lagoven) es una herramienta computarizada que permite el almacenamiento y uso de todos los parámetros y características referentes al comportamiento de producción de los pozos, procesamiento y utilización del gas, contabilización de crudos y productos, además de mantener información actualizada de las instalaciones y equipos de las divisiones de Oriente y Occidente. Entre las características beneficios de este software, tenemos:

- Facilita información del comportamiento de producción de los pozos.
- Provee gran flexibilidad de respuestas a los objetivos de producción e inyección.
- Permite establecer un mejor control sobre las operaciones actuales y futuras.

El Módulo Centinela Pozo cubre la primera parte del sistema de producción, desde la extracción de los hidrocarburos a través de los pozos, hasta que llegan a las estaciones de flujo. En la Figura 4.2, se puede apreciar una imagen de la información de producción ofrecida por el Módulo Centinela Pozo.

POZO - [Información de la Prueba de Producción de un Pozo Completación]

Pozo Superficie

Pozo : RG 49 Zona de Supervisión 44 ZONA L. ANACO
Sector de Operación GC13 SANTA ROSA

Completaciones del Pozo

Completación Ultimo Estado Sufijo
T PRIMERA COM BT FLUY POR TUBERIA DE P 23/09/2007 23:00:00 Z SIMPLE SENC

Pruebas de Producción del Pozo

Generar Gráfico Niveles de Gas Aceptar Rechazar Medicion

Tipo	Fecha Inicio	Fecha Final	Instalación Tipo Código	Equipo Tipo Código	BTPD	BBPD	BNPD	GAST	GASL	Condi
C	10/09/2007 11:00	10/09/2007 18:00	EF RS01	SEPP SHE396	25	25	5	4289	A	PO
C	12/07/2007 16:15	13/07/2007 08:30	EF RS01	SEPP SHE396	17	17	4	4284	A	PO
C	07/04/2007 09:15	07/04/2007 16:00	EF RS01	SEPP SHE396	10	10	2	5240	A	PO
C	24/03/2007 03:44	24/03/2007 07:44	EF RS01	SEPP SHE396	27	27	18	4761	A	PO
C	16/02/2007 08:00	16/02/2007 14:00	EF RS01	SEPP SHE396	24	24	2	4610	A	PO

Indica la zona productora en la cual se encuentra el pozo.
Ejecut. 1/2

Fig. N° 4.2 Información de Producción Ofrecida por el Modulo Centinela Pozo.

4.4.4 Simulador Pipesim 2008.

El Pipesim 2008 es un simulador para la Optimización de Sistemas de Producción (pozos y redes) que pertenece a la empresa “SCHLUMBERGER”. Este paquete incluye 3 módulos: PIPESIM (para optimar pozos), PIPESIM NET (para optimar redes) y PIPESIM GOAL (para optimar sistemas de levantamiento artificial por gas).

4.4.4.1 Módulo Pipesim.

Permite modelar el comportamiento del pozo (yacimiento-pozo-línea de flujo), siendo posible realizar rápidas comparaciones de diferentes escenarios. Permite la entrada de los datos de una forma detallada, siendo posible caracterizar el fluido producido por el yacimiento (tipo de fluido, °API, propiedades PVT, etc.). Del mismo modo es posible incorporar detalles de la tubería de producción así como la línea de flujo. Este programa incorpora a su vez, dos módulos donde se puede modelar el comportamiento del pozo bajo levantamiento artificial por gas u operando bajo bombeo electro-sumergible. Además permite:

- Modelaje de la curva de comportamiento de afluencia y completación.
- Información de análisis presión-volumen-temperatura (ajusta las propiedades PVT, calculadas a través de correlaciones).
- Cálculo de temperatura.
- Correlaciones para modelar el flujo crítico y subcrítico en reductores, incluyendo modelos mecánicos.
- Ajustes de los resultados obtenidos mediante correlaciones de flujo, basándose en los datos medidos, como por ejemplo medidas de presiones dinámicas en el pozo.

En la Figura 4.3, se puede visualizar un diagrama generado mediante el módulo PIPESIM 2008 al simular el comportamiento del Pozo JM-259, Arena NAE1 Yacimiento JM-38 del Campo San Joaquín.

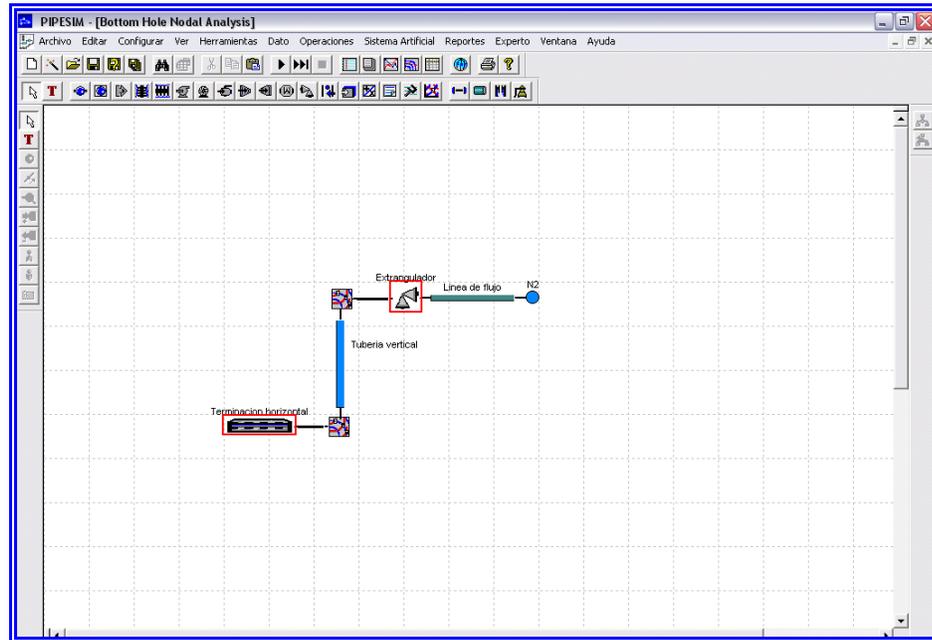


Fig. N° 4.3 Simulación del Pozo JM-259 Mediante el Modulo Pipesim 2008.

4.5 PROCEDIMIENTO METODOLÓGICO.

4.5.1 Revisión Bibliográfica.

La revisión bibliográfica vino a formar parte de la primera etapa a seguir para desarrollar el tema. Se recopiló toda la información teórica necesaria a través de libros, publicaciones, manuales, Internet, folletos especializados, tesis de grado, entrevistas, etc. Estos permitieron adquirir conocimientos previos para el desarrollo del proyecto y/o afianzar los conocimientos relacionados con el tema en estudio, lo cual permitió un fácil manejo de los términos y procedimientos durante el desarrollo de los objetivos planteados.

4.5.2 Definición de las Condiciones Iniciales de los Pozos Horizontales Perforados en el Distrito Gas Anaco.

Para la realización de esta etapa se recopiló la información en cuanto a yacimiento, producción y condiciones mecánicas se refiere, pertenecientes a los pozos horizontales perforados en el Distrito Gas Anaco, con la finalidad de evaluar los posibles parámetros que puedan estar afectando su productividad.

4.5.2.1 Recopilación de Información.

En lo concerniente a la información de yacimiento se empezó por identificar la arena (con su respectivo yacimiento) en la que se encuentran completados los pozos en estudio, luego se obtuvo la presión estática de cada uno de los yacimientos, a través, de los registros de presión BHP, pruebas de restauración de presión (Buil up) y estudios de presión realizados por el departamento de “Estudios Integrados de Yacimiento” PDVSA, Puerto la Cruz. Así como también fueron obtenidas las temperaturas mediante los registros BHT y pozos vecinos. Durante esta fase también se obtuvieron parámetros como porosidad, permeabilidad y espesor de arena neta permeable de los estudios petrofísicos realizados en el área.

A nivel de completación de los pozos, se obtuvo información referente al estado mecánico general de los mismos (diagramas mecánicos) mediante las carpetas de pozos e informes realizados por los ingenieros de completación, donde se pueden observar la longitudes de sección horizontal de los pozos, los diámetros de tubería de producción y tubería de revestimiento; una vez conocidos dichos diámetros, se procedió a encontrar el diámetro interno, así como también el espesor de pared gracias a unas tablas de nomenclaturas estándar ó especificaciones técnicas; en la misma se ubica el diámetro nominal de la tubería y se obtiene el valor correspondiente al diametro interno y espesor de la determinada tubería. Otro dato

importante arrojado durante el uso de los diagramas lo fue el de la profundidad final en donde se ubica la tubería con respecto a la arena/yacimiento que se encuentra produciendo. En la figura 4.4 se puede observar una completación típica del pozo horizontal perteneciente al campo Santa Rosa.

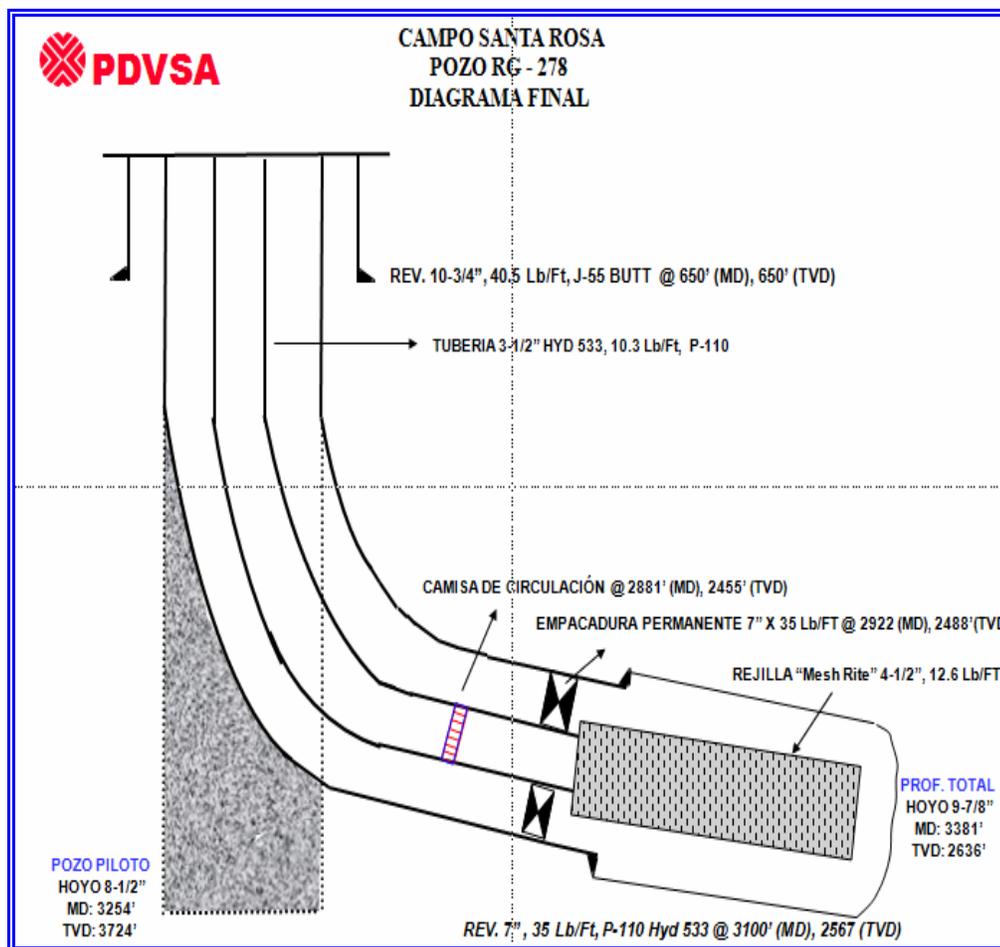


Fig. N° 4.4 Estado Mecánico General del Pozo RG-278.

En cuanto a historias y pruebas de producción se refiere se empleó la base de datos CENTINELA POZO, para obtener todo lo referente a las tasas de producción de crudo, gas y líquido, cortes de agua mensual, relaciones gas petróleo y gravedades API, %A y S, presión de línea y cabezal y diámetros de reductor.

4.5.2.2 Validación de la Información.

Esta etapa consistió en la verificación de la información obtenida, tanto de las bases de datos existentes como de los programas con los cuales cuenta la empresa, para posteriormente cotejar esta información con la obtenida en el campo y de entrevistas con los ingenieros de yacimiento del área y simulación; todo esto con la finalidad de obtener una data más confiable, garantizando de esta forma la certeza de los resultados logrados.

4.5.3 Identificación de los Problemas Operacionales Ocurridos Durante las Labores de Perforación y Completación de los Pozos Horizontales en el Distrito.

Esta etapa estuvo dirigida con especial atención a identificar o reconocer los problemas operacionales ocurridos durante la perforación y terminación de la fase horizontal de los pozos específicamente en la arena de interés, con la finalidad de conocer acerca la existencia de algún factor inherente a tales operaciones que pueda estar afectando la productividad de los mismos; como pueden ser posibles daños a la formación causados por el fluido de perforación y completación en las cercanías del pozo.

Se identificaron los correspondientes problemas operacionales para cada uno de los 4 pozos en estudio, mediante el uso de los reportes operacionales encontrados en las carpetas de los pozos, además resaltando que para los pozos que aun no tenían carpetas archivadas, debido a la autorización del ministerio, su seguimiento se realizó a través del software corporativo DIMS en el cual se cargan todos los reportes diarios de las operaciones realizadas.

4.5.4 Determinación del Grado de Desviación Existente entre la Producción Real de los Pozos con Respecto a la Producción Estimada.

Para el cumplimiento de esta etapa fue necesario obtener la información acerca de las simulaciones de producción estimada, realizada por parte del departamento de productividad, además de la carta de aceptación interna de cada pozo que suministra el ministerio de energía y petróleo (MENPET) con finalidad de comparar ambas para luego determinar la desviación que existe entre ellos. Dicha información fue obtenida a través de las carpetas históricas de los pozos estudiados y de los ingenieros de productividad y de yacimientos de cada uno de estos. La ecuación usada para la determinación del porcentaje de desviación fue la siguiente:

$$\% \text{ de desviación} = \left| \left(\frac{\text{Valor real} - \text{Valor Simulado}}{\text{Valor Real}} \right) \right| * 100 \quad (\text{Ec 4.1})$$

4.5.5 Análisis a Través de una Simulación de los Posibles Parámetros y/o Factores que Puedan Estar Causando la Desviación entre la Producción Real y la Estimada.

Luego de haber recolectado y validado toda la información, y una vez observado la desviación existente entre la producción real y la estimada, se procedió a simular cada pozo mediante el software PIPESIM 2008, lo cual permitió modelar el comportamiento y observar la variación de productividad de los pozos ejecutando sensibilidades en sus parámetros de afectación para su posterior evaluación y análisis.

4.5.5.1 Suministro de los Datos al Simulador.

La información requerida para la realización de los modelos de simulación se encuentra dividida de la siguiente manera: yacimiento, tubería de producción y revestidor, superficie y fluidos.

4.5.5.1.1 Yacimiento.

En esta ventana se incluyen los datos relacionados con las condiciones del yacimiento y la relación del comportamiento de afluencia (IPR). Los parámetros considerados en este menú son:

- Presión estática de yacimiento, [psia].
- Temperatura de yacimiento, [°F].
- Permeabilidad horizontal (K_x , K_y) y permeabilidad vertical (K_z) [md].
- Espesor, [ft].
- Radio externo del pozo, [ft].
- Radio del pozo, [in].
- Daño.
- Longitud efectiva de drenaje, [ft].

➤ **Modelo de Terminación.**

Pipesim 2008 dispone de numerosas opciones para el cálculo de IPR, tanto para yacimientos de gas como para de petróleo. Los modelos disponibles son:

- PSS Gas (Babu & Odeh).

- PSS Oil (Babu & Odeh).
- SS Gas (Joshi).
- SS Oil (Joshi).
- Distributed PI.

De los mencionados anteriormente, y de acuerdo con las necesidades del estudio se tomó el modelo de Joshi para gas. En la Figura 4.5 se puede observar la ventana para introducir los datos del Yacimiento.

The screenshot shows a software window titled "Terminación Horizontal - NAE1_YACJM_38". The window is divided into several sections for data entry:

- Datos de Yacimiento:**
 - Presión Estática: 543.2 psia
 - Temperatura: 176 F
- Modelo de Terminación:**
 - Selected: IP Distribuido (Conductividad Finita)
 - Unselected: IP Puntual (Conductividad Infinita)
 - Tipo de Modelo: SS Gas (Joshi)
- Tamaño del Yacimiento:**
 - Rexn: 1239.29 ft
 - Espesor: 25.1 ft
- Propiedades del Yacimiento:**
 - Kx: 381 md
 - Ky: 381 md
 - Kz: 324 md
- Posición del Pozo:**
 - Eccen: 0 ft
- Propiedades del Pozo:**
 - Agujero del pozo: (dropdown)
 - Longitud: 182.73207 ft
 - Rw: 2.25 inches
 - Daño: 3.5 (with "Opciones..." button)
 - Calcular Daño

At the bottom of the window are buttons for "Aceptar", "Cancelar", and "Ayuda".

Fig. N° 4.5 Ventana de Entrada de Información de Yacimiento.

4.5.5.1.2 Tubería de Producción y Revestidor.

Mediante esta herramienta se puede modelar el flujo vertical y horizontal de pozos productores. Este accesorio es de conexión y por lo tanto debe colocarse entre dos nodos. La tubería puede ser definida como un modelo simple o detallado, el

modelo definido en el trabajo fue el modelo detallado, el cual requiere la siguiente información:

- Perfil de Desviación.
- Perfil Geotérmico.
- Configuración de la tubería.
- Equipo de Fondo.

En la Figuras 4.6, 4.7 y 4.8 se puede apreciar la ventana de entrada de la información requerida mencionada anteriormente de la tubería de producción y revestidor.

	MD	TVD	Angulo
-	ft	ft	(Deg)
1	0	0	0
2	698	698	0
3	805	805	0.69
4	899	899	0.77
5	993	993	0.72
6	1087	1087	0.61
7	1181	1181	0.65
8	1275	1275	0.56
9	1369	1369	0.58
10	1463	1463	0.57
11	1557	1557	0.51
12	1651	1651	0.72
13	1745	1744.9	0.65
14	1839	1838.9	0.65
15	1933	1932.9	0.74
16	1980	1979.9	0.78
17	2076	2075.9	0.81

Fig. N° 4.6 Ventana de Información del Perfil de Desviación de la Tubería de Producción.

Tubería de Producción - TUBING

Propiedades | General

Modelo Preferido de Tubería: Modelo Detallado [Tabla Resumen]

Perfil de Desviación | Perfil Geotérmico | Configuración de la tubería | Equipo de Fondo

Introducir TVDs Introducir MDs

	TVD	Temperatura Ambiente	Valor U
-	ft	F	Btu/hr/ft ²
1	0	73	2
2	698	91.148	2
3	805	93.93	2
4	898.99	96.374	2
5	992.98	98.817	2
6	1087	101.26	2
7	1181	103.71	2
8	1275	106.15	2
9	1369	108.59	2
10	1463	111.04	2
11	1557	113.48	2
12	1651	115.93	2
13	1744.9	118.37	2
14	1838.9	120.81	2
15	1932.9	123.26	2

Aceptar Cancelar Ayuda

Fig. N° 4.7 Ventana de Entrada de Información del Perfil Geotérmico de la Tubería de Producción.

Tubería de Producción - TUBING

Propiedades | General

Modelo Preferido de Tubería: Modelo Detallado [Tabla Resumen]

Perfil de Desviación | Perfil Geotérmico | Configuración de la tubería | Equipo de Fondo

El primer nodo en la lista se refiere al tope de la tubería, comenzando por la referencia en el perfil de desviación
Cada Sección de tubería va DESDE la MD de la sección previa a la MD como está especificado en la columna MD

Secciones de la Tubería

	MD de Fondo	DI	Espesor	Rugosidad	DI de Tubería de Revestimiento	Tipo de Flujo	Etiqueta
-	ft	inches	inches	inches	inches		
1	4668	2.441	0.217	0.001		Tubing	pipe#1_Tubii
2			0.5	0.001		Tubing	
3			0.5	0.001		Tubing	
4			0.5	0.001		Tubing	
5			0.5	0.001		Tubing	
6			0.5	0.001		Tubing	
7			0.5	0.001		Tubing	
8			0.5	0.001		Tubing	
9			0.5	0.001		Tubing	
10			0.5	0.001		Tubing	
11			0.5	0.001		Tubing	
12			0.5	0.001		Tubing	

Aceptar Cancelar Ayuda

Fig. N° 4.8 Ventana de Entrada Para la Configuración de la Tubería de Producción.

4.5.5.1.3 Fluidos.

En la información de fluidos, se encuentran reflejadas las distintas secciones que presenta el Simulador Pipesim 2008 Modelo Black Oil, para la caracterización y descripción de las propiedades de la mezcla de hidrocarburos (Figuras 4.9 y 4.10). En el cual los parámetros de entrada son:

- Corte de agua.[%].
- Relación gas petróleo.[scf/STB].
- Gravedad específica del gas.
- Gravedad específica del agua.
- Gravedad API.
- Temperatura de fondo. [°F].
- Temperatura de superficie. [°F].

Fig. N° 4.9 Ventana de Entrada de Información de los Fluidos Producidos.

Fig. N° 4.10 Ventana de Entrada de Información de las Temperaturas Para el Cálculo de Viscosidad.

4.5.5.2 Cotejo de los Pozos.

Para la realización del cotejo de los pozos se tomó como nodo solución el fondo del pozo, para de esta manera aislar el componente yacimiento y observar su efecto sobre el sistema. Para validar el modelo del pozo se procedió a la utilización de la opción de perfil de presión y temperatura y análisis nodal en el menú de operaciones con la introducción de los datos de presión de yacimiento, temperatura, etc. Se calculó a través del simulador, la tasa de fluidos y la presión de cabezal de cada pozo y se compararon con las reportadas en las pruebas de aceptación interna, validando el modelo con desviaciones menores 8% para el caso de las presiones de superficie y de 6% para el caso de las tasas de producción.

La ecuación utilizada para el cálculo del porcentaje de desviación entre las tasas y presiones de cabezal de los pozos fue la ecuación 4.1.

Durante el cotejo de los pozos fueron utilizadas las siguientes operaciones:

4.5.5.2.1 Ajuste de las Correlaciones de Flujo Multifásico.

Generalmente se dispone de datos de pruebas fluyentes en los pozos, las cuales nos servirán para seleccionar una correlación de flujo que se ajuste a nuestro modelo; en este estudio se contó únicamente con una prueba o registro fluyente realizada al pozo JM-259, la cual nos permitió, entre las correlaciones disponibles que describen el comportamiento del flujo multifásico en tuberías, ajustar la que menor porcentaje de error presentó en cuanto a la descripción de la caída de presión real existente en el pozo. Destacando que para los demás pozos, debido a que no contaban con registros fluyentes como fue anteriormente mencionado, no se le realizó su respectivo ajuste de correlaciones de flujo multifásico, por lo cual las correlaciones resultantes del ajuste en el pozo JM-259 fueron tomadas como referencia para los pozos restantes.

Para la realización del ajuste de las correlaciones de flujo multifásico vertical fue necesario ejecutar una serie de pasos como:

1. Cargar la data cruda o registro fluyente de presión y temperatura (Figura 4.11).
2. Seleccionar un conjunto de correlaciones que nos ofrece el modulo pipesim para realizar el ajuste (Figura 4.12).
3. Realizar la corrida (Figura 4.13).
4. Observar el reporte generado luego de la corrida donde se muestran los resultados del porcentaje de error de las correlaciones seleccionadas (Figura 4.14).

Datos del Registro

Nombre del Pozo: JM_259_475

Fecha del Registro: 17 / 4 / 2009 (dd / mm / aaaa)

Gasto (Flujo) de Líquido: 1 STB/d

RGA: 245000 scf/STB

% Agua: 0 %

Presión de Producción: 475 psia

	MD	Presión	Temperatura
-	ft	psia	F
1	0	475	73
2	698	484.84	91.148
3	805	486.34	93.93
4	899	487.67	96.374
5	993	488.99	98.817
6	1087	490.32	101.26
7	1181	491.64	103.71
8	1275	492.97	106.15
9	1369	494.29	108.59
10	1463	495.61	111.04
11	1557	496.94	113.48
12	1651	498.26	115.93
13	1745	499.59	118.37
14	1839	500.91	120.81
15	1933	502.24	123.26
16	1980	502.9	124.48

Fig. N° 4.11 Ventana del Registro Fluyente del Pozo JM-259.

Ajuste de la Correlación de Flujo

Variable Calculada:

Presión de Entrada

Presión de Salida: 475 psia

Gas Rate: 0.245 mmscf/d

Otra variable

Gráfica de Perfil predeterminada:

Elevación vs Profundidad

Elevación vs Temperatura

Presión vs Distancia Total

Temperatura vs Distancia Total

Datos Medidos...

Tipo de Correlación de Flujo:

Horizontal

Vertical

	Incluir	Vertical Flow Correlations	Fuente
1	<input checked="" type="checkbox"/>	Ansari	bja
2	<input checked="" type="checkbox"/>	Beggs & Brill Original	bja
3	<input checked="" type="checkbox"/>	Beggs & Brill Revised	bja
4	<input checked="" type="checkbox"/>	Duns & Ros	bja
5	<input checked="" type="checkbox"/>	Govier, Aziz & Fogarasi	bja
6	<input checked="" type="checkbox"/>	Gray (modified)	bja
7	<input checked="" type="checkbox"/>	Gray (original)	bja
8	<input checked="" type="checkbox"/>	Hagedorn & Brown	bja
9	<input checked="" type="checkbox"/>	Hagedorn & Brown, Duns & Ros map	bja
10	<input checked="" type="checkbox"/>	Mukherjee & Brill	bja

Correr Modelo

Gráfica de Perfil...

Reporte Resumen

Reporte

OK Cancelar Ayuda

Fig. N° 4.12 Ventana de Selección de las Correlaciones de Flujo Vertical.

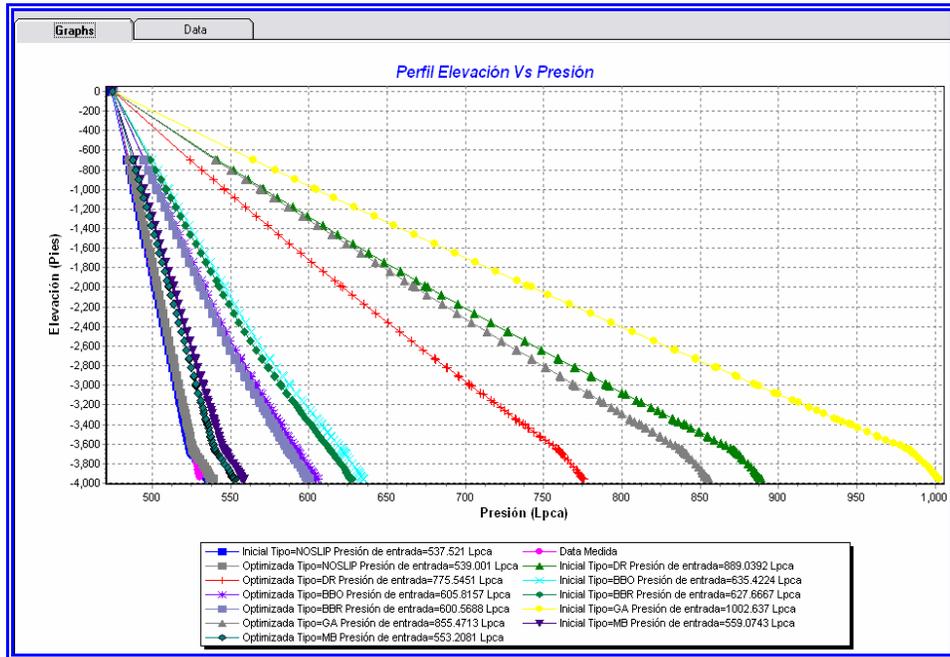


Fig. N° 4.13 Perfil de las Correlaciones Para Flujo Multifásico Vertical.

BJEDIT - [D:\Documents and Settings\CARRENOLS\Escritorio\ROMER\CON JOSHI\JM_259RJQJ_GD_Ya_cotejado_con_Joshi.out]

File Edit View Window Help

```

***** PIPESIM *****
* (Release 4.30 06/05/08) *
* MULTIPHASE FLOW SIMULATOR *
* 2008.1.127 *
* Schlumberger *
*****
Project : PIPESIM Project
User : User
Data File : D:\Documents and Settings\CARRENOLS\Escritorio\ROMER\CON JOSHI\JM_259RJQJ_GD_Ya_cotejado_con_Joshi.pst
Job : 'PIPESIM Job'

Case Sensitivity Variable(s) Mean Arithmetic Difference Mean Absolute Difference
(P.SI) % (PSI) %
2 Optimized TYPE=NOSLIP Inlet Pressure=539.001 psia -1.0582 -0.21 1.3239 0.26
1 Initial TYPE=NOSLIP Inlet Pressure=537.521 psia 0.27348 0.05 1.7833 0.35
12 Optimized TYPE=MB Inlet Pressure=553.2081 psia -10.699 -2.09 10.708 2.09
11 Initial TYPE=MB Inlet Pressure=559.0743 psia -14.682 -2.87 14.691 2.87
8 Optimized TYPE=BBR Inlet Pressure=600.5688 psia -40.721 -7.96 40.721 7.96
6 Optimized TYPE=BBO Inlet Pressure=605.8157 psia -44.087 -8.62 44.087 8.62
7 Initial TYPE=BBR Inlet Pressure=627.6667 psia -58.067 -11.35 58.067 11.35
5 Initial TYPE=BBO Inlet Pressure=635.4224 psia -63.023 -12.32 63.023 12.32
4 Optimized TYPE=DR Inlet Pressure=775.5451 psia -160.06 -31.28 160.06 31.28
10 Optimized TYPE=GA Inlet Pressure=855.4713 psia -216.82 -42.38 216.82 42.38
3 Initial TYPE=DR Inlet Pressure=889.0392 psia -235.05 -45.94 235.05 45.94
9 Initial TYPE=GA Inlet Pressure=1002.637 psia -315.99 -61.76 315.99 61.76
    
```

Fig. N° 4.14 Ventana de Resultados en el Porcentaje de Desviación de la Data Medida con las Correlaciones Usadas.

A continuación en la Tabla 4.1, se observa el porcentaje de desviación arrojado por el simulador para cada correlación de flujo multifásico vertical. Es de importancia resaltar que la correlación de NO SLIP fue la que presentó menor error, sin embargo se uso la correlación de MUKHERJEE BRILL que es la segunda de menor error, debido a que la primera asume no deslizamiento entre las fases es decir la velocidad superficial del liquido es igual a la velocidad superficial del gas, por lo cual se consideró que la ecuación de MUKHERJEE BRILL seria la que mejor se comporta.

Tabla N° 4.1 Resultados del Cotejo de la Correlación de Flujo Multifásico Vertical.

Correlación	NO SLIP	MB	BBR	BBO
% Desviación	0,26	2,09	7,96	11,35

Debido a que también existe flujo multifásico en el tramo horizontal de la tubería de producción, se requirió realizar un ajuste de la correlación de flujo multifásico horizontal que mejor represente la caída de presión en esa dirección. En primera instancia se seleccionaron las correlaciones a cotejar, como se aprecia en la figura 4.15 y luego se observó mediante el reporte generado (figura 4.16) el porcentaje de error entre las correlaciones usadas con la data real.

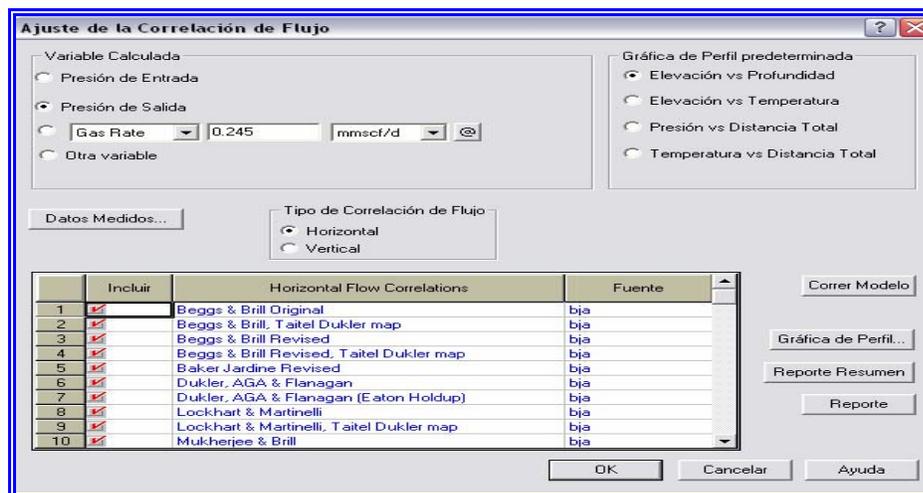


Fig. N° 4.15 Ventana de Selección de las Correlaciones de Flujo Horizontal.

```

***** PIPESIM *****
* (Release 4.30 06/05/08) *
* MULTIPHASE FLOW SIMULATOR *
* 2008.1.127 *
* Schlumberger *
* *
*****
Project : PIPESIM Project
User : User
Data File : D:\Documents and Settings\CARRENOLS\Escritorio\ROMER\CON JOSHI\JM_259RJQJ_GD_Ya_cotejado_con_Joshi.pst
Job : 'PIPESIM Job'

Date : 13/05/09
Time : 15:01:51
PC/Intel

Case Sensitivity Variable(s) Mean Arithmetic Mean Absolute
Difference Difference
(PSI) % (PSI) %
6 Optimized TYPE=BBO -1.4050 -0.27 4.0572 0.79
7 Initial TYPE=BBR -1.2676 -0.25 4.0551 0.79
8 Optimized TYPE=BBR -1.2324 -0.24 4.0558 0.79
5 Initial TYPE=BBO -0.79520 -0.16 4.0984 0.80
10 Optimized TYPE=MB -5.2844 -1.09 5.5956 1.09
14 Optimized TYPE=OLI -5.3568 -1.05 5.6494 1.10
9 Initial TYPE=MB -5.7535 -1.12 5.9667 1.17
13 Initial TYPE=OLI -5.8096 -1.14 6.0112 1.17
2 Optimized TYPE=NOSLIP -7.1068 -1.38 7.2000 1.41
1 Initial TYPE=NOSLIP -7.1632 -1.40 7.2537 1.42
4 Optimized TYPE=DR 8.9704 1.17 8.4307 1.65
3 Initial TYPE=DR 9.4794 1.85 11.290 2.20
11 Initial TYPE=CLAO 13.025 2.55 14.451 2.82
12 Optimized TYPE=CLAO 13.097 2.56 14.522 2.84

```

Fig. N° 4.16 Ventana de Resultados en el Porcentaje de Desviación de la Data Medida con las Correlaciones Usadas.

En la Tabla 4.2 a continuación, se observa que la correlación de flujo multifásico horizontal que mejor ajustó fue la correlación de BEGS Y BRILL ORIGINAL, la cual es usada para yacimientos de gas condensado y según la experiencia obtenida por la empresa, ésta se ajusta muy bien a los pozos de gas condensado de los campos del Área Mayor de Anaco.

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

Correlación	BBO	BBR	MB	OLI
% Desviación	0,79	0,8	1,09	1,1

4.5.5.2.2 Configuración de las Correlaciones.

Una vez realizado el ajuste de las correlaciones de flujo multifásico vertical y horizontal, se procedió a la configuración de las mismas que menores errores produjeron, o lo que es lo mismo, la que más se ajustó a las condiciones del pozo; para el posterior cotejo de tasas y presiones. También se configuró el ángulo de

cambio entre las correlaciones, es decir el ángulo a partir del cual el simulador toma en cuenta las correlaciones verticales y horizontales para realizar los cálculos.

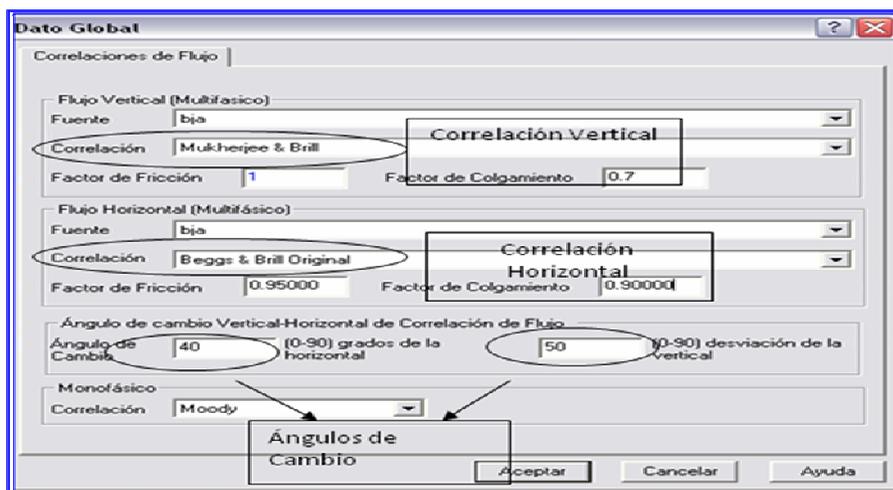


Fig. N° 4.17 Ventana de Configuración de las Correlaciones de Flujo.

4.5.5.2.3 Perfiles de Presión/Temperatura.

Los perfiles de presión y temperatura pueden ser generados en función de la distancia y/o profundidad, se utilizan para calcular la presión de entrada dándole la presión de salida y la tasa de flujo, la presión de salida dándole la presión de entrada y la tasa de flujo y por último el cálculo de la tasa de flujo a partir de la presión de entrada y de salida. Mediante la corrida de este perfil también se puede sensibilizar sobre el objeto (yacimiento, fluidos, tubería de producción, choke o línea de flujo) que se desee y la variable escogida para dicho objeto. Debe colocarse el objeto al cual se le quiera realizar la sensibilidad, y el parámetro que se desee variar. Mediante la corrida de dicho perfil se procedió a calcular la presión de salida a partir de la tasa, y la tasa para una presión de salida, lo cual permitió realizar el cotejo para ambas variables en cada uno de los pozos, (Figura 4.18 y 4.19).

Perfiles Presión/Temperatura

Variable Calculada

Presión de Entrada

Presión de Salida **Variable calculada**

Gas Rate 0.245 mmscf/d @

Otra variable

Gráfica de Perfil predeterminada

Elevación vs Profundidad

Elevación vs Temperatura

Presión vs Distancia Total

Temperatura vs Distancia Total

Datos de Sensibilidad

Objeto: NAE1__YACJM_38

Variable:

	Valores
	Rango...
-	
1	
2	
3	
4	
5	
6	
7	

Datos Medidos...

Correr Modelo

Gráfica de Perfil...

Reporte Resumen

Reporte

OK Cancelar Ayuda

Fig. N° 4.18 Ventana del Perfil de Presión y Temperatura con Presión de Salida Como Variable Calculada.

Perfiles Presión/Temperatura

Variable Calculada

Presión de Entrada

Presión de Salida 475 psia

Gas Rate **Variable calculada**

Otra variable

Gráfica de Perfil predeterminada

Elevación vs Profundidad

Elevación vs Temperatura

Presión vs Distancia Total

Temperatura vs Distancia Total

Datos de Sensibilidad

Objeto: NAE1__YACJM_38

Variable:

	Valores
	Rango...
-	
1	
2	
3	
4	
5	
6	
7	

Datos Medidos...

Correr Modelo

Gráfica de Perfil...

Reporte Resumen

Reporte

OK Cancelar Ayuda

Fig. N° 4.19 Ventana del Perfil de Presión y Temperatura con Tasa de Gas Como Variable Calculada.

4.5.5.2.4 Análisis Nodal.

Esta opción nos permite estudiar el comportamiento de las curvas afluencia IPR donde se analizan las curvas de oferta (lo que aporta el yacimiento) con la curva de demanda (la capacidad de transporte del pozo). De allí se optimiza la tasa y las condiciones actuales de producción. La Figura 4.19 representa la ventana principal de esta función.

Los datos necesarios para realizar la corrida de análisis nodal son los siguientes:

- La presión de salida del sistema, que representa la presión de cabezal.
- La presión de entrada al sistema, que es la presión estática del yacimiento.
- Curva de oferta: se selecciona el objeto a sensibilizar (yacimiento o datos del sistema) y las variables a sensibilizar.
- Curva de demanda: se selecciona el objeto a sensibilizar (choke, tubería de producción o línea de flujo) y las variables a sensibilizar.

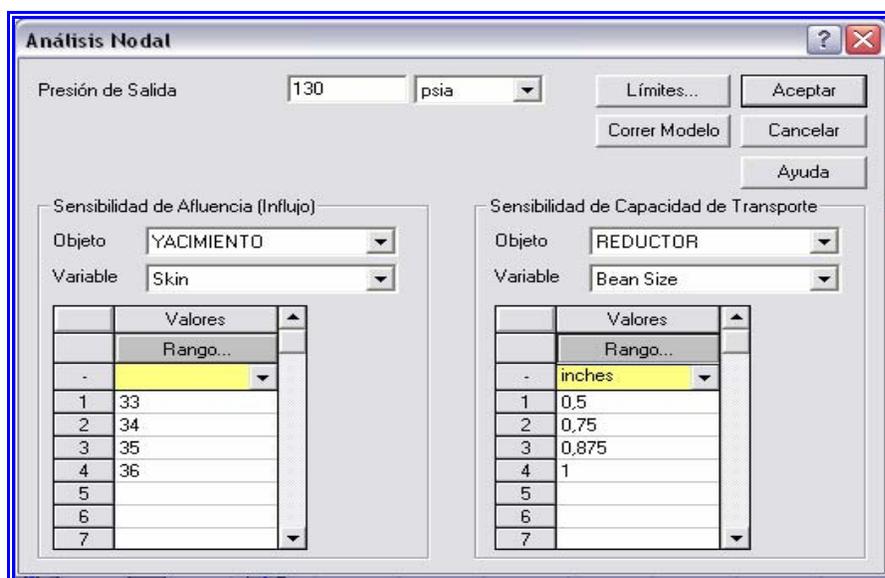


Fig. N° 4.20 Ventana del Análisis Nodal.

4.5.5.3 Realización de Sensibilidades.

Una vez culminado el cotejo de todos los pozos, se procedió a realizar las sensibilidades con el objeto de observar la variación de cada uno de los parámetros considerados de afectación, sobre la productividad de cada uno de los pozos en estudio; y así de esta manera poder establecer referencias acerca de cuáles de estos parámetros tienen mayor influencia en la productividad de los mismos. Destacando que mencionadas sensibilidades fueron realizadas con 20% menos del valor real de cada uno de los parámetros a sensibilizar.

Las sensibilidades fueron realizadas con la variación de los siguientes parámetros:

“Longitud Efectiva del Pozo (L)”, los resultados obtenidos fueron evaluados mediante la corrida de un perfil de elevación y temperatura (Fig. 4.21), análisis nodal (Fig. 4.22) y también se construyó una curva de tasa en función de la longitud mediante la operación de longitud óptima de pozo horizontal (Fig. 4.23); “Permeabilidad Vertical (Kz)”; “Permeabilidad Horizontal (Kh)”; “Espesor (h)”; “Daño (S)” y “Radio Externo Horizontal (Rext)”; La observación de las sensibilidades con los parámetros anteriores fue realizada mediante la corrida del perfil presión y temperatura (Figuras 4.24, 4.26, 4.27, 4.28), a excepción de las sensibilidades con la permeabilidad horizontal que fue realizada mediante un sistema de análisis múltiple (Fig. 4.25).

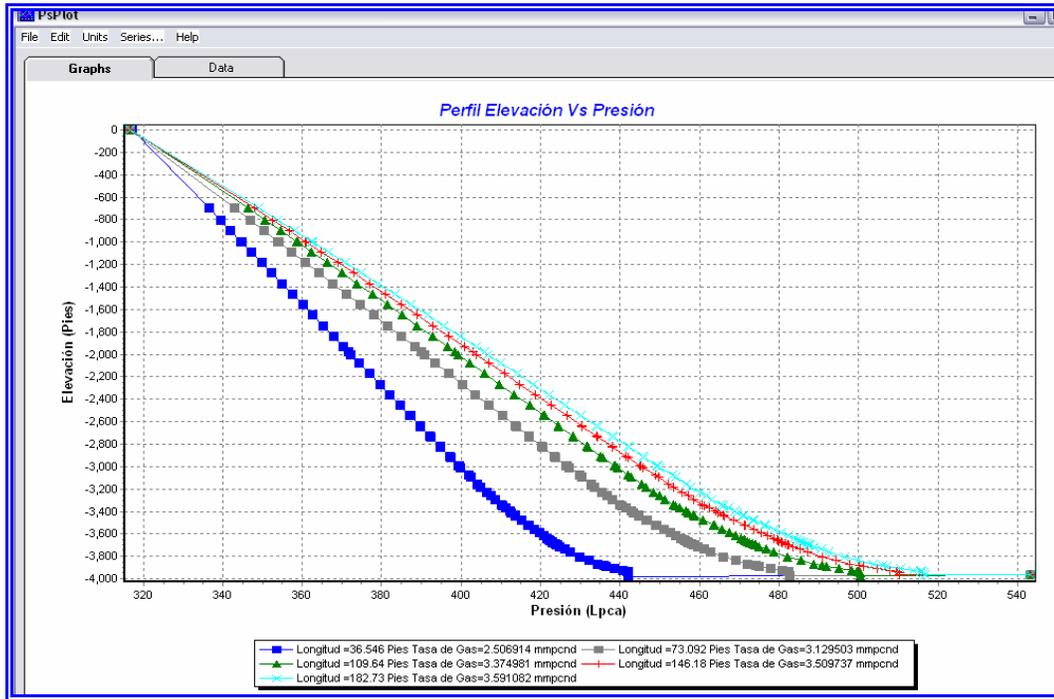


Fig. N° 4.21 Variación Tasa de Gas con Longitud Mediante el Perfil Presión y Temperatura.

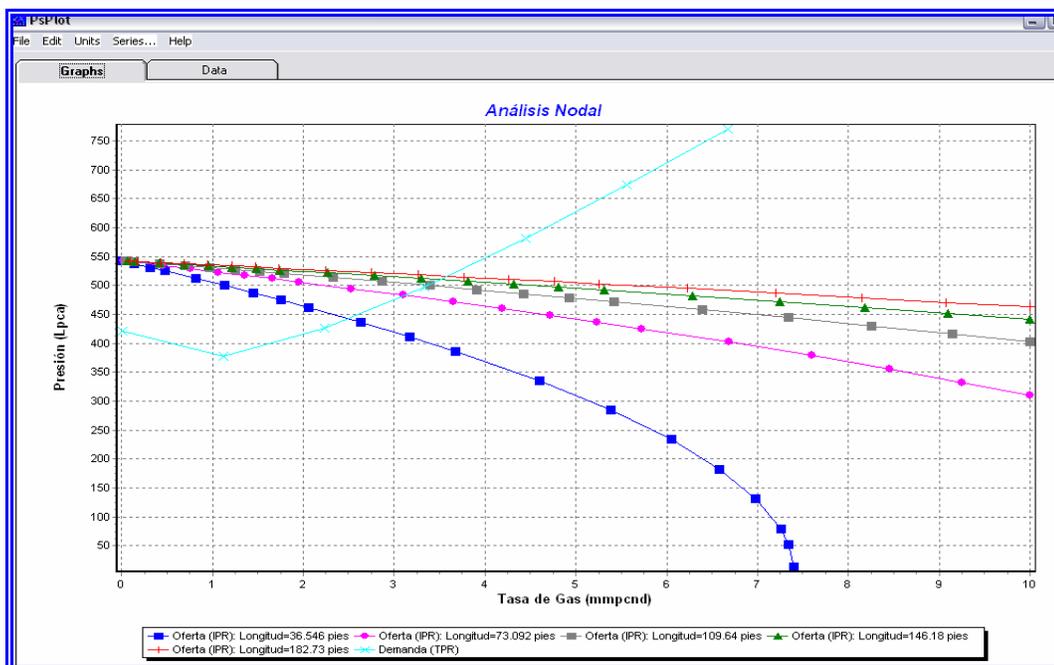


Fig. N° 4.22 Variación de la Longitud del Pozo Sobre el Comportamiento de Afluencia (IPR) Mediante el Análisis Nodal.

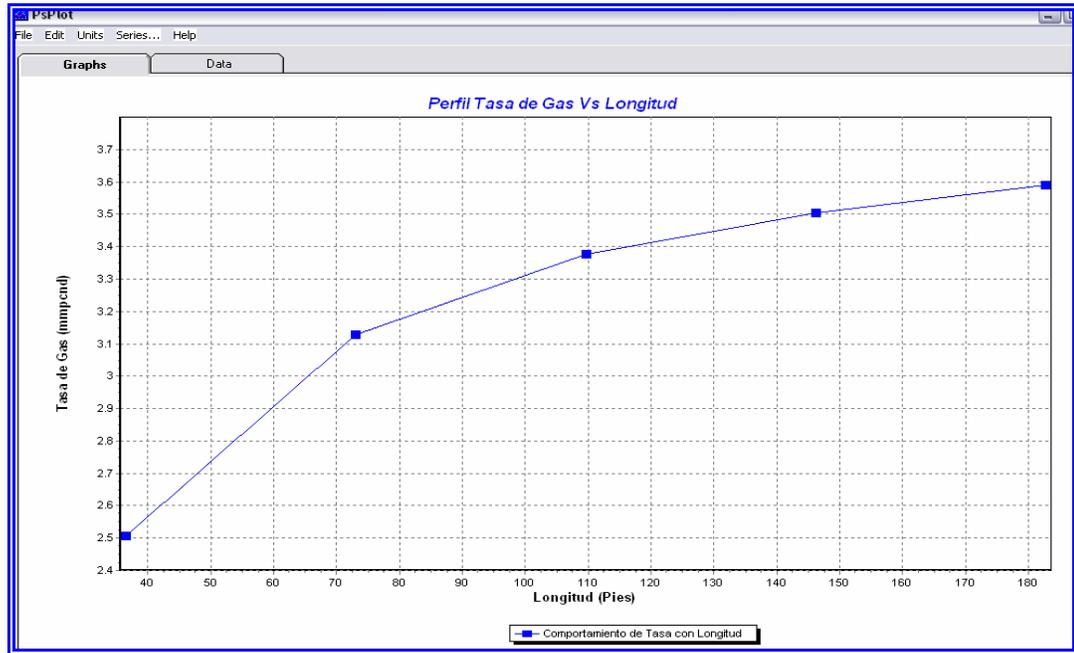


Fig. N° 4.23 Variación de la Tasa de gas con Longitud Mediante la Curva de Rendimiento Óptimo de Longitud Horizontal.

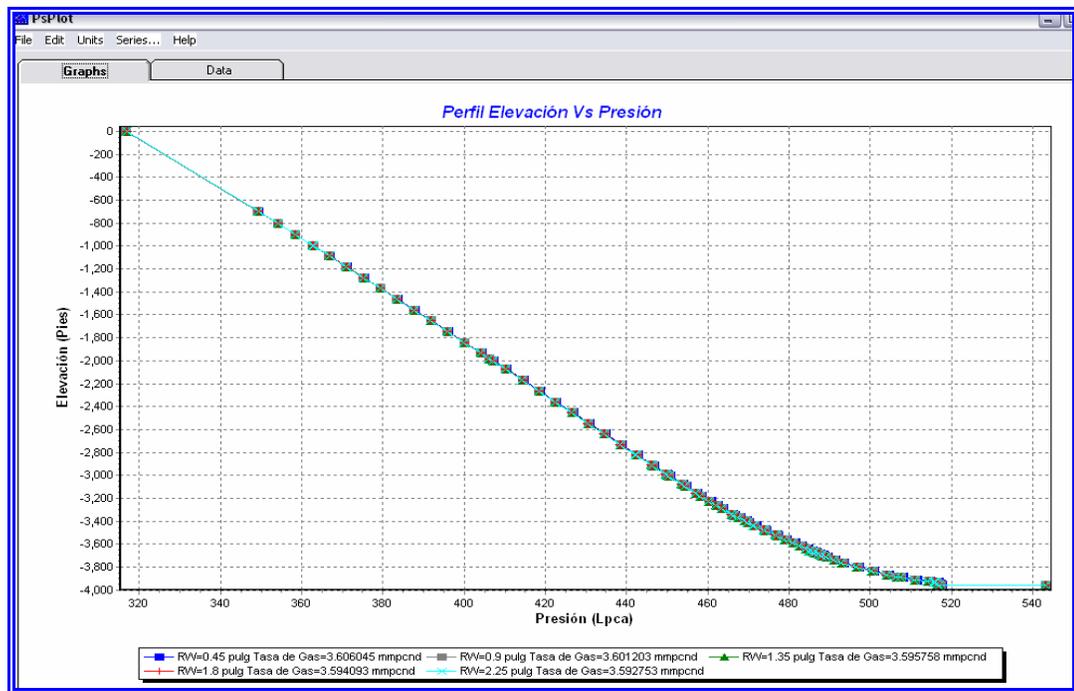


Fig. N° 4.24 Variación de la Tasa de Gas con Permeabilidad Vertical (Kz) Mediante el Perfil Presión y Temperatura.

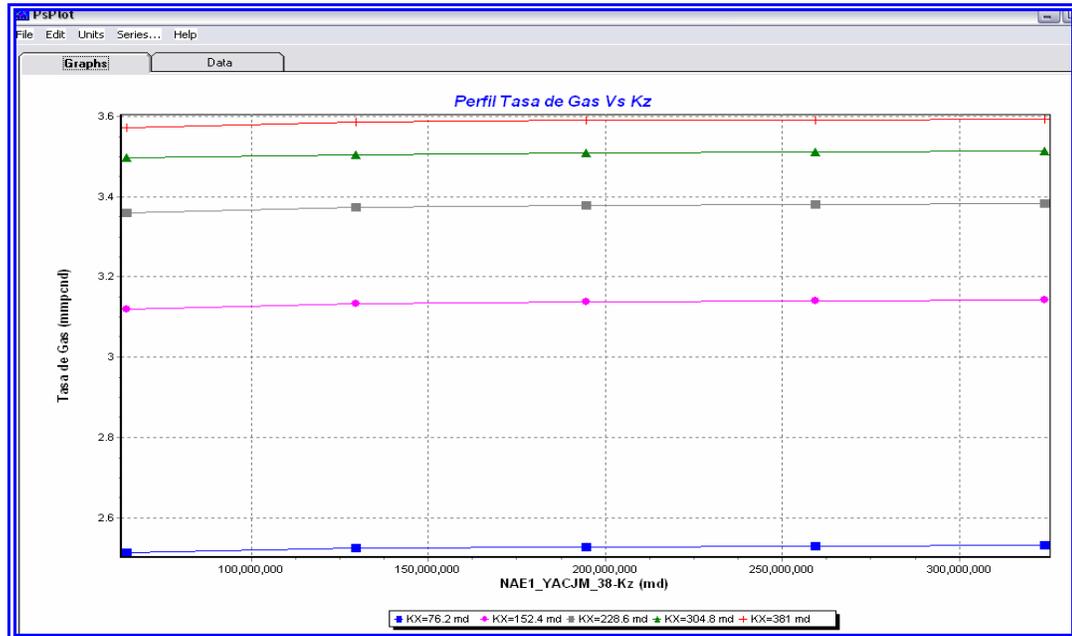


Fig. N° 4.25 Variación de la Tasa de Gas con Permeabilidad Horizontal (Kh) Mediante el Sistema de Análisis Múltiple.

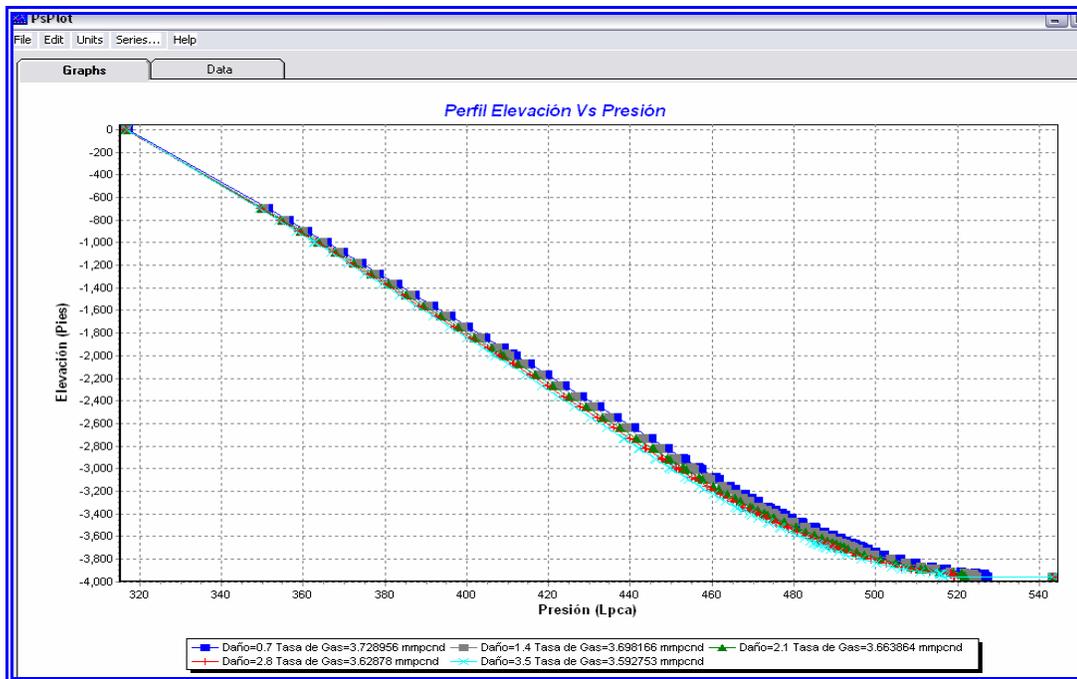


Fig. N° 4.26 Variación de la Tasa de Gas con Daño Mecánico Mediante el Perfil de Presión y Temperatura.

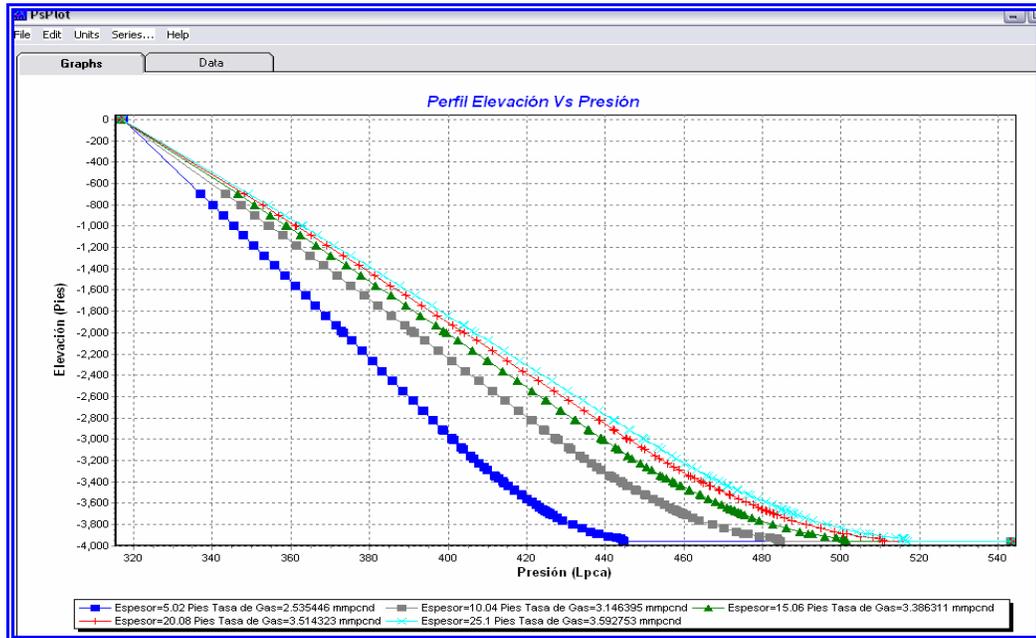


Fig. N° 4.27 Variación de la Tasa con Espesor Mediante el Perfil de Presión y Temperatura.

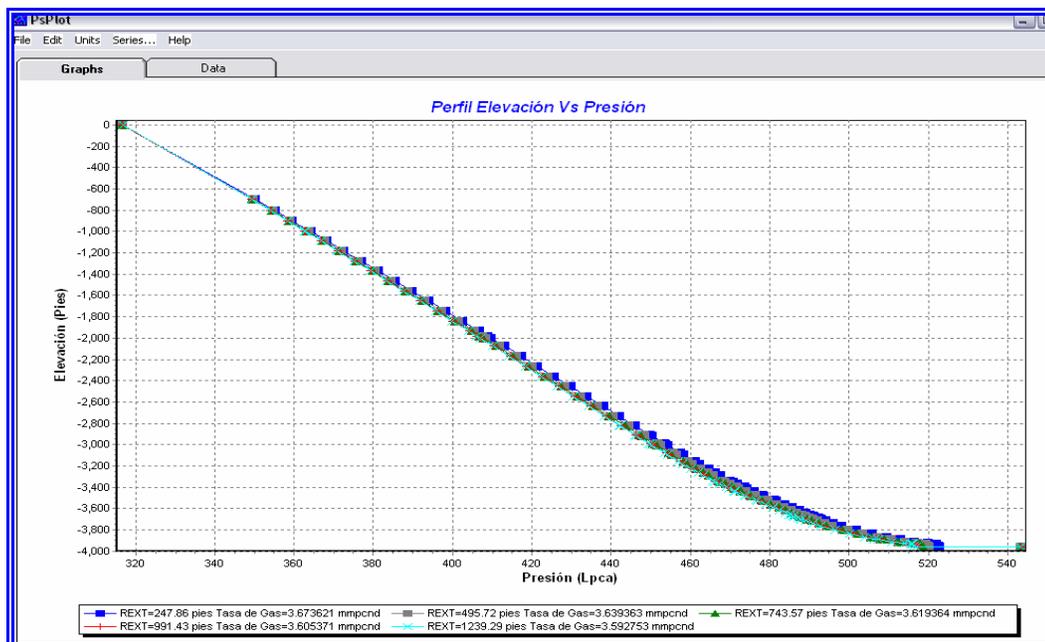


Fig. N° 4.28 Variación de la Tasa con Radio Externo Horizontal (Rext) Mediante el Perfil de Presión y Temperatura.

4.5.6 Análisis de Resultados, Conclusiones y Recomendaciones.

Una vez realizadas las sensibilidades, se compararán y analizarán los resultados finales obtenidos basándose en los fundamentos teóricos adquiridos, para ofrecer alternativas o recomendaciones factibles para mejorar la productividad de los pozos en estudio.

CAPITULO V

5. ANÁLISIS Y DISCUSIÓN DE RESULTADOS.

5.1 DEFINICIÓN DE LAS CONDICIONES INICIALES DE LOS POZOS EN ESTUDIO.

El estudio realizado abarca 4 pozos de los 7 pozos horizontales construidos en el Distrito Gas Anaco hasta la fecha de inicio del proyecto (Septiembre 2008), que a su vez constituyen los pozos seleccionados para el estudio, según el parámetro establecido o suministrado por la Superintendencia de Productividad, el cual consta de aquellos pozos que actualmente (Septiembre 2008) se encontraban produciendo. Mediante el grafico 5.1 puede observarse la condición del pozo (Productor ó no Productor), y una distribución de la ubicación por campos de los mismos.

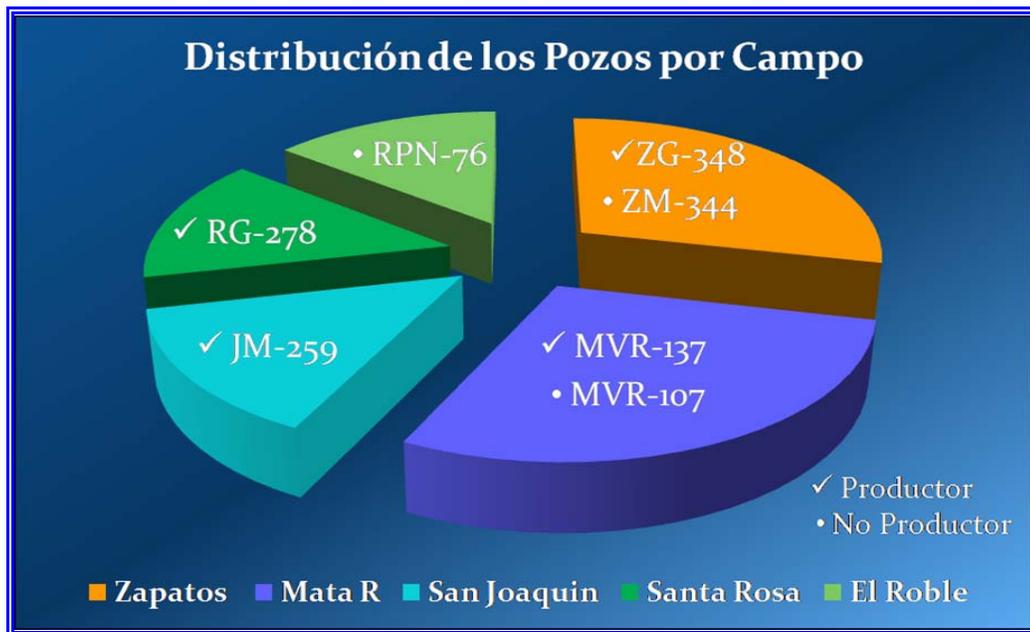


Grafico N° 5.1 Distribución de los Pozos por Campos.

Como lo muestra el grafico 5.1, para el inicio del estudio (Septiembre 2008), se encontró que existen 2 pozos ubicados en el campo Zapatos, de los cuales el pozo ZG-348 se encuentra bajo la condición de productor y el ZM-344 bajo la condición de no productor; 2 pozos en el campo Mata R, del cual el pozo MVR-137 se encuentra produciendo y el MVR-107 no produce, estos cuatro pertenecientes al Área Mayor de Oficina; 1 pozo no productor en el campo el roble RPN-76, 1 pozo en el campo San Joaquín y un pozo en el campo Santa Rosa, JM-259 y RG-278 respectivamente bajo la condición de productor, destacando que los últimos mencionados pertenecen al Área Mayor de Anaco.

Resaltando que el estudio realizado es puntual, es decir las comparaciones de producción (real y simulada) fueron hechas para la fecha en la cual se realizaron las pruebas de aceptación de los pozos, mediante el grafico 5.2 podemos notar la producción y el porcentaje de aportación que tiene cada uno de estos pozos sobre la producción total de los pozos horizontales al momento en el cual fueron aceptados dichos pozos. La prueba de aceptación del pozo RG-278 fue realizada el 05/07/2007, la del MVR-137 el 24/03/08, la del pozo ZG-348 el 09/08/2008 y la del pozo JM-259 fue realizada el 15/08/2008.

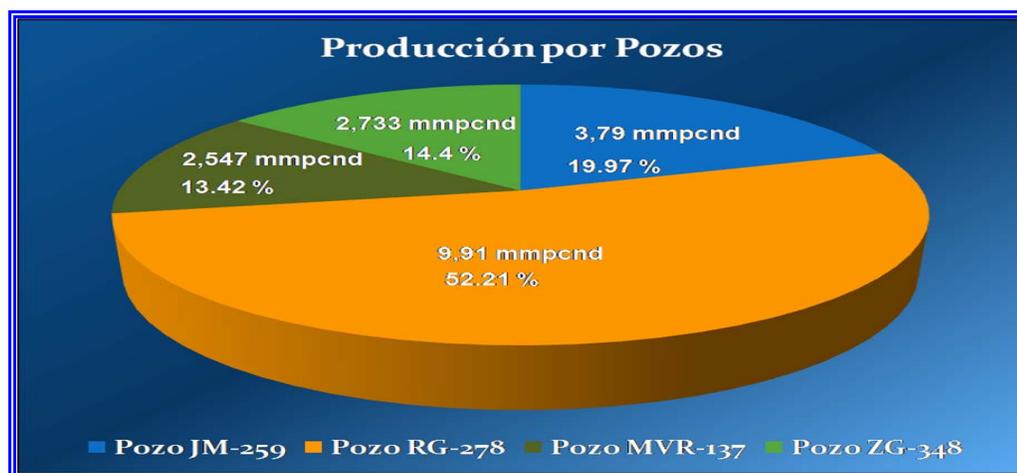


Grafico N° 5.2 Tasas de Producción por Pozo al Momento de su Aceptación.

Para el momento de aceptación de los pozos, los resultados obtenidos de las condiciones iniciales en cuanto a yacimiento, condiciones mecánicas y de producción se refiere, se muestran en las tablas 5.1 y 5.2.

Tabla N° 5.1 Resumen de las Condiciones Iniciales de Yacimiento y Condiciones Mecánicas de los Pozos.

POZOS	YACIMIENTO			CONDICIONES MECÁNICAS		
	Pest (Psia)	Tyac (°F)	Arena/Yac	Completación	Ø Tubing(Pulg)	Ø Liner(Pulg)
Pozo JM-259	543.2	176	NA-E1/JM-38	Sencilla con Liner Ranurado	2 7/8	4 1/2
Pozo RG-278	936	131	MOI/RG-107	Sencilla con Liner Ranurado	3 1/2	4 1/2
Pozo MVR-137	1093.7	277	L1L/ZM-310	Sencilla con Liner Ranurado	2 7/8	4 1/2
Pozo ZG-348	1146	271	R4U/ZM-312	Sencilla con Liner Ranurado	2 7/8	3 1/2

Tabla N° 5.2 Resumen de las Condiciones Iniciales de Producción de los Pozos.

POZOS	Condiciones de Producción						
	Pcab (Psia)	Qg (MMPCND)	QJ (BBPD)	% A y S	*API	NS (Psia)	Ø Red (Pulg)
Pozo JM-259	316.7	3.79	14.66	5	48	60	3/4
Pozo RG-278	714.7	9.91	22.5	30	59.8	250	7/8
Pozo MVR-137	404.7	2.547	50	60	55	250	3/4
Pozo ZG-348	384.7	2.733	57	85	47	250	S/R

En la tabla 5.1 en lo que a yacimiento concierne, se muestran los resultados obtenidos de presiones y temperaturas de yacimiento (Pest y Tyac), además de las

arenas y yacimientos en los cuales se encuentran completados dichos pozos. También se puede observar que el tipo de completación usada para los cuatro pozos es una completación sencilla con liner ranurado, donde el diámetro del liner para los tres primeros es de 4 1/2 pulgadas, mientras que para el pozo ZG-348 el diámetro es de 3 1/2 pulgadas, y todos con diámetros de tuberías de 2 7/8 pulgadas, a excepción del pozo RG-278 con diámetro de tubería de 3 1/2 pulgadas. Referente a las condiciones iniciales de producción como lo muestra la tabla 5.2, se encontró que tres de los cuatro pozos fluyen al nivel de separación (NS) de 250 psi, mientras el otro pozo fluye al nivel de 60 psi; el diámetro de reductor de los pozos es de 3/4 pulgadas para los pozos JM-259 y MVR-137, para el pozo RG-278 de 7/8 pulgadas mientras que el pozo ZG-348 se encontraba sin reductor.

5.2 IDENTIFICACIÓN DE LOS PROBLEMAS OPERACIONALES OCURRIDOS DURANTE LAS LABORES DE PERFORACIÓN Y COMPLETACIÓN.

A través de los reportes operacionales obtenidos mediante el programa dims y las carpetas de pozos, se identificaron los problemas operacionales ocurridos durante las labores de perforación y completación de los pozos en la fase horizontal de los mismos (arena de interés), con la finalidad de observar si existe algún factor inherente a tales operaciones, como lo puede ser la pérdida de fluido hacia la formación productora que esté generando una restricción al flujo en las cercanías del pozo. Es importante tener el conocimiento acerca de lo mencionado anteriormente, debido a que puede existir ese factor de daño adicional que no fue tomado en cuenta como referencia para las simulaciones iniciales, con lo cual se esté generando de esta manera una desviación mayor entre la producción estimada y la producción real, es decir al no tomarse en cuenta dicho factor los valores obtenidos de las simulaciones pueden estar sobreestimados.

Tabla N° 5.3 Resumen de los Problemas de Pérdida de Fluido.

Pozo	Arena/ Yac	Diametro del Hoyo (Pulg)	Perdida	Total de Barriles Perdidos (Perf/Compl)	Tipo de Fluido
JM-259	NA-E1/JM-38	8 1/2	SI	_/201	Salmuera
RG-278	MOI/ RG-107	8 1/8	NO	_/_	_
MVR-137	L1L/ ZM-310	5 7/8	NO	_/_	_
ZG-348	R4U/ ZM-312	5 7/8	NO	_/_	_

La tabla 5.3 muestra que el pozo que experimentó pérdida de fluido en la fase horizontal del mismo fue el pozo JM-259, registrando 201 barriles de salmuera perdidos en la arena NA-E1/ Yac JM-38 durante la fase de completación, mientras que para los pozos restantes no se observó ningún problema relacionado con la pérdida de fluido en la arena donde se encuentran completados dichos pozos.

5.3 DETERMINACIÓN DEL GRADO DE DESVIACIÓN EXISTENTE ENTRE LA PRODUCCIÓN REAL DE LOS POZOS Y LA PRODUCCIÓN ESTIMADA.

La falta de similitud existente entre las simulaciones realizadas y las tasas reales de producción de los pozos al momento en que estos fueron aceptados genera el impulso fundamental, objeto de este estudio, de evaluar los parámetros de productividad que puedan estar causando o generando la antes mencionada falta de similitud.

Para la determinación de la desviación existente entre ambas producciones (real y estimada) fue necesario recopilar la información de los análisis nodales realizados a los pozos por parte del equipo de simulación, para luego compararlos con los

resultados obtenidos de las pruebas realizadas a estos pozos al momento de su aceptación. Los valores obtenidos en cuanto a porcentajes de desviación, valores reales y valores estimados de producción pueden notarse mediante el grafico 5.3.

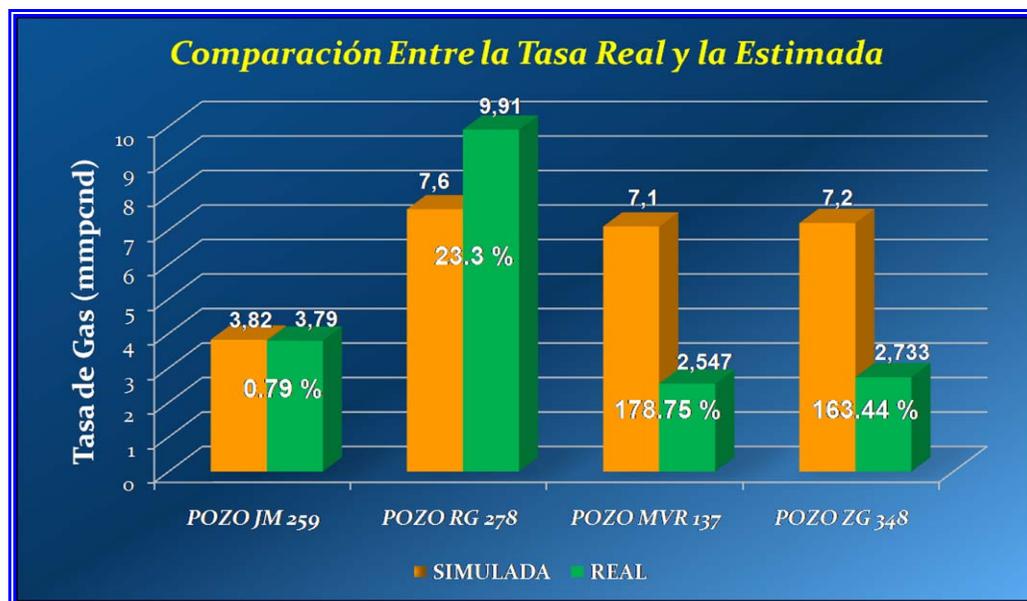


Grafico N° 5.3 Desviaciones Entre las Tasas de Gas Real y Estimadas.

Como se hace notar mediante el grafico 5.3, el pozo que menor porcentaje de desviación presentó en cuanto a producción se refiere es el pozo JM-259 con 0,79%, seguidos por el pozos RG-278 con un 23,3%, y por los pozos MVR-137 y ZG-348 con un 178,75% y 163,44% respectivamente, siendo estos tres últimos, los pozos que mayor incertidumbre despertaran acerca del porque tan abultado rango de desviación. Resaltando que estas desviaciones fueron generadas debido al grado de incertidumbre con el cual se trabajó, incertidumbres que conllevan a sobreestimaciones y/o subestimaciones de la data suministrada al simulador y los resultados generados por el mismo.

5.4 ANÁLISIS A TRAVÉS DE UNA SIMULACIÓN DE LOS POSIBLES PARÁMETROS Y/O FACTORES QUE PUEDAN ESTAR AFECTANDO LA PRODUCTIVIDAD DE LOS POZOS HORIZONTALES DEL DISTRITO GAS ANACO.

Con la información obtenida en cuanto a data de pozo, yacimiento y producción se refiere, se procedió a introducir la misma en el simulador (modulo pipesim), con la finalidad de cotejar las tasas y presiones de cabezal para luego evaluar a través de sensibilidades los parámetros que afectan la productividad de los pozos horizontales y el peso que ejercen cada uno de estos, sobre la productividad de los mismos.

Debido a que solamente se contó con un gradiente dinámico de presión, el cual fue realizado al pozo JM-259 ubicado en el campo San Joaquín, las correlaciones de flujo multifásico vertical y horizontal resultantes del cotejo de las correlaciones en el pozo JM-259 fueron usadas igualmente para los demás pozos. Las curvas generadas mediante el cotejo de las correlaciones de flujo multifásico vertical pueden observarse en la figura 5.1 y los resultados en la desviación para cada correlación en la tabla 5.4. Resultado que las curvas, para el cotejo de las correlaciones de flujo multifásico horizontal no se generaron debido a la existencia de un defecto de programación en el modulo pipesim 2008, en este cuando se realiza la corrida para generar las curvas, el simulador muestra un reporte donde solamente pueden observarse los resultados del porcentaje de desviación (Tabla 5.5.)

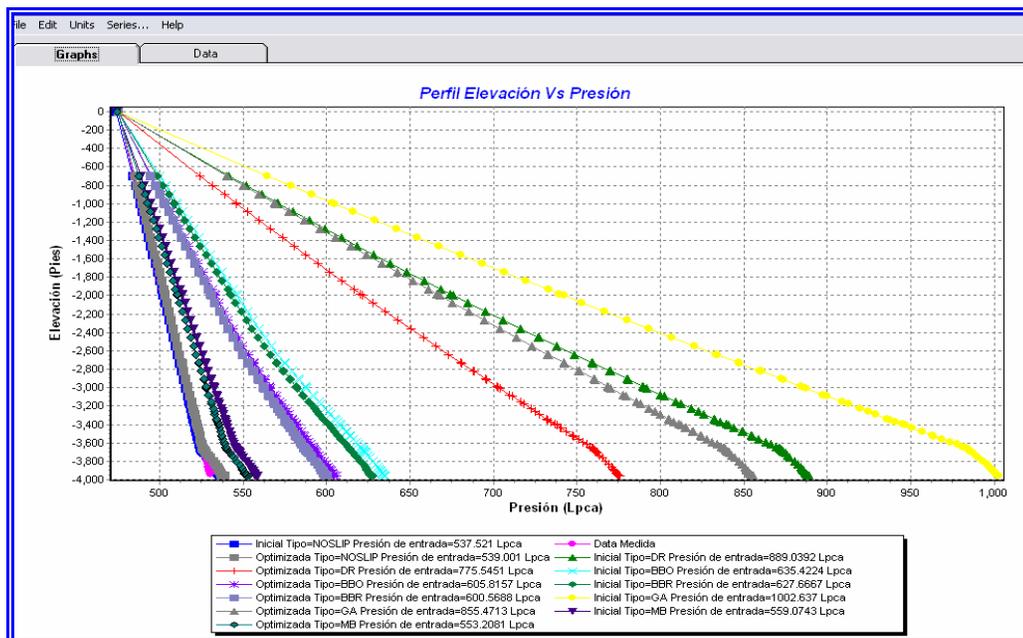


Fig. N° 5.1 Ajuste de la Correlación de FMV.

Tabla N° 5.4 Porcentajes de Desviación de las Correlaciones de FMV.

Correlación	% Desviación
Optimizada Tipo=no slip	0,26
Inicial Tipo=no slip	0,35
Optimizada Tipo=MB	2,09
Inicial Tipo=MB	2,87
Optimizada Tipo=BBR	7,96
Optimizada Tipo=BBO	8,62
Inicial Tipo=BBR	11,35
Inicial Tipo=BBO	12,32
Optimizada Tipo=DR	31,28
Optimizada Tipo=GA	42,38
Inicial Tipo=DR	45,94
Inicial Tipo=GA	61,76

En la Tabla 5.4, se puede apreciar que la correlación que menor porcentaje de error presentó es la correlación NO SLIP optimizada con un 0,26%, mientras que la correlación usada fue la MUKHERJEE y BRILL optimizada, la cual fue la segunda correlación que mejor comportamiento presentó, debido a que se consideró que la

correlación de NO SLIP no se recomienda usarla porque esta asume no deslizamiento entre las fases.

Tabla N° 5.5 Porcentaje de Desviación de las Correlaciones de FMH.

Correlación	% Desviación
Optimizada Tipo=BBO	0,79
Inicial Tipo=BBR	0,79
Optimizada Tipo=BBR	0,79
Inicial Tipo=BBO	0,8
Optimizada Tipo=MB	1,09
Optimizada Tipo=OLI	1,1
Inicial Tipo=MB	1,17
Inicial Tipo=OLI	1,17
Optimizada Tipo=no slip	1,41
Inicial Tipo=no slip	1,42
Optimizada Tipo=DR	1,65
Inicial Tipo=DR	2,2
Inicial Tipo=XIAO	2,82
Optimizada Tipo=XIAO	2,84

Mediante el cotejo de las correlaciones de flujo multifásico horizontal se obtuvo que la correlación que mejor ajustó fue la correlación de BEGGS y BRILL original con una desviación de 0,79%.

Para verificar la representatividad de los resultados generados por el simulador se realizó el cotejo de la prueba de producción de aceptación de cada uno de los pozos, tomando en cuenta parámetros como presión de cabezal y tasas, dado que estos son considerados de mayor confiabilidad, en cuanto a veracidad de información que a nivel de campo se tiene. Lo que representó la fase la siguiente al ajuste de las correlaciones de flujo, donde los resultados obtenidos a través del perfil de presiones (Modulo Pipesim) permiten realizar una comparación entre los valores emitidos por la simulación y los valores reales del campo.

De esta manera se logró reproducir las condiciones reales dentro de un margen de desviación aceptable garantizando la exactitud de los resultados obtenidos al final del estudio. En el grafico 5.4 y el grafico 5.5 se pueden visualizar los resultados obtenidos de la simulación y de campo con respecto a las tasas de gas y liquido respectivamente, mientras en el grafico 5.6 se observan los resultados reales de campo y los de las simulaciones referente a las presiones de cabezal.

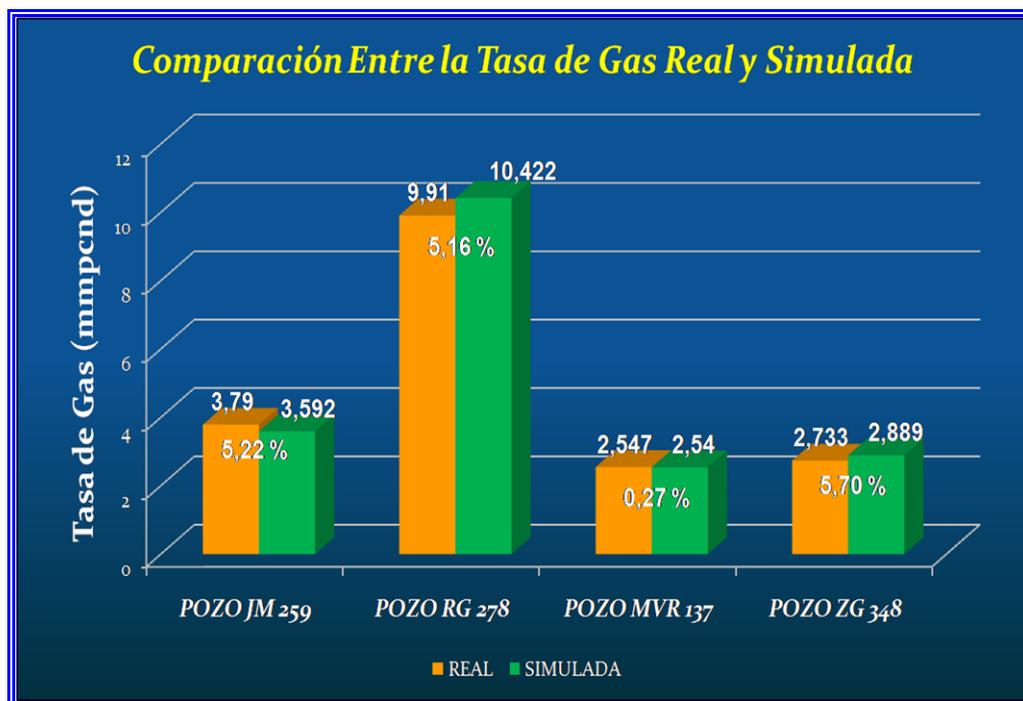


Grafico N° 5.4 Comparación Entre las Tasas de Gas Real y Simulada.

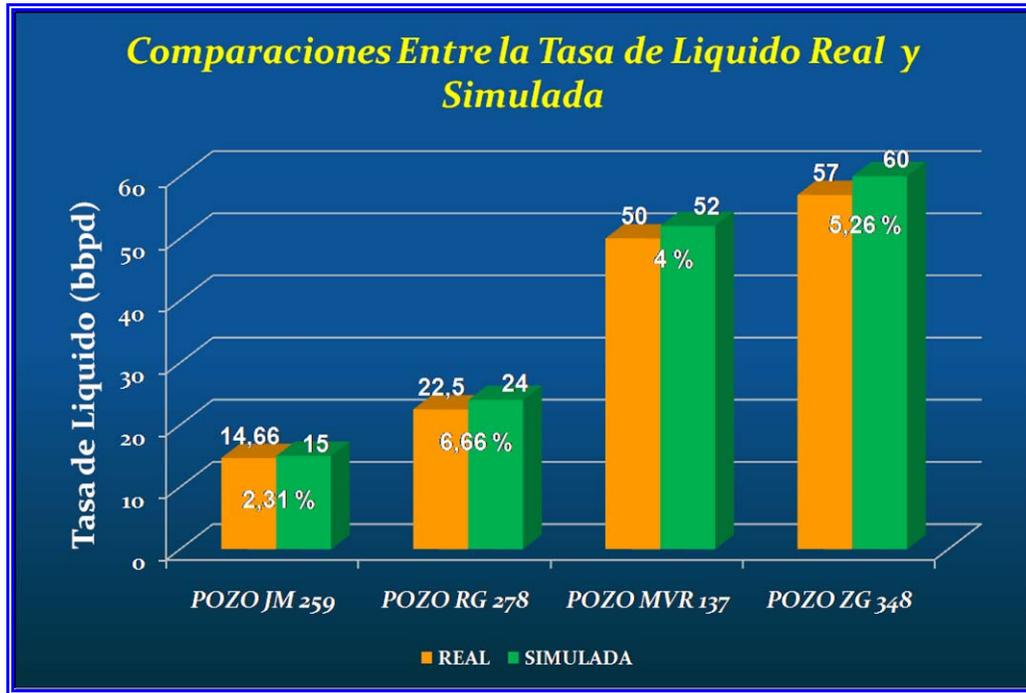


Grafico N° 5.5 Comparación Entre la Tasas de Liquido Real y la Simulada.

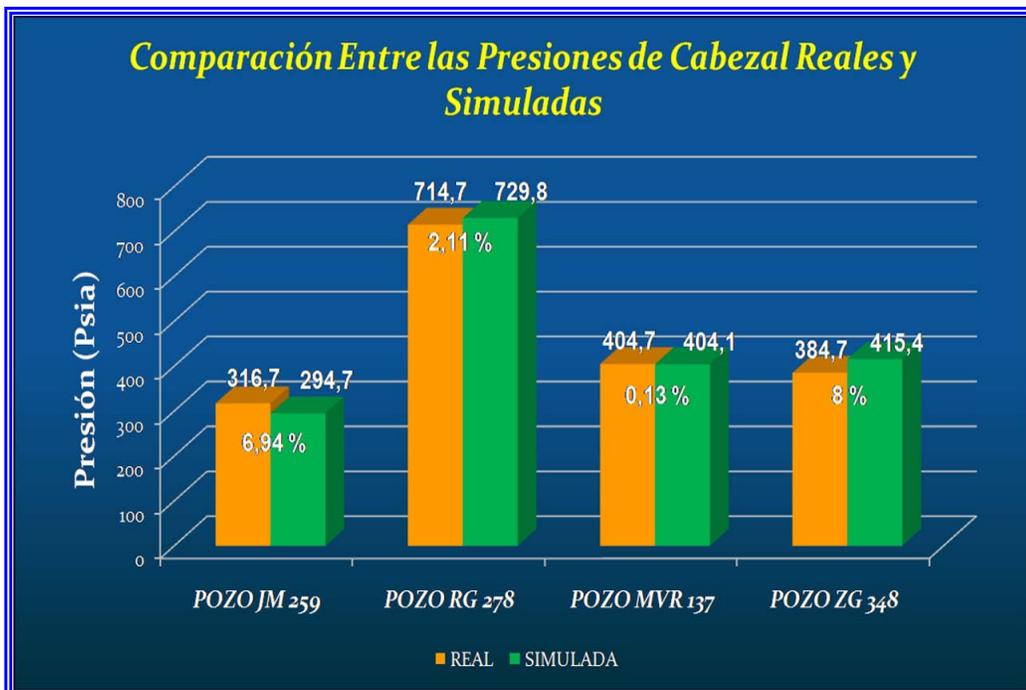


Grafico N° 5.6 Comparación Entre las Presiones de Cabezal Reales y Simuladas.

Los valores derivados del modelo de simulación se encuentran en un rango considerablemente aceptable (Gráficos 5.4; 5.5 y 5.6), debido a que para la validación del cotejo el porcentaje de desviación para la producción de gas, petróleo y agua tiene que ser menor al 10% y para el caso de las presiones de superficie menor al 15%; teniendo como un resultado promedio general de 4,09% para las tasas de producción de gas, 4,55% para las tasas de producción de líquido y de un 4.295% de error para las presiones de cabezal; destacando que cada uno de los pozos por separados también entran en el rango de desviación permitido, con lo que se verifica y garantiza la veracidad de los resultados obtenidos por el modelo de simulación.

Con la finalidad de evaluar los parámetros de afectación y el peso que cada uno de estos ejercen en la productividad de los pozos horizontales del Distrito Gas Anaco, fue necesario ejecutar una serie de sensibilidades mediante el módulo pipesim 2008, relacionadas con longitud, permeabilidad vertical, permeabilidad horizontal, daño, espesor y radio externo de drenaje. Mencionadas variaciones o sensibilidades fueron realizadas disminuyendo en 20% el valor real de la variable a sensibilizar, para así de esta manera poder establecer comparaciones y referencias acerca de cuál es el parámetro preponderante en la productividad de los pozos horizontales del distrito.

Un análisis en general (Todos los Pozos) de los parámetros sensibilizados se muestra a continuación, mediante gráficos de columnas donde se aprecia la desviación de producción de los pozos y mediante gráficos de tendencia que describen la variación de la tasa con la variación del parámetro sensibilizado, destacando que para estos últimos el valor real de cada parámetro se encuentra representado en porcentajes en el eje horizontal del gráfico, debido a que los valores de los parámetros sensibilizados para cada pozo difieren en un margen considerable y la inclusión de estos valores en los gráficos causaría un efecto de escala que no permitiría apreciar de una mejor manera el comportamiento de las curvas generadas.

Sensibilidades:

Longitud.

Como podemos apreciarlo mediante el grafico 5.7, la tasa de producción de gas aumenta a medida que la longitud efectiva del pozo es mayor en cada uno de los pozos, y esto debido a que un aumento en la longitud permite establecer un mayor contacto con el yacimiento, originando un mayor área de exposición al flujo.

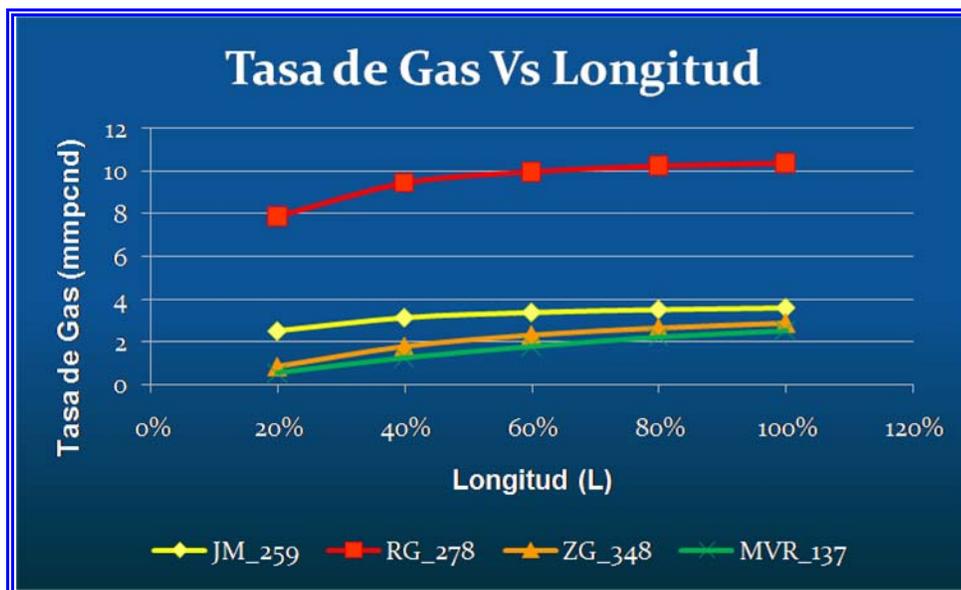


Grafico N° 5.7 Comportamiento de Tasa con Variación de la Longitud.

Durante el grafico 5.8 que se muestra a continuación, se establece una comparación entre la tasa simulada (columna amarilla) y la tasa simulada con una disminución del 20% del valor real del parámetro longitud para cada pozo (columna verde), esto con la finalidad de observar la desviación (parte inferior de las columnas) en producción que presentan los pozos al ser sometidos a dicha sensibilidad. Como es observado, el pozo que más sensible se mostró ante la variación del 20% de su longitud real fue el pozo MVR-137 con un 11,81%.

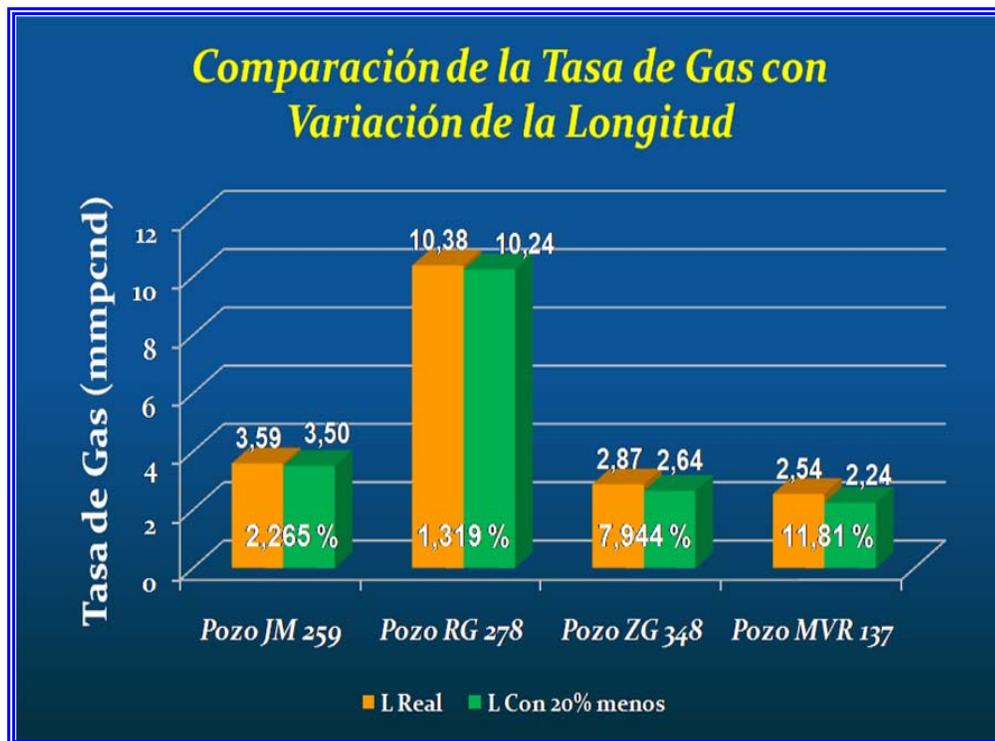


Grafico N° 5.8 Comparación de la Tasa de Gas con Variación de la Longitud.

Permeabilidad Vertical.

Generalmente para pozos verticales la permeabilidad vertical no es de gran interés debido a que la dirección del flujo de fluidos es predominantemente horizontal, mientras que para pozos horizontales la permeabilidad vertical es de mucho interés porque también existe flujo en esa dirección. Como se observa en el gráfico 5.8, la tasa de producción de gas aumenta a medida que aumenta la permeabilidad vertical, debido a que para un pozo horizontal un incremento en la permeabilidad vertical genera una disminución en la resistencia vertical de flujo y por ende existe mayor facilidad para el fluido desplazarse en esa dirección.

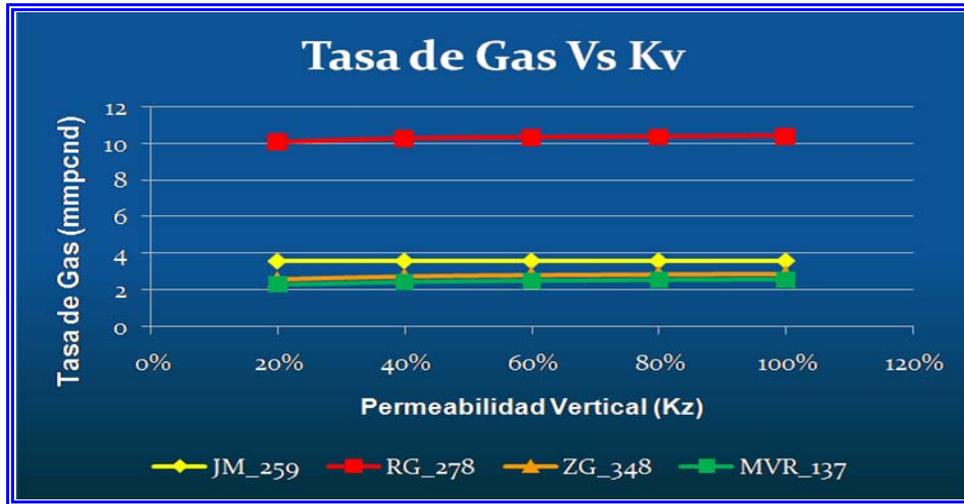


Grafico N° 5.9 Comportamiento de la Tasa de Gas con Permeabilidad Vertical.

En el grafico 5.10 a continuación, donde se establece una comparación entre la tasa de gas real (columna amarilla) y la tasa de gas simulada variando en un 20% menos la permeabilidad vertical verdadera para cada pozo (columna verde), se puede apreciar que el pozo que mayor sensible resultó a las variaciones sometidas fue el pozo ZG-348 con un 0,912%.

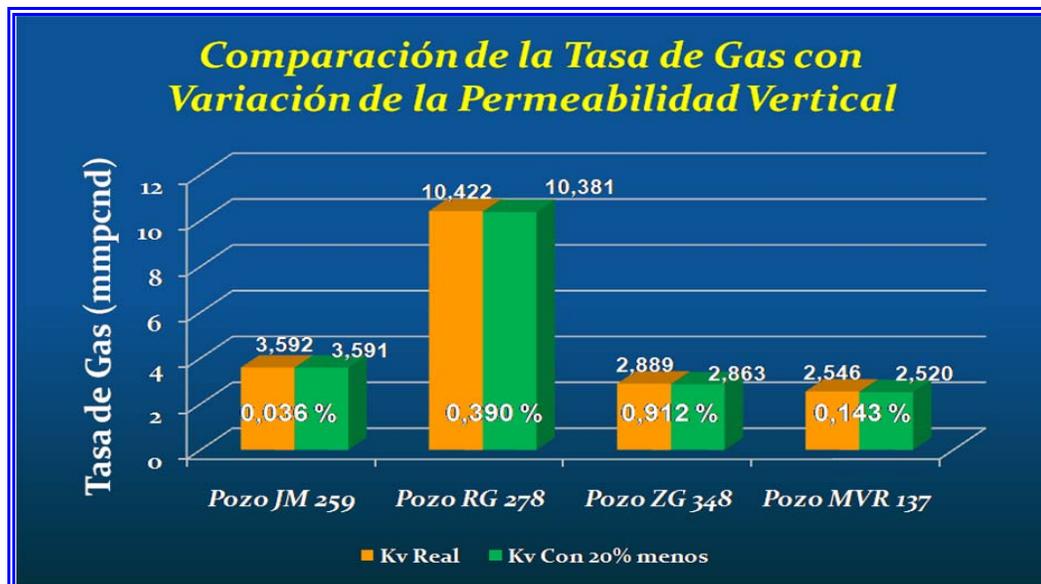


Grafico N° 5.10 Comparación de la Tasa de Gas con Variación de la Permeabilidad Vertical.

Permeabilidad Horizontal.

Mediante el grafico 5.11 podemos notar el comportamiento de la tasa de producción de gas con respecto a la permeabilidad horizontal, obteniéndose al igual que la permeabilidad vertical, que la tasa es directamente proporcional a la permeabilidad horizontal, es decir un incremento de la permeabilidad horizontal genera menor resistencia al flujo en la dirección horizontal y por ende la tasa de producción de gas se hace mayor.

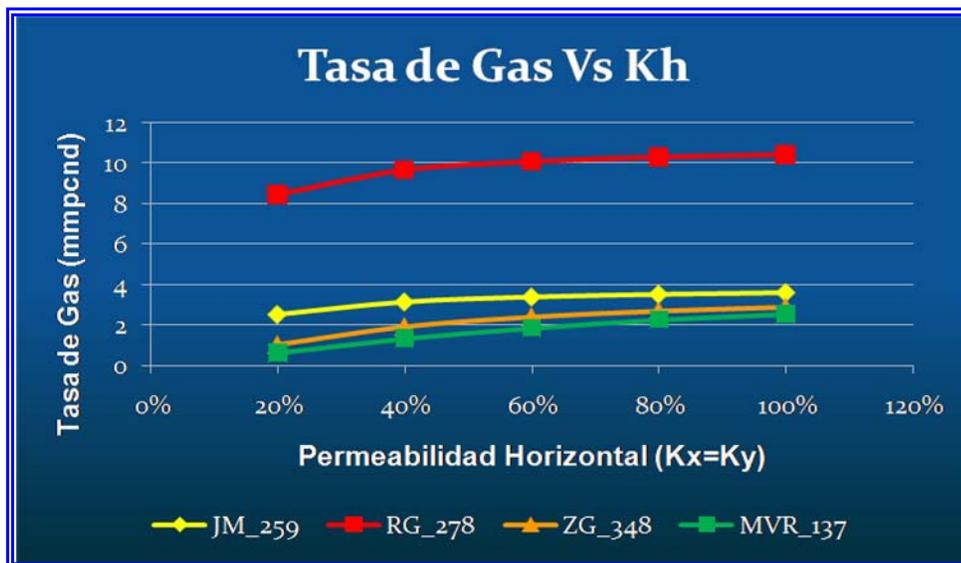


Grafico N° 5.11 Comportamiento de la Tasa de Gas con Permeabilidad Horizontal.

Por medio del grafico 5.12, donde se muestra una comparación de la tasa de gas real de los pozos (columna amarilla) con la tasa de gas simulada con una variación en este caso del 20% de la permeabilidad horizontal (columna verde), se puede notar que en el pozo MVR-137 es donde la permeabilidad horizontal tiene mayor efecto en la productividad de los pozos con un 10,943% de desviación en la producción (parte inferior de las columnas).

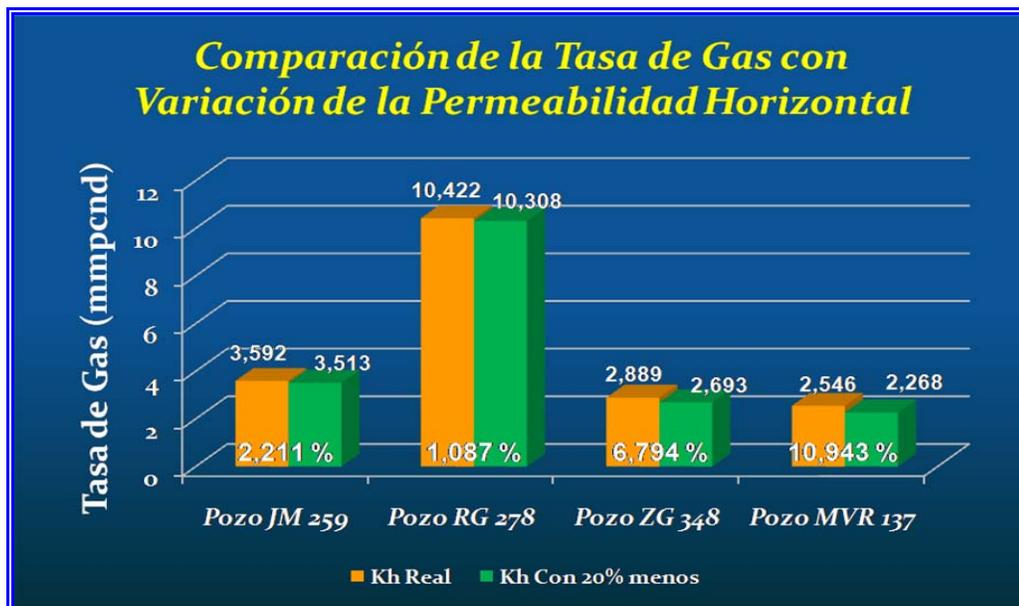


Grafico N° 5.12 Comparación de la Tasa de Gas con Variación de la Permeabilidad Horizontal.

Daño.

El daño a la formación ocurre por operaciones relacionadas con la perforación y completación que afectan la caída de presión en condiciones cercanas al pozo, por su parte como lo muestra el grafico 5.13 una disminución en el daño a la formación genera un incremento en la tasa de producción, ya que de esta manera la restricción al flujo de los fluidos se hace menor y por lo tanto el fluido tiene una mayor facilidad de desplazarse hacia el pozo. Mas sin embargo como se observa en el grafico mencionado su magnitud parece tener poco efecto en la eficiencia de flujo de un pozo horizontal.

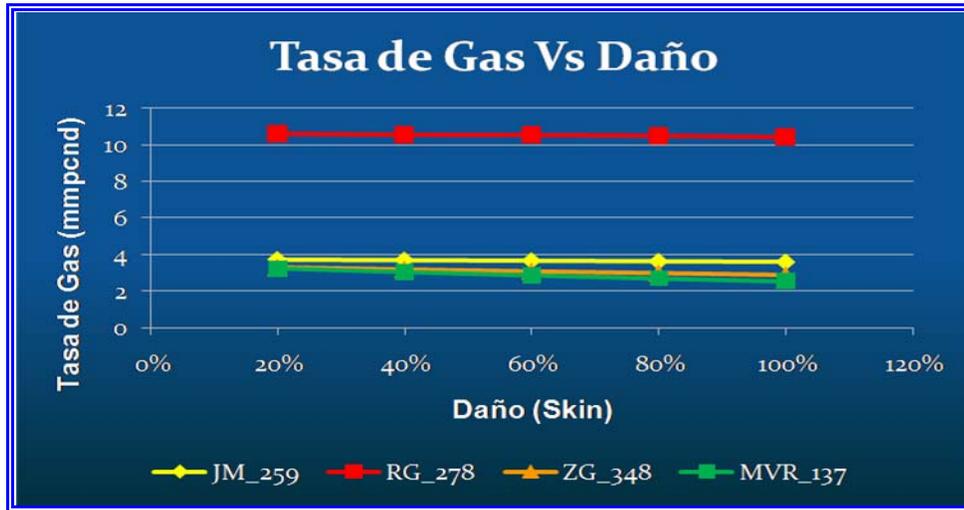


Grafico N° 5.13 Comportamiento de la Tasa de Producción con Daño.

En el grafico 5.14 se aprecia que el pozo MVR-137, mediante las comparaciones de la tasa real de gas con el valor de daño real (columna amarilla) y la tasa de gas simulada con una disminución del 20% del valor real del daño (columna verde), fue el pozo que resultó más sensible a dicha variación con un 5,882% de desviación.

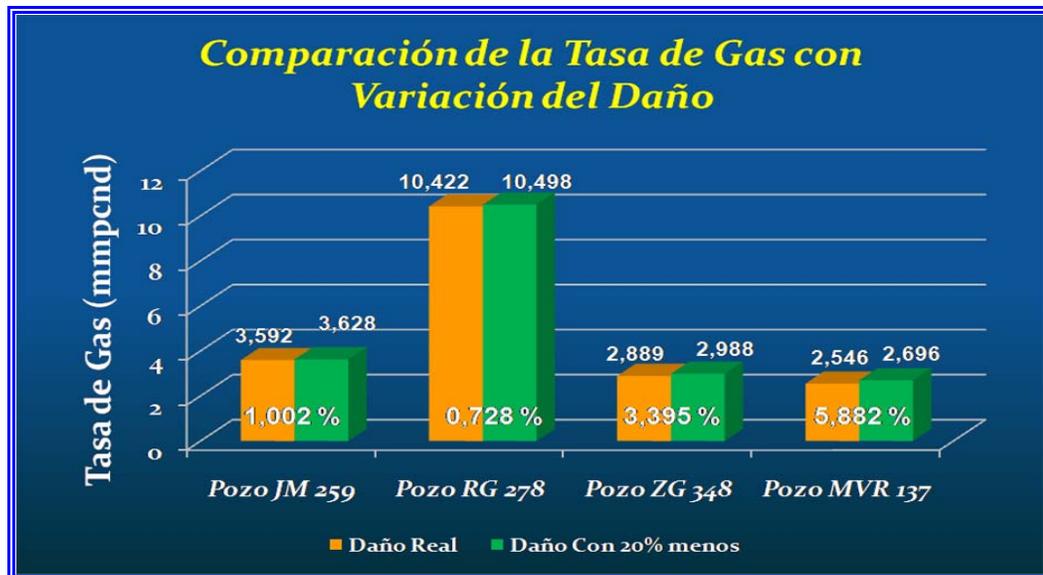


Grafico N° 5.14 Comparación de la Tasa de Gas con Variación del Daño.

Espesor.

El grafico 5.15 muestra que la tasa de gas es proporcional al espesor de la arena, pero es importante mencionar que en los pozos horizontales con espesores muy grandes la relación de productividades entre un pozo horizontal y uno vertical disminuye, esto se debe a que las arenas con grandes espesores tienen mayor efectividad en pozos verticales porque se establece un mayor área de contacto pozo-yacimiento, mientras que los pozos horizontales muestran mejor efectividad en arenas relativamente delgadas.

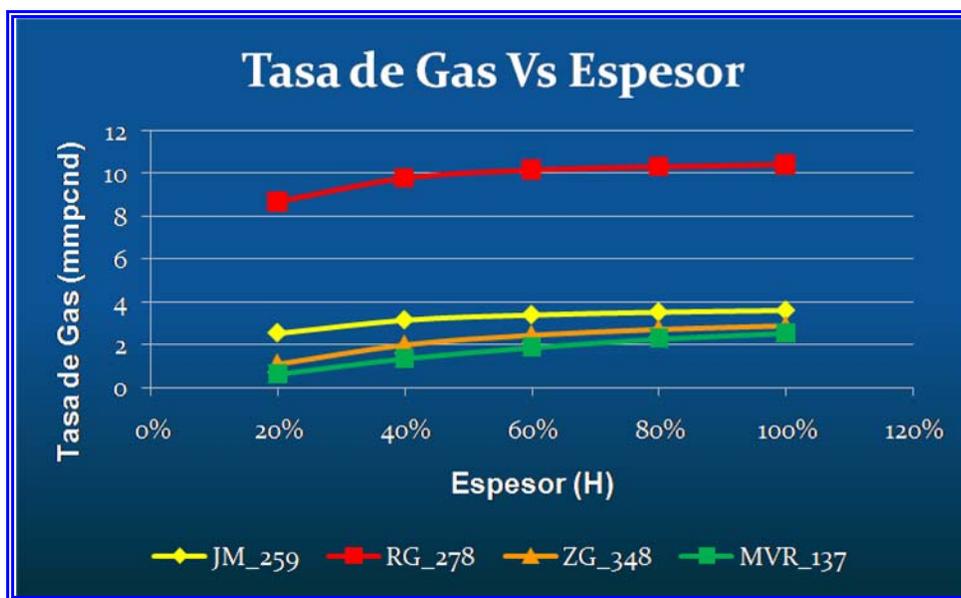


Grafico N° 5.15 Comportamiento de la Tasa con Espesor.

Una comparación de la tasa de gas simulada con el valor real de espesor de la formación y la tasa de gas simulada con una disminución del 20% de dicho espesor (columna amarilla y verde respectivamente), es mostrada a continuación durante el grafico 5.16, donde se observa que el pozo MVR-137 es el más sensible a mencionada variación con una desviación de 10,192% en producción.

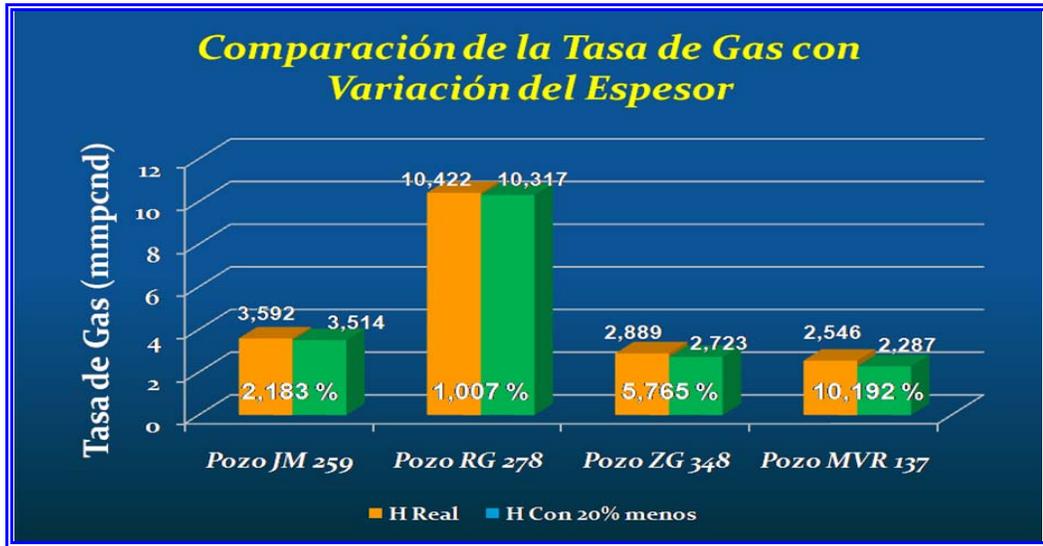


Grafico N° 5.16 Comparación de la Tasa de Gas con Variación del Espesor.

Radio Externo de Drenaje.

El incremento del radio externo de drenaje manteniendo los demás parámetros fijos como se observa en el grafico siguiente (grafico5.17), genera una disminución en la tasa de producción porque aumenta el daño causado por la entrada restringida, es decir causa un efecto de daño por penetración parecido al de pozos verticales.

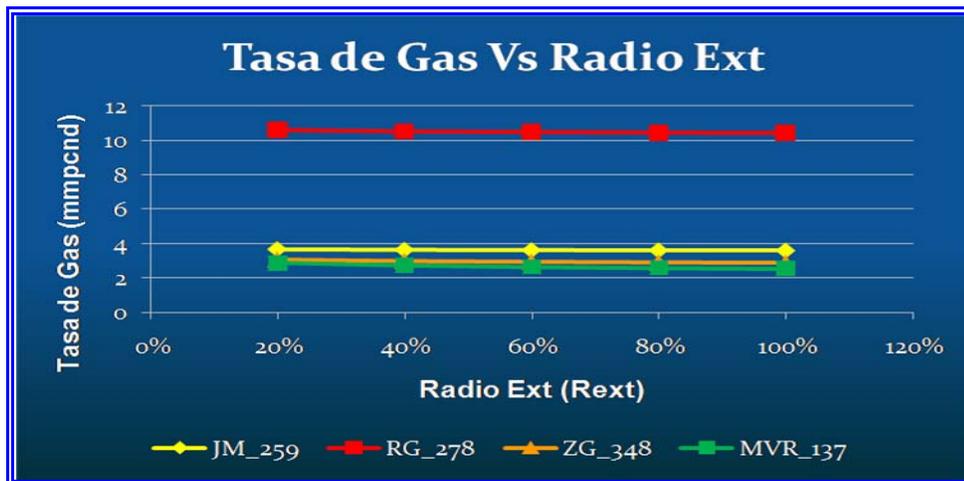


Grafico N° 5.17 Comportamiento de la Tasa de Gas con Radio Externo de Drenaje.

El grafico 5.18 muestra una comparación entre la tasa de gas simulada con el valor real del radio de drenaje (columna amarilla) y la tasa de gas simulada con 20% menos del valor real del radio externo de drenaje (columna verde), donde dicha comparación arrojó que el pozo MVR-137 con un 1,567% fue el pozo que más sensible se mostró ante la mencionada variación (parte inferior de las columnas).

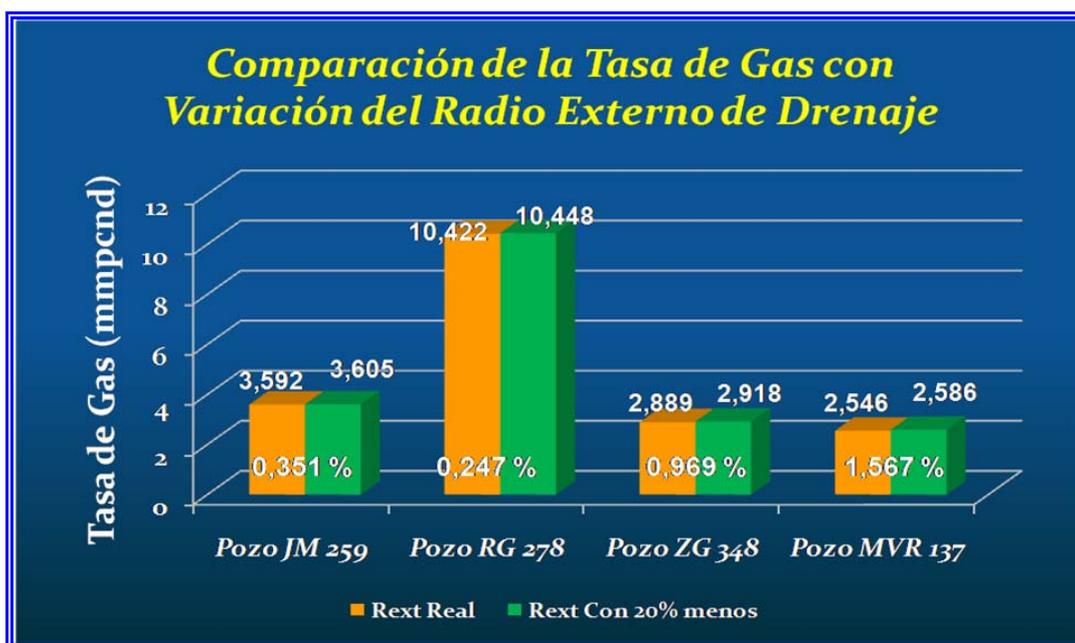


Grafico N° 5.18 Comparación de la Tasa de Gas con Variación del Radio Externo de Drenaje.

Luego de haber observado cómo afectan cada uno de los parámetros en la productividad de los pozos horizontales perforados en el Distrito Gas Anaco y la desviación en producción que genera una disminución en 20% del valor real de estos parámetros, a continuación a través del grafico 5.19 se muestra un promedio de la desviación generada por cada parámetro que se sensibilizó en los cuatro pozos, para así de esta manera determinar cuál es el parámetro imperante en la productividad de los mismos. Para la determinación del parámetro predominante sobre la productividad, se realizaron sensibilidades disminuyendo en un 20% el valor real del parámetro a sensibilizar para luego comparar la afectación o diferencias generadas

por estos sobre la tasa de gas. Los resultados como un promedio de todos los pozos pueden ser observados a continuación:



Gráfico N° 5.19 Promedio de las Desviaciones de Producción con la Variación de los Parámetros de Productividad.

La longitud efectiva del pozo como es mostrado en el gráfico anterior, resultó el parámetro de mayor afectación sobre la productividad de los pozos horizontales perforados en el Distrito Gas Anaco, obteniéndose una desviación promedio de 5,83%. Destacando que para todos los pozos por separado, también la longitud fue el parámetro de mayor afectación. En dicho gráfico se aprecia de izquierda a derecha el orden decreciente resultante de los parámetros de afectación de los pozos.

5.4.1 Análisis del Pozo JM-259.

El pozo JM-259 es un pozo horizontal productor de gas condensado, ubicado en el campo San Joaquín y se encuentra ligado a la unidad de explotación del área mayor de anaco, este pozo se encuentra completado en la arena NAE1 del yacimiento JM-38 el cual es un reservorio de gas condensado, donde el entrapamiento de los fluidos es de tipo estratigráfico-estructural. El yacimiento se encuentra delimitado al Norte y al Sur por un contacto Gas Condensado–Agua @ -3.410’ estimado y hacia el Este y Oeste por límites de roca. Figura 5.2.

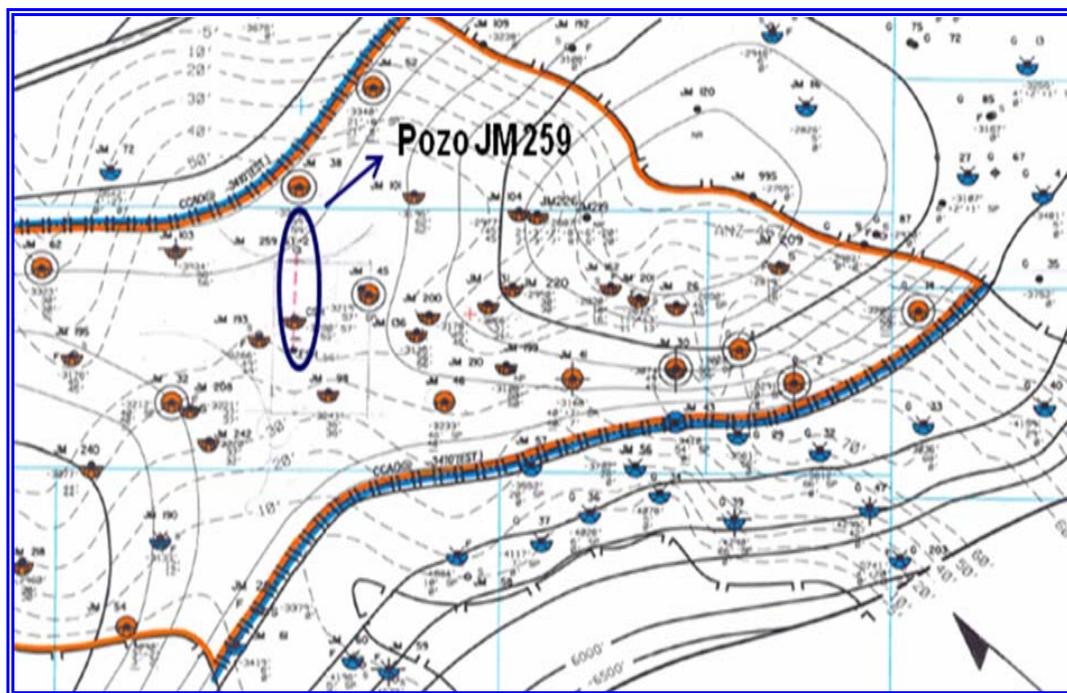


Fig. N° 5.2 Arena NAE1.

El pozo JM-259 consta con una prueba de restauración de presión la cual reportó, que la presión promedio de este yacimiento para el momento de su aceptación es de 543,2 psia , la temperatura 176 ° F, la permeabilidad Horizontal 381md, la permeabilidad vertical 324 md y un daño de 3,5.

El diagrama final de completación del pozo es mostrado mediante la figura 5.3.

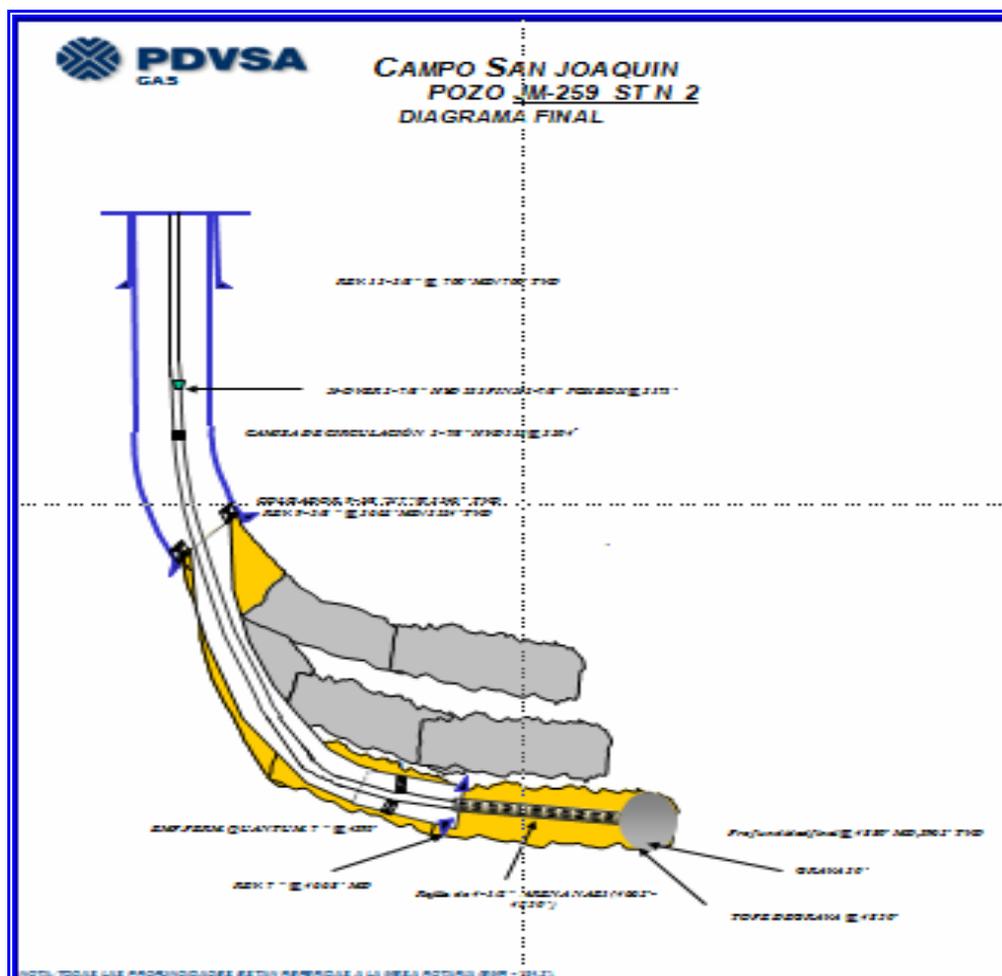


Fig. N° 5.3 Diagrama de completación final del pozo JM 259.

Este pozo fue completado de manera sencilla con liner ranurado de 4 1/2 pulgadas, donde hay que destacar que el diámetro del hoyo en la fase horizontal del pozo donde se encuentra el liner es de 8 1/2", esta diferencia de diámetros entre el liner y el diámetro del hoyo produce un espacio anular que posiblemente este causando un daño en las adyacencias al pozo por la turbulencia del gas que allí se genera. Es importante resaltar que a nivel operacional este pozo presentó durante su construcción una pérdida de circulación en la arena donde se encuentra completado

de aproximadamente unos 201 barriles de salmuera, lo cual contribuye a un aumento en el daño total del pozo.

Para el momento de su aceptación (15-08-2008), este pozo fue probado con reductores de 1/4", 5/16", 1/2", 3/4", y aceptado con el reductor de 3/4", esta prueba reportó una tasa de gas de 3,790 mmpcnd, una tasa de líquido 14,66 bbpd, un fluido de 48 °API y registró una presión de cabezal de 316,7 lpca, que a la postrimería esta sería la prueba tomada como referencia para el cotejo del pozo mediante la simulación.

Tomando en cuenta la prueba con que fue aceptado el pozo y los datos de las estimaciones previas de la tasa de gas esperada para dicho pozo, se calculó un porcentaje de error entre la tasa real para el momento de la aceptación del pozo y la tasa esperada por parte de las simulaciones realizadas. Mediante la tabla tal se puede notar los resultados de las tasas y el porcentaje de desviación entre estas.

Tabla N° 5.6 Desviación entre la Tasa Real de Gas y la Esperada.

Pozo	Tasa Real (mmpcnd)	Tasa Esperada (mmpcnd)	Desviación (%)
JM 259	3,79	3,82	0,79

Como se ve en la tabla 5.6 el porcentaje de desviación entre la tasa esperada y la real es de apenas 0,79% , un porcentaje muy aceptable en el ámbito de la ingeniería de producción, como es sabido el motivo fundamental de este estudio fue la diferencia abultada o las desviaciones excesivas observadas en la producción de los pozos horizontales del distrito, con lo cual se podría decir, observando el porcentaje de desviación de este pozo, que el mismo no sería motivo de estudio, pero una vez realizado el estudio debido a desviaciones de producción excesiva de los pozos

restantes, se procedió a revisar y validar la información de todos los pozos para su posterior simulación. Para la estimación previa no se contó con el registro fluvente del pozo el cual fue realizado con reductor de 1/8 pulgadas, mientras que para la simulación y el cotejo mediante este estudio si fue tomado en cuenta dicha prueba permitiendo lograr un ajuste de la correlación de flujo multifásico vertical y flujo multifásico horizontal que mejor represente la caída de presión en la tubería de producción. Los resultados obtenidos mediante el cotejo de las correlaciones de flujo multifásico vertical y horizontal se muestran a continuación en la figura 5.4 y la figura 5.5 respectivamente.

Case	Sensitivity Variable(s)	Mean Arithmetic Difference		Mean Absolute Difference	
		(PSI)	%	(PSI)	%
2	Optimized TYPE=NOSLIP Inlet Pressure=539.001 psia	-1.0582	-0.21	1.3239	0.26
1	Initial TYPE=NOSLIP Inlet Pressure=537.521 psia	0.27348	0.05	1.7833	0.35
12	Optimized TYPE=MB Inlet Pressure=553.2081 psia	-10.699	-2.09	10.708	2.09
11	Initial TYPE=MB Inlet Pressure=559.0743 psia	-14.682	-2.87	14.691	2.87
8	Optimized TYPE=BBR Inlet Pressure=600.5688 psia	-40.721	-7.96	40.721	7.96
6	Optimized TYPE=BBO Inlet Pressure=605.8157 psia	-44.087	-8.62	44.087	8.62
7	Initial TYPE=BBR Inlet Pressure=627.6667 psia	-58.067	-11.35	58.067	11.35
5	Initial TYPE=BBO Inlet Pressure=635.4224 psia	-63.023	-12.32	63.023	12.32
4	Optimized TYPE=DR Inlet Pressure=775.5451 psia	-160.06	-31.28	160.06	31.28
10	Optimized TYPE=GA Inlet Pressure=855.4713 psia	-216.82	-42.38	216.82	42.38
3	Initial TYPE=DR Inlet Pressure=889.0392 psia	-235.05	-45.94	235.05	45.94
9	Initial TYPE=GA Inlet Pressure=1002.637 psia	-315.99	-61.76	315.99	61.76

Fig. N° 5.4 Cotejo de las Correlaciones de Flujo Multifásico Vertical.

Como es observado en la figura 5.4 mediante el cotejo de correlación de flujo multifásico vertical, la correlación que menor porcentaje de error presentó es la correlación NO SLIP con un 0,26%, pero para el cotejo de las tasa la correlación que se usó es la correlación de MUKHERJEE y BRILL que fue la segunda que mejor ajuste tuvo con un 2.09% de error, debido a que la correlación de tipo NO SLIP fue considerada que no aplica porque esta asume que no existe un deslizamiento entre las fases es decir la velocidad superficial del liquido es igual a la velocidad superficial del gas.

Case	Sensitivity Variable(s)	Mean Arithmetic Difference		Mean Absolute Difference	
		(PSI)	%	(PSI)	%
6	Optimized TYPE=BEO	-1.4050	-0.27	4.0572	0.79
7	Initial TYPE=BBR	-1.2676	-0.25	4.0551	0.79
8	Optimized TYPE=BBR	-1.2334	-0.24	4.0598	0.79
5	Initial TYPE=BEO	-0.79528	-0.16	4.0984	0.80
10	Optimized TYPE=MB	-5.2844	-1.03	5.5956	1.09
14	Optimized TYPE=OLI	-5.3568	-1.05	5.6494	1.10
9	Initial TYPE=MB	-5.7535	-1.12	5.9667	1.17
13	Initial TYPE=OLI	-5.8096	-1.14	6.0112	1.17
2	Optimized TYPE=NOSLIP	-7.1068	-1.39	7.2000	1.41
1	Initial TYPE=NOSLIP	-7.1632	-1.40	7.2537	1.42
4	Optimized TYPE=DR	5.9704	1.17	8.4307	1.65
3	Initial TYPE=DR	9.4794	1.85	11.280	2.20
11	Initial TYPE=XIAO	13.025	2.55	14.451	2.82
12	Optimized TYPE=XIAO	13.097	2.56	14.522	2.84

Fig. N° 5.5 Cotejo de las Correlaciones de Flujo Multifásico Horizontal.

Mientras que en la figura 5.5 correspondiente al ajuste de la correlación de flujo multifásico horizontal podemos notar que la correlación que presentó menor porcentaje de error fue la correlación de BEGGS y BRILL original con 0,79% la cual fue la correlación usada a la postre para el cotejo de las tasas.

Una vez revisada la información en cuanto a la presión de yacimiento, permeabilidades y daño a la formación usada mediante las simulaciones previas, se corrigió la misma con la data obtenida de la prueba de restauración de presión realizada al pozo y se procedió al cotejo de las tasas y presiones de cabezal tomando en cuenta las correlaciones de flujo multifásico que mejor ajuste presentaron. Los resultados obtenidos mediante el cotejo se pueden ver mediante la tabla 5.7.

Tabla N° 5.7 Cotejo de las Tasas y Presión de Cabezal.

POZO JM 259	Real	Simulada	% Desviación
Presión de cabezal (Psia)	316,7	294,7146	6,9420272
Tasa de Gas (mmpcnd)	3,79	3,592	5,2242744
Tasa de Liquido (bbpd)	14,66	15	2,319236

Como lo observamos en la tabla 5.7 el porcentaje de desviación en cuanto a presión de cabezal, tasa de gas y liquido es un porcentaje de error muy aceptable para el cotejo si tomamos en cuenta que los valores de porcentaje que se manejan son de 15% para las presiones de superficie y del 10% para las tasas de producción. Es importante notar que el porcentaje de error en cuanto a la tasa de gas para la simulación previa (0,79%) es menor que el porcentaje de error presentado mediante las simulaciones llevadas a cabo en este estudio (5,22%), esto es debido a las subestimaciones y sobreestimaciones de los datos mencionados anteriormente lo cual causaron ese porcentaje de error.

5.4.1.1 Análisis de las Sensibilidades.

Este pozo fue sometido a través de la simulación a cambios de longitud, permeabilidad vertical, permeabilidad horizontal, daño, espesor y radio externo de drenaje. Un comportamiento de la tasa de producción de gas con la variación o disminución en un 20% del valor real de los parámetros sensibilizados se muestra a continuación mediante el grafico 5.20.

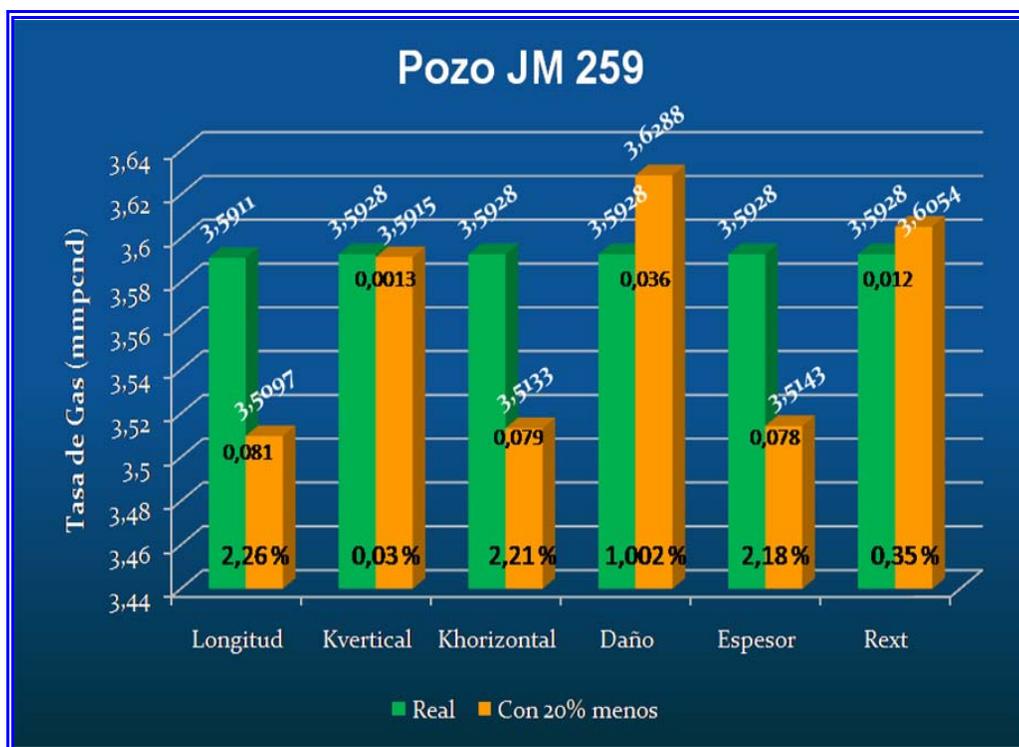


Grafico N° 5.20 Diferencia Entre la Tasa Real y la Simulada con 20 % Menos Pozo JM 259.

Como lo podemos observar en el grafico 5.20 se muestra una comparación entre la tasa de gas real (representada por la columna verde) y la tasa de gas sensibilizada con un 20% menos para cada parámetro (representada por la columna de color naranja) del pozo JM-259, del cual se obtuvo que la longitud efectiva del pozo es el parámetro más fuerte en la productividad del pozo, ya que una disminución en el 20% de dicha longitud genera una disminución en la tasa representada por el 2,26% (parte inferior de las columnas).

5.4.2 Análisis del Pozo RG-278.

La arena MO-I/ Yac RG-107 (Figura 5.6), corresponde a un yacimiento de gas condensado, con excelentes características geológicas y petrofísicas, se encuentra delimitado al Sur y Este por un contacto de agua original estimado @ -2120 pbnm y al Norte y Oeste por un límite de roca. A través de un registro de presión MDT realizado en el pozo RG-278 el 26/10/2007, se dio lugar a la última prueba de presión en este yacimiento, reportándose una presión de 936 lpc y mediante registros de temperatura se reportó la misma en unos 131 °F. Desde el punto de vista petrofísico, según las evaluaciones por la división de subsuelo, la arena MO I en el pozo RG-278 presenta una porosidad de 18% (promedio ponderado por espesor) presentándose en un rango de 21% y 14%, mientras que la permeabilidad absoluta varía en un rango de 567 y 116 md, su promedio es de 409 md. El pozo RG-278 se encuentra ubicado en una zona del yacimiento donde representa un buen punto para drenar las reservas remanentes que posee el yacimiento en ese horizonte, hallándose estructuralmente a una profundidad de -1800'.

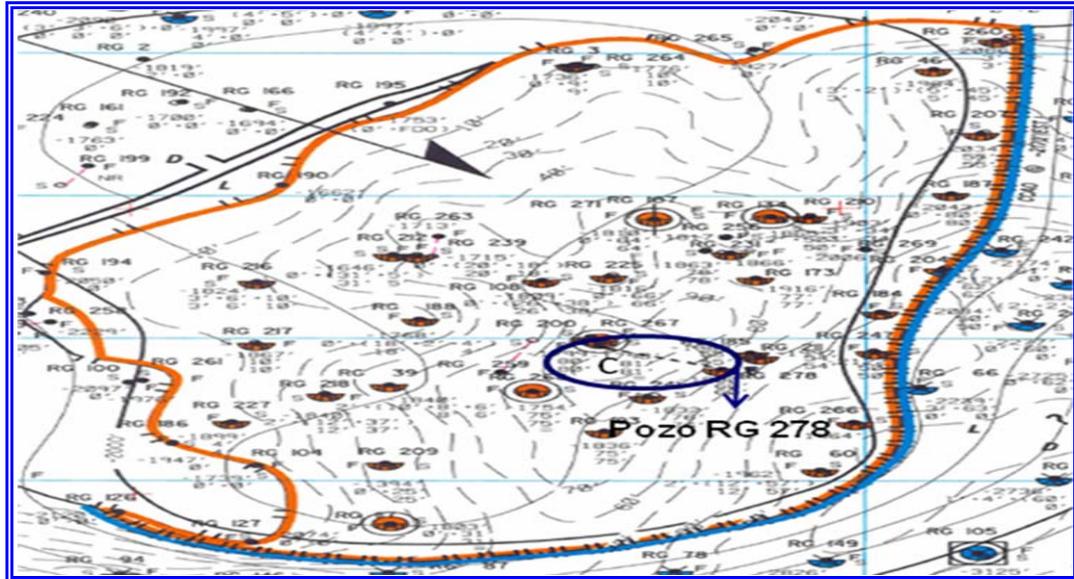


Fig. N° 5.6 Arena MO-I/ Yac RG 107.

La configuración mecánica del pozo es mostrada mediante la figura 5.7.

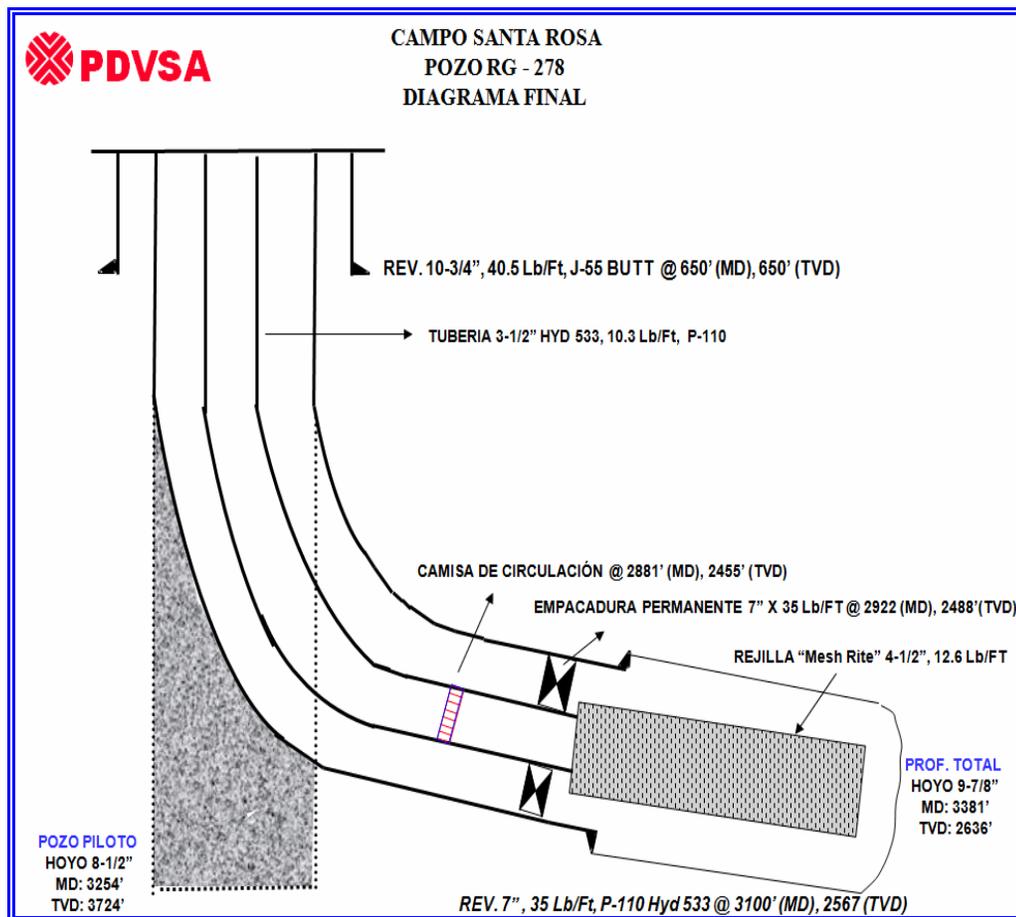


Fig. N° 5.7 Diagrama Mecánico de Completación del Pozo RG 278.

El pozo RG-278 fue completado para la fecha 15/11/07 de manera sencilla con liner ranurado de diámetro de 4 1/2 pulgadas, tubería de producción de 3 1/2 pulgadas en una fase horizontal del mismo de 8 1/2 pulgadas; resaltando que existe un espacio anular en la fase horizontal del pozo de aproximadamente 4 pulgadas, en dicho espacio anular posiblemente se esté generando un efecto de flujo no darciano responsable de una caída de presión adicional en la vecindad del hoyo, sobre la caída de presión total, debido a la velocidad del gas. Es importante considerar que en los pozos donde las arenas son pocas o no consolidadas junto con el gas, petróleo y el agua se pueden producir granos de arena sueltos y partículas finas como las arcillas. La producción de arena depende de la resistencia de las rocas, de los esfuerzos en

sitio, de los fluidos producidos y de los cambios en la tasa de flujo respecto de las caídas de presión. La alta tasa de producción mostrada por este pozo, el aumento del esfuerzo efectivo producto del agotamiento y la irrupción del agua contribuyen a la producción de arena. Lo que a la postre tendría sus efectos en la productividad del mismo además de los costos adicionales generados debido a daños en los equipos de subsuelo y superficie, como consecuencia de la producción de finos.

En lo que a problemas operacionales relacionados con la pérdida de fluido hacia la formación de interés, se destaca que mediante la construcción en general de este pozo no se reportaron problemas que posteriormente puedan afectar la productividad del mismo.

Este pozo tuvo lugar de aceptación el 05/12/07, con prueba de producción que reportó una tasa de gas de 9.91 mmpcd, una tasa de líquido de 22.5 bbpd, con un porcentaje de agua y sedimentos de 30% y un fluido de 59.8 °API con reductor de 7/8 pulgadas

Teniendo la prueba de aceptación anterior y los datos de los resultados de las estimaciones previas de tasa de gas en cuestión, esperadas para este pozo se procedió al cálculo del porcentaje de error entre ambas, los resultados pueden observarse mediante la tabla 5.8.

Tabla N° 5.8 Desviación Entre la Tasa de Gas Real y la Estimada.

Pozo	Tasa Real (mmpcnd)	Tasa Esperada (mmpcnd)	Desviación (%)
RG 278	9,91	7,6	23,3%

Como es apreciado en la tabla 5.8, se muestra un porcentaje de desviación mayor al 10% en cuanto a tasa de gas se refiere, desviación de gran margen de error que contribuye al motivo de este trabajo como es evaluar los parámetros de afectación de productividad que puedan estar causando dicha desviación.

Una vez revisada y validada toda la información concerniente, se procedió al desarrollo del cotejo de las tasas de producción y presión de cabezal del pozo, tomando en cuentas las correlaciones de flujo multifásico vertical y horizontal resultantes del ajuste realizado en el pozo JM-259, como lo fueron MUKHERJEE y BRILL para flujo multifásico vertical y BEGGS y BRILL original para el flujo multifásico horizontal respectivamente. Los resultados de este cotejo se observan en la siguiente tabla:

Tabla N° 5.9 Resultado del Cotejo de la Prueba de Producción y las Simulaciones.

POZO JM 259	Real	Simulada	% Desviación
Presión de cabezal (Psia)	714,7	729,8	2,11
Tasa de Gas (mmpcnd)	9,91	10,422	5,16
Tasa de Liquido (bbpd)	22,5	24	6,66

Como lo muestra la tabla 5.9, el porcentaje de desviación en cuanto a presión de cabezal, tasa de gas y liquido es un porcentaje de desviación muy aceptable dentro de los rangos manejados como lo son un 10% para tasas y un 15% para presiones de superficie, a su vez mostrando un buen acercamiento en las correlaciones utilizadas resultantes del cotejo del pozo JM-259.

5.4.2.1 Análisis de las Sensibilidades.

Este pozo fue sometido a través de la simulación a cambios de longitud, permeabilidad vertical, permeabilidad horizontal, daño, espesor y radio externo de drenaje. Un comportamiento de la tasa de producción de gas con la variación o disminución en un 20% del valor real de los parámetros sensibilizados se muestra a continuación mediante el gráfico 5.21.

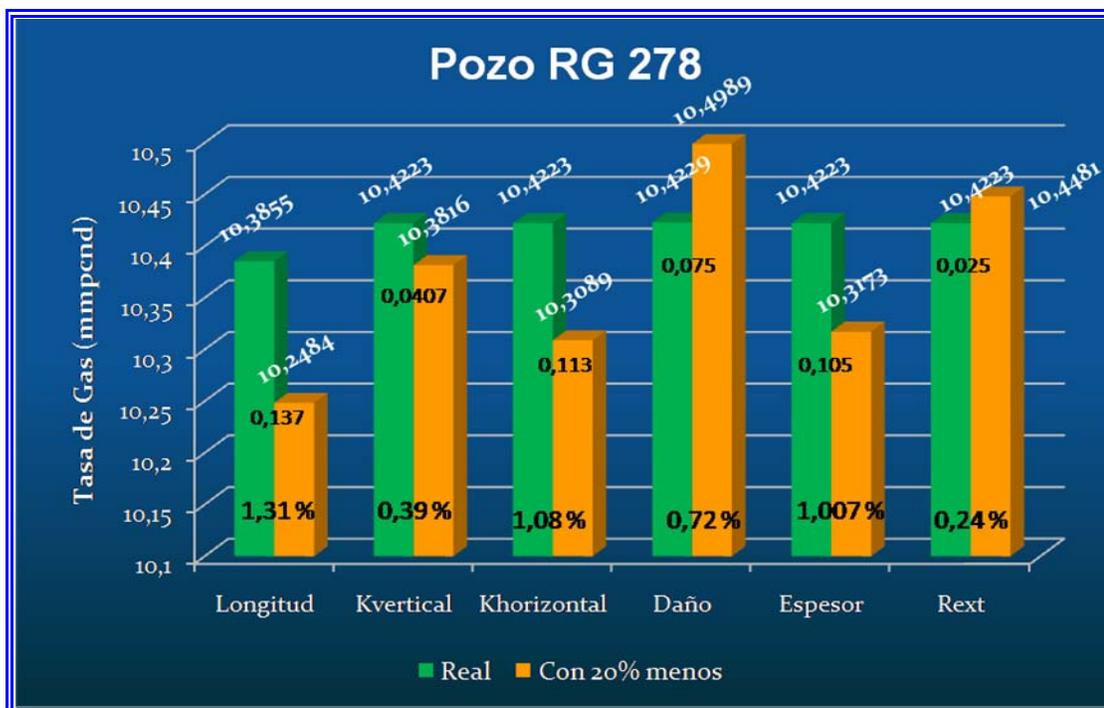


Gráfico N° 5.21 Diferencia Entre la Tasa Real y la Simulada con 20 % Menos Pozo RG 278.

Mediante el grafico 5.21 del pozo RG-278 podemos notar que para este pozo el parámetro que predomina la productividad del pozo es la longitud efectiva con una variación en la tasa de gas del 1,31%.

5.4.3 Análisis del Pozo ZG-348.

La arena R4U, Yacimiento ZM-312 (Figura 5.7), es un reservorio de gas condensado de gran extensión, en donde el entrampamiento de los fluidos es de tipo estratigráfico-estructural. El Yacimiento se encuentra delimitado al Sur y al Este por la falla de Mata R, al Norte por la falla mayor de Zulus y al Oeste por un límite de roca.

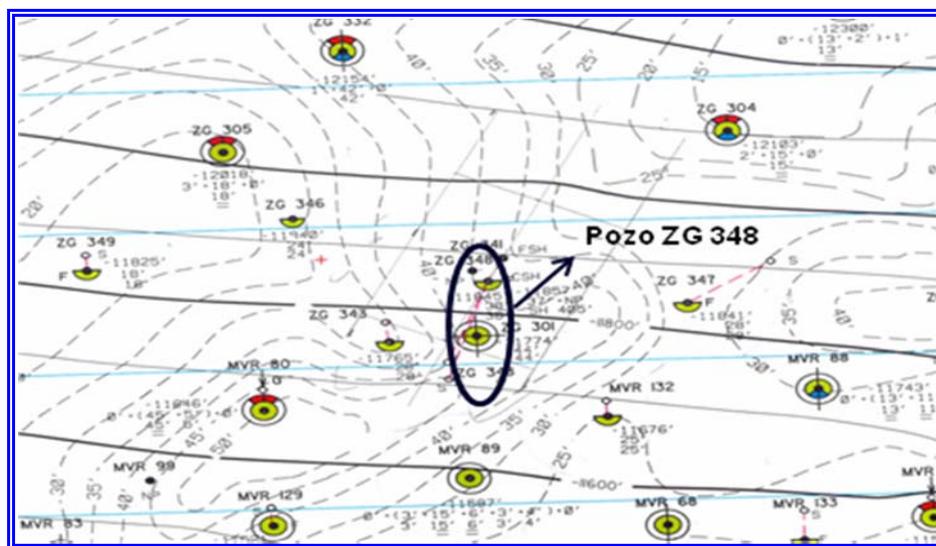


Fig. N° 5.7 Arena R4U/Yacimiento ZM 312.

La arena R4U se presenta como una típica barra de desembocadura con su tendencia coarsening up en su parte inferior, donde se desarrollan las propias barras y bocas costeras de desembocadura y su tendencia fining up en la parte superior de la arena, típica de canales fluviales apilados. El espesor de arena limpia del yacimiento varía entre 0 y 70 pies con un espesor generalmente importante en toda el área. Se destacan lineamientos en la dirección SO-NE en la parte central y Norte, donde se

observa el desarrollo mayor de las facies tipo canales distributarios. Dos sistemas de barra principal conforman el yacimiento principal R4U. La mejor parte se ubica al Norte, a lo largo de la falla mayor de Zulus. Una segunda zona de gran interés se destaca en la parte Sur, con una orientación SO-NE de los cuerpos arenosos. Afuera de esta zona central de muy buenas características de Yacimiento, se desarrolla un sello lutítico muy pobre en arena en la parte Sur-Oeste del área.

El pozo se encuentra en este yacimiento conformado por rellenos de canal distributivo donde alcanza un espesor de 68 pies, con valores de porosidad entre 10%, y permeabilidad de 19 md. Así mismo, la presión es de 1386 lpc, tomada de una prueba MDT del pozo ZG-343 el 13-11-06 lo cual llevada a la fecha de aceptación (09/08/08) es de 1146 lpc asumiendo declinación mensual de 1%; lo cual representa un nivel de energía moderado y suficiente para producir los hidrocarburos por flujo natural.

Por medio de la siguiente figura (figura 5.9) podemos apreciar la configuración mecánica del pozo ZG-348.

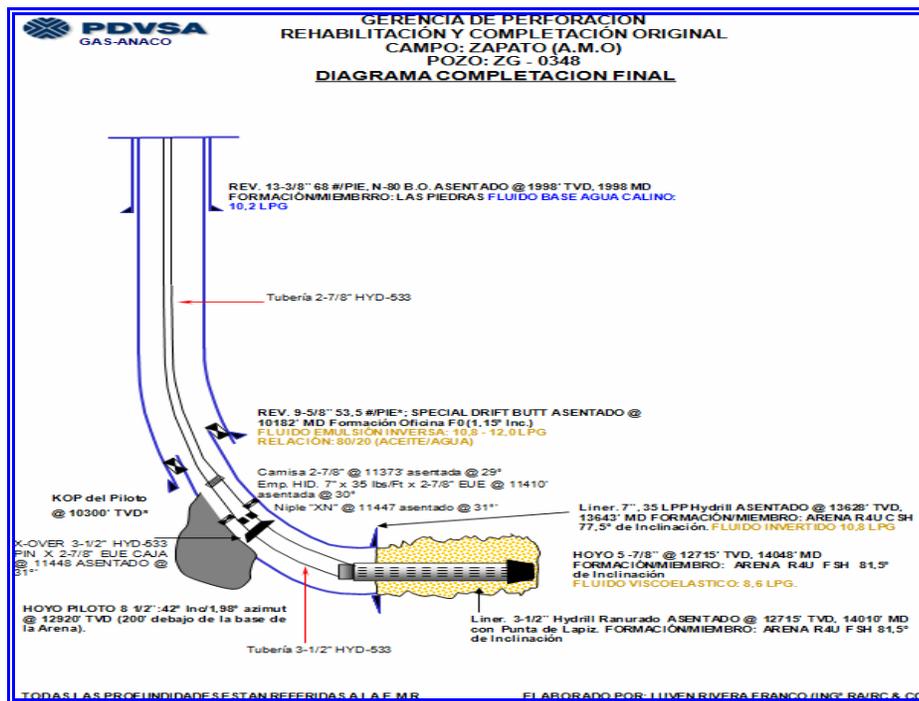


Fig. N° 5.9 Diagrama Mecánico de Completación del pozo ZG 348.

El pozo ZG-348 vio terminada sus operaciones de completación el 25/03/08, este pozo se completó de forma sencilla con liner ranurado de 3 1/2 pulgadas de diámetro, tubería de producción de 2 7/8 pulgadas, donde la fase horizontal del mismo fue construida o perforada con un diámetro de de 5 7/8 pulgadas, lo que constituye un espacio anular entre ambos de aproximadamente 2,375 pulgadas; a diferencia de los pozos someros anteriores como son el JM-259 y el RG-278, en este pozo el espacio anular es más reducido por lo tanto los efectos del daño por turbulencia en las adyacencias del pozo se consideran menores. En este caso por la profundidad de la arena y la permeabilidad reducida de la misma, se podría considerar una arena consolidada por lo cual el arrastre de finos es de menor magnitud y por ende la erosión y desperfectos generados en los equipos de subsuelo y superficie son menores.

En lo concerniente a los problemas operacionales relacionados con la pérdida del fluido de completación y/o perforación hacia la formación productora es importante mencionar que a nivel de esta arena no existieron.

La prueba de aceptación de este pozo tuvo lugar el 09/08/08, arrojando una tasa de gas de 2,733 mmpcnd, una tasa de líquido de 57 bbpd, un fluido de 47°API, una presión de cabezal de 370 lpc sin reductor, además de un porcentaje de agua y sedimentos de 85%. Observando lo anterior es importante recalcar que tan elevado porcentaje de agua y sedimentos posiblemente se deba a la ubicación estructural del pozo además de que fue aceptado sin reductor lo cual genera una mayor caída de presión y por ende acelera la irrupción del agua con una consecuente aumento en la producción de agua.

Con la prueba de aceptación anterior y los resultados en cuanto a tasa de gas de las estimaciones previas se determinó el porcentaje de desviación existente entre ambos, tabla 5.10.

Tabla N° 5.10 Desviación Entre la Tasa de Gas Real y la Estimada.

Pozo	Tasa Real (mmpcnd)	Tasa Esperada (mmpcnd)	Desviación (%)
ZG 348	2,733	7,2	163,44%

Como es notado durante la tabla 5.10 el porcentaje de desviación de este pozo es de 163,44% lo que representa un porcentaje muy elevado y fuera de los rangos que se manejan en la empresa, dicho porcentaje estimula a aclarar la incertidumbre acerca del porque tan elevada desviación, lo que constituye el eje central del problema a estudiar.

Con la revisión y validación de la información obtenida en cuestión, mediante el simulador Pipesim 2008 se procedió al cotejo de la prueba de producción con que fue aceptada el pozo, específicamente el cotejo de la tasa de producción de gas, líquido y presión de cabezal que son los datos de campo considerados más confiables. Los resultados del cotejo se aprecian mediante el gráfico siguiente (gráfico 5.11).

Tabla N° 5.11 Resultado del Cotejo de la Prueba de Producción y las Simulaciones.

POZO JM 259	Real	Simulada	% Desviación
Presión de cabezal (Psia)	384,7	415,4	8
Tasa de Gas (mmpcnd)	2,733	2,889	5,70
Tasa de Líquido (bbpd)	57	60	5,26

Como es mostrado en la tabla 5.11 en cuanto a tasas (líquido y gas) y presión de cabezal se refiere el porcentaje de desviación para estas simulaciones es muy aceptable debido a que se encuentra en el rango de desviación que se maneja, tomando en cuenta que este pozo no tuvo registro fluyente que permitiría ajustar las ecuaciones de flujo multifásico en el, se realizaron las corridas con las correlaciones resultantes del cotejo del pozo JM-259 y estas mostraron buena aproximación.

5.4.3.1 Análisis de las Sensibilidades.

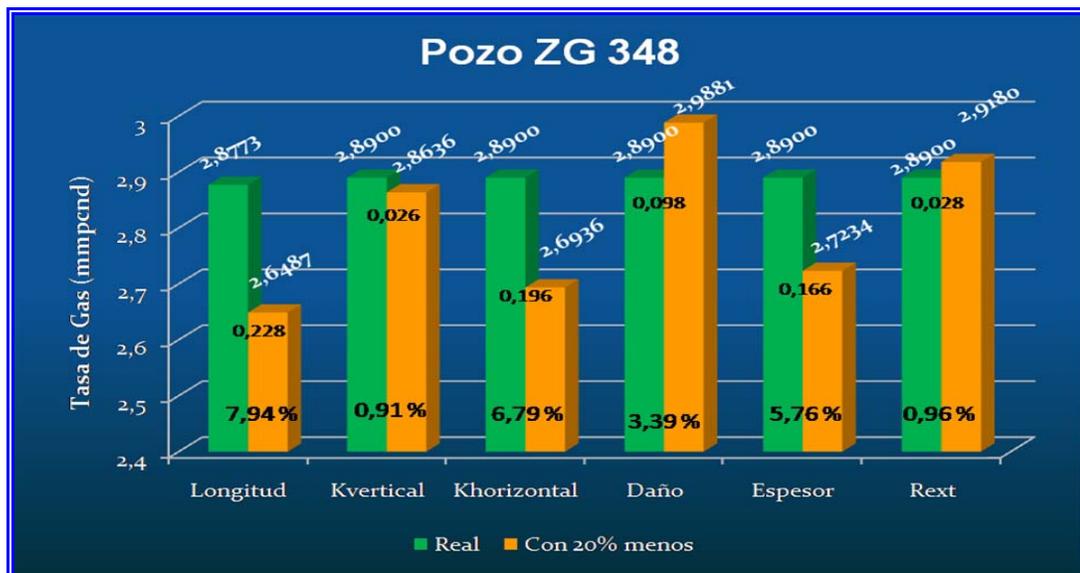


Grafico N° 5.22 Diferencia Entre la Tasa Real y la Simulada con 20 % Menos Pozo ZG 348.

Como se puede apreciar en el grafico 5.22 del pozo ZG-348 la longitud efectiva del pozo resulto el parámetro que mas afectó la productividad del mismo variando la tasa en un 7,94%.

5.4.4 Análisis del Pozo MVR-137.

La Arena L1L/ yacimiento ZM 310, es un yacimiento de petróleo con capa de gas condensado CCPO @ -10360 pies estimado, oficialmente se encuentra delimitado

al Sur y Este por la falla de Mata R, al norte por un CAPO @ -10850 estimado y al Oeste por limite de roca (Figura 5.10).

El ambiente en que se deposito se interpreta como un complejo de barras costeras y playeras construidas por procesos costeros activos como el oleaje o deriva costera de forma alargada en la dirección NO-SE y pantanos o ciénagas protegidas de estas barras, en los cuales se desarrolla una intensa bioturbación. Las arenas que conforman la unidad L son areniscas finas, limpias, masivas con pocas estructuras sedimentarias de tipo tabular o planas con una organización tabular de tipo coarsening up que pueden indicar presencia de barras de desembocadura asociadas a los complejos de barras playeras costeras.

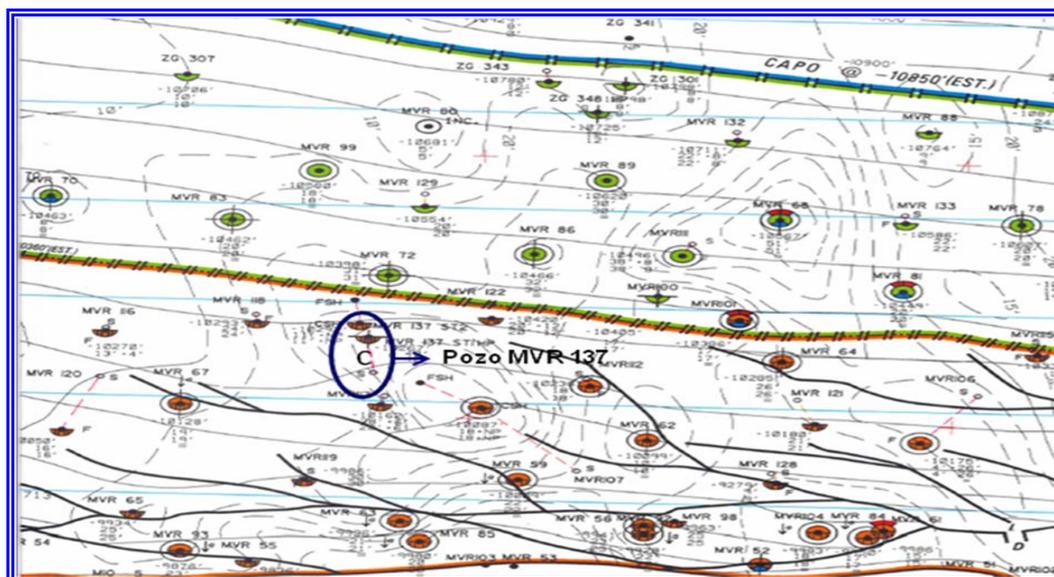


Fig. N° 5.10 Arena L1L/ Yacimiento ZM 310.

Las arenas bioturbadas presentan una fuerte y esporádica actividad biológica de tipo ambiente costero confinado, protegido (ciénaga) y poco profundo. Los depósitos de barras y cordones playeros ocupan la totalidad del yacimiento L1L, manteniendo una dirección SE-NO. La arena de este yacimiento tiene una porosidad de 18%,

permeabilidad de 241 md y espesor 54 pies de arena neta con hidrocarburos, en la zona que atravesó el pozo. Así mismo la presión es de 1326 lpc, tomada de la presión del pozo MVR-130 el 17/07/06; que llevada a la fecha de aceptación del pozo (24/03/08), asumiendo 1% de declinación mensual es de 1093,7 lpc lo cual representa un nivel de energía moderado y suficiente para producir los hidrocarburos por flujo natural.

Mediante el grafico 5.10 se muestra el diagrama mecánico del pozo MVR-137.

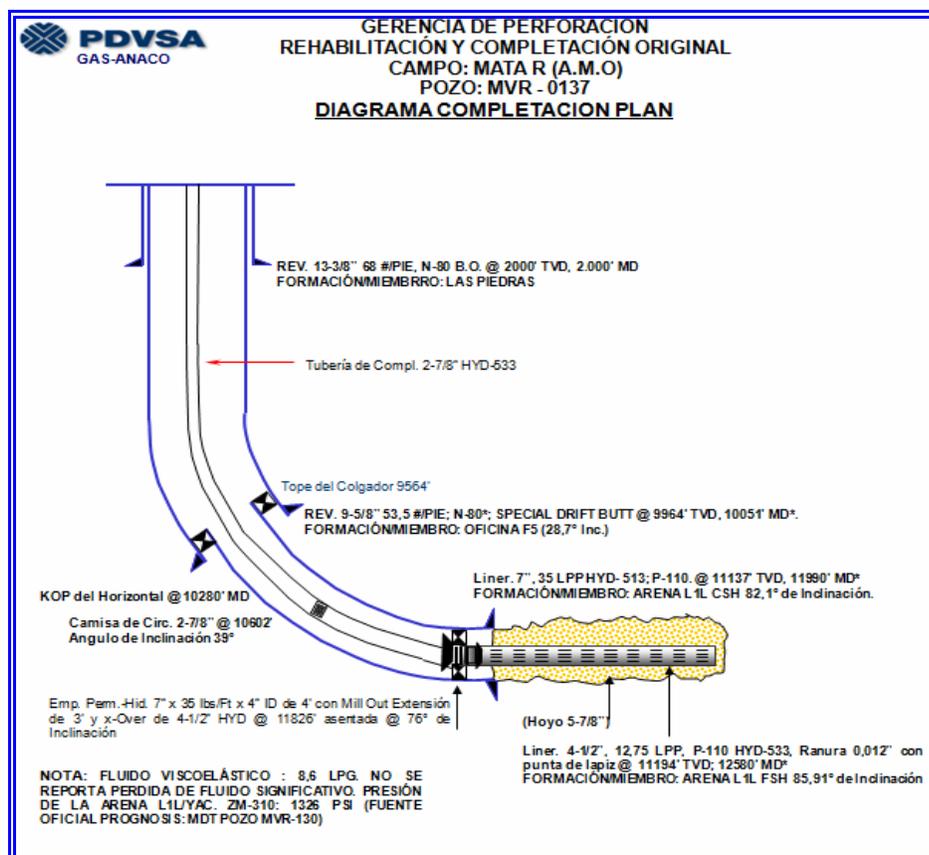


Fig. N° 5.11 Diagrama Mecánico de Completación del Pozo MVR 137.

La terminación del pozo MVR-137 tuvo lugar el 30/01/2008, el mismo fue completado de manera sencilla con liner ranurado de 4 1/2 pulgadas de diámetro, tubería de producción de 2 7/8 pulgadas, donde la fase horizontal de este pozo fue construida con un diámetro de 5 7/8 pulgadas. En la fase horizontal del pozo existe un

espacio anular de 1,375 pulgadas, lo que permite que exista un efecto de flujo no darciano en las cercanías del pozo debido a la velocidad del gas y genere un daño adicional al daño total del pozo con la consecuente pérdida en productividad. Por otro lado debido a la profundidad a la cual se encuentra la arena o completado el pozo y la baja permeabilidad de la misma se considera una arena consolidada con lo cual el viaje de finos hacia el pozo puede verse mermado, cosa que favorece en lo concerniente a los costos generados debido al mantenimiento de equipos de superficie y subsuelo

Mediante la revisión de los reportes operacionales, no se observaron problemas relacionados con pérdida de fluido hacia la formación de interés en la fase horizontal del pozo.

Este pozo fue probado para 24/03/08 y aceptado con dicha prueba arrojando los siguientes resultados: 2,547 mmpcnd, 50 bbpd, 404,7 lpca de presión de cabezal un fluido de 51,9 °API y un porcentaje de agua y sedimentos de 60% con reductor de 3/4 pulgadas.

Teniendo en cuenta los datos de las simulaciones previas y la prueba de aceptación del pozo, se realizó el cálculo del porcentaje de error entre la predicción de la tasa de gas realizada y la tasa de gas resultante de la prueba de aceptación, arrojando los resultados que pueden verse a continuación durante la tabla 5.12

Tabla N° 5.12 Desviación entre la Tasa Real de Gas y la Esperada.

Pozo	Tasa Real (mmpcnd)	Tasa Esperada (mmpcnd)	Desviación (%)
------	-----------------------	------------------------------	-------------------

MVR 137	2,547	7,1	178,75
---------	-------	-----	--------

Como es observado mediante la tabla anterior el resultado del porcentaje de desviación es muy elevado tomando en cuenta que el valor interno que se maneja es de 10%. Siendo este pozo uno de los cuales despertó gran interés en cuanto a la evaluación de los posibles parámetros que puedan afectar su productividad.

Luego de revisión y posterior validación en cuanto a la data de pozo se refiere, se prosiguió con la nueva simulación del pozo tomando en cuenta las correlaciones resultantes del cotejo en el pozo JM-259 que arrojaron buen ajuste en los demás pozos debido a que para este pozo no se conto con un registro fluyente del mismo que permitiera realizar un cotejo de las correlaciones de flujo multifásico en el. Los resultados de la simulación pueden verse a través de la tabla 5.13.

Tabla N° 5.13 Cotejo de las Tasas y Presión de Cabezal.

POZO MVR 137	Real	Simulada	% Desviación
Presión de cabezal (Psia)	404,7	404,1	0,13
Tasa de Gas (mmpcnd)	2,547	2,54	0,27
Tasa de Liquido (bbpd)	50	52	4

Por medio del grafico 5.13 notamos el excelente acercamiento o el porcentaje de desviación generado mediante el cotejo del pozo MVR-137, en cuanto a presión de cabezal y tasas (gas y Liquido) si tomamos en cuenta que el porcentaje interno de desviación con el cual se trabaja es de 10% para las Tasa y 15% para las presiones de superficie lo cual garantiza resultados confiables a nivel de sensibilidades.

5.4.4.1 Análisis de las Sensibilidades.

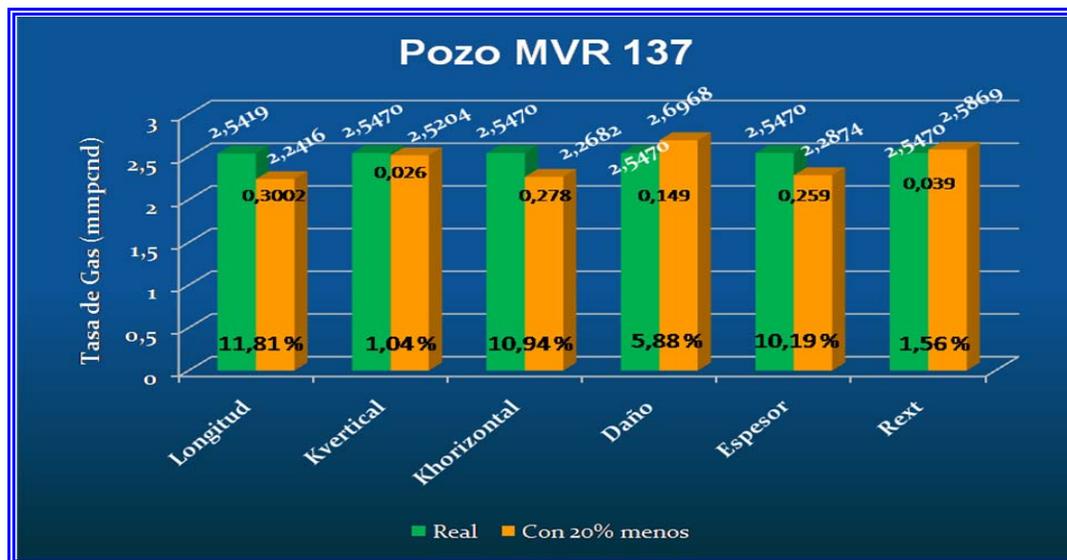


Grafico N° 5.23 Diferencia Entre la Tasa Real y la Simulada con 20 % Menos del Pozo MVR 137.

La longitud efectiva del pozo MVR-137 como se muestra en el grafico 5.23 resultó el parámetro de mayor afectación sobre la productividad del mismo con un 11,81%.

CONCLUSIONES

1. La correlación de flujo multifásico vertical que mejor comportamiento presentó en los pozos en estudio, fue la desarrollada por Mukherjee y Brill ajustando con una desviación porcentual de 2,09%.
2. Mediante el simulador Pipesim 2008 se logró reproducir las condiciones reales de parámetros como: tasas (Gas y Líquido) y presiones de cabezal en un 100% de los pozos estudiados, tomando como referencia porcentajes de desviación de 10% para la producción de fluidos y 15% para las presiones de superficie.
3. En el flujo multifásico horizontal la correlación que menor porcentaje de error arrojó fue la correlación de Beggs y Brill Original.
4. La longitud efectiva del pozo es el parámetro predominante en la productividad de los pozos horizontales del Distrito Gas Anaco.
5. El alto grado de incertidumbre con el cual se trabajó inicialmente fue la causa principal de generar las altas desviaciones en la producción.
6. El 75% de los pozos estudiados no superó las expectativas de producción estimada inicialmente por análisis nodal.
7. El pozo MVR-137 fue el pozo con el que más incertidumbre se trabajó inicialmente en las simulaciones iniciales con un 178,75% de desviación.

RECOMENDACIONES

1. Realizar pruebas BHP-BHT fluyentes a los pozos, con la finalidad de actualizar los modelos de simulación.
2. Realizar un estudio técnico económico que permita determinar la longitud óptima de sección horizontal antes de perforar los pozos, para de esta manera lograr una óptima productividad con menor inversión.
3. Operar con fluidos óptimos durante la construcción del pozo, que permitan disminuir el daño a la formación en la vecindad del pozo y por ende aumentar la productividad del mismo.
4. Innovar en las técnicas de terminación de pozos que permitan un mejor control en la producción de arena para minimizar problemas en los equipos de subsuelo y superficie.
5. Tener un poco más de cautela en las labores de perforación de estos pozos para de esta manera atenuar los problemas de operaciones y poder cumplir con la longitud de sección horizontal planificada.
6. Hacer una revisión de la data del CENTINELA, al mismo tiempo que estandarizar la forma en que se cargan los datos con el fin de hacerlo una base de datos más sólida.
7. Realizar pruebas de producción a todos los pozos por lo menos una vez al mes, para llevar un mejor control de su comportamiento y así contar con los datos de producción necesarios a la hora de simular las condiciones.

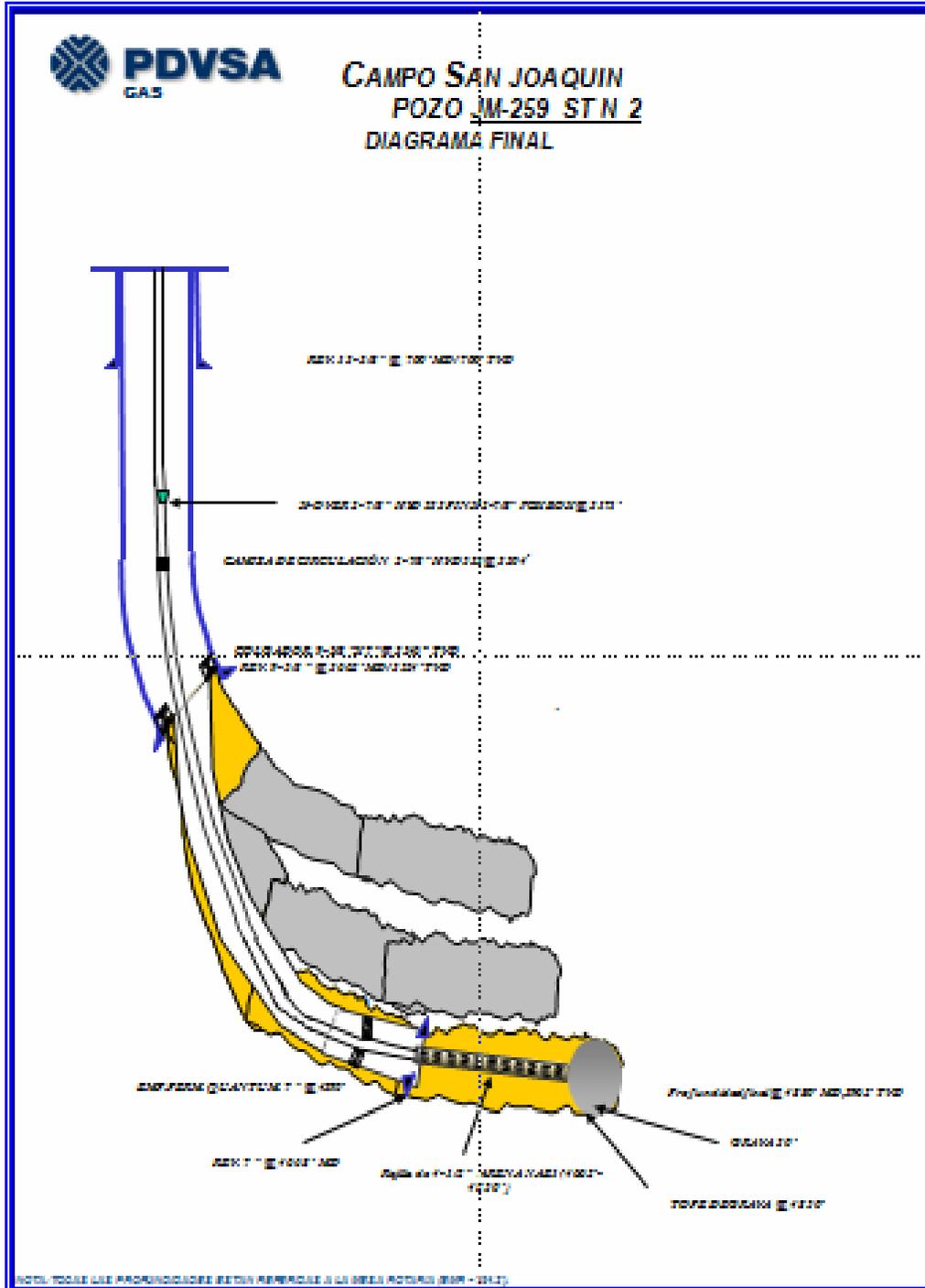
8. Correr registros de mediciones de flujos (Flow Meters) para verificar si existe taponamiento en el liner o rejilla es decir, si toda la longitud está aportando fluido.

BIBLIOGRAFÍA

1. Presentación del Proyecto Gas Anaco, PDVSA, (2004).
2. Código Geológico de Venezuela, PDVSA-Intevep (1999) Disponible: <http://www.PDV.com./léxico/posters/ra/2000 htm> [Consulta: 2005. Marzo 20].
3. Pérez, R y Martínez, M, **“Ingeniería de Gas Natural”**, Ingenieros Consultores SRL, Maracaibo, Venezuela, (1994).
4. Guevara J. **“Evaluación económica de los pozos horizontales perforados en el yacimiento S5, T MM 412 Campo Melones distrito San Tomé”**. Trabajo de Grado, Universidad de Oriente, Maturín, Venezuela (2006).
5. Valderrama J. y Jiménez F. **“Productividad de pozos horizontales”**. Trabajo de Grado, Universidad de Oriente, Barcelona, Venezuela (1989).
6. CIED, **“Optimización del Sistema de Producción (Análisis Nodal)”**, Centro Internacional de Educación y Desarrollo, PDVSA, Junio, (1997).
7. Joshi S.D **“Incremento de la productividad de los pozos con pozos horizontales e inclinados”** Papers N° 15375 de la SPE, (1988).
8. Ribas J. **“Estudio de sensibilidad para determinar la longitud óptima de un pozo horizontal (J-HOR-1) en el yacimiento CO-C (JMN-1) del campo San Joaquín”**. Trabajo de Grado, Universidad de Oriente, Barcelona, Venezuela (1995).

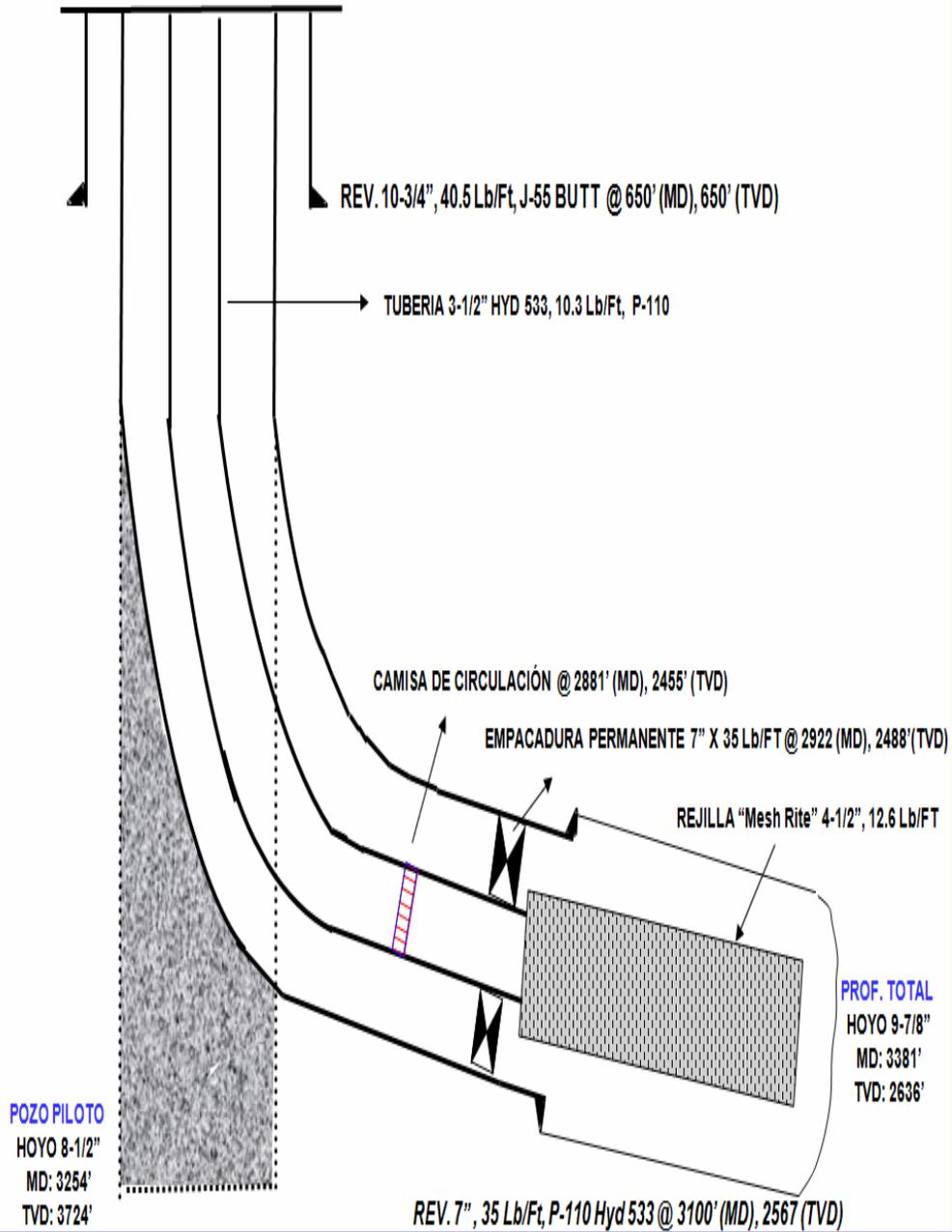
APÉNDICES

APENDICE A



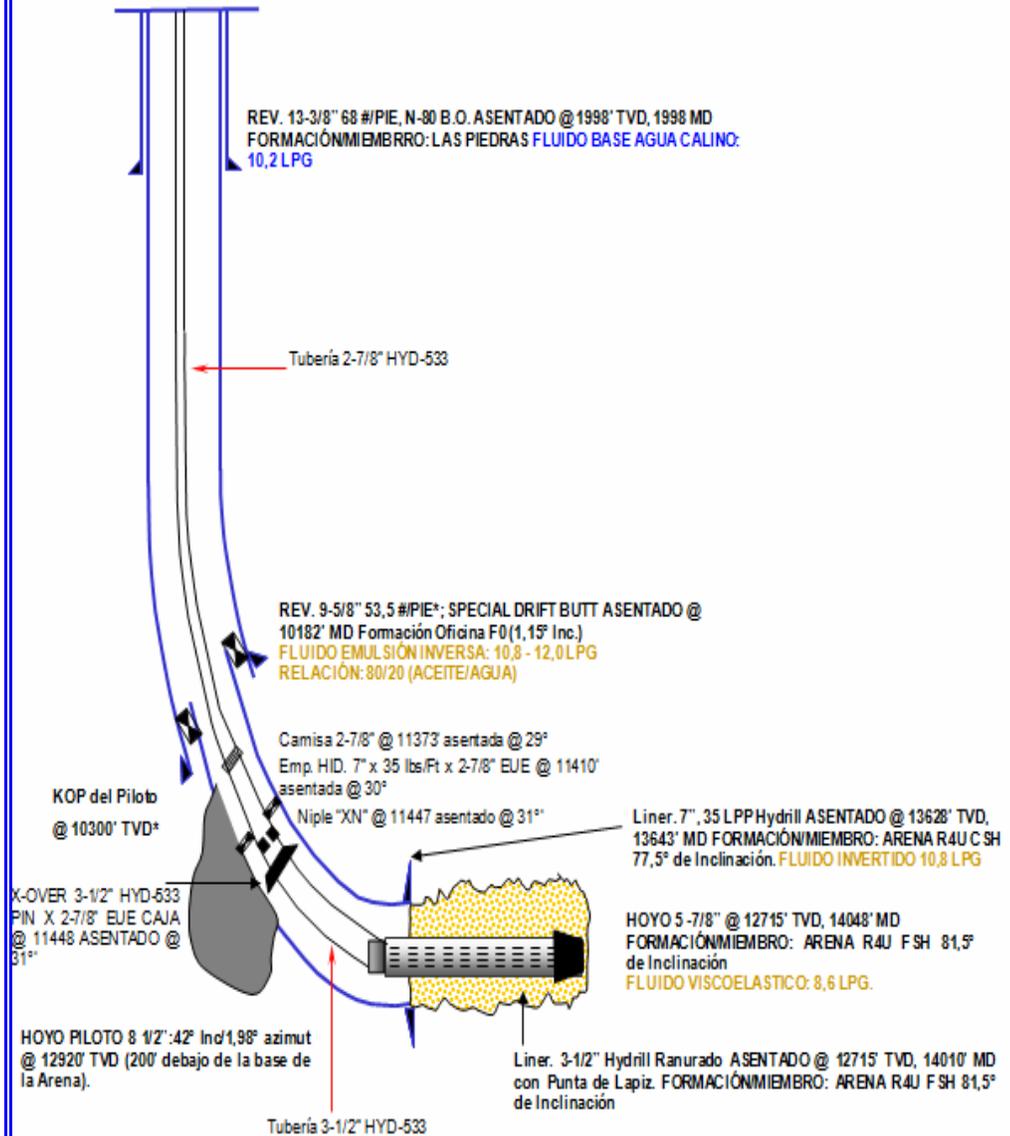


CAMPO SANTA ROSA
POZORG - 278
DIAGRAMA FINAL





GERENCIA DE PERFORACION
REHABILITACIÓN Y COMPLETACIÓN ORIGINAL
CAMPO: ZAPATO (A.M.O)
POZO: ZG - 0348
DIAGRAMA COMPLETACION FINAL

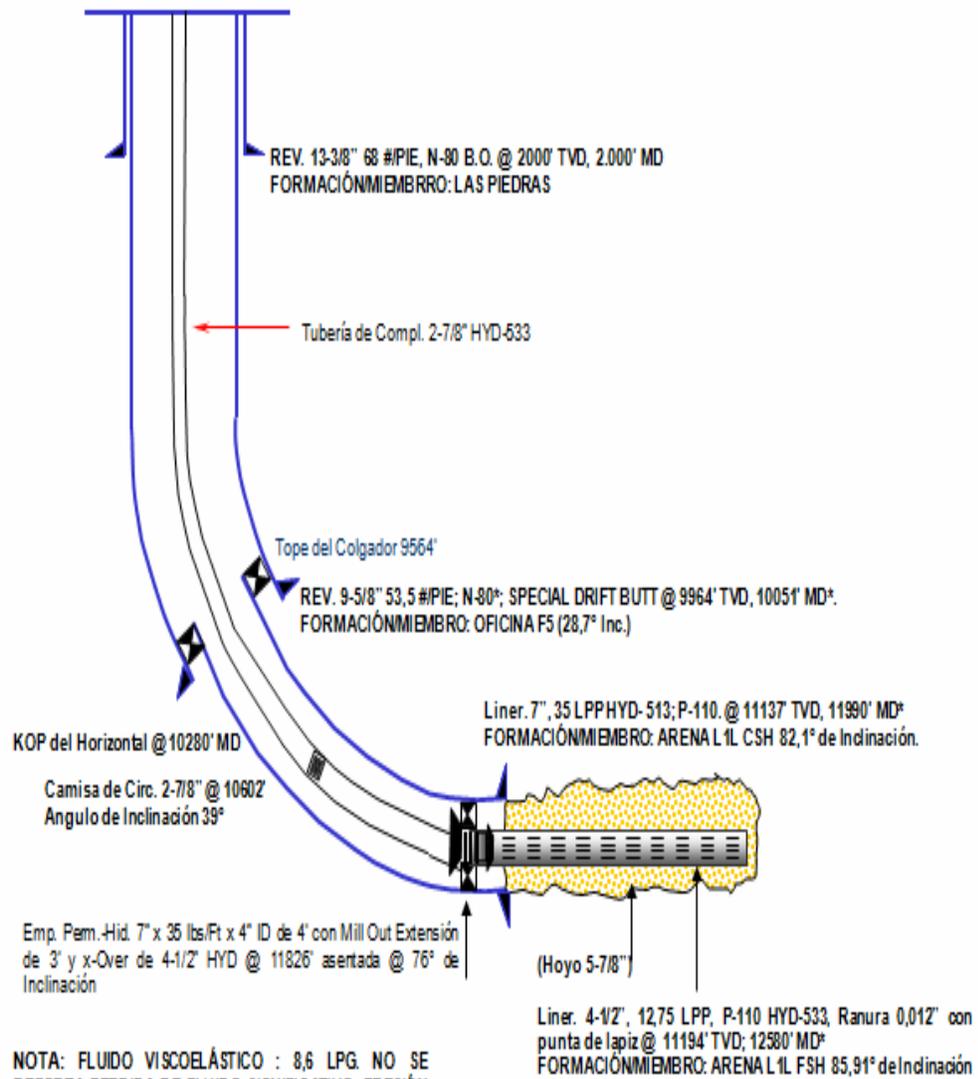


TODAS LAS PROFUNDIDADES ESTAN REFERIDAS A LA E.M.R.

ELABORADO POR: LUVEN RIVERA FRANCO (ING. RA/RC & CO)

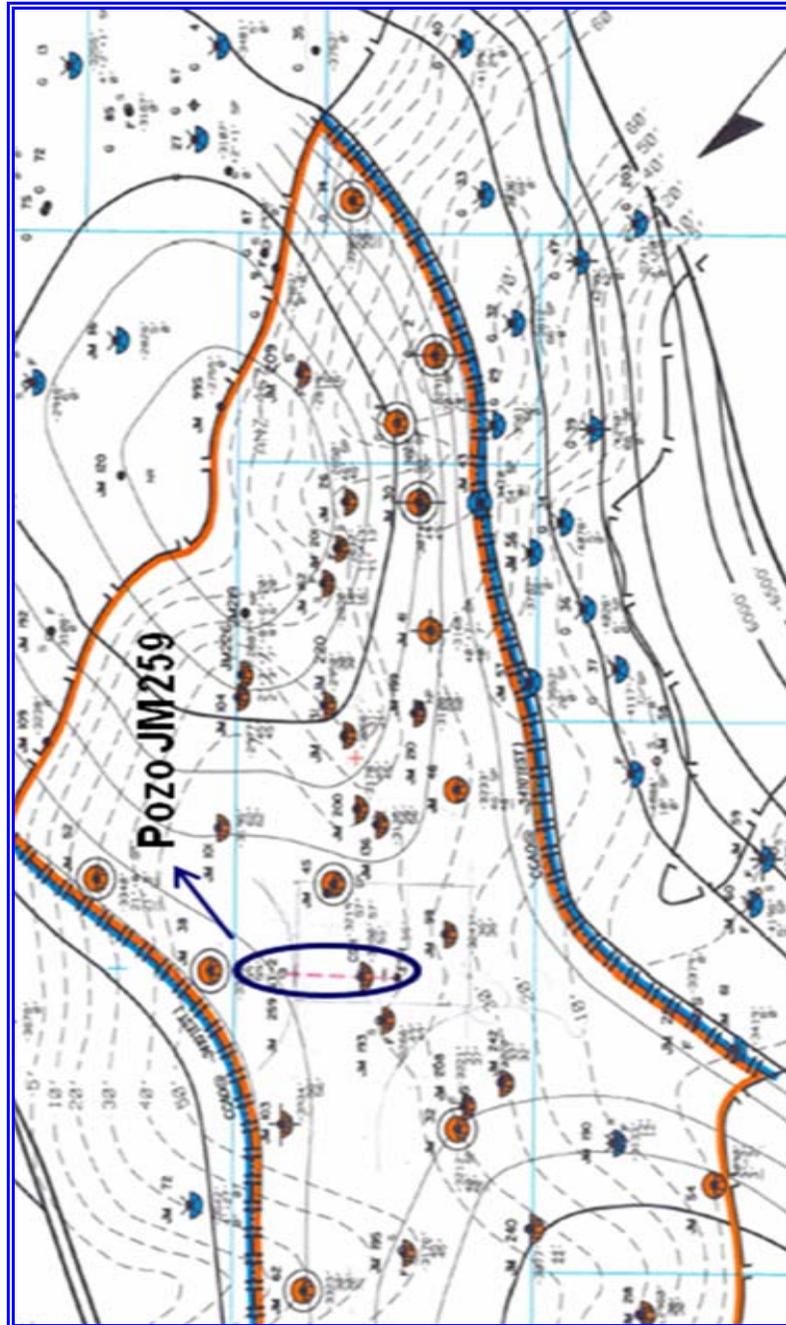


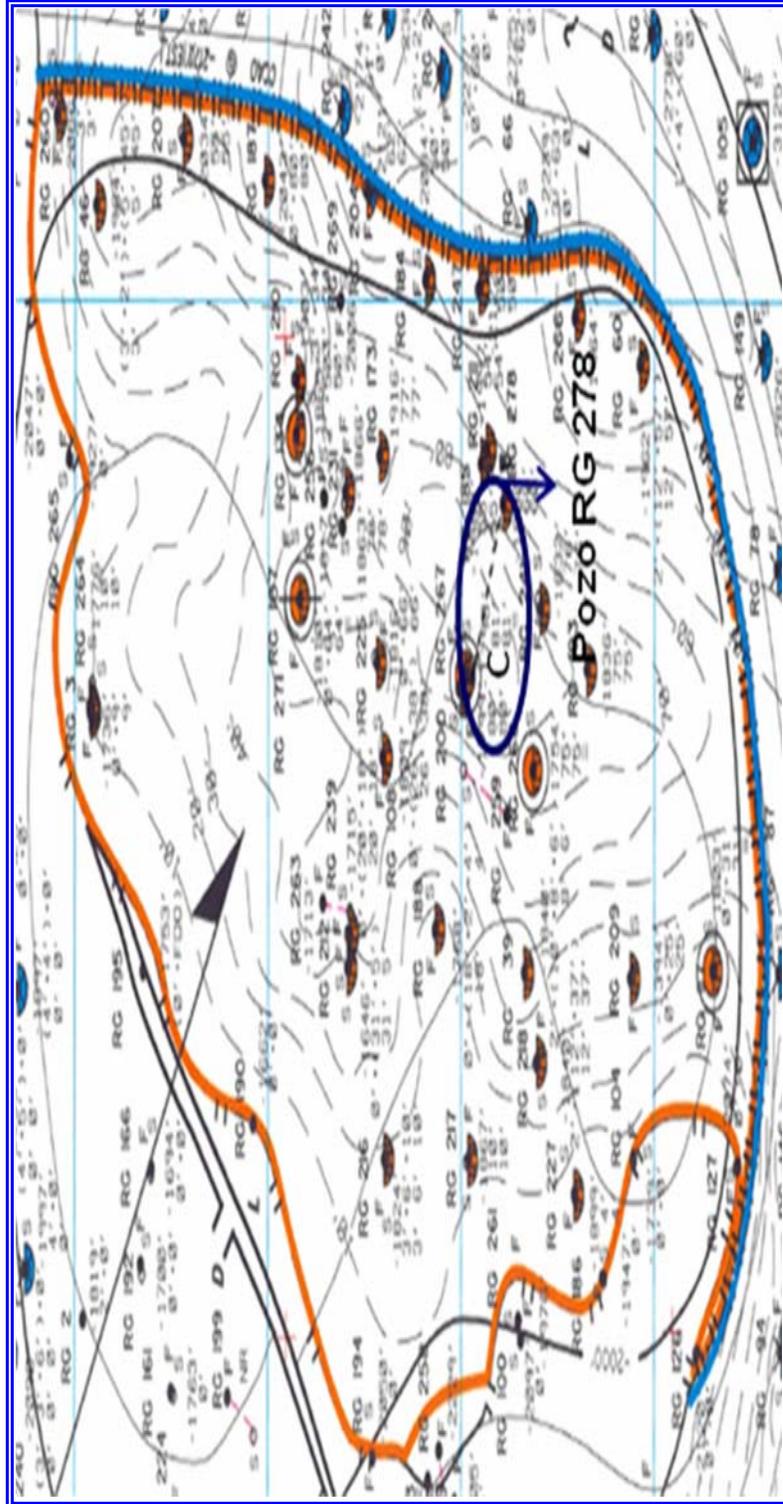
GERENCIA DE PERFORACION
REHABILITACIÓN Y COMPLETACIÓN ORIGINAL
CAMPO: MATA R (A.M.O)
POZO: MVR - 0137
DIAGRAMA COMPLETACION PLAN

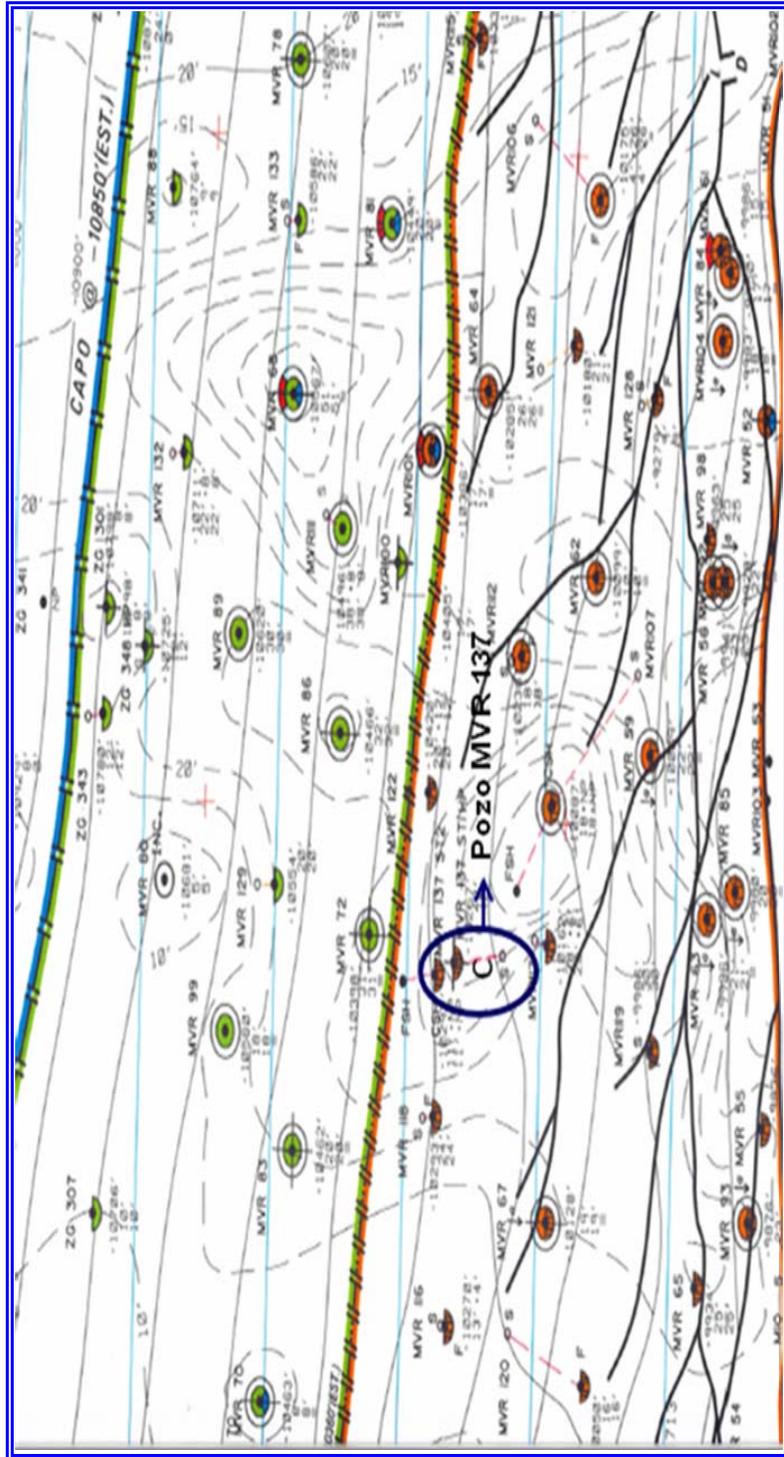


NOTA: FLUIDO VISCOELÁSTICO : 8,6 LPG. NO SE
REPORTA PERDIDA DE FLUIDO SIGNIFICATIVO. PRESIÓN
DE LA ARENA L1L/YAC. ZM-310: 1326 PSI (FUENTE
OFICIAL PROGNOSIS: MDT POZO MVR-130)

APENDICE B







Para Sra. KAREN BLANCA
SUPV. DE INFORMATICA OPERACIONAL Referencia N° A39-07-GY-000

De Sr. CRUZ RUIZ
SUPV. DE OPERACIONES YAC. AMA ESTE Fecha 20/12/2007

Asunto **Resultados de las Pruebas de Producción del Pozo RG-278, Campo Santa Rosa (Completación Original)**

Anczo estamos enviando los resultados de las pruebas de producción realizadas al pozo RG-278 luego del trabajo de Completación Original, efectuado por el taladro GW-37 y concluido el día 15/11/2007.

EMR – ET: 34'

COORDENADAS UTM: N- 1.046.033,32

EMR: 760'

E- 347.314,70

A Nivel de 60 LPC:

ARENA	YAC	ANP	INTERV.	FECHA	Hrs de Prueba	P. CAB (PSI)	BNPD	% A/S	MMPCGD	RGP (PCN/BN)	*API	EDO	NS	RED. (PULG)
MOI	RG-107	200'	3134'-3334'	30/11/07	41hrs	850	0	-	1,91	-	-	PTN	60	1/4"
				30/11/07	41hrs	850	0	-	2,26	-	-	PTN	60	3/8"
				30/11/07	41hrs	840	0	-	4,15	-	-	PTN	60	1/2"
				30/11/07	41hrs	790	0	-	5,93	-	-	PTN	60	5/8"
				30/11/07	41hrs	730	0	-	7,83	-	-	PTN	60	3/4"
				01/12/07	41hrs	675	0	-	9,37	-	-	PTN	60	7/8"

A Nivel de 250 LPC:

ARENA	YAC	ANP	INTERV.	FECHA	Hrs de Prueba	P. CAB (PSI)	BNPD	% A/S	MMPCGD	RGP (PCN/BN)	*API	EDO	NS	RED. (PULG)
MOI	RG-107	200'	3134'-3334'	05/12/07	61hrs	850	0	-	4,11	-	-	PTN	250	1/2"
				05/12/07	61hrs	750	15,4	20	8,26	536558	60,1	PTN	250	3/4"
				05/12/07	61hrs	700	15,7	30	9,91	621019	59,8	PTN	250	7/8"

A Nivel de 500 LPC:

ARENA	YAC	ANP	INTERV.	FECHA	Hrs de Prueba	P. CAB (PSI)	BNPD	% A/S	MMPCGD	RGP (PCN/BN)	*API	EDO	NS	RED. (PULG)
MOI	RG-107	200'	3134'-3334'	05/12/07	61hrs	850	11,2	14	4,00	357143	60,0	PTN	500	1/2"
				05/12/07	61hrs	750	16,0	30	7,90	493750	59,9	PTN	500	3/4"
				05/12/07	61hrs	750	16,6	35	9,00	542169	60,0	PTN	500	7/8"

Nota:

Completó Pozo Sencillo. Flajo natural con rejilla 4-1/2" y tubería 3-1/2", en la arena MOI Yac. RG-107. Pozo aceptado con prueba realizada el 05/12/07, con reductor de 7/8" en el nivel de separación de 250 Lpc. Pozo fluye a la Estación SREF-4.


 CRUZ RUIZ
 SUPV. DE OPERACIONES DE YAC. AMA ESTE.


 CC. Juan Rojas
 Producción A.M.A.
 Gerencia Planificación Y Gestión
 Archivo del Pozo – C.J.A.N

Diciembre 2007



Memorandum

Para SUP.DE INFORMÁTICA OPERACIONAL ANACO
KAREN BLANCA Referencia N° A.39-08-GY-0535

De SUPT.E. DE YACIMIENTOS
GABRIEL PEREIRA Fecha 03/09/2008

Asunto Completación Original, Pozo ZG-348, Campo Zapatos.

A continuación se detallan los resultados obtenidos durante la evaluación del pozo mencionado en el epígrafe luego del trabajo de Completación Original, efectuado por el taladro GW-68 y concluido el 25/03/2008.

EMR-ET: 31'
EMR: 772,47'

COORDENADAS: N- 1.023.353,99
E- 384.450,39

ARENA	VAC.	INTERVALO (MD)	FECHA	P.CAB (PSI)	MMPCGD	BBPD	BNPD	"API	%AJS	NS	EDO	RED. (PULG)
R4U	ZM-312	13643-14048'	09/08/2008	370	2.733	57	9	47	85	250	PTN	S/R

Nota:

Completó pozo horizontal sencillo con liner ranurado, flujo natural con tubería de 2 7/8" en la arena R4U /Yac. ZM-312.

El pozo fluye a la estación ZED-07.


GABRIEL PEREIRA
SUPT.E. DE YACIMIENTOS

Septiembre/08

G.H / Z.B.
CC. Producción A.M.O.
Gerencia Planificación y Gestión
Archivo del Pozo - C.I.A.N



Memorándum

Para SUP.DE INFORMATICA OPERACIONAL ANACO
KAREN BLANCA Referencia N° **A39-08-GY-0535**

De SUPT. DE YACIMIENTOS
GABRIEL PEREIRA Fecha **31/03/2008**

Asunto **Completación Original, Pozo MVR-137, Campo Mata R.**

A continuación se detallan los resultados obtenidos durante la evaluación del pozo mencionado en el epígrafe luego del trabajo de Completación Original, efectuado por el taladro GW-106 y concluido el 30/01/2008.

EMR-ET: 31' COORDENADAS: N- 1.023.353,99
EMR: 772,47' E- 384.450,39

ARENA	YAC.	INTERVALO (MD)	FECHA	F.CAR (PS)	MMPCGD	SEFD	ENFD	API	%AyS	NS	EDO	RED. (FVLG)
L1L	ZM-310	11990'-12776'	24/03/2008	390	2,457	50	9	51,9	70	250	DTN	3/4

Nota:

Completó pozo horizontal sencillo con liner ranurado, flujo natural con tubería de 2 7/8" en la arena L1L /Yac, ZM-310.

El pozo fluye a la estación X-8.

GABRIEL PEREIRA
SUPT. DE YACIMIENTOS

G.H/M.M

CC. Producción A.M.O.
Gerencia Planificación y Gestión
Archivo del Pozo - C.I.A.N }

Resultados Obtenidos

A continuación se presentan los resultados obtenidos del Análisis Nodal realizado al Pozo JM-259 ST N ° 2, en la arena NA E1 con las siguientes premisas:

- Daño 5
- Tubería de Producción 2 7/8”
- Línea de flujo 4 ”
- Presión de Separación 60 (nominal).

Tubing 2 7/8"	LONGITUD DE NAVEGACIÓN 176'				
	3/8"	1/2"	3/4"	1"	
Daño (S)	5	5	5	5	5
Qg (MMPGD)	1.3	2.2	3.82	4.64	
Ql (BEPD)	12.00	19.00	33.00	41.00	
Qo (ENPD)	5	8	13	16	
Pwf (psi)	739	739	738	737	
Pcab (psi)	568	523	406	313	
Psep (psi)			60		



Resultados Obtenidos

A continuación se presentan los resultados obtenidos del Análisis Nodal realizado a la completación original del pozo RG 278, en la arena MOI RG 107 con las siguientes premisas:

- Daño 0 y 5
- Tubería de Producción 3 1/2" - En fondo Liner ranurado de 4 1/2" .
- Línea de flujo 4 "
- Longitud de Navegación 281' .
- Presión de Separación 250 psi (nominal).

COMPLETACIÓN ORIGINAL RG-278

Tubing 3 1/2"	ARENA MOI / YACIMIENTO RG 107	
Choke (pulg)	3/8"	1/2"
Daño (S)	0	5
Og (MMPCGD)	2.0	3.6
Qo (BNPD)	15.3	27.0
Pwf (psi)	936	935
Pcab (psi)	831	830
Psep (psi)		250

Resultados Obtenidos

A continuación se presentan los resultados obtenidos del Análisis Nodal realizado al pozo ZG-348, en la arena R4U ZM 312 con las siguientes premisas:

- Daño 0 y 5
- Tubería de Producción 3 1/2" - En fondo Liner ranurado de 4 1/2" .
- Línea de flujo 4 "
- Longitud de Navegación 250' .
- Presión de Separación 250 psi (nominal).

Tubing 3 1/2"	LONGITUD DE NAVEGACIÓN 250' CSHTVD-12625' - PSHTVD-12681'					
	3/8"		1/2"		3/4"	
Choke (pulg)	0	5	0	5	0	5
Daño (S)	2.1	2.1	4.5	4.4	7.2	7.2
Gg (MMP/CGD)	0.38	0.38	0.84	0.82	1.34	1.3
Gc (BNFD)	19	19	42	41	67	67
Gf (BNFD)	1348	1347	1348	1348	1348	1343
Pwf (psi)	577	576	702	701	677	676
Psep (psi)				250		

PDVSA

Primera simulación realizada en Abril 2007

REFERENCIA PRUEBA AGOSTO 2006

Tubing 3 1/2"		LONGITUD DE NAVEGACIÓN 590'	
Choke (pulg)	3/8"	1/2"	3/4"
Daño (S)	5	5	5
Qg (MMFCGD)	2.6	4.4	7.1
Co (ENFPD)	0.0	1.0	1.0
Pwf (psi)	1314	1307	1295
Pcab (psi)	997	970	856
Psep (psi)	500		

Simulación realizada en Enero 2008

REFERENCIA PRUEBA SEPTIEMBRE 2007

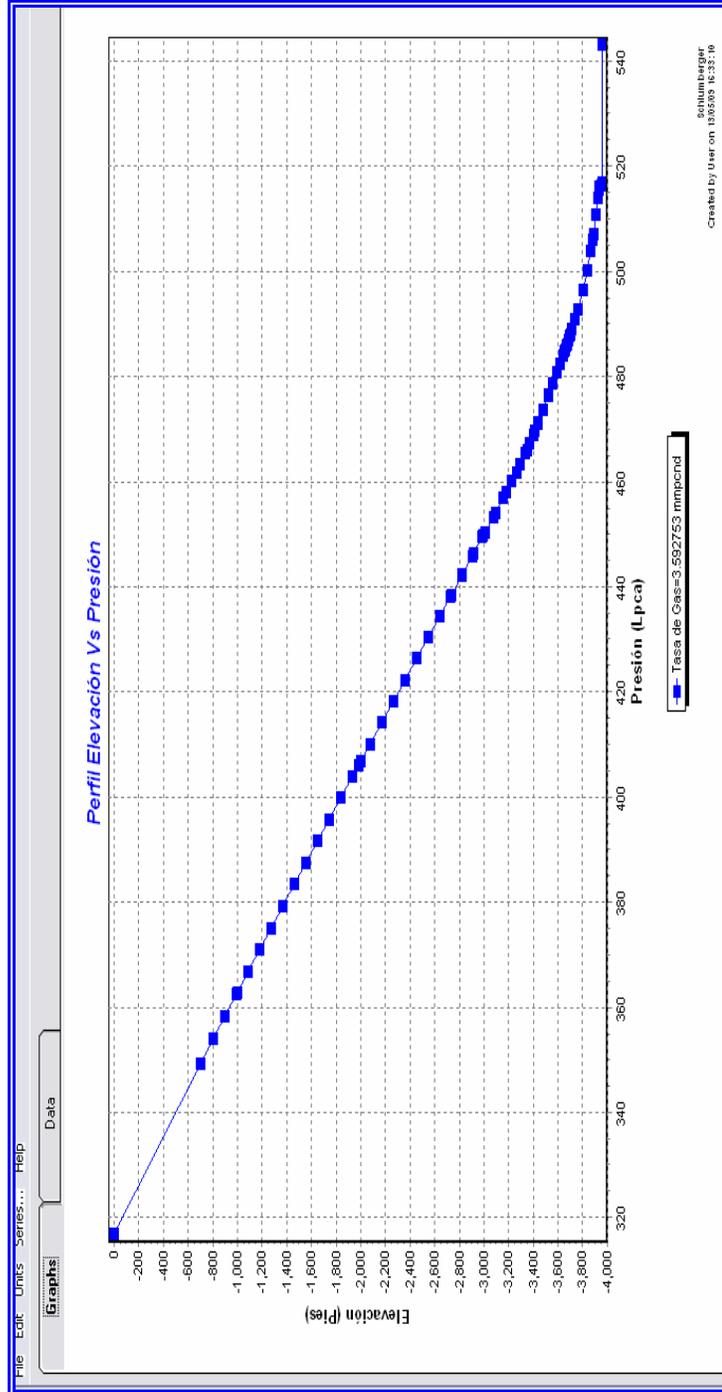
Tubing 3 1/2"		LONGITUD DE NAVEGACIÓN 590'	
Choke (pulg)	3/8"	1/2"	3/4"
Daño (S)	5	5	5
Qg (MMFCGD)	2.824	4.488	6.815
Co (ENFPD)	0.7	1.1	1.7
Qi (EBFPD)	14.0	22.0	34.0
Pwf (psi)	1326	1326	1326
Pcab (psi)	823	798	746
Psep (psi)	500		

Tubing 3 1/2"		LONGITUD DE NAVEGACIÓN 456'	
Choke (pulg)	3/8"	1/2"	3/4"
Daño (S)	5	5	5
Qg (MMFCGD)	2.824	4.487	6.814
Co (ENFPD)	0.7	1.1	1.7
Qi (EBFPD)	14.0	22.0	34.0
Pwf (psi)	1326	1326	1326
Pcab (psi)	823	798	747
Psep (psi)	500		

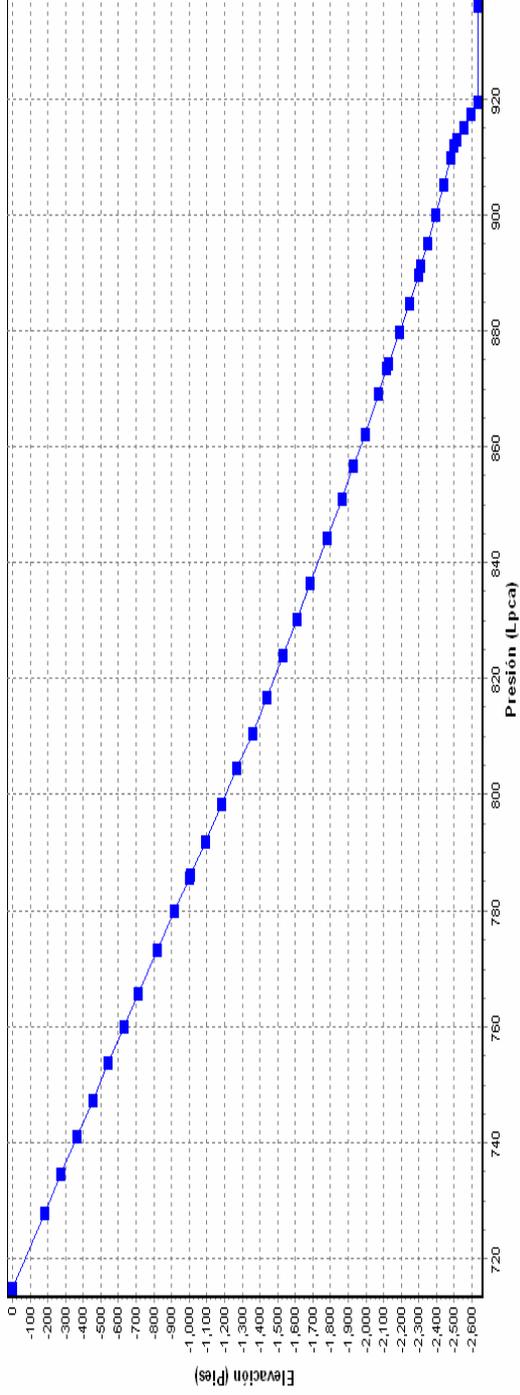
APENDICE E

		PDVSA		Página 1 de 2					
Reporte Sumario de Operaciones									
Nom. Legal Pozo:		43212-RG -0278A		Inic Perf: 02/10/2007					
Nom. Común Pozo:		RG -0278		Fec. Fin: 15/11/2007					
Evento:		COMPLETACION		Fec. Inicio: 11/11/2007					
Contratista:		CNPC		Fec. Liberac:					
Tal./Gab.:		GW-57		Grupo:					
Fecha	Desd-Hast	Hrs.	T.Op	Fase	Etapa	Activ.	Sub Act.	Hoyo	Descripción de Operaciones
14/11/2007	-								
11/11/2007	10:30 - 11:00	0,50	P	C	CO	OTS			CIA SCHLUMBERGER CALIBRO Y MIDIO REJILLA DE 4 1/2".
	11:00 - 19:00	8,00	P	C	CO	OTS			CIA SCHLUMBERGER INSTALO ZAPATA LAVADORA MAS 09 REJILLAS DE 4 1/2" LTC , MAS 5 TUBOS LISOS(BLANK PIPE 4 1/2" 533 HYD) , METIO EN EL HOYO HASTA 435' INCL TIEMPO DE COMIDA AL PERSONAL.
	19:00 - 23:00	4,00	P	C	CO	OTS			METIENDO TUBERIA DE 2 3/8" WASH PIPE CON PUP JOINT Y STINGER) POR PARTE INTERNA DE REJILLAS DESDE SUPERFICIE HASTA 435' UN TOTAL DE 13 JTS MAS UN NIPLE.
12/11/2007	23:00 - 00:30	1,50	P	C	CO	OTS			CONECTO Y BAJO C. HOUSING MAS TOP PACKER , Y SERVICE TOOL DESDE 435' HTA 467'.
	00:30 - 05:00	4,50	P	C	CO	OTS			NOTA: PESO DEL CONJUNTO DE FONDO 70 KLS , REALIZO PRUEBA DE CIRCULACION "OK".
	05:00 - 08:00	3,00	P	C	CO	OTS			CONTINUO METIENDO EN EL HOYO REJILLAS , MAS EMPACADURA PERM Y EQUIPO DE FONDO DESDE 467' HASTA 2.554'.
	08:00 - 08:30	0,50	P	C	CO	OTS			VT: 25.52 BLS VR: 25.95 BLS.
	08:30 - 09:00	0,50	P	C	CO	OTS			BAJO TUBERIA DE 3 1/2" DESDE 2554' HASTA 3379'
	09:00 - 09:30	0,50	P	C	CO	OTS			CIA SCHLUMBERGER LANZO ESFERICA DE 1 3/8" Y ESPERO DESCENSO DE LA MISMA
	09:30 - 10:30	1,00	P	C	CO	OTS			REALIZO PRUEBA A LAS LINEAS DE LAS BOMBAS CON 3800 PSI OK, PRESURIZO Y ASENTO EMPACADURA PERMANENTE @ 2522'.
	10:30 - 11:00	0,50	P	C	CO	OTS			REALIZO PRUEBA AL ANULAR CON 1000 PSI OK
	11:00 - 17:00	6,00	P	C	CO	OTS			CIA SCHLUMBERGER LIBERO SETTING TOOL QUANTUM PACKER (COLGADO EMPACADURA)@2522'
	17:00 - 19:30	2,50	P	C	CO	OTS			NOTA: TOPE DEL COLGADOR @ 2522' , ZAPATA 4 1/2" DE LA REJILLA @ 3379'
	19:30 - 22:00	2,50	P	C	CO	OTS			SACO TUBERIA DESDE 3379' HASTA 2825'
	22:00 - 22:30	0,50	P	C	CO	OTS			CIA LAMAR VISTO MACHACA
	22:30 - 23:00	0,50	P	C	CO	OTS			CIA LAMAR REALIZO CHARLA DE SEGURIDAD
									SACO TUBERIA DESDE 2825' HASTA SUPERFICIE QUEBRO Y BOTO SETTING TOOL + 13 TUBOS LAVADORES (WASH PIPE DE 2 3/8")
									INCLUYE 1/2 HORA DE COMIDA
									QUEBRANDO TUBERIA 3 1/2 UN TOTAL DE 15 JTS.
									PESCO WEAR BUSHING
									CONSORCIO LAMAR VISTIENDO EQUIPO , LLAVE Y COMPUTADORA PARA TORQUEAR SARTA DE COMPLETACION , AL MISMO TIEMPO MIDIENDO Y CALIBRANDO TUBERIA DE PERFORACION.
13/11/2007	23:00 - 02:00	3,00	P	C	CO	OTS			CONTINUO CONSORCIO LAMAR VISTIENDO EQUIPO , LLAVE Y COMPUTADORA PARA TORQUEAR SARTA DE COMPLETACION , AL MISMO TIEMPO MIDIENDO Y CALIBRANDO TUBERIA DE COMPLETACION.
	02:00 - 02:30	0,50	P	C	CO	AHP			REUNION DE SEGURIDAD Y PRE-TRABAJO.
	02:30 - 05:00	2,50	P	C	CO	BOO	FLN		CONECTO Y MEH ESPIGA DE SELLOS 3.975" x 2.992" ID + PATA E MULA 3.945" OD x 3.028" ID AUTO
									ALINEANTE + LOCALIZADOR SNAP LATCH 5.293" OD x 2.992" ID + CROSSOVER + PUP JOINT COMBINADO 'D1

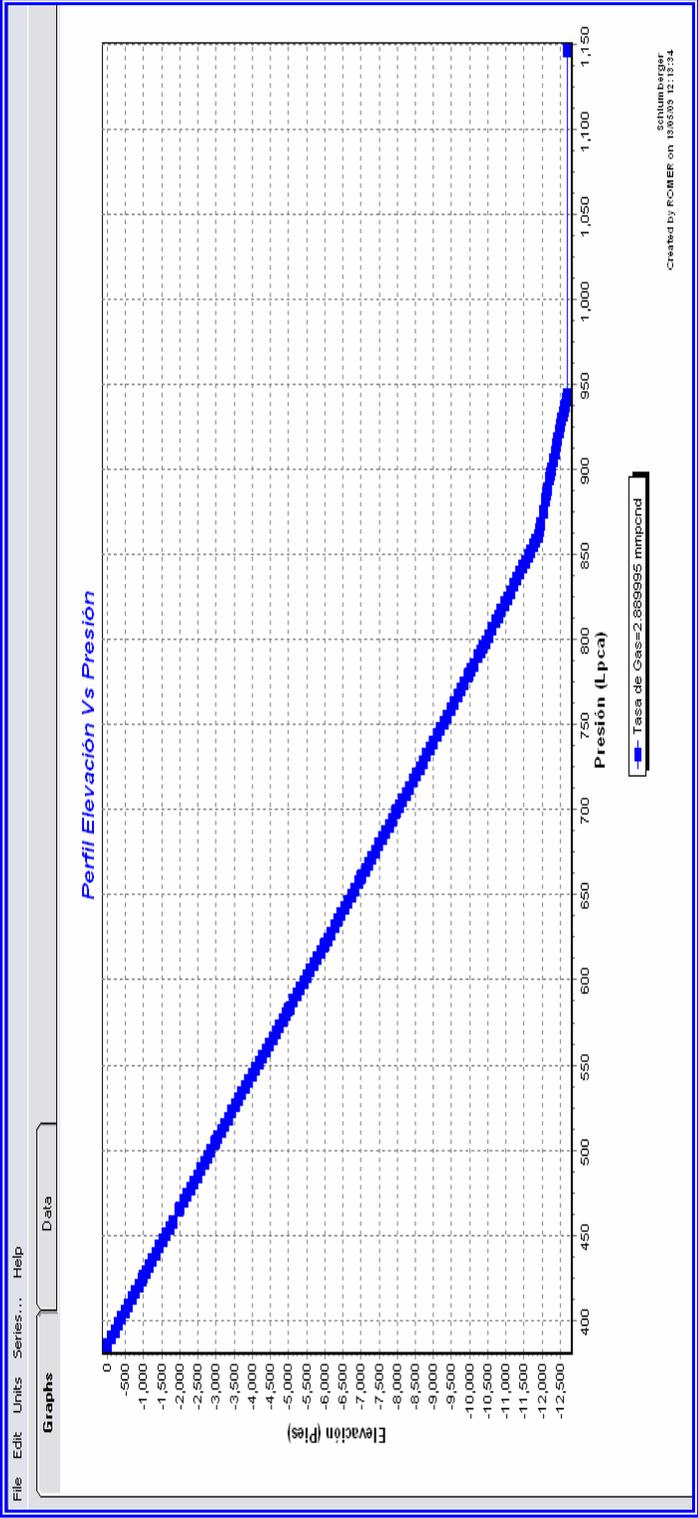
APENDICE F



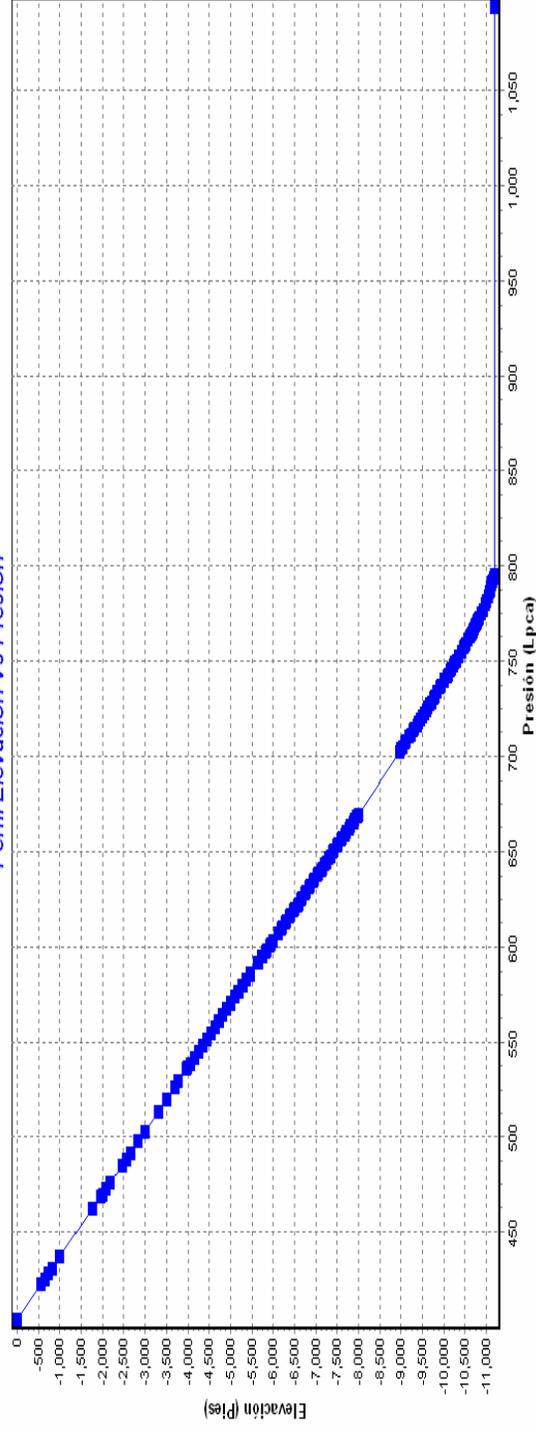
Perfil Elevación Vs Presión



■ Tasa de Gas=10.42229 mmppnd



Perfil Elevación Vs Presión



■ Tasa de Gas=2.546961 mmHgcmd

METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO

TÍTULO	EVALUACIÓN DE LOS PARÁMETROS QUE AFECTAN LA PRODUCTIVIDAD DE LOS POZOS HORIZONTALES PERFORADOS EN EL DISTRITO GAS ANACO.
SUBTÍTULO	

AUTOR (ES):

APELLIDOS Y NOMBRES	CÓDIGO CULAC / E MAIL
QUIJADA JIMENEZ, ROMER JOSÉ.	CVLAC: 17.655.794 E MAIL: romelquijada8@gmail.com
	CVLAC: E MAIL:
	CVLAC: E MAIL:
	CVLAC: E MAIL:

PALABRAS O FRASES CLAVES:

Pozos Horizontales

Productividad

Longitud

Producción

Flujo Multifásico

Pipesim

METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO:

ÁREA	SUBÁREA
Ingeniería y ciencias aplicadas	Ingeniería de Petróleo

RESUMEN (ABSTRACT):

El Distrito Social Gas Anaco en su extensión cuenta con una serie de pozos horizontales los cuales fueron construidos con la finalidad de incrementar la productividad y asegurar el abastecimiento de hidrocarburos. Las simulaciones iniciales de estos pozos arrojaron resultados que difieren de los obtenidos a través de las pruebas de aceptación o producción de estos pozos, por tal motivo surge la necesidad de estudiar el porqué o cual es la causa de esta divergencia, con lo que se da el paso por medio de este trabajo, el cual tiene como objeto principal evaluar los parámetros de productividad que puedan estar afectando la misma. Una vez disponible toda la información requerida, la técnica de Análisis Nodal™, ejecutada bajo la aplicación del Simulador de flujo multifásico PIPESIM 2008 Modelo Composicional, permitió la reproducción de las condiciones iniciales de los pozos y la realización de las distintas sensibilidades; las cuales nos dieron referencias acerca de cuál es el parámetro predominante en la productividad de estos pozos en el distrito y también se logro realizar una curva de rendimiento optimo de longitud horizontal.

METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO:

CONTRIBUIDORES:

APELLIDOS Y NOMBRES	ROL / CÓDIGO CVLAC / E_MAIL				
Arditi, Lorenzo	ROL	CA	AS X	TU	JU
	CVLAC:				
	E_MAIL				
	E_MAIL				
Morales, Jhonles	ROL	CA	AS	TU X	JU
	CVLAC:				
	E_MAIL				
	E_MAIL				
Rodríguez, José	ROL	CA	AS	TU	JU X
	CVLAC:				
	E_MAIL				
	E_MAIL				
Salas, Roberto	ROL	CA	AS	TU	JU X
	CVLAC:				
	E_MAIL				
	E_MAIL				

FECHA DE DISCUSIÓN Y APROBACIÓN:

2009	10	15
AÑO	MES	DÍA

LENGUAJE. SPA

METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO:

ARCHIVO (S):

NOMBRE DE ARCHIVO	TIPO MIME
TESIS.EVALUACIÓN DE LOS PARAMETROS.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: Dpto. Construcción y Mantenimiento de Pozos PDVSA (OPCIONAL)

TEMPORAL: _____ 6 Meses _____ (OPCIONAL)

TÍTULO O GRADO ASOCIADO CON EL TRABAJO:

INGENIERO DE PETRÓLEO

NIVEL ASOCIADO CON EL TRABAJO:

Pregrado

ÁREA DE ESTUDIO:

DPTO DE PETRÓLEO

INSTITUCIÓN:

UNIVERSIDAD DE ORIENTE. NÚCLEO DE ANZOÁTEGUI

METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO:

DERECHOS

DE ACUERDO CON EL ARTICULO 44 DEL REGLAMENTO DE TRABAJO DE GRADO DE LA UNIVERSIDAD DE ORIENTE: "LOS TRABAJOS DE GRADO SON DE EXCLUSIVA PROPIEDAD DE LA UNIVERSIDAD DE ORIENTE Y SÓLO PODRÁN SER UTILIZADOS POR OTROS FINES CON EL CONSENTIMIENTO DEL CONSEJO DE NÚCLEO RESPECTIVO, QUIEN LO PARTICIPARÁ AL CONSEJO UNIVERSITARIO".

Romer Quijada

AUTOR

Lprenzo Arditi

TUTOR

Roberto Salas

JURADO

José Rodríguez

JURADO

Raida Patiño

POR LA SUBCOMISIÓN DE TESIS