

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



“EVALUACIÓN DE LA INFLUENCIA DE LA DENSIDAD DE DISPARO
EN LOS YACIMIENTOS DE GAS CONDENSADO DEL ÁREA MAYOR DE
ANACO (AMA), DISTRITO ANACO, ESTADO ANZOÁTEGUI”

REALIZADO POR:
ANYI JESÚS CHASOY AGUANA.

Trabajo de Grado Presentado ante la Universidad de Oriente como Requisito
Parcial para Optar al Título de:

INGENIERO DE PETRÓLEO

BARCELONA, OCTUBRE 2009

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



“EVALUACIÓN DE LA INFLUENCIA DE LA DENSIDAD DE DISPARO
EN LOS YACIMIENTOS DE GAS CONDENSADO DEL ÁREA MAYOR DE
ANACO (AMA), DISTRITO ANACO, ESTADO ANZOÁTEGUI”

REALIZADO POR:

Br. ANYI J. CHASOY A.

C.I. 15.083.728

REVISADO POR:

ING. JHONLES MORALES

ASESOR INDUSTRIAL

PHD. JOSÉ RODRÍGUEZ

ASESOR ACADÉMICO

BARCELONA, OCTUBRE 2009

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



“EVALUACIÓN DE LA INFLUENCIA DE LA DENSIDAD DE DISPARO
EN LOS YACIMIENTOS DE GAS CONDENSADO DEL ÁREA MAYOR DE
ANACO (AMA), DISTRITO ANACO, ESTADO ANZOÁTEGUI”

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

EXCELENTE

PhD. JOSÉ RODRÍGUEZ
ASESOR ACADÉMICO

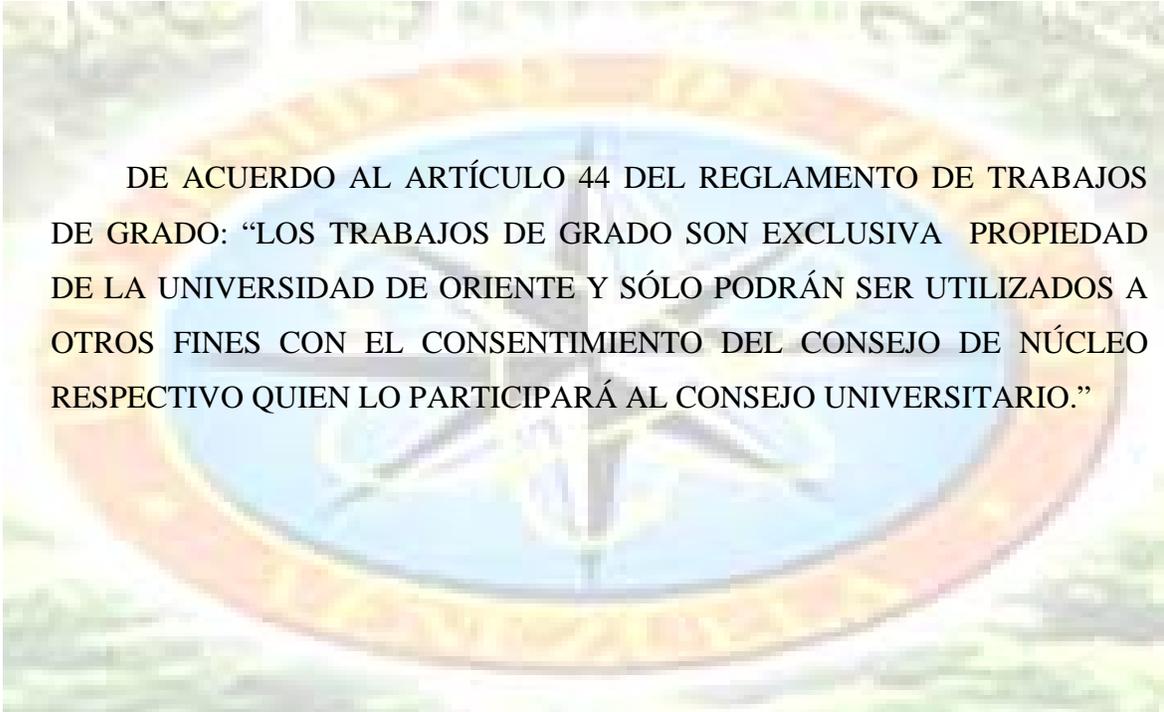
ING. ROBERTO SALAS
JURADO PRINCIPAL

ING. RAFAEL CUBILLAN
JURADO PRINCIPAL

BARCELONA, OCTUBRE 2009

RESOLUCIÓN

DE ACUERDO AL ARTÍCULO 44 DEL REGLAMENTO DE TRABAJOS DE GRADO: “LOS TRABAJOS DE GRADO SON EXCLUSIVA PROPIEDAD DE LA UNIVERSIDAD DE ORIENTE Y SÓLO PODRÁN SER UTILIZADOS A OTROS FINES CON EL CONSENTIMIENTO DEL CONSEJO DE NÚCLEO RESPECTIVO QUIEN LO PARTICIPARÁ AL CONSEJO UNIVERSITARIO.”



DEDICATORIA

Dedico principalmente este trabajo a **Dios Todo Poderoso Creador del Universo** por haberme guiado e iluminado en todos los momentos de dificultad, Dios a través de su grandeza me permitió gozar de la fortaleza y sabiduría necesaria para desarrollar mi Trabajo de Grado convirtiéndose en mi luz a seguir y permitiéndome conocer que por muy largo que sea el camino poco a poco se llega.

En segundo lugar dedico el desarrollo de mi Tesis de Grado a mi madre **Inés María Aguana Armas** y a mis hermanos por ser los seres que me han brindado todo el apoyo necesario para llevar a cabo la realización de esta meta. Mi madre después de Dios es el ser que se merece esta dedicatoria por ser una mujer con mucho temple y valor convirtiéndose en una mujer que es sinónimo de lucha, perseverancia y dedicación absoluta a sus hijos, es por ello que hoy y todos los días de mi vida mi madre será para mi digna de admiración, respeto y sobre todo de ejemplo a seguir.

Al igual dedico este trabajo a mi tía **Julia Aguana Armas** y sus hijas. A mi tía por ser como mi segunda madre y a sus hijas por ser como mis hermanas y a **José Miguel** por ser una nueva luz que llego a la familia. Mi tía al igual que mi madre, una mujer luchadora y emprendedora y llena de una paciencia infinita que hoy día la hace un ser especial a quien le agradezco todo el apoyo brindado a través del tiempo, se que al igual que mi madre mereces respeto y admiración así como también se que reúnes las condiciones para ser ejemplo a seguir.

Los amo a todos y espero puedan sentirse orgullosos de mi persona y de mi trabajo realizado y más aun que yo pueda constituirme como ejemplo a seguir para todos y en especial para **José Miguel Calabria Aguana** que apenas se está iniciando ante la vida.

AGRADECIMIENTOS

Le agradezco al ser más grande del universo nuestro Dios por permitirme alcanzar esta meta, gracias por iluminarme, llenarme de sabiduría y ayudarme a esperar con paciencia la solución de todos los inconvenientes y tropiezos encontrados a lo largo de mi vida y en el desarrollo de este trabajo así como también le doy gracias por haberme dado la dicha de tener a una gran madre

A mis abuelos María C. de Aguana y José Gabriel Aguana (Q.E.P.D) por ser los seres que con sencillez y mucha humildad inculcaron la moral, buenas costumbres, respeto, honradez; entre otras grandes virtudes a mi madre y mis tíos y que hoy gracias a Dios a pesar del mundo en que vivimos aun persisten en la mayoría de de sus descendientes.

De forma general le agradezco a **toda mi familia** principalmente a mi madre Inés M. Aguana A. por ser el pilar fundamental en mi vida a mis Hermanos José G. Chasoy A. y Oswaldo J. Chasoy A. gracias por el apoyo brindado. De una manera especial agradezco el apoyo de mis tías Julia Aguana y Edama de Vásquez y a mis tíos Carlos Aguana, Manuel Armas y Genaro Vásquez. Gracias a Juluisca Aguana y María José Aguana espero seguir considerándolas como hermanas también al niño de la casa, José Miguel gracias por el apoyo y los favores que he tenido de todos, se les quiere mucho.

Agradezco a la Universidad de Oriente Núcleo Anzoátegui por haberme recibido en sus aulas permitiendo así adquirir los conocimientos necesarios para enriquecer y crecer un poco mas como persona.... gracias por todas las vivencias y experiencias que tuve como universitaria y espero algún día decir que a pesar de todos los obstáculos que se presentan en la vida de los estudiantes en realidad sea la mejor vida por la que habremos pasado.

Agradezco a todas las personas que laboran en las instalaciones de la Universidad de Oriente Núcleo Anzoátegui, incluyendo personal administrativo y profesoral. Agradezco con mucho cariño y orgullo a los Profesores: Eduardo Bass,

Gerardo Guacaran (hijo), Marcos Armas, Jairo Uricare, Lisandro Vilorio, Rafael Barrueta, José Rodríguez, Roberto Salas, Jhonles Morales, María Galindo,..... Por haberme formado como ingeniero y por ser ejemplos a seguir por mí y estoy segura que por muchos estudiantes.

Mis agradecimientos especiales para el Ing. Y profesor José Rafael Gámez Rodríguez, ser con gran calidad humana, gracias por todos los consejos y por toda la ayuda prestada para la realización de mi tesis ya que de una manera fortuita te convertiste en el enlace entre lo que fue terminar materias y conseguir y comenzar pasantías. De igual forma agradezco al Ing. Gustavo Jaspe por toda la ayuda prestada y por haberme permitido un voto de confianza, a usted más que a nadie le agradezco haber entrado a las instalaciones de PDVSA Gas Anaco a realizar mis pasantías.

Agradezco a PDVSA Gas Anaco especialmente a la Gerencia de Perforación y Rehabilitación de pozos, por haberme recibido en sus instalaciones para realizar el desarrollo del proyecto que me permitió optar al título de ingeniero. Gracias a todo el personal que labora en esta gerencia y en especial a los siguientes ingenieros. Jhonles Morales, Maybi Cova, Alfredo Betancourt, Víctor Cáceres, Giovani Morantes, Soty, Omar Belandria, Alcides Gil, Rafael Medina; entre otros que de alguna u otra manera contribuyeron al desarrollo de este proyecto.

Agradezco al Ing. Jhonles Morales Mi Tutor Industrial; primero por tener la dicha de tenerte como mi profesor y aprender de ti tantas cosas y segundo por todo el apoyo y colaboración brindada no solo en el desarrollo de la tesis, también en toda la estadía en las instalaciones de PDVSA Gas Anaco.... De verdad eres una persona muy especial con un corazón bien grande muy humilde y sencillo y con unas ganas inmensas de ayudar a las personas que te rodean....

Agradezco al Ing. José Rodríguez Mi Tutor Académico por toda la colaboración, ayuda y tiempo invertido durante todas las materias que tuve la oportunidad de ver, te agradezco la mayoría de los conocimientos que tengo acerca de

mi carrera y hoy ya finalizando orgullosamente lo digo eres para mí un gran ejemplo a seguir.

Agradezco a los Ingenieros y profesores: Rafael Cubillan y Roberto Salas quienes hoy día forman son los jurados principales de mi tesis. Gracias por las enseñanzas y conocimientos transmitidos a mi persona y por toda la colaboración y disposición que han tenido durante el desarrollo de mi tesis. También siento mucho orgullo por el trabajo que realizan y por lo que representan para el Departamento de Petróleo.

Agradezco a todos las personas que abrieron las puertas de su casa cuando lo necesite especialmente a Mirlan, Rahomara y las Sras. Del Valle y Virginia, a todos mis compañeros de clase y amigos entre ellos Mirlan, Rahomara, Milagros, Henry, Maribel, Miguel, Jorge, Orlando, Víctor, Vanessa, Nataly, Luz..... Por otra parte con mucho cariño a mis compañeros y amigos de tesis, Petra, Vanessa Marcano, Mariana, Rafael, Romer, Juan y Milagros. Gracias por su amistad y la colaboración prestada.

CONTENIDO

RESOLUCIÓN	IV
DEDICATORIA	V
AGRADECIMIENTOS.....	VI
CONTENIDO.....	IX
LISTA DE FIGURAS.....	XV
LISTA DE TABLAS.....	XIX
RESUMEN	XXI
INTRODUCCIÓN	XXIII
CAPITULO I.....	25
EL PROBLEMA.....	25
1.1 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA.	25
1.2 OBJETIVOS DEL ESTUDIO.....	27
1.2.1 Objetivo general.	27
1.2.2 Objetivos específicos.....	27
1.3 DESCRIPCIÓN DEL ÁREA DEN ESTUDIO.	28
1.3.1 Cuenca oriental de Venezuela.	28
1.4 GENERALIDADES DEL DISTRITO PRODUCCIÓN GAS ANACO.....	32
1.4.1 Àrea mayor de Anaco.	33
1.4.2 Corrimiento de Anaco.	33
1.4.3 Estratigrafía de la zona.	34
1.4.3.1 Formación mesa.....	35
1.4.3.2 Formación las piedras.....	35
1.4.3.3 Formación freites.....	35

1.4.3.4 Formación oficina.....	36
1.4.3.5 Miembro blanco.....	36
1.4.3.6 Miembro azul.....	37
1.4.3.7 Miembro moreno.	37
1.4.3.8 Miembro naranja.....	37
1.4.3.9 Miembro verde.	37
1.4.3.10 Miembro amarillo.	38
1.4.3.11 Miembro colorado.	38
1.4.3.12 Formación mercuré.....	38
1.4.3.13 Formación vidoño.....	39
1.4.3.14 Formación San Juan.....	39
1.4.3.15 Formación San Antonio.....	39
1.4.3.16 Grupo temblador.....	39
CAPITULO II.....	77
FUNDAMENTOS TEÓRICOS.....	77
2.1 ANTECEDENTES.	77
2.2 CAÑONEO DE POZOS.....	78
2.2.1 Parámetros del cañoneo.	79
2.2.1.1 Longitud de las perforaciones.....	79
2.2.1.2 Densidad de disparo.....	80
2.2.1.3 Grados y fases.....	80
2.2.1.4 Diámetro del túnel de perforación.	80
2.3 CARGAS Y EXPLOSIVOS.....	83
2.3.1 Tipos de explosivos.	83
2.4 DESCOMPOSICIÓN TÉRMICA DE LOS EXPLOSIVOS.	84
2.5 TIPOS DE CARGAS EXPLOSIVAS.	84
2.6 TREN DE EXPLOSIVOS.....	85
2.7 MÉTODOS DE CAÑONEO.	86

2.7.1 Cañoneo a través del revestidor (Casing Gun).	86
2.7.1.1 Ventajas que ofrece el cañoneo a través del revestidor.	87
2.7.1.2 Desventajas del cañoneo a través del revestidor.....	87
2.7.2 Cañoneo a través de la tubería de producción (Tubing Gun).	87
2.7.2.1 Ventajas que ofrece el cañoneo a través de la tubería de producción.....	88
2.7.2.2 Desventajas del cañoneo a través de la tubería de producción se tiene.....	88
2.7.3 Cañones transportados con la tubería de producción (TCP).	89
2.7.3.1 Ventajas de los cañones transportados a través de la tubería de producción.....	89
2.7.3.2 Desventajas de los cañones transportados a través de la tubería de producción.....	90
2.8 PARÁMETROS QUE AFECTAN LAS OPERACIONES DE CAÑONEO.	90
2.8.1 Parámetros atribuidos al proceso de cañoneo.	90
2.8.1.1 Configuración de la carga.....	90
2.8.1.2 Espesor de la pared del cañón y posición del mismo.	91
2.8.1.3 Diámetro del Cañón.....	91
2.8.1.4 Tipo y material del revestidor.....	92
2.8.2 Parámetros atribuidos al yacimiento.....	92
2.8.2.1 Presión de yacimiento.....	92
2.8.2.2 Resistencia de la formación.....	93
2.8.2.3 Temperatura.....	93
2.8.2.4 Anisotropía.	94
2.8.2.5 Laminaciones de arcilla.....	94
2.8.2.6 Fracturas naturales.....	94
2.8.2.7 Daño de formación.....	95
2.8.2.8 Tipo de fluido que satura el medio poroso.....	95

2.8.2.9	Turbulencia en las cercanías del pozo.	96
2.8.2.10	Condiciones mecánicas del pozo.	96
2.9	DAÑO POR CAÑONEO.	97
2.10	MECANISMO QUE CREAN LA ZONA DE DAÑO.	98
2.11	ANÁLISIS DE LA PRODUCTIVIDAD EN ZONAS CAÑONEADAS.	98
2.12	ESTUDIOS SOBRE LA PRODUCTIVIDAD EN ZONAS CAÑONEADAS.	99
2.13	CONTROL DE CALIDAD EN OPERACIONES DE CAÑONEO.	102
2.14	RESISTENCIA A LA COMPRESIÓN SIN CONFINAMIENTO (UCS).	103
2.15	REACONDICIONAMIENTO, RECOMPLETACION (RA/RC) Y SERVICIOS A POZOS.	105
2.16	COMPORTAMIENTO DE IPR EN POZOS DE GAS.	106
2.17	ANÁLISIS NODAL DEL SISTEMA.	109
2.18	SISTEMA DE PRODUCCIÓN.	109
2.19	PROCESO DE PRODUCCIÓN.	110
2.20	RECORRIDO DE LOS FLUIDOS EN EL SISTEMA.	111
2.21	CAPACIDAD DE PRODUCCIÓN DEL SISTEMA.	113
2.22	UBICACIÓN DE LOS NODOS.	114
2.23	BALANCE DE ENERGÍA Y CAPACIDAD DE PRODUCCIÓN.	116
2.24	EFFECTOS DE CAMBIOS EN LOS COMPONENTES DEL SISTEMA DE PRODUCCIÓN.	117
CAPÍTULO III	118
METODOLOGÍA Y HERRAMIENTAS DE TRABAJO.		118
3.1	TIPO DE INVESTIGACIÓN.	118
3.2	POBLACIÓN DE LA INVESTIGACIÓN.	118
3.3	MUESTRA DE LA INVESTIGACIÓN.	119
3.4	PROCEDIMIENTO DE LA INVESTIGACIÓN.	119
3.4.1	Definición de la petrofísica, producción y operaciones de cañoneo.	119

3.4.2 Revisión de carpetas de pozos.	119
3.4.3 Simde (carpetas de pozos en digital).	120
3.4.4 Aplicación centinela.	120
3.4.5 Dims.....	121
3.5 DESCRIPCIÓN DE LOS FACTORES Y PARÁMETROS QUE PUEDEN TENER GRAN IMPACTO EN LA PRODUCTIVIDAD DE LOS YACIMIENTOS DE GAS CONDENSADO.	122
3.6 CLASIFICAR LOS POZOS DE ACUERDO A LOS FACTORES Y PARÁMETROS DE MAYOR INCIDENCIA PARA GARANTIZAR LA OPTIMIZACIÓN DE SU FUTURA PRODUCTIVIDAD.....	122
3.7 Analizar el efecto del área de flujo en el índice de productividad para los yacimientos de gas condensado por medio de simuladores.	123
3.7.1. Modelaje del pozo por medio del simulador pipesim.....	123
3.7.2 Manejo del programa de cañoneo span.	132
CAPITULO IV.....	96
ANÁLISIS Y DISCUSIONES DE RESULTADOS.....	96
4.1 INFORMACIÓN DE LAS PROPIEDADES PETROFÍSICAS, Y DE LAS DIFERENTES OPERACIONES DE CAÑONEO REALIZADAS A LOS YACIMIENTOS DE GAS CONDENSADO DEL ÁREA MAYOR DE ANACO.	96
4.2 FACTORES QUE PUEDEN TENER GRAN IMPACTO EN LA PRODUCTIVIDAD DE LOS YACIMIENTOS DE GAS CONDENSADO.	100
4.3 CLASIFICACIÓN DE LOS POZOS DE ACUERDO A LOS FACTORES QUE PUEDAN TENER MAYOR INCIDENCIA EN LA PRODUCTIVIDAD.	102
4.4 ANÁLISIS DEL EFECTO DEL ÁREA DE FLUJO EN EL ÍNDICE DE PRODUCTIVIDAD EN LOS YACIMIENTOS DE GAS CONDENSADO.....	103
4.4.1 Influencia del diámetro del túnel en formación.....	107
4.4.2 Influencia de la densidad de disparo, tipo de explosivo y tamaño de cañón en el índice de productividad.....	108

4.4.3 Influencia de la zona invadida y la relación de permeabilidad (k_d/k) en el índice de productividad.	116
4.4.4 Influencia del desbalance y la relación de k_c/k en el índice de productividad.	119
4.4.5 Influencia de las características del yacimiento en el índice de productividad.	122
4.5 METODOLOGÍA PROPUESTA PARA LA SELECCIÓN DE LA DENSIDAD DE DISPARO Y TÉCNICAS A SER USADAS EN EL CAÑONEO QUE OPTIMICEN LA EFICIENCIA DE FLUJO EN LOS SISTEMAS PERFORADOS.	124
CONCLUSIONES	129
RECOMENDACIONES	130
BIBLIOGRAFÍA	132
APÉNDICE	134

LISTA DE FIGURAS

CAPÍTULO I.

Fig.	1.1	Cuencas	de
Venezuela.....			26
Fig.	1.2	Cuenca	Oriental
Venezuela.....			27
fig.	1.3	Mapa de las	Cuencas Petrolíferas de
Venezuela.....			28
fig.	1.4	Ubicación	Geográfica del Distrito
Anaco.....			29
fig.	1.5	Columna	Estratigráfica del Área Mayor de
Anaco.....			31

CAPÍTULO II.

Fig.	2.1	Evolución	de las
Cargas.....			39
Fig.	2.2.	Parámetros	del
Cañoneo.....			41
Fig.	2.3.	Tren	de
Explosivos.....			46
Fig. 2.4		Gráfica. Temperatura Vs Tiempo.	Exposición de las cargas
explosivas...			54
Fig. 2.5		Comportamiento del Jet de Perforación en un Medio Poroso Saturado	
con		Gas	y
Líquido.....			56
fig.	2.6	Daño Ocasionado por las	Operaciones de
Cañoneo.....			57

fig. 2.7	Cañoneo Balanceado vs. Cañoneo en Desbalance.....	62
fig. 2.8	Pruebas API del Desempeño de las Cargas Explosivas.....	63
Fig. 2.9	Gráfico de $(PR^2 - Pwf^2)$ Vs Q_{sc}	67
fig. 2.10	Sistema de Producción.....	71

CAPÍTULO III.

Fig. 3.1	Logo y Pantalla de Entrada de la Aplicación Simde.....	80
Fig. 3.2	Pantalla de Inicio del Programa Centinela.....	81
Fig. 3.3	Pantalla de Inicio del Programa Dims.....	81
Fig. 3.4	Ventana de Entrada de Información de Yacimiento.....	85
Fig. 3.5	Ventana de Entrada de Información de Tubería de Producción y Revestidor.....	86
Fig. 3.6	Ventana de Entrada de Reductor.....	87
Fig. 3.7	Ventana de Entrada de Línea de Flujo.....	88
Fig. 3.8	Ventana del Perfil de Presión y Temperatura.....	89
Fig. 3.9	Ventana del Análisis Nodal.....	90

Fig. 3.10	Ventana de Salida del Análisis Nodal.....	90
Fig. 3.11	Pantalla Principal de la Aplicación Span.....	92
Fig. 3.12	Pantalla de Análisis de la Aplicación Span.....	93
Fig. 3.13	Pantalla de Unidades y Decimales de la Aplicación Span.....	93
Fig. 3.14	Pantalla de Zonas o Arenas de Estúdio.....	94
Fig. 3.15.	Pantalla de Características de la Formación.....	94
Fig. 3.16.	Pantalla de Fluidos de Formación.....	95
Fig. 3.17.	Pantalla de Condiciones de Revestidor y Fluidos de Completación.....	95
Fig. 3.18.	Pantalla de Sistema de Cargas y Cañones de Perforación.....	96
Fig. 3.19.	Pantalla de Cálculo de la Aplicación Span.....	97
Fig. 3.20.	Pantalla de Salida de Resultados de la Aplicación Span.....	97

CAPÍTULO IV.

Fig. 4.1	Reporte de penetración del pozo RG 0265. Yacimiento VEE1M RG 19...	110
----------	--	-----

Fig. 4.2 Índice de Productividad Vs Grafico de Densidad de Disparo del pozo				
RG 0265.	Yacimiento	VEE1M	RG	
19.....				111
Fig. 4.3 Gráfico Índice de productividad Vs Densidad de Disparo. Pozo RG				
0276.	Arena/Yacimiento,	SJA	RG	
134.....				113
Fig. 4.4 Gráfico Índice de productividad Vs Densidad de Disparo. Pozo AM				
0114.	Arena/Yacimiento,	COCD	AM	
18.....				113
Fig. 4. 5 Gráfico Índice de productividad Vs Densidad de Disparo. Pozo AM				
0115.	Arena/Yacimiento,	MEPL	AM	
69.....				114
Fig. 4.6 Gráfico Índice de productividad Vs Densidad de Disparo. Pozo AM				
0115.	Arena/Yacimiento,	COCD	AM	
18.....				115
Fig. 4.7 Gráfico Índice de productividad Vs Densidad de Disparo. Pozo JM				
0256.	Arena/Yacimiento,	MEC	JM	
19.....				115
Fig. 4.8 Gráfico Índice de productividad Vs Densidad de Disparo. Pozo JM				
0256.	Arena/Yacimiento,	MEM2	JM	
104C.....				116
Fig. 4.9 Gráfico Índice de productividad Vs Zona de Daño. Pozo RG 0265.				
Arena/Yacimiento, VEE1M RG 19.....				119
Fig. 4.10 Gráfico Índice de productividad Vs Zona de Daño. Pozo RG 0265.				
Arena/Yacimiento, VEE1M RG 19.....				120

LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Propiedades Petrofísicas de los Yacimientos.....	99
Tabla 2. Presiones y Temperaturas de los Yacimientos.....	10
Tabla 3. Métodos de Cañoneo, Cañones y Cargas Utilizado en los Yacimientos Estudiados.....	101
Tabla 4. Parámetros que Influyen en la Productividad de los Pozos en Estudios....	102
Tabla 5. Parámetros que Influyen en la Productividad de los Pozos en Estudios....	103
Tabla 6. Técnicas y Métodos de Cañoneo y Diferencial de Presión Utilizado en los Yacimientos Estudiados.....	104
Tabla 7. Tipo de Carga y Cañón Utilizado en los Yacimientos Estudiados.....	105
Tabla 8. Pruebas de Producción Real de los pozos Estudiados.....	106
Tabla 9. Pruebas de Producción Real y Simuladas por la Aplicación Pipesim de los Pozos estudiados.....	107
Tabla 10. Porcentaje de Error entre las Tasas de Producción Reales y Simuladas por la Aplicación Pipesim.....	107
Tabla 11. Porcentaje de incremento del índice de Productividad para Diferentes Densidades de disparo.....	117

Tabla 12. Influencia de los Métodos de Cañoneo y Diferencial de Presión en la Relación K_c/k en los Yacimientos Estudiados.....	121
Tabla 13. Relación de la Porosidad con el UCS y la Longitud de Penetración en los Yacimientos Estudiados.....	123
Tabla 14. Importancia de los Parámetros de Cañoneo con Respecto al Tipo de Completación.....	129
Tabla 15. Importancia de los Parámetros de Cañoneo con Respecto a la Heterogeneidad Presente en el Yacimiento.....	129

RESUMEN

“Evaluación de la influencia de la densidad de disparo en los yacimientos de gas condensado del Área Mayor de Anaco (AMA), distrito Anaco, Estado Anzoátegui”

PDVSA Distrito Gas Anaco, a través del área operativa de exploración y producción impulsa el manejo eficiente de búsqueda y explotación de hidrocarburos, lo cual se traduce en un aumento de la productividad y en consecuencia un incremento del potencial de producción. Una propuesta para drenar de la mejor manera los pozos de gas condensado; es considerar la eficiencia de flujo en las completaciones. Actualmente se tiene la incertidumbre al momento de cañonear los pozos debido a que se desconoce que parámetro de cañoneo se debe considerar como el más significativo o de mayor incidencia en el índice de productividad.

El problema inicialmente fue atribuido al área restringida de la perforación del revestidor comparado con la extensa área superficial de la completación, luego surgió la idea de que a partir de un incremento en la densidad de disparo pudiera aumentar el índice de productividad, tomando en cuenta esto, se desarrolla el tema considerando la técnica de bajada de herramientas de disparo y su respectiva carga. El sistema de las operaciones de cañoneo debe garantizar que el área expuesta al flujo o el túnel realizado tengan las condiciones de limpieza y penetración óptima para generar una mejor tasa de producción.

Es importante recalcar que las operaciones de cañoneo tienen como objetivo poner en contacto la formación con el pozo, por esta razón se requiere que los estudios de petrofísica y registros de presiones realizados a los yacimientos

sean lo más veraces posibles. Por tal motivo este proyecto tiene como finalidad proponer una metodología para la selección de los tiros por pie o densidad de disparo y técnicas a ser usados en el cañoneo que permita optimizar la productividad de los sistemas perforados.

Los resultados del proyecto indican que considerar un incremento en la densidad de disparo es una opción factible y que genera aumentos en el índice de productividad de aproximadamente 30% para cuando se utiliza una densidad de 8 tiros por pie y de 75% para 12 tiros por pie.

INTRODUCCIÓN

En Venezuela la explotación petrolera data del año 1914 cuando se inició el desarrollo comercial de hidrocarburos, siendo el 30 de Agosto de 1975 cuando se crea Petróleos de Venezuela S.A. (PDVSA). 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 Área Tradicional Anaco es transformada en el Distrito Gas Anaco, como consecuencia de la creación de PDVSA Gas, y se ha constituido en el área operacional de mayor importancia en cuanto a actividades de exploración, perforación, producción y transporte de gas, que lo elevan al puesto de centro gasífero de Venezuela. Se caracteriza por poseer dos áreas operacionales: Área Mayor de Oficina (AMO), ubicada en la parte Sur del estado Anzoátegui, y conformada por los campos Soto-Mapiri, La Ceibita, Zapatos, Mata-R, Aguasay, Zanjás y Zacarías; los cuales en su mayoría son productores de gas condensado y el Área Mayor de Anaco (AMA), ubicada en la parte Norte de la zona central del estado Anzoátegui, y está constituida por los campos Santa Ana, San Joaquín, Santa Rosa, Guarío, El Roble, El Toco, Quiamare y La Ceiba; ambas zonas se caracterizan por poseer en su subsuelo una inmensa riqueza en gas y petróleo.

PDVSA Gas Anaco, al igual que el resto de las corporaciones de la industria petrolera, se enfrenta diariamente al reto de satisfacer el incremento en la demanda de suministro de gas, por lo tanto se mantiene en una búsqueda constante de nuevas opciones que permitan optimizar las labores diarias y obtener de los yacimientos la mayor cantidad de hidrocarburos al menor costo y riesgo posible.

Al completar la fase de perforación y/o cementación de un pozo de petróleo o gas se logra un aislamiento entre este y la formación, para establecer una comunicación efectiva ya sea para producción o inyección es necesario las operaciones de cañoneo, lo cual consiste en hacer perforaciones que permitan poner en contacto el yacimiento con el pozo generando el movimiento de fluidos.

Actualmente se tiene la problemática o la incertidumbre al momento de cañonear los pozos ya que la eficiencia de flujo puede ser afectada por la densidad de disparo utilizada, el problema es atribuido al área de flujo restringida de la perforación del revestidor comparada con la extensa área de la completación. Para lograr solucionar este inconveniente es importante tener en cuenta la técnica de bajada de herramientas de disparo además la carga utilizada debe cumplir los estándares de calidad establecidos por la normativa API B19; para así garantizar que el área expuesta al flujo sea lo mas eficiente posible y permita optimizar la productividad del pozo.

CAPITULO I

EL PROBLEMA

1.1 Planteamiento del problema.

La actividad económica predominante de Venezuela es la industria petrolera, la cual se encuentra gerenciada por petróleos de Venezuela, empresa creada en 1975, actualmente cuenta con varias empresas filiales que contribuyen con su funcionamiento; siendo una de las mas importantes PDVSA Gas, encargada de la exploración y explotación de gas no asociado; además de la producción y comercialización de líquidos del Gas natural y Gas metano en mercados nacionales e internacionales. Para ejecutar sus operaciones la empresa cuenta con varias áreas operacionales en el territorio nacional, dentro de las cuales se encuentra el Distrito Producción Gas Anaco; el cual esta formado por dos Áreas operativas, administradas por la gerencia producción, las cuales son: El Área Mayor de Oficina (AMO) y el Área Mayor de Anaco (AMA), siendo esta ultima la que aporta la mayor cantidad de gas en el Distrito; se encuentra ubicada en la parte Norte de la zona central del estado Anzoátegui, con un área de 3.160 Km² y esta integrada por los Campos Santa Rosa, Guario, San Joaquín, Santa Ana , El Toco El Roble, Quiamare y La Ceiba .

Los campos que conforman el Área Mayor de Anaco son considerados yacimientos de gas condensado, y han sido cañoneados con el fin de poner en contacto la formación con el pozo y así poder drenar el mismo de la mejor manera, es por esta razón que la eficiencia de flujo de las completaciones ha sido una preocupación muy importante, actualmente se tiene la incertidumbre al momento de cañonear los pozos debido a que se desconoce que parámetro de cañoneo se debe

considerar como el más significativo o de mayor incidencia en el índice de productividad.

El problema inicialmente fue atribuido al área restringida de la perforación del revestidor comparado con la extensa área superficial de la completación. Luego surgió la idea de que a partir de un incremento en la densidad de disparo pudiera aumentar el índice de productividad, tomando en cuenta esto se desarrolla el tema considerando la técnica de bajada de herramientas de disparo y su respectiva carga, siendo esta última la que determina el área expuesta al flujo que permita optimizar la productividad del pozo.

Por tal motivo este proyecto tiene como finalidad proponer una metodología para la selección de los tiros por pie o densidad de disparo y técnicas a ser usados en el cañoneo que permita optimizar la eficiencia de flujo en los sistemas perforados.

Esto se llevará a cabo a través de la información recopilada de las diferentes operaciones de cañoneo realizadas en los campos del Área Mayor de Anaco así como también su respectiva evaluación petrofísica. Esta información permitirá analizar los factores y parámetros que pueden tener gran impacto en la productividad con el fin de sensibilizar el efecto del área de flujo en el índice de productividad de los yacimientos de gas condensados.

Una vez que se ejecute la técnica de cañoneo y diseño de cargas óptimo y de acuerdo con las necesidades de la formación se obtendrá la optimización de la eficiencia de flujo en los sistemas perforados y se garantizará que los yacimientos de gas condensado puedan ser drenados de la mejor manera y así aumentar la producción de los pozos.

1.2 Objetivos del estudio.

1.2.1 Objetivo general.

Evaluar la influencia de la densidad de disparo en los yacimientos de gas condensado del Área Mayor de Anaco (AMA), Distrito Anaco Estado Anzoátegui.

1.2.2 Objetivos específicos.

Recopilar información de las propiedades petrofísicas y de las diferentes operaciones de cañoneo realizadas a los yacimientos de gas condensado en el período 2006-2008.

Describir los factores y parámetros que pueden tener gran impacto en la productividad de los yacimientos de gas condensado.

Clasificar los pozos de acuerdo a los factores y parámetros de mayor incidencia que garanticen la optimización de su futura productividad.

Analizar por medio de simuladores el efecto del área de flujo sobre el índice de productividad para los yacimientos de gas condensado.

Proponer una metodología para la selección de la densidad de disparo y técnicas a ser usadas en el cañoneo que optimicen la eficiencia de flujo en los sistemas perforados.

1.3 Descripción del área den estudio.

1.3.1 Cuenca oriental de Venezuela.

La cuenca Oriental de Venezuela esta situada en la zona Centro Este de Venezuela, formando una depresión topográfica y estructural, comprende los estados Guárico, Anzoátegui, Monagas y Delta Amacuro Prolongándose hacia la plataforma Deltana y Sur de Trinidad. Se encuentra limitada al Norte por la Cordillera de la Costa, al Sur por el río Orinoco, al Este por la Plataforma Deltana y al Oeste por el Lineamiento de El Baúl (Fig. 1.1). Específicamente está localizada al Noroeste entre 8° y 11° de latitud Norte y 61° y 66° de longitud Oeste.



Fig. 1.1 Cuenkas de Venezuela.

Hacia el Este la cuenca continua 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, y al Norte con la línea que demarca el piedemonte meridional de la Serranía Interior Oriental, la Cordillera de la Costa y los cinturones ígneos y metamórficos de Araya-Paria.

Esta depresión se caracteriza topográficamente por presentar extensas llanuras que abarcan alrededor de 165.000 km² y estratigráficamente por contener 20.000 pies de sedimentación pre-cretácicas, entre las cadenas montañosas situadas al Norte y al Sur del Escudo Guayanés. En sentido Este-Oeste, la estratigrafía de la Cuenca Oriental de Venezuela (Figura 1.2) consta casi exclusivamente de areniscas y lutitas, con edades que van desde el Cámbrico hasta el Pleistoceno. Es estructuralmente asimétrica, presenta una inclinación general hacia el Este, su flanco Sur buza levemente hacia el Norte y el flanco Norte está conectado a la zona plegada y fallada de las cordilleras que sirven de límite para la cuenca.

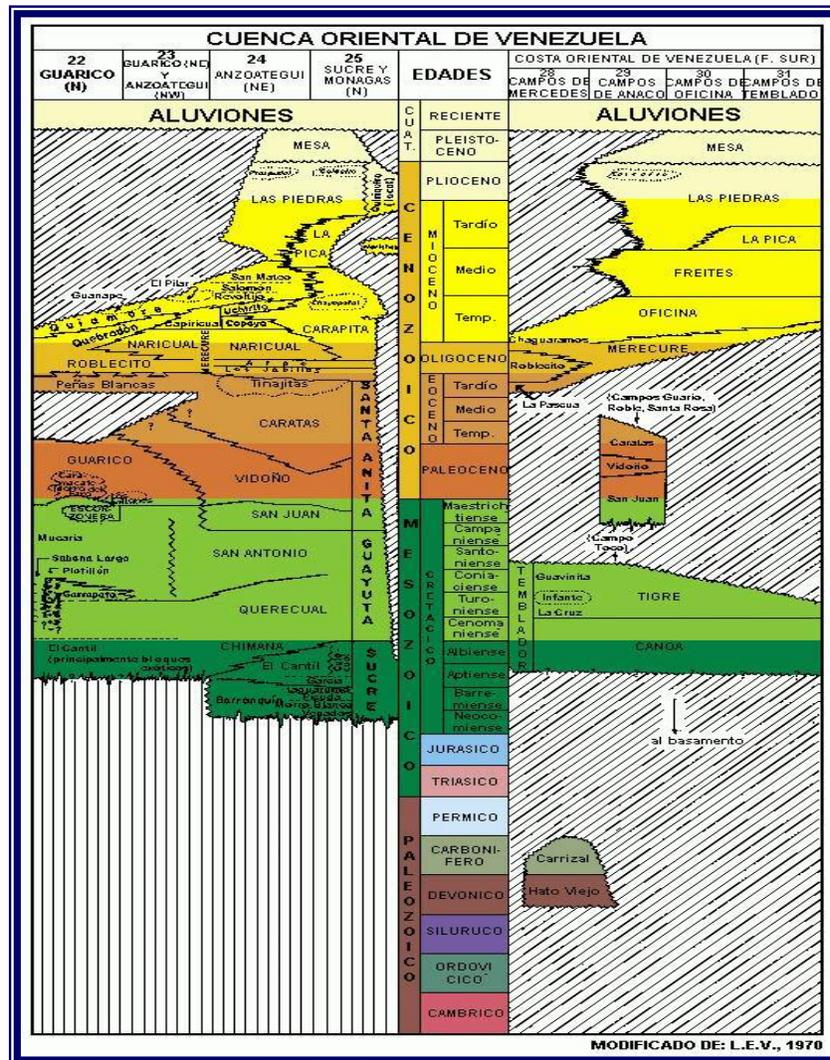


Fig. 1.2 Cuenca Oriental de Venezuela.

La Cuenca Oriental de Venezuela es la segunda en importancia en Venezuela en cuanto a reservas petrolíferas, sólo superada por la Cuenca del Lago de Maracaibo, pero si se incluyeran las reservas de la Faja Petrolífera del Orinoco, sería entonces una de las cuencas con mayores reservas de hidrocarburos en el mundo (Figura 1.3).

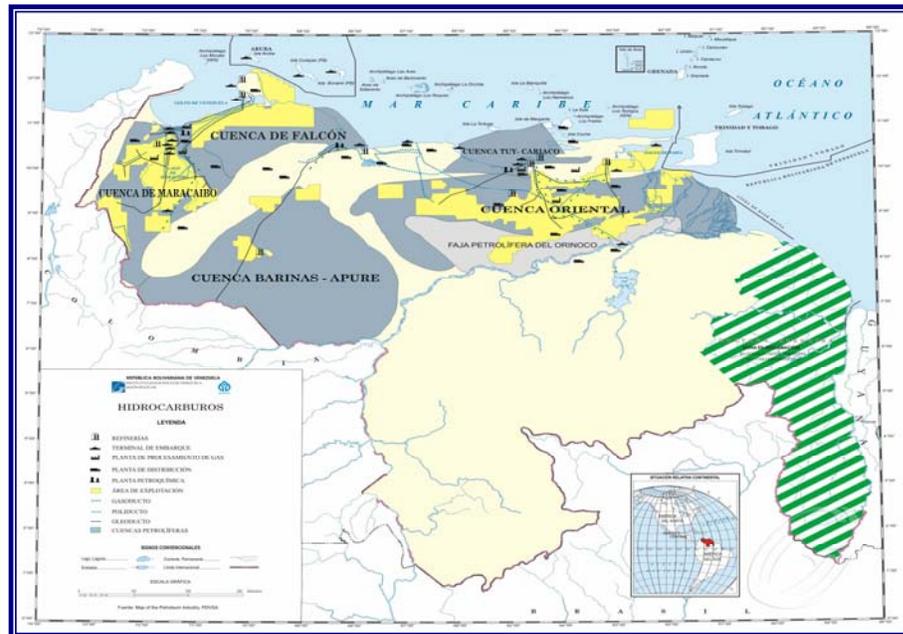


Fig. 1.3 Mapa de las Cuencas Petrolíferas de Venezuela.

Ha sido dividida en seis subregiones, con sus respectivos y principales campos, los cuales se diferencian entre sí, ya sea por el tipo de acumulación o por las características geológicas, ellas son:

- Área Mayor de Anaco (AMA).
- Área Mayor de Oficina (AMO).
- Área Mayor de Urica.
- Área Centro de Anzoátegui y Monagas.
- Área Norte de Monagas.
- Guárico.

1.4 Generalidades del distrito producción gas anaco.

El Distrito Producción Gas Anaco se encuentra ubicado en la región central del estado Anzoátegui, se extiende por 13.400 km² desde el corrimiento frontal de la Serranía del Interior en el Norte hasta el corrimiento de Anaco en el Sur; termina al Este en el sistema de fallas de Úrica, y su final occidental se coloca 30 km al Oeste del límite entre los estados Anzoátegui y Guárico.

Se encuentra conformado además por dos extensas Áreas de explotación: la unidad de producción Área Mayor de Anaco (A.M.A.) con un Área de 3.160 km² y formada por los Campos Santa Rosa, Guarío, El Roble, San Joaquín, Santa Ana y el Toco; y la unidad de producción Área Mayor de oficina (A.M.O.) con un Área de 10.240 km² conformada por los siguientes Campos: Aguasay, La Ceibita, Mata R, Zapatos, Soto Mapiri, entre otros. (Figura 1.4)

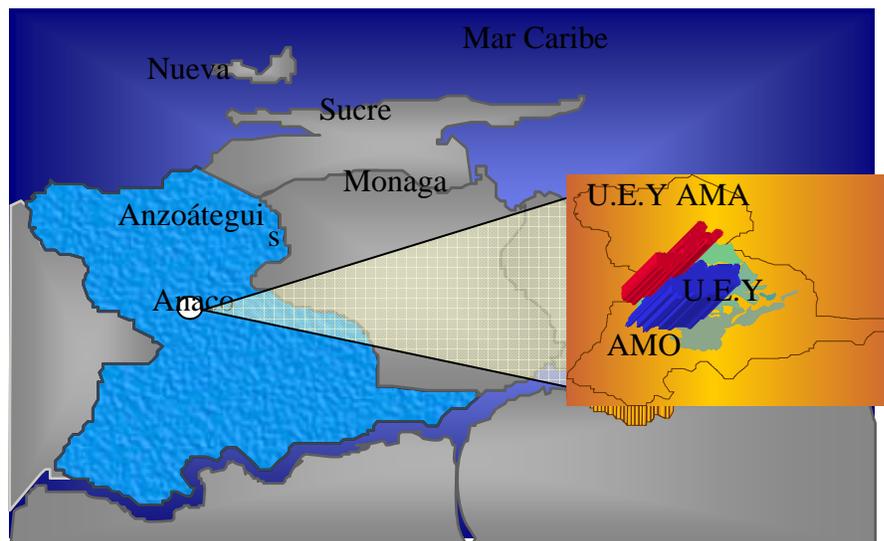


Fig. 1.4 Ubicación Geográfica del Distrito Anaco.

1.4.1 Área mayor de Anaco.

El Área Mayor de Anaco se encuentra ubicada en la parte central del estado Anzoátegui, dentro de la Cuenca Oriental de Venezuela, específicamente en la subcuenca Maturín y esta situada en el bloque levantado al Norte del Corrimiento de Anaco, con un rumbo aproximadamente de N50°E, es importante destacar que la historia estructural de esta área se encuentra altamente influenciada por esfuerzos de tensión y de compresión, que han dado origen a numerosos levantamientos y plegamientos en la zona .

1.4.2 Corrimiento de Anaco.

El corrimiento de Anaco es un elemento estructural de carácter compresivo, producto del origen tectónico, concretamente una falla tipo inverso, de gran magnitud que corta en forma oblicua el rumbo general del flanco Sur la Cuenca Oriental de Venezuela. Se considera un fallamiento joven y basándose en correlaciones de sedimentos de la formación Freites, erosionados en el Campo Santa Ana, se ha intentado determinar importantes movimientos durante la sedimentación de la secuencia medio superior de esta formación cuya edad es Mioceno tardío. Este corrimiento se encuentra en la parte central del estado Anzoátegui y se extiende por 85 km en dirección N40°E desde el Campo El Toco en el Sur hasta el Este del Campo La Ceibita 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 pies en el Campo Santa Rosa y disminuye hasta 700 pies 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.

1.4.3 Estratigrafía de la zona.

La secuencia sedimentaria del subsuelo en esta área se extiende desde el cretáceo al plioceno y esta representada por las formaciones: Las piedras, Freites, Oficina, Merecure, Caratas, Vidoño, San Juan, el Grupo Sucre (Chimban, El Cantil y Barranquín), estos dos últimos constituye el grupo Temblador. De este grupo las más prospectivas son las formaciones Oficina, San Juan y Merecure.

EDAD	FORM.	DESCRIPC	
MIOCENO INFERIOR - MEDIO	OFICINA 8000 - 10500'	Lutitas y areniscas alternadas, limolitas y lignitos Los cuerpos de arena son: Canales y barras	BLANCO
			AZUL
			MORENO
			NARANJA
			VERDE
			AMARILLO
			COLORADO
OLIG	MEREC. 1400'	Areniscas y lutitas carbonaceas delgadas	MERECURE
CRET.	VIDOÑO	Lutitas, Areniscas y glauconita Areniscas	VIDOÑO
	S.JUAN		SANJUAN
	TEMB.	Areniscas duras, lutitas y calizas	TEMBLADOR

Fig. 1.5 Columna Estratigráfica del Área Mayor de Anaco.

1.4.3.1 Formación mesa.

La culminación del proceso sedimentario de la cuenca Oriental esta representada por la formación Mesa, de ambiente continental. Se extiende sobre los llanos Orientales de Guárico, Anzoátegui y Monagas. Esta sección descansa en forma transicional sobre la formación Las Piedras y su espesor es de un máximo de 180 pies. Consta básicamente de estratos prácticamente horizontales con pequeñas inclinaciones, es considerada de edad Pleistocena, debido a su posición discordante sobre la formación Las piedras. Esta formada por arcillas solubles de color rojizo, crema y grisáceos, alternado hacia la base con areniscas de grano grueso, guijarros, peñas y peñones.

1.4.3.2 Formación las piedras.

Su edad data del plioceno y se presenta a lo largo de la Cuenca Oriental de Venezuela, con un espesor máximo de 5.000 pies. Esta unidad se caracteriza litológicamente por la presencia de sedimentos poco consolidados que incluyen areniscas, limolitas carbonáceas, arcillas y lignitos. Hacia el Norte incluye una zona basal conglomerática.

1.4.3.3 Formación freites.

Descansa concordante y transicionalmente sobre la formación Oficina, es de edad mioceno medio superior y se compone esencialmente de lutitas. Pueden distinguirse tres intervalos, según la presencia de areniscas cerca del tope de la base de la formación, en contraste con la parte media.

1.4.3.4 Formación oficina.

La formación oficina contiene las arenas de mayor producción de Anaco el ambiente sedimentario es del tipo fluvio deltaico a marino de aguas llanas donde son comunes las arenas lenticulares y los rellenos continentales. Pertenecen al mioceno inferior y medio, concordante sobre Merecure. Consiste en una serie alternada de lutitas con areniscas de grano fino, comúnmente muy duras; lignitos y calizas son componentes menores, pero muy frecuentes. Las areniscas suman el 30% de la formación, pero hacia la región de Anaco aumenta el porcentaje de lutitas y presenta un notable incremento en su espesor desde el Sur hacia el Norte y desde el Este hacia el Oeste, lo que da indicio del aporte desde Noroeste, profundizando la cuenca al Sureste.

La formación Oficina ha sido separada en siete miembros individuales en base a sus cualidades litológicas y paleontológicas. Las areniscas comprendidas en esta formación, han sido agrupadas en unidades de arenas, a las cuales en orden estratigráfico descendente son conocidas con los nombres de Blanco, Azul, Moreno, Naranja, Verde, Amarillo, y Colorado.

1.4.3.5 Miembro blanco.

En la parte del área se puede observar que esta depositado discordantemente encima del miembro azul, el miembro blanco esta compuesto de arenas poco consolidadas, limos y arcillas plásticas. No hay yacimientos y por lo tanto se considera de poco interés económico.

1.4.3.6 Miembro azul.

Esta formado por lutitas limosas, color gris oscuro, con areniscas arcillosas micáceas de granos finos y de color gris claro. En esta secuencia se encuentran fósiles de aguas marinas y salobres.

1.4.3.7 Miembro moreno.

En el tope y la parte media del estrato, se encuentra conformado por arcillas de color gris claro y gris verdosa, plástica soluble, blanda limosa, con pequeñas intercalaciones de carbón, escasas intercalaciones de lutitas y areniscas cuarzo-cristalina de grano fino a medio. La parte basal del estrato, esta constituida por una lutita gris verdoso oscuro y gris verdoso claro.

1.4.3.8 Miembro naranja.

Esta caracterizado en el tope por una secuencia monótona de lutitas gris claro y gris oscuro, es de blanda a moderadamente dura, en parte quebradiza, hidratable, ocasionalmente limosa, carbonosa no calcárea. Luego continua con lutitas gris oscuro y marrón oscuro levemente calcárea con intercalaciones de limolita, areniscas consolidadas de grano fino a medio y porosidad visual regular. Hacia la base de este miembro los espesores de areniscas y limolita son mayores.

1.4.3.9 Miembro verde.

Predominan lutitas marrones a grises, homogéneas, de dureza media y tendencia laminar, limolitas arcillosas y algo de pirita

1.4.3.10 Miembro amarillo.

Posee características similares a las del Miembro Verde, pero disminuye la proporción de limolitas. Hacia la base del estrato existe abundante lutitas gris claro y marrón claro en bloque en parte laminar.

1.4.3.11 Miembro colorado.

Es el miembro inferior de la formación oficina donde predominan arenas hacia el tope, en alternancia con algunos lignitos y se hace más lutítico hacia la base. Se considera un objetivo de mucha importancia para el Distrito.

1.4.3.12 Formación merecure.

En el Área Mayor de Anaco y Oficina esta formación se caracteriza por la abundancia de areniscas masivas de grano medio, sucias, mal seleccionadas, con estratificación cruzada, presentan intercalaciones, capas de lutitas que aparecen y desaparecen lateralmente, esto indica que la deposición fue en un ambiente de gran actividad, de origen continental y fluvial.

La Formación Merecure se conoce como las arenas "U", en el Norte de Oficina comenzando con la arena "U-2". En el Área Mayor de Anaco las arenas de Merecure se designan con sufijos de letras mayúsculas A, B, C, etc., comenzando con la arena ME-A en el tope de la formación. La formación sigue siendo objetivo principal de explotación

1.4.3.13 Formación vidoño.

Esta formación de carácter transgresiva es casi exclusivamente lutíticas. No se considera objetivo de explotación. Se caracteriza por una secuencia lutítica oscura rica en glauconítica, seguida de una caliza masiva en la base intercalada con areniscas y lutitas blandas sin laminaciones y delgadas.

1.4.3.14 Formación San Juan.

Esta formación representa el primer horizonte Cretáceo y se caracteriza por areniscas masivas, bien estratificadas, casi sin interrupción. Presentan buena porosidad, son de grano fino a medio bien seleccionado, ocasionalmente arcillosas, calcáreas, ligeramente glauconíticas, friables y con pequeñas intercalaciones de lutitas.

1.4.3.15 Formación San Antonio.

De edad Cretácica, se caracteriza por ser principalmente arenosa con intercalaciones delgadas de lutitas, calizas y limolitas. Las areniscas son masivas, blancas grisáceas, calcáreas y glauconíticas. Las lutitas son grisáceas, carbonáceas. Las calizas son frecuentemente dolomíticas.

1.4.3.16 Grupo temblador.

Corresponde a la edad cretácica tardía. La secuencia estratigráfica corresponde específicamente a las arenas: Temb-A , Temb-B, Temb-C, Temb-D y Temb-E de matriz arcillosa, con granos sub redondeados a sub angulares:

Temblador –A: Se caracteriza por el predominio de areniscas blanquecinas y gris claro, de grano medio a fino con porosidad mala a regular visible.

Temblador –B: Esta conformado por areniscas de grano fino a medio, pobremente cementadas que se caracterizan en el tope por ser de color marrón oscuro, beige y gris oscuro, mientras que en la base son arenas cuarzo cristalinas, beige con abundante cuarzo libre

Temblador –C: Esta constituido por areniscas de grano fino a medio en cuyo tope se caracterizan por ser cuarzo cristalina, beige, friable y con abundante cuarzo libre, mientras que en la base son gris oscuro, con escasas intercalaciones de lutitas.

Temblador -D: Constituido por areniscas blanquecinas y beige cuarzo cristalinas de grano medio a fino friable micropirítica en parte glauconítica con intercalaciones de lutitas.

Temblador – E: Constituido por areniscas de gris oscuro, cuarzo cristalinas de grano medio a fino friable, en parte consolidada, abrasiva con inclusiones de glauconita e intercalaciones de lutitas.

CAPITULO II

FUNDAMENTOS TEÓRICOS

2.1 Antecedentes.

Ceballos, M., En mayo de año 2000, estudió la importancia de la determinación correcta del esfuerzo compresivo sin confinamiento (UCS), y su influencia con la penetrabilidad del cañón en el Campo Sacha en Petroecuador. ^[1]

Pérez, H., En marzo del año 2005, realizó un estudio basado en el diseño de cañoneo convencional en PDVSA, en el cual se presentó como resultado final, la relación existente entre la permeabilidad de la zona compactada por el cañoneo y la permeabilidad original de la formación (k_c/k), en dicha zona, en la cual los valores promedios de dichas variables estaban alrededor de 0,01 milidarcy. Este trabajo permitió corregir las simulaciones que se realizaban el Distrito Norte en el cual se suponía una relación de $k_c/k= 0,1$ milidarcy, cambiando de esta forma el paradigma de las simulaciones del cañoneo en dicha zona. ^[1]

Martínez, F., En febrero del año 2006, evaluó los procesos de cañoneo utilizados en la completación de pozos de gas en PDVSA, mediante las técnicas de bajo y sobre balance y observó que al cañonear los pozos con bajo balance se tiene menos daño en la formación, finalmente recomendó considerar el transiente dinámico de presión en el momento del cañoneo con el fin de minimizar el daño ocasionado a la formación. ^[1]

2.2 Cañoneo de pozos.

El cañoneo de pozos es la técnica mediante la cual la formación se pone en contacto con el pozo ya revestido y cementado. Adicionalmente, puede atravesar completamente la zona dañada, reduciendo así el efecto del daño en el rendimiento del pozo. Esta técnica consiste básicamente en perforar la tubería, el cemento y la formación, mediante el uso de cañones que se bajan al pozo. La tecnología de cañoneo ha evolucionado a partir de los primeros “perforadores” mecánicos, hasta cañones de balas y luego a cañones de cargas moldeadas que se utilizan en todas las completaciones de pozos actualmente. El diseño de la carga moldeada también ha evolucionado desde el antiguo jet de carga hasta las cargas de alto rendimiento del presente. ^[1] Figura 2.1

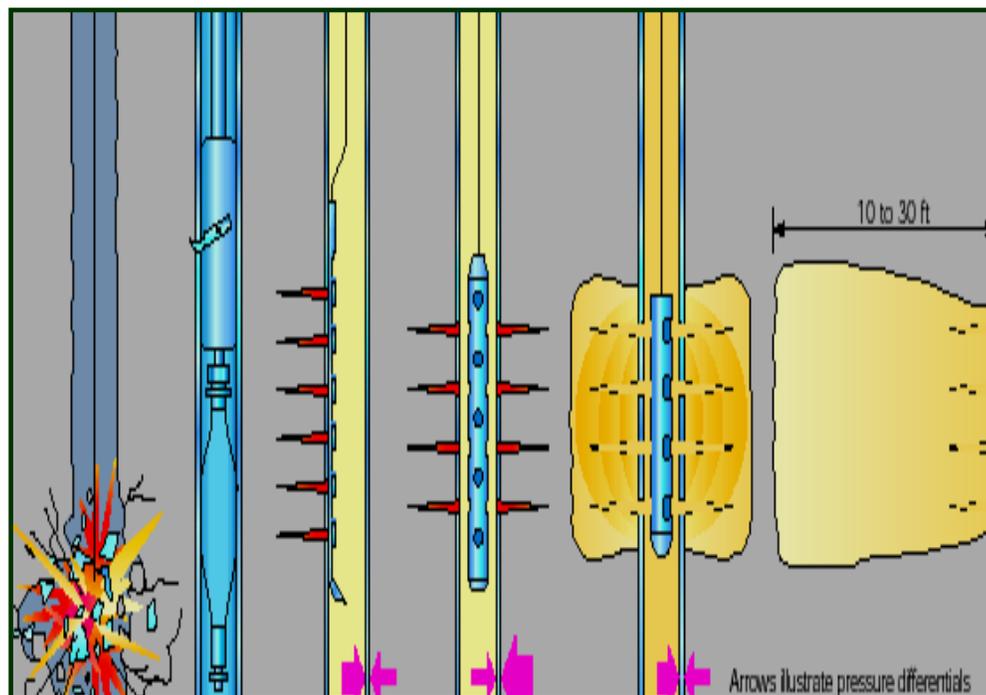


Fig. 2.1 Evolución de las cargas. ^[1]

El diseño en las completaciones de pozos ha sido modificado hacia nuevas tendencias, existen herramientas capaces de analizar el desempeño de las cargas utilizadas, considerando las condiciones de completación del pozo y del yacimiento, de igual forma, se puede considerar parámetros no relacionados directamente con el proceso de cañoneo, como lo son, el área de drenaje, desviaciones del pozo, límites del yacimiento, penetración parcial, entre otros. ^[1]

2.2.1 Parámetros del cañoneo.

El cañoneo debe proporcionar un canal de flujo limpio entre la formación productora y el pozo, con un daño mínimo a la formación. La prueba final de la efectividad de un sistema de cañoneo, es la productividad del pozo. ^[2] Los factores geométricos de mayor importancia en la determinación de la eficiencia de flujo en una completación cañoneada son ilustrados en la Figura 2.2 y descritos a continuación.

2.2.1.1 Longitud de las perforaciones.

Se define como la profundidad que registra la carga cuando pasa a través del revestidor, cemento y la formación.

Usualmente se mide siguiendo el método (API RP 19-B). Los caudales más altos se registran cuando se alcanzan mayores longitudes en los disparos, ya que atraviesan la zona de daño producto de las operaciones durante la perforación. La penetración del disparo es función de la resistencia compresiva de la roca. ^[2]

2.2.1.2 Densidad de disparo.

Se define como número de cargas por pie de longitud. Las más comunes son cuatro (4) a seis (6) tiros por pie (TPP), aunque con dispositivos especiales, esta densidad se puede elevar a ocho (8) y doce (12) tiros por pie.

El caudal más alto es obtenido con la mayor densidad de disparos, el aumento en la densidad del disparo permite que el pozo produzca a presiones inferiores ya que aumenta el área de flujo. En formaciones laminares o con alto grado de anisotropía al igual que en formaciones naturalmente fracturadas se aconseja alta densidad de disparo, con la finalidad de interceptar el mayor número de fracturas. ^[2]

2.2.1.3 Grados y fases.

La fase de un cañón de penetración es la dirección en la cual las cargas son disparadas con relación a los otros disparos. Una buena selección de la fase de un cañón es fundamental para la productividad. ^[2]

2.2.1.4 Diámetro del túnel de perforación.

Representa el diámetro del agujero que se crea en el revestidor durante el proceso de cañoneo. Se registran mayores caudales cuando el diámetro de entrada del disparo es mayor. Para empaques con grava se requieren diámetros de entrada grande.

^[2]

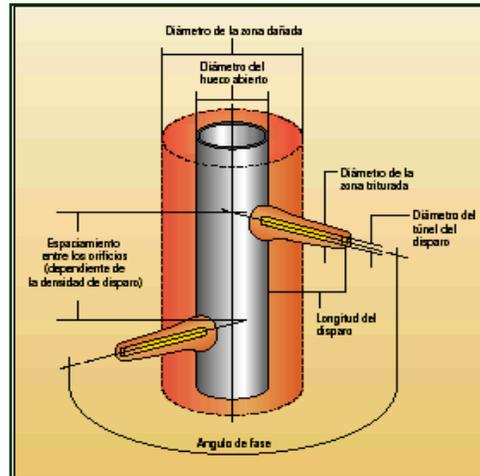


Fig. 2.2. Parámetros del Cañoneo. [2]

En segundo plano se puede mencionar como condición importante durante el cañoneo el ambiente o estado de la formación entre ellos se tiene:

Daños del pozo:

En las operaciones de perforación y cementación se reduce la permeabilidad alrededor del pozo como resultado de la filtración del lodo y cemento afectando la productividad del mismo. La extensión y grado de daño es difícil de determinar, pero si se supone un daño significativo una penetración máxima debe ser utilizada. [3]

Daños del cañoneo:

Comúnmente los perfiles de productividad e inyectividad muestran que solamente una pequeña parte del cañoneo está fluyendo de lo que se deduce que esta zona es de permeabilidad dañada. [3]

La extensión del daño depende de la permeabilidad y porosidad de la formación, carga configurada, dirección y nivel de la formación y del diferencial de presión cuando se dispara. ^[3]

Diferencial de presión:

El diferencial de presión del pozo influye en la eficiencia de flujo, cuando se perfora bajo balance se facilita la limpieza de los ripios realizando la eficiencia de flujo, cuando se perfora sobre balance los resultados pueden significar reducción de permeabilidad. ^[3]

Penetración parcial:

En algunos pozos solamente una fracción de la zona productora es el intervalo abierto al flujo. Los pozos que han sido intencionalmente abiertos para fluir a través de una fracción productiva de su formación son llamados pozos de entrada limitada obviamente este tipo de completaciones existe y en la mayoría de los casos reduce la productividad del pozo. ^[3]

Flujo turbulento:

Experimentos y simulaciones estudiadas indican que el flujo turbulento o flujo no Darcy influye fuertemente en la eficiencia de flujo, los efectos de turbulencia pueden reducir el área de flujo superficial. Por lo tanto se debe considerar una alta densidad de disparo, la profundidad penetrada, fase y ángulo de disparo. ^[3]

La importancia relativa de cada uno de estos factores en la productividad del pozo depende del tipo de completación, las características del yacimiento, y el grado de daño a la formación productora debido a las operaciones de perforación y cementación ^[3]

2.3 Cargas y explosivos.

Las cargas y explosivos utilizados en el cañoneo están expuestas a las temperaturas y presiones de fondo, dichos explosivos tienen un tiempo de vencimiento que solo depende de la temperatura.

Los explosivos suplen la energía necesaria para realizar una penetración efectiva en el revestimiento, cemento y la formación. La eficiencia de las cargas utilizadas en las operaciones de cañoneo depende de los explosivos utilizados. La rapidez con que dicho explosivos actúen dependerá de su clasificación.^[3]

2.3.1 Tipos de explosivos.

Entre los tipos de explosivo tenemos los de alto y bajo nivel a continuación se menciona sus características.^[3]

Explosivos de bajo nivel:

Reacción sub-sónica en un proceso llamado deflagración.

Velocidad de reacción entre 830 y 1500 m/s.

Sensibles al calor, fuego, fricción, impacto mecánico y energía electrostática.

Normalmente no son utilizados en aplicaciones de cañoneo a chorro.^[3]

Explosivos de alto nivel:

Reacción supersónica durante la detonación.

Tienen velocidades de reacción mayor a los 1500 m/s.

La presión producida solo dura unos pocos microsegundos.

Normalmente son utilizados en operaciones de cañoneo.

A su vez los explosivos de alto nivel se clasifican en:

Explosivos Primarios.

Explosivos Secundarios.^[3]

2.4 Descomposición térmica de los explosivos.

Las tasas de descomposición son funciones exponenciales de la temperatura. La descomposición desprende gases y calor, si el calor no es removido lo suficientemente rápido, el proceso se hace inestable e incontrolable hasta ocurrir una explosión.^[1]

2.5 Tipos de cargas explosivas.

Cargas de alta penetración (DP).

Las cargas de alta penetración (DP), son realizadas con una mezcla de metales, cobre y tungsteno principalmente, su diseño geométrico permite obtener perforaciones profundas y muy delgadas, creando agujeros de diámetros muy pequeños, su revestimiento es alargado y fino lo que produce un chorro estrecho pero de muy alta velocidad. Se utilizan en zonas de alta dureza y con alta anisotropía de la formación.^[1]

Cargas de hoyo grande (BH).

Las cargas de hoyo grande (BH), son fabricadas con laminas compuestas normalmente se utilizan aleaciones de Cobre + Zinc, pero otros materiales están siendo analizados. La penetración de este tipo de cargas es relativamente somera, pero un gran agujero es creado en el revestidor, su forma geométrica es de tipo parabólico, lo que crea un chorro de alta velocidad, se aplican en formaciones desconsolidadas específicamente para el control de arena.^[1]

2.6 Tren de explosivos.

Contenedor:

Tubo metálico que posiciona las cargas y el cordón detonador para un correcto disparo. ^[1]

Cordón detonante:

El cordón detonante es un explosivo secundario que transmite la detonación a lo largo del eje del cañón, secuencialmente detona cada una de las cargas explosivas. ^[1]

Detonador:

Existen dos tipos de detonadores aplicados en la industria petrolera: eléctricos y de percusión. Los detonadores eléctricos son utilizados para cañones transportados con guaya eléctrica. El detonador esta constituido por un cuerpo de bronce, donde va encerrado el sistema explosivo. Los detonadores de percusión son utilizados para aplicaciones con TCP, ellos al impactar con el pin de disparo producen la detonación, de 5 – 7 pies-lb. ^[1]

Cargas jet:

Dispositivos pre-formados que contienen el explosivo y material necesario para generar un jet de perforación que atraviesa el revestimiento, cemento y el daño de formación. ^[1] En la figura 2.3 se puede observar el tren de explosivo que es bajado hacia los pozos.

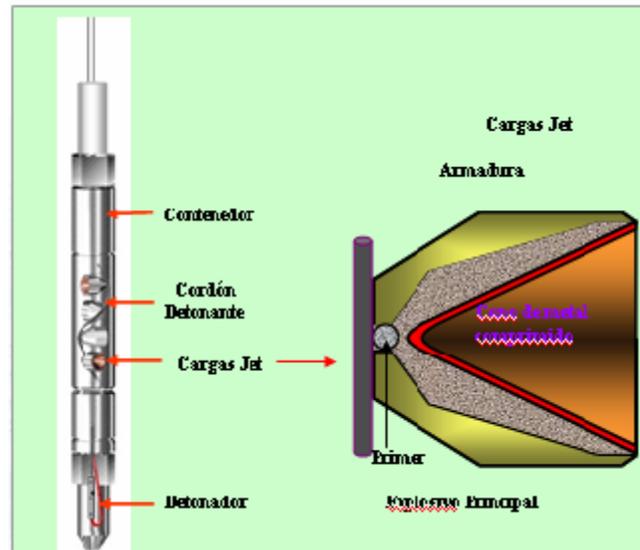


Fig. 2.3. Tren de explosivos. ^[1]

2.7 Métodos de cañoneo.

2.7.1 Cañoneo a través del revestidor (Casing Gun).

Estos cañones se bajan por el revestidor utilizando una cabria o equipo de guaya, lo cual ha sido una técnica estándar por muchos años, antes de que se coloque la tubería de producción y el cabezal en sitio los cañones son bajados con el fluido en el hoyo, ya posicionados en el intervalo productor se procede al cañoneo. Se realiza bajo un diferencial de presión positivo, es decir, la presión de la columna hidrostática del pozo en la cara de la arena es mayor que la presión de la formación ha esa misma profundidad. ^[4]

2.7.1.1 Ventajas que ofrece el cañoneo a través del revestidor.

El diámetro del cañón está limitado solamente por el diámetro interno del revestidor, de allí que cargas moldeadas grandes y de alto rendimiento con altas densidades de tiro puedan ser utilizadas.

Ofrece alta confiabilidad debido a que la cuerda de detonación y las cargas moldeadas están protegidas del ambiente del pozo y su portador es mecánicamente resistente.

Son utilizadas frecuentemente en operaciones de fracturamiento e inyección.

Los cañones se posicionan con precisión contra la zona de interés utilizando un localizador de cuello del revestidor.

No ocurre daño al revestidor y prácticamente no dejan escombros en el pozo. ^[4]

2.7.1.2 Desventajas del cañoneo a través del revestidor.

La operación se realiza bajo un diferencial de presión positivo. Este diferencial de presión minimiza la limpieza de las perforaciones ocasionadas por el cañoneo, la situación se agrava cuando se cañonea en presencia del lodo de perforación. Los restos del lodo son difíciles de remover incluso luego de someter a altas presiones reversas, cañonear en líquidos más limpios, tales como agua salada es más recomendable.

La fuerza de la guaya y el peso de los cañones bajados a través del revestidor limitan la longitud de ensamblaje que puede correrse en cada viaje hacia el pozo. ^[4]

2.7.2 Cañoneo a través de la tubería de producción (Tubing Gun).

Este tipo de cañón generalmente se baja utilizando equipo de guaya, incluyendo la tubería de producción ya instalada y el cabezal en sitio. Los cañones son de

diámetros más pequeños en comparación con los cañones bajados a través del revestidor, ya que estos son capaces de correrse a través de la tubería de producción. Se utiliza un diferencial de presión negativo, es decir, la presión de la columna hidrostática del pozo en la cara de la arena es menor que la presión que ejerce la formación a esa misma profundidad.^[5]

2.7.2.1 Ventajas que ofrece el cañoneo a través de la tubería de producción.

El diferencial de presión negativo con que se cañonean estos pozos permiten que los fluidos provenientes del yacimiento limpien instantáneamente los residuos originados por el cañoneo.

La completación de una zona nueva o recañoneo de una zona existente no requieren el uso de un aladro.

Un localizador de cuellos en el revestidor permite un posicionamiento con profundidad preciso.^[5]

2.7.2.2 Desventajas del cañoneo a través de la tubería de producción se tiene.

Para permitir que el cañón pase a través de la tubería, deben emplearse cargas moldeadas más pequeñas, con penetraciones reducidas. Para lograr la máxima penetración con cañones a través de la tubería, el cañón se coloca generalmente contra el revestidor para eliminar la pérdida de rendimiento cuando se cañonea a través del líquido en el pozo. Este arreglo restringe el cañón a una fase de 0°.

Para aumentar el rendimiento de la penetración, los diseñadores eliminaron el portador hueco de acero y colocaron cargas encapsuladas en un cable o franja.

Las cargas están expuestas en los sistemas desechables y semi-desechables que restringen estos cañones a ambientes de pozo menos severos y velocidades de corrida más bajas.^[5]

2.7.3 Cañones transportados con la tubería de producción (TCP).

Es quizás uno de los sistemas más nuevos de cañoneo, donde los cañones son bajados por la tubería de producción, los cuales son ensamblados verticalmente en su extremo. Lo más importante de este sistema es que el cañoneo puede realizarse con un alto diferencial de presión, permitiendo de esta manera que zonas productoras de baja presión fluyan inmediatamente.

Este sistema permite cañonear al pozo con altas densidades de disparos, los rangos de presión y temperatura del material explosivo es más amplio dado a que los tiempos de exposición a estos factores son mayores. El sistema puede variar mucho el método de disparo, ya que pueden ser accionados por barras lanzadas desde el cabezal del pozo o por presiones tanto por el anular como por la tubería de producción.^[5]

2.7.3.1 Ventajas de los cañones transportados a través de la tubería de producción.

El pozo puede cañonearse con cañones de gran diámetro, alto rendimiento y alta densidad de tiros, con la presión del pozo menor a la presión de la formación (desbalance) permitiendo la limpieza instantánea de las perforaciones.

Pueden cañonearse grandes intervalos simultáneamente en un viaje dentro del pozo.

Los pozos altamente desviados y horizontales pueden cañonearse empujando los cañones hacia dentro del pozo.^[5]

2.7.3.2 Desventajas de los cañones transportados a través de la tubería de producción.

Es difícil determinar si todas las cargas detonaron, a menos que se extraiga la herramienta del pozo. Sistemas de detección de tiros pueden superar esta limitación.

Los explosivos se degradan cuando están expuestos a temperaturas elevadas, reduciendo el rendimiento de las cargas moldeadas. Toma mucho más tiempo introducir una sarta TCP a un pozo que un cañón de guaya.

El posicionamiento preciso con profundidad de la sarta del cañón es más difícil y consume más tiempo que el posicionamiento con profundidad de cañones portados por guayas.^[5]

2.8 Parámetros que afectan las operaciones de cañoneo.

2.8.1 Parámetros atribuidos al proceso de cañoneo.

2.8.1.1 Configuración de la carga.

Las cargas de cada tipo y tamaño de cañón se diseñan con el fin de lograr el tamaño máximo del orificio o una penetración profunda.

Las cargas huecas constan de cuatro componentes básicos: Primer, Explosivo Principal, Liner Cónico y Casco, las mismas están diseñadas para generar combinaciones óptimas en lo que respecta al tamaño del orificio y a la penetración utilizando un mínimo de explosivo.

Al momento de la detonación se forma un chorro o jet de perforación que de ser asimétrico o torcido provoca una reducción en el rendimiento de la carga, por lo tanto un jet de perforación se debe formar exactamente de acuerdo con las especificaciones del diseño. En consecuencia la efectividad de las cargas huecas

depende de la simetría de las mismas y de las características del chorro. Para lograr mayor penetración es necesario emitir chorros prolongados en forma constante con perfiles de velocidad óptimos, el mismo se debe establecer entre ambos extremos del chorro y deben viajar con la mayor velocidad posible, si el perfil de velocidad es incorrecto la penetración disminuye.^[20]

2.8.1.2 Espesor de la pared del cañón y posición del mismo.

El espesor o pared del cañón también tienen efectos sobre la longitud y diámetro realizados por los disparos en la formación, aunque son más notorios cuando usan explosivos de baja penetración. También se puede decir que aquellos cañones que poseen *Scallop*, lo cual es definido como los orificios alrededor del cañón que presentan menor resistencia y están al mismo nivel de la salida del jet de perforación favorecen la productividad debido a que el mismo permite que se canalice la energía del jet de perforación de una mejor manera, por lo tanto tendrá mayor longitud de penetración en la formación. Además la presencia del Scallop disminuye el abultamiento que pueda tener el revestidor.^[6]

Por otra parte se puede decir que mientras menor sea la separación entre el cañón y los alrededores del revestimiento del pozo mayor será el desempeño del cañón siempre que se haya seleccionado el sistema de cargas y cañones efectivos; de esta manera se garantiza que el diámetro y longitud de penetración sea iguales para todos los disparos; es importante destacar que los espaciamientos no deben ser muy grandes, pues deterioran la calidad del jet.^[6]

2.8.1.3 Diámetro del Cañón.

La penetración es también proporcional al diámetro del cañón usado. Por lo tanto, para obtener una mayor penetración no se requiere necesariamente de un

aumento en la carga explosiva. De acuerdo a experimentos realizados, se puede concluir que el tamaño (diámetro) de la carga es el factor determinante de la penetración y no la cantidad de carga. ^[6]

2.8.1.4 Tipo y material del revestidor.

Este es otro factor de importancia. Así, por ejemplo, al usar un revestidor N-80 en lugar de uno J-55, se reduce el diámetro de la perforación en aproximadamente 10%. También se han observado variaciones en función del espesor del revestidor. ^[6]

2.8.2 Parámetros atribuidos al yacimiento.

2.8.2.1 Presión de yacimiento.

Es muy importante la presión del yacimiento porque es ésta la que induce al movimiento de los fluidos desde los confines del yacimiento hacia los pozos y desde el fondo de éstos a la superficie. De la magnitud de la presión depende si el hidrocarburo fluye naturalmente con fuerza hasta la superficie o si, por el contrario, la presión es solamente suficiente para que el fluido llegue hasta cierto nivel en el pozo.

La presión constituye la condición más importante del yacimiento, a partir de la misma se considera que técnica de cañoneo requiere la formación, el desbalance que ameritan los procesos de cañoneo. Así como también determina como será el potencial del pozo, entre otros factores fundamentales e importantes dentro de la vida productora del pozo. ^[1]

2.8.2.2 Resistencia de la formación.

La resistencia de la formación es un factor importante que influye en la penetración del disparo. Por ejemplo, con la perforación a chorro de rocas de alta resistencia, se obtiene, aproximadamente, el doble de la penetración que se logra usando cañones de bala. En cambio, en rocas de baja resistencia (con esfuerzos de compresión menores de 6000 lpc), el uso de la bala es suficiente.^[6]

2.8.2.3 Temperatura.

La temperatura afecta la naturaleza de la carga. La mayoría de los cañones a chorro usan explosivos basados en ciclorita, los cuales se pueden usar hasta una temperatura de 340°F (171°C). Para formaciones que exceden esta temperatura, es necesario usar un equipo especial de cañoneo, ya que es posible dañar el pozo ya que causan explosiones espontáneas.^[6]

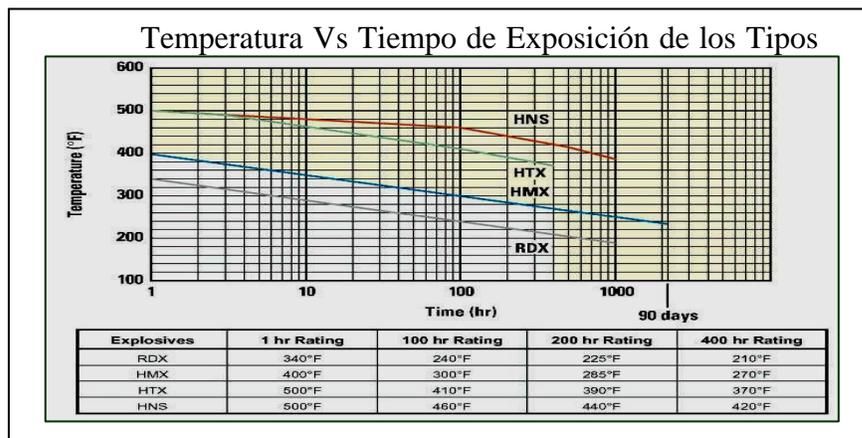


Fig. 2.4 Gráfica. Temperatura Vs Tiempo. Exposición de las cargas explosivas.^[1]

2.8.2.4 Anisotropía.

La mayoría de las rocas del yacimiento tienen permeabilidades verticales menores a las permeabilidades horizontales. La productividad se reduce drásticamente por la presencia de la anisotropía en la permeabilidad. La reducción de la productividad es mucho menor para altas densidades de tiro, por ende, aumentar la densidad de tiros es una forma efectiva de superar los efectos adversos de la anisotropía. A densidades de tiro bajas, los grados de fases entre las perforaciones tiene un efecto muy pequeño en un ambiente anisotrópico. ^[7]

2.8.2.5 Laminaciones de arcilla.

La mayoría de los yacimientos de arenisca contienen laminaciones arcillosas. La presencia de arcillas influye en los patrones de flujo y debe considerarse durante el diseño de un cañoneo. Investigaciones indican que el rendimiento de una formación laminada es esencialmente independiente de la colocación de la perforación a altas densidades de tiro. A bajas densidades de tiro, la distribución arena/arcilla controla el rendimiento de la formación de arcilla laminada. Aumentar la densidad de tiros es una forma efectiva de mejorar la productividad. Igual importancia recae sobre el fase de disparo. ^[7]

2.8.2.6 Fracturas naturales.

La productividad de completaciones cañoneadas en sistemas naturalmente fracturados es altamente dependiente de la comunicación hidráulica entre las perforaciones y la red de fracturas, y varía con el tipo, orientación e intervalo de fracturas naturales. Se asumen diferentes parámetros de perforación con significados variados para cada tipo de sistema de fracturas; Sin embargo, la longitud de las

perforaciones y el número de planos de fracturas parecen ser los parámetros más importantes.^[8]

2.8.2.7 Daño de formación.

La productividad de los pozos es alterada durante la perforación, y es directamente dependiente de la zona de daño, la zona invadida puede estar en un rango de pocas pulgadas o pocos pies de longitud alrededor del pozo, causando una zona de permeabilidad reducida que puede tener un gran impacto negativo en la productividad del pozo. Estudios acerca de las productividades demuestran que se tiene un bajo daño mecánico, si durante el cañoneo se logra ir más allá de la zona dañada. Para formaciones que se creen altamente dañadas la principal preocupación debería ser la longitud de las perforaciones para exceder el espesor de la zona dañada.
[21]

2.8.2.8 Tipo de fluido que satura el medio poroso.

Estudios experimentales muestran que la penetración es menor en formaciones con poros saturados con gas que en formaciones con poros saturados con líquidos, este efecto fue demostrado por primera vez por Aseltine en 1985 y para el año 1996 Bird y Blok reportaron el porcentaje en cuanto a reducción en la penetración estableciendo que la misma en arenas saturadas con gas es de 20% y 30%. La penetración disminuye ya que el jet de perforación pierde energía debido a que la existencia de gas es sinónimo de mayor cantidad de moléculas dispersas lo que hace que la energía se canalice a través de las mismas y por ende la velocidad del jet disminuya causando menor longitud de penetración.^[6]

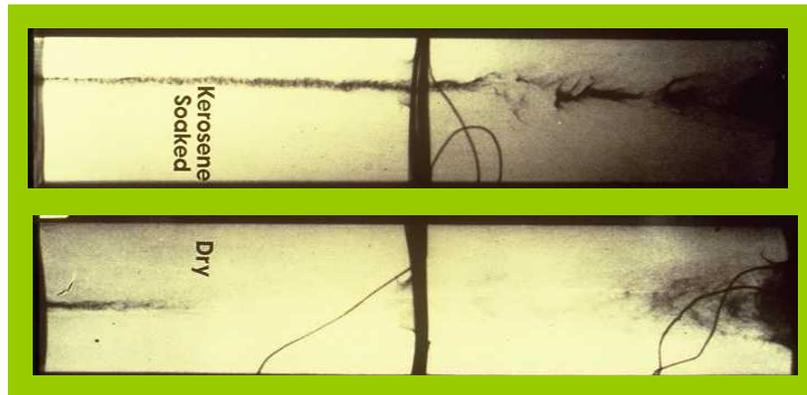


Fig. 2.5 Comportamiento del Jet de Perforación en un Medio Poroso Saturado con Gas y Líquido.^[6]

2.8.2.9 Turbulencia en las cercanías del pozo.

En pozos de alta tasa de gas y petróleo la turbulencia puede causar una reducción de la productividad. El efecto de la turbulencia en la región cercana al pozo se reduce para longitudes de penetración profunda, debido al aumento del área abierta al flujo. Las combinaciones de longitud de penetración profunda y fase angular entre las perforaciones adyacentes constituyen un método efectivo para minimizar el efecto de la turbulencia en pozos de altas tasas de hidrocarburos.^[6]

2.8.2.10 Condiciones mecánicas del pozo.

El tipo de completación, la tubería o liner de producción y el revestidor utilizado también son parámetros que definen bajo que condición se deben realizar las operaciones de cañoneo. El diámetro interno de la tubería de producción limita el tamaño de la carga a utilizar en las operaciones de cañoneo, por ejemplo cuando la técnica usada es a través de tubería, la penetración es menor ya que la carga que se puede bajar es de menor diámetro en comparación con aquellas que se pueden bajar a través del revestidor o transportada por tubería. Esta limitación se traduce en una

disminución de la productividad del pozo, en muchas ocasiones esto es necesario ya que el tipo de completación obliga a usar una técnica específica.^[6] Por otra parte la penetración y el agujero de entrada se reduce con el incremento de resistencia del material del revestidor debido a que el jet usa su energía para vencer la resistencia del material.^[6]

2.9 Daño por cañoneo.

Durante la perforación y la cementación del revestidor, tanto el filtrado del lodo como el cemento invaden la formación. Esta zona de permeabilidad reducida alrededor del pozo, se conoce como zona dañada. De manera similar, durante el proceso de cañoneo, como puede observarse en la Figura 2.4 una zona de permeabilidad reducida, conocida como la zona compactada es creada alrededor de las perforaciones. Estas reducciones de permeabilidad pueden reducir significativamente la eficiencia de flujo en las completaciones cañoneadas. Ocurren reducciones significativas de la productividad si las perforaciones no se extienden más allá de la zona dañada.^[6]

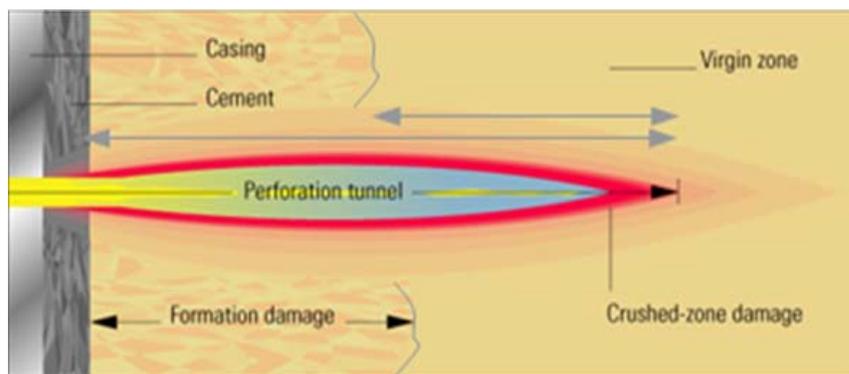


Fig. 2.6 Daño Ocasionado por las Operaciones de Cañoneo.^[6]

2.10 Mecanismo que crean la zona de daño.

Se crean perforaciones normalmente usando cargas formadas por explosivos. Estas son creadas por un chorro de partículas metálicas a alta velocidad, perforando un hoyo en el revestidor, en el cemento y en la formación. Simulaciones en diferencias finitas, muestran que en la punta de la perforación se crea un choque de la descompresión del fluido que es expulsado de los poros radialmente. En las cercanías del túnel de perforación, durante esta descompresión inicial es creada una presión mas que adecuada para que la roca falle ^[9]. Esta descompresión crea los componentes típicos de la roca asociados a la zona dañada de perforación (granos triturados o comprimidos). Como este fluido se propaga de manera radial, la presión creada declina porque el fluido se extiende sobre un área más grande y también debido a las perdidas de energía causado por la compresión de la roca. Existe un punto en que la presión de descompresión inicial del fluido ya no es suficiente para exceder la fuerza a la compresión de la roca, esto marca el final de la “zona comprimida”.

2.11 Análisis de la productividad en zonas cañoneadas.

El análisis de la productividad de una completación cañoneada es significativamente más complejo que una completación hoyo abierto debido a la naturaleza tridimensional de flujo. Se hacen comparaciones generalmente en cuanto a las razones de productividad de una completación ideal de hoyo abierto. Según la siguiente ecuación:

$$Pr = \ln\left(\frac{re}{rw}\right) / \left[\ln\left(\frac{re}{rw}\right) + S \right] \quad \text{Ec.1}$$

Donde:

Pr: Razón de productividad (adimensional).

re: Radio de drenaje (pies).

rw: Radio del pozo (pies).

S: Daño de la formación (adimensional).^[10]

El efecto de los parámetros de cañoneo sobre la eficiencia de flujo ha sido muy estudiado. Muskat^[11] (1943), presentó el primer tratamiento analítico del problema donde se establece que la productividad decrece producto de la penetración parcial.

McDowell, Muskat, Harris y Klost^[12], mostraron que la productividad de los pozos puede maximizarse si las perforaciones penetradas van mas allá de la zona dañada. Harris fue el primero en utilizar el modelo de diferencia finita como técnica para examinar la productividad en las completaciones perforadas.

McDowell y Muskat^[12], utilizando experimentos de tanque electrolítico, reportaron resultados de productividad para cañones que se extendían mas allá del revestidor del pozo.

2.12 Estudios sobre la productividad en zonas cañoneadas.

Behrmann en 1995 publico su trabajo de investigación referido a los factores que pueden afectar la productividad de un pozo cuando se usa la técnica de cañoneo bajo balance^[9, 13].

El trabajo de Behrmann estaba enfocado en la determinación del diferencial de presión mínimo de bajo balance para obtener una perforación limpia, además provee ecuaciones para calcular el daño por cañoneo esperado cuando es usado un mínimo diferencial de presión bajo balance.^[13]

Basado en los experimentos de flujo por disparo de cañón. Behrmann suministra un entendimiento básico del daño por cañoneo y el diferencial de presión mínimo requerido. Estos datos no están apoyados en las teorías originales donde se requería flujo turbulento para la limpieza de las perforaciones, aunque originalmente el flujo turbulento en fluido de baja viscosidad no era considerado como un factor que alterara la limpieza, dos fuerzas son consideradas: La primera, es la presión

diferencial creada durante la descompresión inicial del fluido proveniente del gradiente radial de presión; la segunda, es la subsecuente transitoriedad del flujo radial compresible (laminar o turbulento). Esta fuerza es usada como punto de partida para obtener ecuaciones semi-empíricas de bajo balance/daño usando referencias establecidas.^[13]

El daño por cañoneo primario es creado por partículas más pequeñas que reducen el tamaño de la garganta poral y su permeabilidad. La extensión del daño es una función de la resistencia de la roca, la litología, compresibilidad del fluido contenido en los poros, diseño y tamaño de las cargas, contenido de arcillas entre otros. En la mayoría de las rocas consolidadas, se crean micro-fracturas por cañoneo, que a la vez provee el desvío del fluido en la zona dañada, en este tipo de rocas puede ocurrir un menor daño y colapso del túnel de la perforación, durante el proceso de cañoneo bajo balance ocurre un incremento transitorio del esfuerzo efectivo, si este esfuerzo excede el daño de la roca, entonces podría ocurrir el colapso progresivo del túnel perforado.^[13]

Esto puede conducir a dañar la roca entre las perforaciones, esta roca dañada remueve la permeabilidad dañada, pero si es posible que la desconsolidación substancial de la arena tapone los espacios porales en el túnel de perforación^[4]. La limpieza del daño por cañoneo durante el cañoneo bajo balance es el resultado de la descompresión del fluido del yacimiento inmediatamente después del cañoneo, cuando se establece un diferencial de presión en el fondo del pozo. Esto es asumiendo

que la limpieza del daño por cañoneo proviene de las fuerzas dinámicas (diferencial de presión y fuerzas de empuje) que mueven y/o erosionan progresivamente las partículas de arena fracturadas desde las paredes del túnel, removiendo de esta manera la permeabilidad de la zona dañada. Estas fuerzas son mayores durante la descompresión inicial del fluido, después del disparo el estado del fluido Pseudo-estable no produce una limpieza del daño primario significativo^[14]. Sin embargo, después del disparo el flujo puede ayudar a remover el daño secundario

(finos). La limpieza de las perforaciones también depende de la viscosidad del fluido, cuando la viscosidad es mayor de 100 cps, la limpieza puede ser negligente. El fluido en la vecindad del pozo, la salmuera, el solvente, el petróleo, el ácido y otros pueden afectar la limpieza, ya que algunos de esos fluidos pueden ser introducidos al mismo tiempo dentro de la perforación con el disparo del cañón.

Asumiendo que en el túnel de perforación creado, existe solo arena fracturada suelta (ni líquido, ni gas de alta presión), entonces existe la condición de que el diferencial de presión límite en las paredes del túnel es igual que la presión del yacimiento. El flujo por descompresión se mueve radialmente desde la pared del túnel y reduce la presión del yacimiento. Esta reducción de la presión es una función de las propiedades de las rocas y de los fluidos. Si la reducción de presión a cualquier radio dado es muy rápida entonces es posible desarrollar un diferencial de presión sustancial que provoque arenamiento. Simulaciones de la mecánica y códigos del medio poroso continuo y transitorio, sugieren que la fuerza potencial de este diferencial de presión fuese solo importante para fluidos de muy baja viscosidad o para permeabilidades muy altas.^[14]

La experiencia de campo ha sugerido que la perforación desbalanceada (aquella en la que se tiene una menor presión en el pozo que en la formación) es un método efectivo para crear perforaciones abiertas y sin daño. La presión de desbalance elegida debe ser suficiente para expulsar los ripios y mejorar la productividad, pero, al mismo tiempo deben evitarse fallas mecánicas de la formación.^[14] Observar figura 2.7



Fig. 2.7 Cañoneo balanceado vs. Cañoneo en desbalance. ^[14]

2.13 Control de calidad en operaciones de cañoneo.

En el año 1962, se publica el primer procedimiento que detalló la manera de realizar las evaluaciones a los sistemas de cañoneo, por medio del Instituto Americano de Petróleo (API), bajo la jurisdicción de su Comité Ejecutivo para operaciones de perforación y producción, “RP-43 1^{RA} Edición”, se llamó esta primera publicación, la más reciente versión de la RP-43, fue su “5ta Edición” la cual se publicó en Enero de 1991, y expiró en Enero de 1998. En dichas pruebas los blancos utilizados eran concretos a presión y temperatura ambiente, con una compresión del concreto de 5000 LPC, y el revestidor usado es de grado L-80, para cargas de penetración profunda se utilizaban blancos de arena Berea comprimida a 3000 LPC. Para la realización de las pruebas solo era necesario la presencia de la compañía fabricante. ^[15]

Las compañías de cañoneo lucharon decisivamente por el reemplazo de la norma RP-43, por un programa de testigos (tal como sucede hoy en día), con la visión de que la conocida norma recupere la credibilidad que antes tuvo y que, posteriormente, había perdido debido al comportamiento desleal de varios

fabricantes. ^[15] Las normas RP-43, fueron actualizadas por el API. Ahora la nueva norma se llama “RP 19B 1ra Edición”, la cual se publicó oficialmente en Noviembre del 2000, y exige un testigo de tercera parte para la prueba. El primer API 19, se publicó en el año 2001. El cambio principal entre las normas “RP 19B 1ra Edición” y “RP 43 5ta Edición” consistió en remplazar el concreto de arena C-33 a arena frac API 16-30 con tamaño de granos regular y controlado, además de incluir información acerca de la cantidad de arena, cemento y agua en la lechada de cemento. ^[15] Figura 2.8



Fig. 2.8. Pruebas API del desempeño de las Cargas Explosivas. ^[15]

2.14 Resistencia a la compresión sin confinamiento (ucs).

El análisis de la resistencia a la compresión sin confinamiento es un método cualitativo que permite inferir la dureza de una roca, y que se ha utilizado, generalmente, para la aplicación de mechas, cañoneo, pruebas de inyectabilidad y fracturamiento, el método va enmarcado con el empleo de registros eléctricos, ya que los datos de estos registros se utilizan para calcular cuantitativamente la resistencia de la roca. ^[16]

El análisis de la dureza de la roca es muy útil para determinar los intervalos de las formaciones aptas para ser cañoneadas, y escoger el método y cañón adecuado

según las condiciones que estén presentes y así lograr el máximo rendimiento, puesto que esto conlleva a notables ventajas económicas a través de toda la vida productora del pozo. Los datos de litología y los valores de resistencia bajo compresión son medios mas precisos para determinar que tipo de cañón utilizar. Hay, sin embargo, medios alternos para calcular los valores de la resistencia a la compresión. ^[16]

Conociendo los registros de ondas acústicas de la formación en estudio y su litología podría estimarse un valor de UCS, Aun así, este método no es del todo preciso, porque los tiempos de tránsito de las ondas acústicas son afectadas no solo por la dureza de la roca sino por otros factores como litología, porosidad, tamaño de granos y presión de poros de la roca. ^[17]

Tradicionalmente, la dureza de la roca se expresa bajo condiciones atmosféricas, es decir, la dureza de la roca fuera del pozo, sin tener en cuenta la presión de las capas suprayacentes ni el efecto por presión de sobrecarga de ellas sobre una roca específica. Esto es lo que se denomina resistencia a la compresión no confinada. ^[17]

Generalmente, mientras más profunda es la roca, más notable es el efecto de confinamiento. Tomar en cuenta el efecto de confinamiento es clave para determinar la dureza de la roca y, usar esta información para obtener perforaciones óptimas. ^[17]

La resistencia o dureza de la roca se puede clasificar también del modo siguiente, a partir de su resistencia no confinada (a presión atmosférica):

Muy Baja Resistencia: Menos de 4.000 lbs/plg² – lutitas arcillosas (gumbo), lutitas blandas, arcillas y arenas no consolidadas muy blandas.

Baja Resistencia: Desde 4.000 a 8.000 lbs/plg² – Yeso, areniscas lutíticas y arcillosas, arcillas, lutitas, evaporitas (blandas) y limos blandos

Mediana Resistencia: Desde 8.000 a 16.000 lbs/plg² – Conglomerados, calizas arenosas y gredosas, areniscas medianamente duras y lutitas duras

Alta Resistencia: Desde 16.000 a 32.000 lbs/plg² – Vetas duras, dolomitas duras, caliza cristalina, lutitas quebradizas duras y lutitas duras.

Muy alta resistencia: Más de 32.000 lbs/plg² Areniscas compactadas de granos finos, pedernal (chert), cuarzo, rocas ígneas y metamórficas y algunos limos duros.

Además de los tipos generales de roca y de los nombres locales, a veces se usan las eras geológicas para clasificar las formaciones. ^[17]

2.15 Reacondicionamiento, recompletación (ra/rc) y servicios a pozos.

El reacondicionamiento y recompletación se refieren a todos aquellos trabajos que se realizan a los pozos activos o inactivos, cuyo objetivo principal es mejorar las condiciones productivas de los mismos (producción de hidrocarburos e inyección de fluidos). Estos trabajos modifican las condiciones de:

Pozo.

Entre estas actividades se encuentran el cañoneo, control de arena, gas y agua, apertura o cierre de arenas, perforación de ventanas horizontales (“Reentry”) o verticales (“Redrill”), profundización, lavado de perforaciones, cambios de método de producción, conversión de productor a inyector y viceversa. ^[18]

Yacimiento.

Entre estas actividades se encuentran las estimulaciones con inyección alternada de vapor, acidificación de zonas, bombeo de químicos, fracturamiento y recañoneo.

Todas estas actividades antes mencionadas se pueden realizar con o sin taladro. Esto depende de si el trabajo necesita el manejo de la tubería o si solo se necesita hacer uso de una guaya fina. ^[18]

Los servicios se refieren a todos aquellos trabajos que se realizan a los pozos activos o inactivos, cuyo objetivo principal es mejorar las condiciones productivas de los mismos (producción de hidrocarburos e inyección de fluidos), sin modificar las condiciones físicas/ mecánicas del pozo y/o yacimiento. Entre estas actividades tenemos: sacar las varillas y tuberías de producción, reemplazar el equipo subterráneo, trabajo de limpieza de pozos, trabajos de inducción a producción, conexión del cabezal del pozo y los trabajos de guaya.^[18]

2.16 Comportamiento de ipr en pozos de gas.

Rawlins Schellhardt, ingenieros del comité de Minas de los Estados Unidos, desarrollaron en 1936 la clásica ecuación de “backpressure ” basados en la interpretación analítica de cientos de pruebas de múltiples tasas en pozos de gas.

$$q_{sc} = C \left(\bar{P}_R^2 - P_{wf}^2 \right)^n \quad \text{Ec. 2}$$

Donde:

C = Coeficiente de flujo.

n = Exponente dependiente de las características del pozo.

\bar{P}_R y P_{wf} = Presión promedio del yacimiento y Presión de fondo fluuyente. Lpca

Como se observa la ecuación 3 tiene dos variables desconocidas, C y n ; por lo tanto se requiere al menos de dos pruebas de producción estabilizadas para poder aplicar el método.

Es evidente que un gráfico de $(\bar{P}_R - P_{wf})$ Vs Q_o en papel log-log resulta en una línea recta de pendiente igual a $1/n$. Conocido el valor de n es posible calcular el valor de C mediante la ecuación 2 en cualquier punto de la recta en la Fig. 2.9 se presenta un ejemplo ilustrativo del método. El modelo puede ser aplicado analíticamente tratando la ecuación 2 en forma logarítmica y resolviendo el sistema

de ecuaciones resultantes; serán tantas ecuaciones como pruebas de producción existan. Para más de dos pruebas es recomendable aplicar la técnica de los mínimos cuadrados.

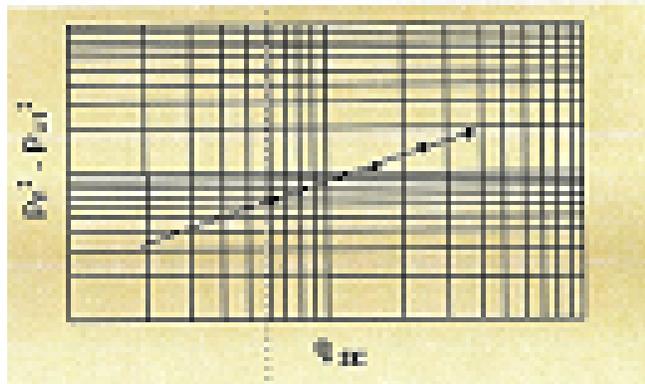


Fig. 2.9 Gráfico de $(PR^2 - Pwf^2)$ Vs q_{sc}

Anteriormente se ha hecho referencia a que la ley de Darcy esta limitada a flujo laminar y pierde aplicabilidad en presencia de altas velocidades de flujo (Flujo No Darcy), como generalmente ocurre en caso de flujo de gas. Muchos modelos han sido propuestos para reemplazar o modificar la ley de Darcy para flujo afectado por turbulencia, siendo Forchheimer el primero en proponer una expresión analítica y esta representada por la ecuación 3.

$$\frac{dP}{dr} = av + bv^2 \quad \text{Ec. 3}$$

Donde a y b son constantes y $v = q/A$ es la velocidad del fluido.

A bajas velocidades, el factor bv es despreciable y la ley de Darcy puede ser aplicada. A altas velocidades, el término tiene muy poca relevancia y puede ser omitido de la ecuación. En estos casos, la caída de presión es proporcional al cuadrado de la velocidad del fluido (análogo al flujo turbulento en tuberías). En flujo de transición, entre baja y alta velocidad, será necesario tomar en cuenta ambos términos, ya que la omisión de alguno de ellos podría conllevar a errores importantes

en los cálculos del comportamiento de influjo. En 1952, Cornell y Katz propusieron expresar la ecuación de Furchheimer en función de las propiedades del fluido fluyente y de la roca de formación y proporcionaron la forma necesaria para aplicar la ecuación como una herramienta predictiva. Los autores concluyeron que la constante a esta definida por la ley de Darcy ($a = u/k$) y la constante b depende de la densidad del fluido y de una constante empirica B usualmente conocida como coeficiente de velocidad. Sustituyendo en la ecuación 4 se obtiene.

$$\frac{dP}{dr} = \left(\frac{\mu}{k} \right) v + \beta \rho v^2 \quad \text{Ec. 4}$$

Arreglando esta ecuación para flujo de gas en un sistema radial sustituyendo el termino v por $v = q/2 \pi r h$ y tomando en consideración la ecuación de estado de los gases y el hecho de que la velocidad de la masa fluyente permanece constante dando como resultado la ecuación 5.

$$\frac{dP}{dr} = \frac{C_1 \mu_g Z T q_{sc}}{k_g r h P} + \frac{C_2 \beta \gamma_g Z T q_{sc}^2}{r^2 h^2 P} \quad \text{Ec. 5}$$

Donde:

$C_1 = \text{constante } 1422$

$C_2 = \text{constante} = 3.16 \times 10^{-12}$

Luego reordenando de forma integral y considerando que para fluido seudo continuo o estabilizado como generalmente se considera haciendo $(1/r_w - 1/r_e) = 1/r_w$ e introduciendo el factor daño debido a la alteración de la permeabilidad en el termino correspondiente al flujo tipo Darcy, por lo que la ecuación 5 se transforma en:

$$\bar{P}_R^2 - P_{wf}^2 = A q_{sc} + B q_{sc}^2 \quad \text{Ec. 6}$$

Donde:

$$A = \frac{1422 \mu_g Z T [\ln(r_e/r_w) - 0.75 + S_d]}{k_g h}$$

$$B = \frac{3.16 \times 10^{-12} \beta \gamma_g Z T}{h^2 r_w} = \frac{1422 \mu_g Z T}{k_g h} D$$

Como puede observarse la ecuación 6 es la ecuación de Darcy modificada para altas velocidades de flujo o efectos de turbulencia y es exactamente igual a la ecuación de Jones, Blount y Glaze para calcular el comportamiento IPR en pozos de petróleo. Sin embargo la ecuación 6 para calcular IPR en pozos de gas aplica de manera análoga a pozos de petróleo.

2.17 Análisis nodal del sistema.

El análisis nodal de un sistema de producción, realizado en forma sistemática, permite determinar el comportamiento actual y futuro de un pozo productor de hidrocarburos, y consiste en dividir este sistema de producción en nodos de solución para calcular caídas de presión, tasa de los fluidos producidos, que permitan determinar las curvas del comportamiento de afluencia y potencial de producción de un yacimiento.^[19]

Como resultado de este análisis se obtiene generalmente un incremento en la producción y el mejoramiento de la eficiencia de flujo cuando se trata de un pozo productor, pero cuando se trata de un pozo nuevo, permite definir el diámetro óptimo de las tuberías de producción, del estrangulador, y línea de descarga por el cual debe fluir dicho pozo, así como predecir su comportamiento de flujo (aporte de hidrocarburos) y presión para diferentes condiciones de operación.^[19]

2.18 Sistema de producción.

El sistema de producción esta formado por el yacimiento, la completación, el pozo y las facilidades de superficie. El yacimiento es una o varias unidades de flujo del sub suelo creadas e interconectadas por la naturaleza, mientras que la completación, el pozo y las facilidades de superficie es infraestructura construida por

el hombre para la extracción, control medición, tratamiento y transporte de los fluidos hidrocarburos extraídos del yacimiento. ^[19]

2.19 Proceso de producción.

El proceso de producción de un pozo de hidrocarburo comprende el recorrido de los fluidos desde el radio del drenaje en el yacimiento hasta el separador de producción en la estación de producción. En la figura 2.7 se muestra el sistema completo con cuatro componentes claramente identificados: yacimiento, completación, pozo y línea de flujo superficial. ^[19]

Existe una presión de partida de los fluidos en dicho proceso que es la presión estática del yacimiento (P_{ws}) y una presión final o de entrega que es la presión del separador (P_{sep}) en la estación de flujo. ^[19]

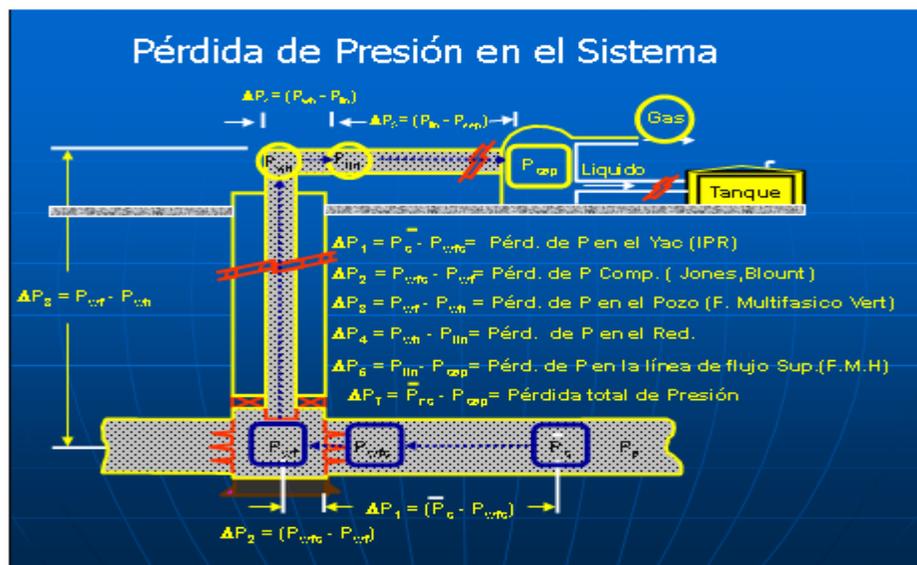


Fig. 2.10. Sistema de Producción.^[19]

2.20 Recorrido de los fluidos en el sistema.

Transporte en el yacimiento.

El movimiento de los fluidos comienza en el yacimiento a una distancia del pozo conocida como radio externo (r_e), donde se tiene además la presión estática o presión del yacimiento, el fluido viaja a través del medio poroso hasta llegar a la cara de la arena o radio del pozo (r_w) donde se tiene entonces la presión de fondo fluyente (P_{fw}). Durante esta trayectoria el flujo pierde energía en la medida que el medio sea de poca capacidad de flujo, que presente restricciones en las cercanías del pozo (daño a la formación) y a la resistencia que ofrezca el fluido a fluir.^[19]

Transporte a través de las perforaciones.

Los fluidos aportados por el yacimiento atraviesan la completación que puede ser un revestidor de producción cementado y perforado el cual es normalmente utilizado en formaciones consolidadas, o un empaque con grava normalmente utilizado en formaciones poco consolidadas para el control de arena. En el primer

caso la pérdida de energía se debe a la sobre compactación o trituración de la zona alrededor del túnel perforado y a la longitud de penetración de la perforación; en el segundo caso la pérdida de energía se debe a la poca área expuesta al flujo.^[19]

Transporte en el pozo.

Dentro del pozo los fluidos ascienden a través de la tubería venciendo las fuerzas de gravedad y la fricción con las paredes internas de la tubería y de esta forma llegan al cabezal del pozo donde es medida una presión de cabezal (P_{wh}).^[19]

Transporte en la línea de flujo superficial.

Al salir del pozo si existe reductor de flujo en el cabezal ocurre una caída de presión brusca que dependerá fuertemente del diámetro del orificio del reductor, a la descarga del reductor la presión medida es perteneciente a la línea de flujo, luego que atraviesa la línea de flujo superficial llega al separador con una presión igual a la presión del separador (P_{sep}) donde se realiza la separación de los fluidos provenientes del yacimiento.^[19]

La pérdida de energía en forma de presión a través de cada componente depende de las características de los fluidos producidos y especialmente del caudal de flujo a través del sistema de producción. La pérdidas de energía es igual a la pérdida total, es decir, a la diferencia entre la presión de partida y la presión final ($P_{ws} - P_{sep}$), y viene dada por la siguiente ecuación:^[19]

$$\Delta p = P_{ws} - P_{sep} = \Delta P_{Yac} + \Delta P_C + \Delta P_p + \Delta P_l \quad E.c 7$$

Donde :

$$\Delta P_{Yac} = P_{ws} - P_{wfs} = \text{Caida de Pr esión en el Yacimiento. (IPR).}$$

$$\Delta P_C = P_{wfs} - P_{wf} = \text{Caida de Pr esión en las Completaciones. (Jones, BlountyGlaze).}$$

$$\Delta P_p = P_{wf} - P_{wh} = \text{Caida de Pr esión en el Pozo. (FMT Vertical).}$$

$$\Delta P_{\tilde{n}} = P_{wh} - P_{sep} = \text{Caida de Pr esión en la Linea de Flujo. (FMT Horizontal)}$$

2.21 Capacidad de producción del sistema.

La capacidad de producción del sistema esta representada a través de la tasa de producción del pozo y esta es consecuencia de un perfecto balance entre la capacidad de aporte de energía del yacimiento y la demanda de energía de la instalación.

Curvas de oferta y de demanda.

Tradicionalmente el balance de energía se realizaba en el pozo, pero la disponibilidad actual de simuladores del proceso de producción permite establecer dicho balance entre otros puntos (nodos solución) de la trayectoria del proceso.

Para realizar el balance de energía en el nodo se asumen convenientemente varias tasas de flujo y para cada una de ellas, se determina la presión con la cual el yacimiento entrega dicho caudal de flujo en el nodo respectivo, y a la presión requerida en la salida del nodo para transportar y entregar dicho caudal de flujo en el separador.

La representación grafica de la presión de llegada de los fluidos al nodo en función del caudal o tasa de producción se denomina curva de oferta. Y la representación grafica de la presión requerida a la salida del nodo en función del caudal de producción se denomina curva de demanda. ^[19]

2.22 Ubicación de los nodos.

La técnica del análisis nodal, consiste en seleccionar un punto de división o nodo en el pozo y dividir el sistema en este punto para generar una solución al mismo.

Solución en el fondo del pozo.

Esta es por lo general la solución más común y se realiza a una profundidad correspondiente al centro del intervalo productor. Para determinar la tasa de flujo en esta solución, el sistema completo se divide en dos segmentos: El yacimiento y el sistema completo de tubería hasta el separador. En este caso se supone que no existen restricciones y por lo tanto solo se calculan las perdidas de presión en la tubería y en la línea de flujo. Se utiliza por lo general para evaluar la caída de presión en la cara de la arena conociendo así la presión de fondo fluyente (P_{wf}). ^[19]

Solución en el cabezal del pozo.

Esta es la otra solución más común que existe. El sistema completo esta dividido nuevamente en dos segmentos con el fin de determinar la tasa de flujo. El separador y la línea de flujo se consideran un segmento y el yacimiento y sarta de tubería forman otro segmento de estudio. ^[19]

Solución en el separador.

La selección en el separador es fundamental cuando se va a diseñar un sistema rotativo de levantamiento artificial por gas o cuando la presión del gas del separador se debe incrementar para que fluya dentro de un sistema de presión mas alta. La presión del separador controla la presión de succión en el compresor y esta directamente relacionada con las exigencias de potencia en el compresor. Sin embargo la presión en el separador no debe ser reducida o incrementada indiscriminadamente sin hacer una análisis nodal del sistema integral yacimiento-separador y en particular de la línea de flujo.^[19]

Solución en el yacimiento.

Esta posición del nodo es la de menor valor práctico, sin embargo al igual que las otras soluciones, permite calcular la misma tasa de flujo. La posición permite una ilustración sencilla del efecto de los cambios de los valores de presión de yacimiento, pero otros cambios de variables pueden no estar incluidos.^[19]

Se pueden hacer combinaciones de las soluciones en los nodos para llegar a una solución específica deseada, así por ejemplo se puede tomar la solución en el fondo para obtener la presión de fondo fluyente (P_{wf}) y con esta solución encontrar a la presión de cabezal (P_{wh}), colocando la solución en el cabezal del pozo. Todas las corrientes ascendentes del nodo comprenden la sección de influjo u oferta, mientras que la sección de salida son las corrientes descendientes del nodo o demanda. Una relación entre la tasa promedio y la caída de presión debe estar disponible para cada componente del sistema. La tasa de flujo a través del sistema puede ser determinada una vez que se satisfagan los siguientes requerimientos:

El flujo de entrada del nodo igual al flujo de salida del mismo.

Solo una presión puede existir en el nodo.

En un momento dado, en la vida del pozo, hay siempre dos presiones que quedan estables y no son funciones de las tasas del flujo. Una de estas presiones es la presión promedio del yacimiento (P_y), y la otra es la presión de salida del sistema, usualmente es la presión del separador (P_{sep}), pero si el pozo es controlado por un obturador de superficie la presión estable de salida puede ser la de cabezal del pozo (P_{wh}). Una vez que el nodo es seleccionado, la presión del mismo es calculada desde ambas direcciones comenzando en las presiones estabilizadas.^[19]

La caída de presión (D_p) en cualquier componente del sistema varia con la tasa de flujo, por lo tanto al graficar la presión del nodo contra la tasa de flujo producirá dos curvas, la intersección de ambas, darán las condiciones de satisfacción o solución del sistema.^[19]

2.23 Balance de energía y capacidad de producción.

El balance de energía entre la oferta y la demanda puede obtenerse numérica y gráficamente, y el caudal al cual se obtiene dicho balance representa la capacidad de producción del sistema.

Para realizarlo numéricamente consiste en asumir varias tasas de producción y calcular la presión de oferta y demanda en el respectivo nodo hasta que ambas presiones se igualen, el ensayo y error es necesario ya que no se puede resolver analíticamente por la complejidad de las formulas involucradas en el calculo de las caídas de presión en función del caudal de producción. Para obtener gráficamente la

solución, se dibujan ambas curvas en un papel cartesiano y se obtiene el caudal donde se interceptan.

Para obtener la curva de oferta en el fondo del pozo es necesario disponer de un modelo matemático que describa el comportamiento de afluencia de la arena productora, ello permitirá calcular las caídas de presiones y adicionalmente se requiere de un modelo matemático para estimar la caída de presión a través del cañoneo y para obtener la curva de demanda en el fondo del pozo es necesario disponer de correlaciones de flujo multifásico en tuberías que permitan predecir de manera aceptable las caídas de presiones.

2.24 Efectos de cambios en los componentes del sistema de producción.

El efecto de cambio en cualquiera de los componentes puede ser analizado recalculando la presión del nodo Vs la tasa de flujo. Utilizando la nueva característica del componente sometido a cambio. Si la variación es hecha en el componente aguas arriba (curva de oferta), la curva de demanda entonces quedara igual. Si cualquiera de las curvas es modificada la intersección también lo será y existirá una nueva capacidad de flujo y presión en el nodo, de igual forma las curvas serán alteradas si cualquiera de las presiones fijas son cambiadas o siempre que ocurra variación en el porcentaje de agua y sedimento y/o relación gas petróleo.^[19]

CAPITULO III

Metodología y herramientas de trabajo.

3.1 Tipo de investigación.

La investigación sigue patrones documentales, ya que depende en gran parte de una recopilación de antecedentes sobre las arenas de interés, además de la obtención directa de datos reales del campo, para realizar revisiones de la información arrojada a medida en que el estudio está siendo ejecutado.

3.2 Población de la investigación.

La población o universo por estudiar, se concibe como el espacio de donde se extraerá la muestra que se va a utilizar en la investigación: en tal sentido, Balestrini expresa que: “Una población o universo puede estar referido a cualquier conjunto de elementos de los cuales pretendemos indagar y conocer sus características, o una de ellas, y para el cual serán válidas las conclusiones obtenidas en la investigación”.^[1]

La selección de pozos para este estudio se realizó tomando en cuenta pozos que necesitan un reacondicionamiento. Inicialmente la población está constituida por un total de ocho (8) pozos que se encuentran ubicados en el Área Mayor de Anaco, Distrito Anaco, específicamente en el Campo Santa Rosa, Santa Ana y San Joaquín.

Debido a la carencia de información de yacimiento y producción precisa para llevar a cabo los objetivos planteados, se hizo necesario reducir la población a un total de cinco (5) pozos, es importante destacar que a través de los mismos han sido completadas bien sea en el último trabajo realizado o en la completación original un total de catorce (14) arenas o yacimientos.

3.3 Muestra de la investigación.

La muestra puede ser definida como un sub-grupo de elementos de la población. En este caso la muestra esta constituida por siete (7) yacimientos o arenas que han sido aceptadas ante el Ministerio de Energía y Petróleo, por lo que cuentan con propiedades de yacimiento y datos de producción necesarios para llevar a cabo los objetivos en estudio.

3.4 Procedimiento de la investigación.

3.4.1 Definición de la petrofísica, producción y operaciones de cañoneo.

En esta fase se estudiaron las propiedades petrofísicas de todos los yacimientos que conforman los pozos en estudio y a través de este, se determinaron cuales de estas propiedades son de gran importancia al momento de realizar el correspondiente cañoneo. Este estudio se realizo tomando en cuenta los siguientes parámetros: temperaturas, presiones, daño a la formación, intervalos a cañonear, técnicas de cañoneo entre otros. Para llevar a cabo esta fase se utilizo la herramienta de carpetas de pozos en sus dos versiones es decir en físico y digital.

3.4.2 Revisión de carpetas de pozos.

Se revisó las carpetas en físico para obtener toda la información necesaria sobre la historia de los pozos seleccionados. A través de las mismas se obtuvo información sobre los últimos trabajos en el pozo, los últimos registros de presión, profundidad de

las perforaciones e intervalos cañoneados, también se obtuvieron los diámetros de las tuberías de producción y las condiciones mecánicas actuales de los yacimientos.

3.4.3 Simde (carpetas de pozos en digital).

Es un software perteneciente a PDVSA, en la figura 3.1 puede observarse el logo y pantalla principal de esta herramienta, a través de esta aplicación, se puede recopilar en forma digital toda la información referente a pruebas, análisis, propuesta y recomendaciones de trabajos realizados a pozos de determinada zona del país, este programa permite visualizar en pantalla toda la información, disponible desde el comienzo de la perforación hasta la actualidad de todos los pozos completados en diferentes regiones.

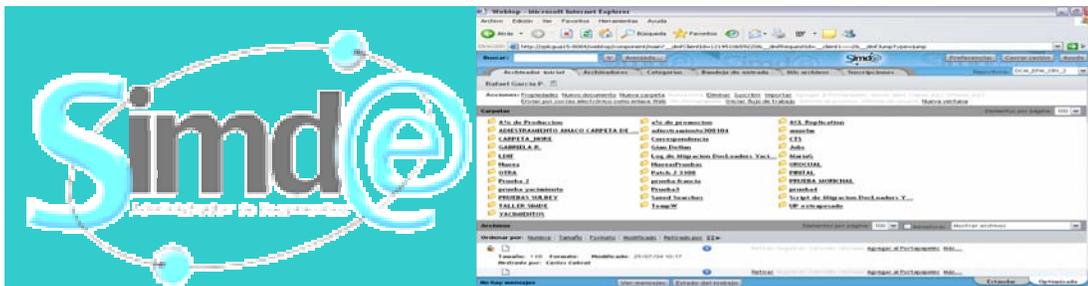


Fig. 3.1. Logo y Pantalla de Entrada de la Aplicación Simde.

3.4.4 Aplicación centinela.

Para recopilar la información de producción se utilizó el programa Centinela como herramienta de trabajo y dicha información fue corroborada con la carta de aceptación emitida al ministerio de Energía y Petróleo. Centinela, es una importante herramienta de información muy utilizada en la industria petrolera, esta herramienta permite mantener información actualizada en cuanto a todos los procesos de petróleo

y gas, con una gran capacidad de respuesta, además de mantener información constante de las instalaciones y equipos de todas las áreas operativas del país. En la figura 3.2 se muestra el logo y la pantalla de inicio del modulo pozo del programa Centinela.



Fig. 3.2 Pantalla de Inicio del programa Centinela.

3.4.5 Dims.

La información de las operaciones de cañoneo y todo lo relacionado con la perforación, construcción y rehabilitación de pozos se utilizó la herramienta Dims. El cual es un sistema de información bajo ambiente computacional que apoya a la gerencia de perforación en el almacenamiento y manejo de la data generada en un equipo de perforación, en los procesos de construcción y rehabilitación de pozos, para apoyar la planificación, ejecución y seguimiento de las actividades en un pozo; facilitando el control de la gestión y la toma de decisiones. En la figura 3.3 se muestra el logo y la pantalla de inicio del Dims.



Fig. 3.3 Pantalla de Inicio del programa Dims.

3.5 Descripción de los factores y parámetros que pueden tener gran impacto en la productividad de los yacimientos de gas condensado.

Para la realización de este trabajo fue necesario la revisión exhaustiva de material bibliográfico existente sobre el tema para conocer los aspectos teóricos mas importantes y resaltantes, tomando como fuente Internet, Tesis de Grado, Centro de Información de PDVSA, artículos Oilfield Review y publicaciones de la SPE, consultas a especialistas en las técnicas de cañoneo entre otros.

3.6 Clasificar los pozos de acuerdo a los factores y parámetros de mayor incidencia para garantizar la optimización de su futura productividad.

Aunque existe una variedad de factores que permiten hacer esta clasificación, para la misma se tomo en cuenta principalmente la técnica de cañoneo, es decir si las operaciones se realizaron en bajo o sobre balance. El método de cañoneo utilizado y el tamaño de los cañones y cargas utilizadas también fueron razones consideras para hacer la clasificación.

3.7 Analizar el efecto del área de flujo en el índice de productividad para los yacimientos de gas condensado por medio de simuladores.

Cotejo de la producción.

Para analizar los factores que influyen en la productividad del pozo se procedió principalmente a realizar el cotejo de la producción el cual se realizó, a través, de la técnica de análisis nodal con la finalidad de reproducir, mediante una simulación, las condiciones reales del campo, garantizando de esta forma que los resultados obtenidos sean los más ajustados a la realidad.

3.7.1. Modelaje del pozo por medio del simulador pipesim

La herramienta utilizada para llevar a cabo el cotejo de la producción es Pipesim 2008, el cual es un programa analítico de producción creado por la empresa Schlumberger para solucionar problemas de flujo lo que permite obtener resultados puntuales a la hora de analizar sistemas de flujo multifásico, es un simulador que representa fehacientemente el flujo para sistemas de producción de hidrocarburos.

Con la información de la petrofísica, presiones y la información mecánica del pozo se procede a simular el comportamiento del mismo, obteniendo valores de tasa de producción, presión de cabezal y presión de línea; los valores obtenidos se comparan con los valores reales. Para decir que el pozo está cotejado el rango de diferencia entre valores reales y simulados no debe ser mayor al 10 %, una vez que esta condición se cumpla se puede realizar distintas sensibilidades.

Se utilizó la correlación de GRAY (modificado), para flujo vertical, y se tomó la correlación de DUCKER AGA & FLANAGAN, para flujo horizontal, ambas son

las que representan el comportamiento más cercano a los pozos de gas. El pozo fue modelado bajo comportamiento de un modelo BLACK OIL (petróleo negro), en vez de uno composicional, la razón principal de esto se debe a que la mayoría de la muestra carece de un estudio cromatografico que defina verdaderamente la composición molar ha dichos pozos.

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.

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 efectiva, [md].

Espesor cañoneado de la arena, [ft].

Diámetro del pozo, [Pulg.].

Radio de drenaje, [ft].

Modelo de completación.

Pipesim 2008 dispone de numerosas opciones para el cálculo de IPR, tanto para yacimientos de gas como para de petróleo. En el trabajo se seleccionó la base de IPR para gas. Los modelos disponibles son:

Índice de Productividad.

Ecuación de Vogel.

Ecuación de Fetkovich.

Ecuación de Jones.

Pseudo Steady State.

Como la técnica de análisis nodal involucra lo que es el yacimiento, sistema de producción y superficie, fue necesario establecer la correlación de flujo a utilizar en el medio poroso. Entre todos los posibles modelos para representar el modelo de flujo en el yacimiento se selecciono Pseudo – Steady – State por ser el que representa el comportamiento mas real que ocurre en el yacimiento, es decir, que existe una declinación de presión a medida que se produce el mismo.

Este modelo fue el que se tomó para este proyecto y el cual toma como base la ley de Darcy.

Donde:

S = Daño de la formación.

K = Permeabilidad de la formación [md].

h = Espesor de la formación [ft].

re = Radio de drenaje en el limite exterior [ft].

rw = Radio del pozo [ft].

T = Temperatura [°F].

Pws = Presión del Yacimiento [psia].

Pwf = Presión de Fondo Fluyente [psia].

Z= Factor de compresibilidad del gas.

μ_g = Viscosidad del gas [Cps].

En la Figura 3.4 se puede observar la ventana para introducir los datos del Yacimiento.

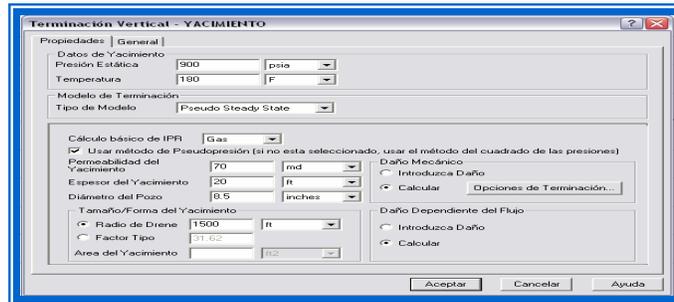


Fig. 3.4 Ventana de Entrada de Información de Yacimiento.

Tubería de producción y revestidor.

Mediante esta herramienta se puede modelar el flujo vertical 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 esta guía fue el modelo simple, el cual requiere la siguiente información:

Temperatura ambiente, [°F].

Profundidad, [Pies].

Temperatura de yacimiento, [°F].

Diámetro interno de la tubería de producción, [Pulg.].

Espesor de la tubería de producción, [Pulg.].

Diámetro interno del revestidor, [Pulg.].

Profundidad a la cual se presenta un cambio en el diámetro de la tubería, [ft].

En la Figura 3.5 se puede apreciar la ventana de entrada de información de tubería de producción y revestidor.

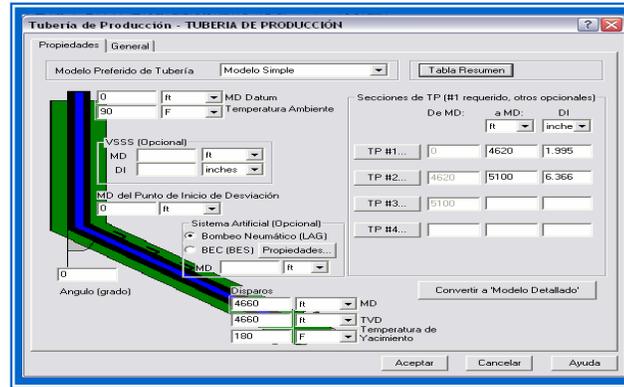


Fig. 3.5 Ventana de Entrada de Información de Tubería de Producción y Revestidor.

Superficie.

Esta sección se encuentra conformada por las instalaciones de superficie del sistema de producción, entre ella se encuentran:

Reductor de flujo:

Permite especificar el diámetro del asiento del reductor, la relación de presión crítica y la tolerancia para el flujo crítico, (Figura 3.6). La data requerida es la siguiente:

Correlación de flujo subcrítico: Se establece la correlación de flujo cuando la relación de presión a través del estrangulador es del tipo subcrítico.

Las correlaciones disponibles son:

Mechanistic., Formulación API-14B., Ashford Pierce.

Correlación de flujo crítico.

Se establece la correlación de flujo cuando la relación de presión a través del estrangulador es del tipo crítico.

Las correlaciones disponibles son: Mechanistic., Ashford, Pierce., Omana., Gilbert, Ros, Baxendell., Achong.



Fig. 3.6 Ventana de Entrada de Reductor.

Línea de flujo.

Mediante este accesorio se puede modelar el flujo horizontal a través de la tubería. El perfil de la línea puede ser definido como un modelo simple o detallado, Figura 3.7, se puede observar la ventana de línea de flujo. Para esta guía, seleccionó el modelo simple en el cual la data requerida es la siguiente:

Rata de ondulaciones.

Distancia horizontal [Km].

Diámetro interno de la línea de flujo [Pulg.].

Espesor de la pared [Pulg.].

Rugosidad de la línea de flujo (para tuberías nuevas 0,001 y para tuberías viejas 0,007), [Pulg.].

Temperatura de ambiente. [° F].

Línea de Flujo - LÍNEA DE FLUJO

Propiedades | Transferencia de Calor | General

Descripción Preferida de Tubería | Vista Simple | Esquema

Ondulaciones: 0 / 1000

Distancia Horizontal: 2.7 km

Diferencia de Elevación: 0 ft

Diámetro Interno: 3.826 inches

Espesor: 0.337 inches

Rugosidad: 0.007 inches

Temperatura Ambiente: 90 F

NOTA: Fijar una diferencia de elevación negativa al modelo a la tubería DESCENDENTE, con la dirección del flujo

Aceptar Cancelar Ayuda

Fig. 3.7 Ventana de Entrada de Línea de Flujo.

Perfiles de presión/temperatura.

Los perfiles de presión y temperatura pueden ser generados en función de la distancia y/o profundidad, se utiliza 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. También debe colocarse el objeto al cual se le quiera realizar la sensibilidad como datos del sistema, yacimiento, fluidos, tubería de producción, choke o línea de flujo y de la fila variable el parámetro que desee variar, observar figura 3.8.

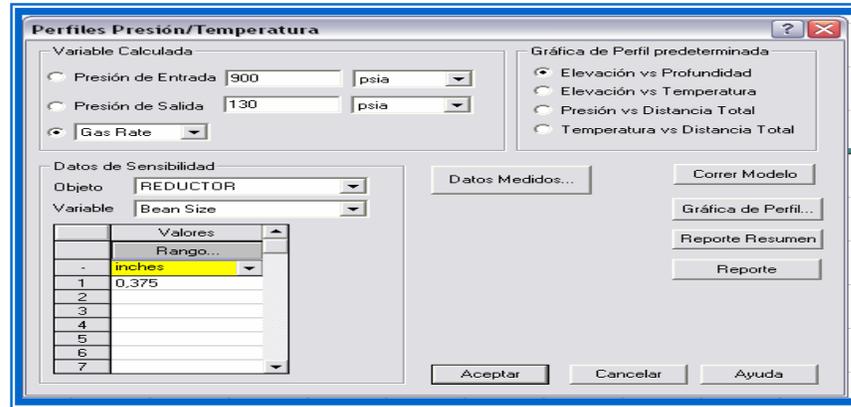


Fig. 3.8 Ventanal del Perfil de Presión y Temperatura.

Análisis nodal.

Esta opción nos permite estudiar el comportamiento de las curvas de oferta con la curva de demanda. De allí se optimiza la tasa y las condiciones actuales de producción. La Figura 3.9 representa la ventana de análisis nodal l la figura 3.10 es la pantalla de resultado grafico del análisis nodal.

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

La presión de salida del sistema, que representa la presión en el nivel de separación. 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.

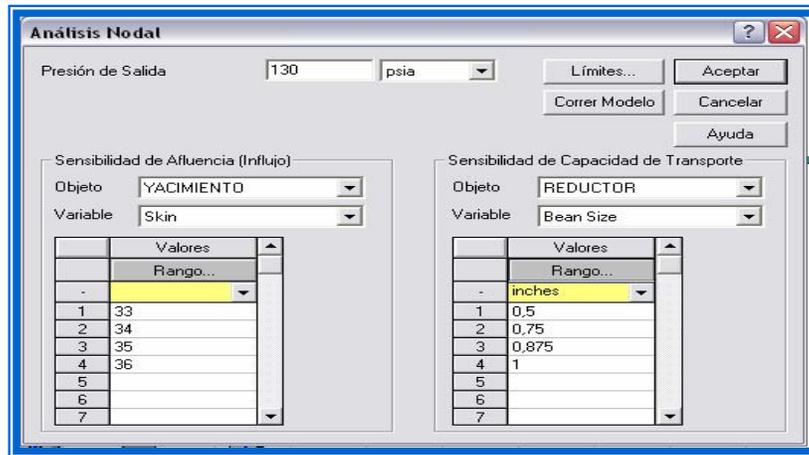


Fig. 3.9 Ventanal del Análisis Nodal.

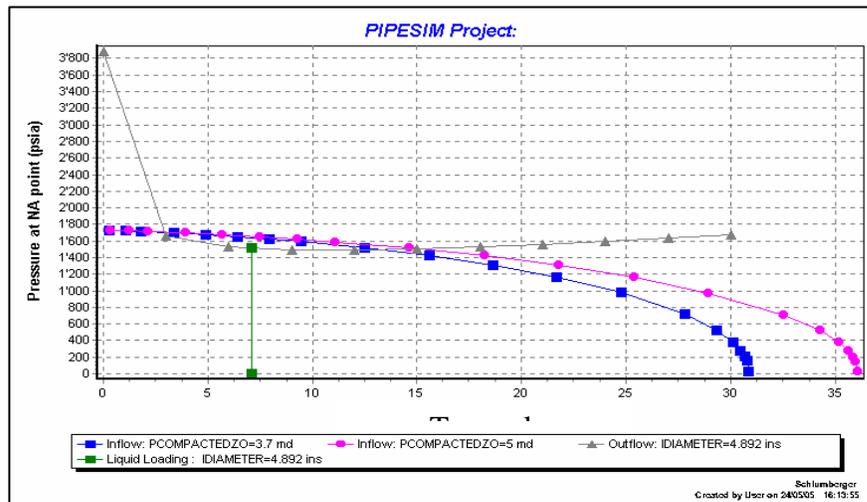


Fig. 3.10 Ventana de salida del Análisis Nodal.

3.7.2 Manejo del programa de cañoneo span.

Esta herramienta permite seleccionar el cañón adecuado para varios diseños de completaciones, y de esta forma seleccionar el cañón que ofrece la mayor productividad.

Existen valores de mecánica de las rocas requeridos para las corridas de esta aplicación, sin embargo, en la ayuda del programa se dan varias recomendaciones para estos casos. Se asume un espesor de cinco o seis pulgadas en la zona dañada, con una permeabilidad en dicha zona (permeabilidad de zona dañada), de un 20 % de la permeabilidad de la zona virgen, es decir, $k_d/k = 0,2$, este valor es ampliamente aceptado en la industria del petróleo, y caracteriza la zona dañada específicamente por perforación e invasión de los fluidos de completación.

Una de las maneras de evaluar los procesos de cañoneo utilizados en el Distrito consiste en calcular esta variable, la zona compactada por el cañoneo (k_c). Considerar la relación $k_c/k = 1$, es una manera idealista de solventar el problema, por lo general y basado en recientes estudios o experimentos de laboratorio la relación k_c/k , en un cañoneo convencional y con el mejor bajo balance estático, siempre va a ser menor a 0.3. Valor que es muy aceptado en la industria petrolera y existen varias publicaciones al respecto.

Descripción del funcionamiento del programa span.

A continuación se presenta una descripción de las partes del programa mas empleadas en el desarrollo de este trabajo.

Pantalla Principal:

Al ejecutar el programa aparece automáticamente la pantalla principal del programa, la misma se puede observar en la figura 3.11. Desde el menú File puede seleccionar la opción de abrir un archivo nuevo o alguno ya existente. Con cualquiera de las dos opciones seleccionadas se llega a la plantilla de trabajo de la aplicación SPAN.

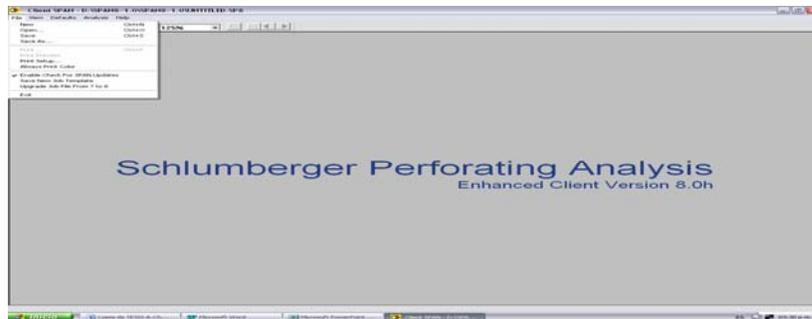


Fig. 3.11 Pantalla Principal de la Aplicación SPAN.

Pantalla de análisis de la aplicación span.

Dentro de esta pantalla existen varias opciones de trabajo donde se suministra la mayor cantidad de variables pertenecientes a las arenas que se desean estudiar. En la figura 3.12 se observa cómo debe quedar la plantilla, es decir se carga el nombre de la compañía que realiza el trabajo, pozo y campo de estudio y el responsable de los resultados que se puedan obtener. En la sección que corresponde al tipo de análisis existe tres opciones; las cuales permiten analizar en primer lugar solo la penetración en formación, en segundo lugar se tiene la opción para el cálculo de penetración y daño producto del cañoneo y en tercer lugar esta la opción de penetración y daño total, este última selección fue la utilizada para llevar a cabo los objetivos de este

trabajo, ya que la misma permite obtener resultados de la productividad y como es afectada por los diferentes Seudo-Daños.

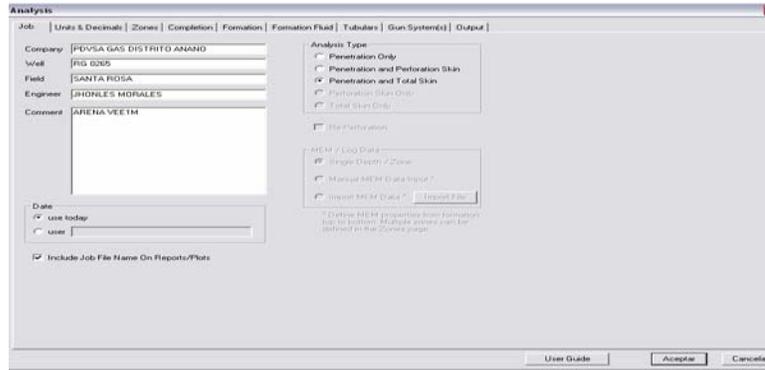


Fig. 3.12 Pantalla de Análisis de la Aplicación SPAN.

Sistema de unidades y decimales.

En la pestaña de unidades y decimales se puede seleccionar el sistema de unidades que se requiera para llevar a cabo un trabajo en específico, para este caso se uso las unidades de campo ofrecidas por la aplicación. Esto puede observarse en la figura 3.13. También puede seleccionarse con cuantos decimales se desea trabajar u obtener resultados veraces.

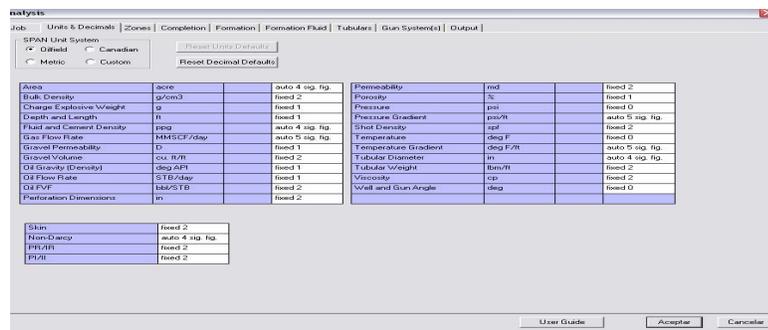


Fig. 3.13 Pantalla de Unidades y Decimales de la Aplicación SPAN.

Pantalla de fluidos de formación.

En la sección de fluidos de formación se cargan los datos correspondientes al tipo de fluido seleccionado, bien sea petróleo, gas o agua. Para este trabajo se selecciono como al Gas como fluido de trabajo. A continuación se presenta la figura 3.16 que muestra la plantilla de trabajo.

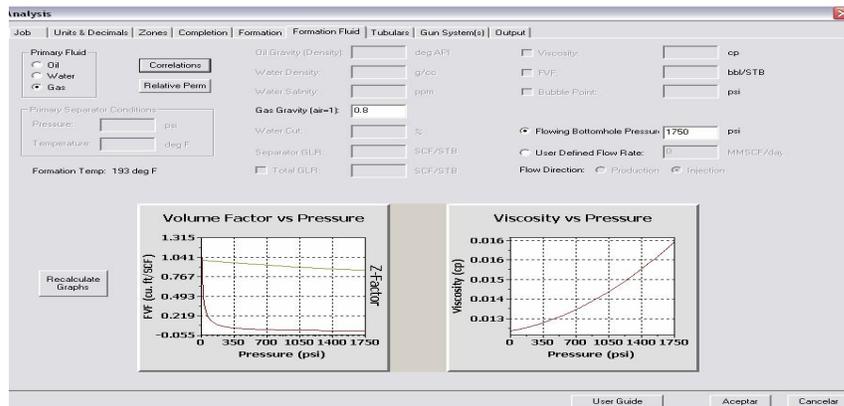


Fig. 3.16 Pantalla de Fluidos de Formación.

Pantalla de condiciones de revestidor y fluidos de completación.

Para la sección de tubulares se puede observar en la figura 3.17 que se debe suministrar la información correspondiente al revestidor y el tipo de fluido con que fue completada la arena, así como también el diámetro que tiene el pozo.

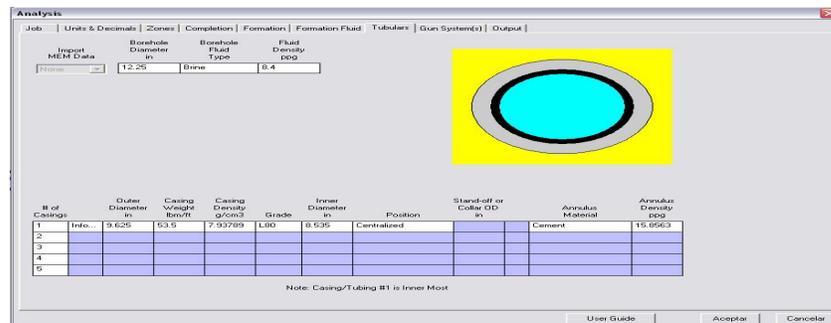


Fig. 3.17 Pantalla de Condiciones de Revestidor y fluidos de Completación.

Pantalla de sistema de cargas y cañones de perforación.

Para la opción de sistemas de cañones se debe seleccionar el tipo de carga y cañón óptimo para realizar la operación de cañoneo, las cargas deben tener sus especificaciones API 19 B para así garantizar mejores resultados. Es importante destacar que para ser mas realista al momento de la corrida del programa es necesario suministrarle al programa que la efectividad de los disparos es de un 60%. En la figura 3.18 se puede observar la pantalla de trabajo.

Fig. 3.18 Pantalla de Sistema de Cargas y Cañones de perforación.

Pantalla de cálculo de la aplicación span.

Finalmente se observa la pantalla de cálculo o corrida de la aplicación, la misma se muestra en la figura 3.19. Aquí se indica cuales son las gráficas que se desean estudiar, para efectos de este trabajo se selecciono la opción índice de productividad, con el fin de observar cual de los factores influye en la productividad de los pozos. En la figura 3.20 puede observarse la ventana de salida de resultados arrojados por la aplicación SPAN

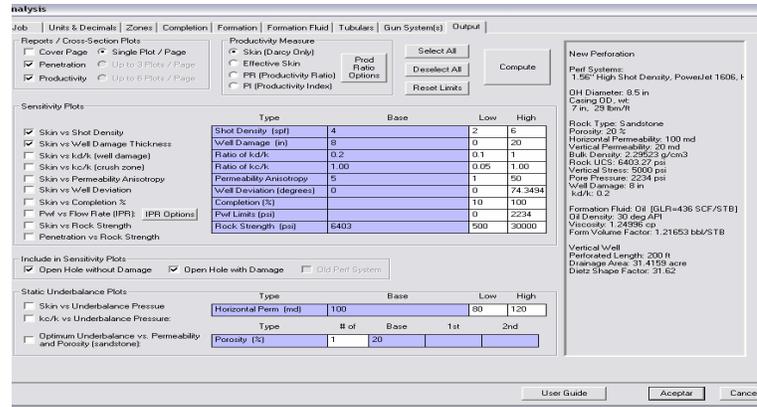


Fig. 3.19 Pantalla de Cálculo de la Aplicación SPAN.

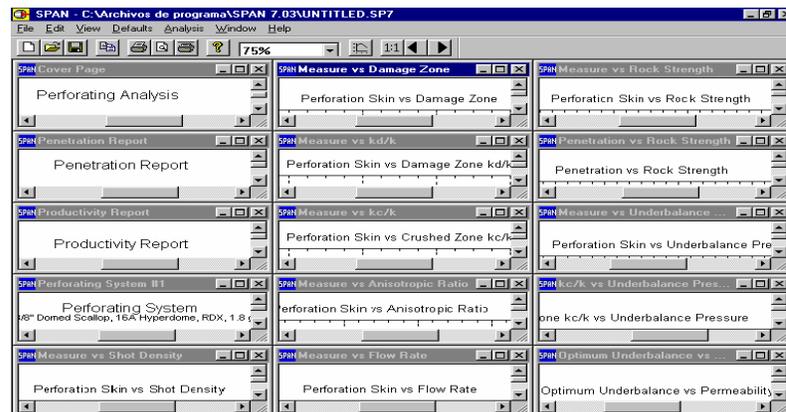


Fig. 3.20 Pantalla de salida de resultados de la Aplicación SPAN.

CAPITULO IV

Análisis y discusiones de resultados.

4.1 Información de las propiedades petrofísicas, y de las diferentes operaciones de cañoneo realizadas a los yacimientos de gas condensado del área mayor de anaco.

La mayoría de los yacimientos de hidrocarburos están asociados con rocas sedimentarias, las cuales están compuestas de una parte sólida (matriz de roca) y una parte fluida (espacio poroso). El objetivo principal en la evaluación de formaciones es estudiar y describir este sistema roca - fluidos, esto implica un entendimiento claro de las propiedades físicas tales como: porosidad, permeabilidad, espesores, entre otras características. Estas propiedades físicas no pueden ser medidas directamente en el pozo, sino inferidas a partir de las mediciones de los registros de pozo y pruebas de laboratorio.

Para asistir en el diseño de cañoneo efectivo se requiere de toda la información disponible de registros de hoyo abierto núcleos y de pruebas de pozos realizadas. Es decir, para determinar la geometría óptima de cañoneo deben considerarse características del yacimiento como anisotropía, laminaciones de arcilla, fracturas naturales, daño de formación, desbalance que se pueda utilizar, niveles de presión y todos los trabajos realizados a partir de su completación original.

Con respecto a las arenas o yacimientos estudiados se puede decir que de acuerdo a los registros eléctricos tomados en los diferentes pozos donde han sido completadas dichas arenas; las mismas presentan características petrofísicas, tales como porosidad, permeabilidad, espesores y resistividades que las hacen considerar como excelentes horizontes prospectivos. En la **Tabla 1** se puede observar que las propiedades petrofísicas permiten la acumulación de hidrocarburos, así como también la capacidad que tenga la roca para dejar fluir los fluidos a través de la ella.

Tabla 1. Propiedades Petrofísicas de los yacimientos.

Pozo	Arena/Yacimiento	Øefe c (%)	K (md)	H (Pies)
RG 0265	VEE1M RG 19	16	321	26
RG 0276	SJA RG 134	9	100	13
AM0114	COCD AM 18	19	120	8
AM0115	COCD AM 18	15	120	20
AM0115	MEPL AM 69	19	120	20
JM 0256	MEC JM 19	13	65	24
JM 0256	MEM2 JM 104C	14	73	50

Desde el punto de vista energético presentan niveles de presión moderados, que han sido obtenidos mediante las diferentes herramientas de toma de presión como El Probador de Formaciones (RFT) y El probador Dinámico Modular de Formaciones (MDT). Es importante destacar que dichas presiones son consideradas suficientes para producir hidrocarburos mediante flujo natural. En la **Tabla 2** se muestran las condiciones de presión y temperaturas de los yacimientos en estudio.

Tabla 2. Presiones y Temperaturas de los Yacimientos.

Pozo	Arena/Yacimiento	P (Lpc)	T (° F)	Fuente de Obtención.
RG0265	VEE1M RG 19	1190	193	MDT. Al Pozo RG 0273.
RG 0276	SJA RG 134	1770	292	MDT. Al Pozo RG 0273.
AM 0114	COCD AM 18	1005	290	Estimada.
AM 0115	COCD AM 18	1115	215	Estimada.
AM0115	MEPL AM 69	2510	253	RFT Al Pozo AM 0115.
JM 0256	MEC JM 19	1105	246	MDT. Al Pozo JM 0256.
JM 0256	MEM2 JM 104C	1195	262	MDT. Al Pozo JM 0256.

Los pozos a través de los cuales fueron completados los yacimientos mencionados poseen completaciones duales y el fluido de completación utilizado fue agua salada de 8.4 lpg. Además se utilizó para las operaciones de cañoneo una densidad de disparo de 6 TPP y fase de 60° y dependiendo de las características del yacimiento se utilizó varios tipos de cañones acompañado de la técnica y método de cañoneo que requiera la formación. En la **Tabla 3** se ilustran las condiciones de cañoneo utilizada en las operaciones de cañoneo en los yacimientos en estudio.

Pozo	Arena/Yacimiento	Método de cañoneo	Cañón utilizado y tipo de carga.	Diferencia Presión
RG 265	VEE1M RG 19	TCP	4 ½" carga RDX	300 Lpc
RG 276	SJA RG 134	CSG	4 5/8" carga HMX	200 Lpc
AM 114	COCD AM 18	TCP	4 5/8" carga RDX	300 Lpc
AM 115	COCD AM 18	TCP	4 ½" carga RDX	300 Lpc
AM 115	MEPL AM 69	TCP	4 5/8" carga RDX	300 Lpc
JM 256	MEC JM 19	TCP	4 ½" carga RDX	300 Lpc
JM 256	MEM2JM 104C	TTB	2 1/8" carga HMX	250 Lpc

Tabla 3. Métodos de Cañoneo, Cañones y Cargas Utilizado en los Yacimientos Estudiados.

4.3 Clasificación de los pozos de acuerdo a los factores que puedan tener mayor incidencia en la productividad.

Debido a que las operaciones de cañoneo son llevadas a cabo en una o varias arenas completadas en un pozo y, como la técnica de cañoneo puede variar, (sobre balance, balance y bajo balance) es decir en un pozo se puede aplicar una técnica de cañoneo específica y con un método de cañoneo que requiera la arena (TCP, Tt, y Csg).

Las arenas completadas en los diferentes pozos fueron cañoneadas seis (6) bajo balance y una (1) con la técnica de sobre balance, donde el método de cañoneo utilizado para la técnica de bajo balance fue para cinco (5) arena el método TCP y una (1) arena para el método Tt. En la arena cañoneada sobre balance se utilizó el método Csg. En la **Tabla 6** se muestra lo antes mencionado.

Tabla 6. Técnicas y métodos de Cañoneo y Diferencial de presión Utilizado en los Yacimientos Estudiados.

Pozo	Arena/Yacimiento	Técnica de Cañoneo	Método de Cañoneo	Diferencial de Presión
RG 0265	VEE1M RG 19	Bajo Balance	TCP	300 Lpc
AM 0114	COCD AM 18	Bajo Balance	TCP	300 Lpc
AM 0115	COCD AM 18	Bajo Balance	TCP	300 Lpc
AM0115	MEPL AM 69	Bajo Balance	TCP	300 Lpc
JM 0256	MEC JM 19	Bajo Balance	TCP	300 Lpc
JM 0256	MEM2 JM 104C	Bajo Balance	TT	250 Lpc
RG 0276	SJA RG 134	Sobre Balance	CSG	-200 Lpc

Tres (3) arenas fueron cañoneadas con cañón 4 5/8", tres (3) con cañones de 4 1/2" y una (1) con cañón 2 1/8". En todas las arenas se utilizaron cargas de alta penetración, pero con explosivo diferente; en cinco (5) arenas se utilizó explosivos RDX y en dos (2) arenas el explosivo HMX. Esto puede observarse en la **Tabla 7**.

Tabla 7. Tipo de Carga y Cañón Utilizado en los Yacimientos Estudiados.

Pozo	Arena/Yacimiento	Tipo de Carga.	Cañón Utilizado.
RG 0265	VEE1M RG 19	RDX	4 ½"
AM 0114	COCD AM 18	RDX	4 5/8"
AM 0115	COCD AM 18	RDX	4 ½"
AM0115	MEPL AM 69	RDX	4 5/8"
JM 0256	MEC JM 19	RDX	4 ½"
JM 0256	MEM2 JM 104C	HMX	2 1/8"
RG 0276	SJA RG 134	HMX	4 5/8"

4.4 Análisis del efecto del área de flujo en el índice de productividad en los yacimientos de gas condensado.

Para llevar a cabo los objetivos planteados en la tesis en un principio fue necesario verificar la producción de los pozos. Es importante destacar que la información de producción con que se trabajó fue la oficial enviada ante el Ministerio de Energía y Petróleo. Sin embargo, para efectos del desarrollo de este trabajo, se procedió a recopilar todo lo necesario para validar la información mediante la técnica de análisis nodal ofrecida por la aplicación Pipesim 2008.

Mediante la revisión de las carpetas de los pozos se pudo recopilar la información necesaria para las simulaciones; así como también se pudo constatar la producción que tenían dichos pozos. Además la información de la prueba de producción también se verificó por el Software Centinela, que permitió corroborar la veracidad de la Prueba de producción.

A pesar, de todos los indicios de la claridad de la prueba de producción, una vez obtenida la información, bien sea de las características del yacimiento, parámetros de tuberías de producción y revestidores entre otras, se procede a cargar el modelo

Tabla 9. Pruebas de Producción Real y simuladas por la Aplicación Pipesim de los Pozos Estudiados.

PRUEBAS DE PRODUCCIÓN REAL.							
Pozo.	RG 265	RG 276	AM 114	AM 115	AM 115	JM 256	JM 256
Arena.	VEE1M	SJA	CO-CD	CO-CD	ME-PL	MEC	ME-M2
Yacimiento.	RG -19	RG -134	AM -18	AM-18	AM-69	JM 19	JM104C
Qg(MMPCGD)	0.491	2.600	1,766	2,303	11,289	2,9	6,8
Qo (BNPD)	454	244	34	23	151	1	1
P. Cab.(Lpc)	440	750	460	560	1350	580	600

PRUEBAS DE PRODUCCIÓN SIMULADA CON PIPESIM.							
Pozo.	RG 265	RG 276	AM 114	AM 115	AM 115	JM 256	JM 256
Arena.	VEE1M	SJA	CO-CD	CO-CD	ME-PL	MEC	ME-M2
Yacimiento.	RG -19	RG -134	AM -18	AM-18	AM-69	JM 19	JM104C
Qg(MMPCGD)	0.488	2.655	1.766	2.183	11.515	2.793	6.011
Qo (BNPD)	451.572	247.273	34.216	20.269	153.317	0.973	0.9
P. Cab. (Lpc)	465.3	855.3	452.3	610.3	1205.3	624.3	602.3

Tabla 10. Porcentaje de Error entre las Tasas de Producción Reales y Simuladas por la Aplicación Pipesim.

PORCENTAJE DE ERROR ENTRE LA TASA DE PRODUCCION REAL Y LA TASA SIMULADA.							
Pozo.	RG 265	RG 276	AM 114	AM 115	AM 115	JM 256	JM 256
Arena.	VEE1M	SJA	CO-CD	CO-CD	ME-PL	MEC	ME-M2
Yacimiento.	RG -19	RG -134	AM -18	AM-18	AM-69	JM 19	JM104C
Qg(MMPCGD)	0.6%	2.0%	0.03%	5.2%	1.9%	3.8%	11%
Qo(BNPD)	0.5%	1.3%	0.6%	11%	1.5%	2.7%	10%
P. Cab. (Lpc)	5.75%	12%	1.6%	8.9%	10.7%	7.6%	0.003%

En vista de que la producción de los pozos y las presiones de cabezal fueron cotejadas en un margen de error ampliamente aceptado, se procede a trabajar con la Aplicación SPAN con el objetivo de analizar que factores pertenecientes al yacimiento, condiciones de las completaciones y parámetros o geometría del cañoneo que pudieran afectar negativa o positivamente la productividad de los pozos estudiados.

Para poder establecer una comunicación con las zonas de petróleo y de gas no basta con abrir orificios en el revestidor utilizando los cañones y métodos de transporte ofrecidos por una empresa de servicio. La tecnología de disparo basada en las propiedades promedios de la formación y en el comportamiento de las cargas huecas, hoy en día, se está reemplazando por un enfoque mas orientado a las necesidades específicas. El diseño de los disparos constituye una parte integral del planeamiento de la completación, en el que se tiene en cuenta las condiciones del yacimiento, las características de la formación y las exigencias del pozo.

El cañoneo de pozos es un elemento clave para el éxito de la exploración, la producción económica del petróleo o gas, la productividad del pozo a largo plazo y la recuperación eficiente de los hidrocarburos. El proceso de cañoneo es el único modo de establecer túneles de conducción que sirven de enlace entre los yacimientos y los pozos revestidos, sin embargo este proceso también daña la permeabilidad de la formación alrededor de los túneles perforados.

Para diseñar las completaciones con cañoneos se puede utilizar el software de Análisis de Operaciones de Disparo de Schlumberger SPAN, que predice la eficiencia de la operación de cañoneo bajo condiciones de fondo, además permite seleccionar los sistemas de cañones sobre la base de los parámetros específicos del pozo entre ellos, la geometría de la completación, los fluidos en el pozo y el desbalance seleccionado. Adicionalmente también existe una variedad de características físicas

de la formación que deben ser consideradas y que de igual forma puede analizarse a partir de esta aplicación.

4.4.1 Influencia del diámetro del túnel en formación.

El índice de productividad se puede cuantificar a través del daño existente, y depende en gran parte del mismo; se tiene mejores logros cuando se trabaja en función de disminuir el daño efectivo presente en la formación y para casos donde se produce a altas tasas de gas se debe considerar disminuir la turbulencia en las cercanías del pozo, lo antes expuesto puede observarse en la **Fig. 4.1** que representa el reporte de penetración del pozo RG 0265. En este se tienen diferentes tamaños de cañón y explosivos. En el Apéndice C; **Fig. (C.2 – C.7)** se puede observar los reportes de todos los pozos analizados. Que tiene que para las diferentes arenas completadas en los pozos en estudios el índice de productividad aumenta cuando el daño efectivo presente es menor, para lograr esto es importante considerar; disminuir todos los daños asociados hasta el momento de realizar las operaciones de cañoneo y en esta última fase, es preciso obtener el sistema de cargas y cañones óptimos para lograr una buena penetración en la formación y diámetros del túnel que puedan reducir la turbulencia en las cercanías del pozo.

claramente se observa también que el diámetro de formación puede no tener significativa relevancia en el índice de productividad, lo cual puede comprobarse ya que el efecto de daño asociado a flujo turbulento (Non Darcy Skin) varía poco para todos los casos estudiados, aun y cuando se tienen diferentes diámetros producto del uso de diferentes cañones y diferentes cargas.

También es importante destacar que los reportes indican que los valores de diámetros y penetración en formación varían y esto es esperado ya que cada pozo y

cada arena completada en el mismo tiene características diferentes, por lo que los resultados obtenidos con respecto al desempeño de las cargas y cañones son diferentes, pero se sigue manteniendo la lógica teórica de que es más importante la disminución del daño efectivo, trabajándose con alta longitud de perforación que el diámetro de los orificios que puedan tener los túneles de perforación.

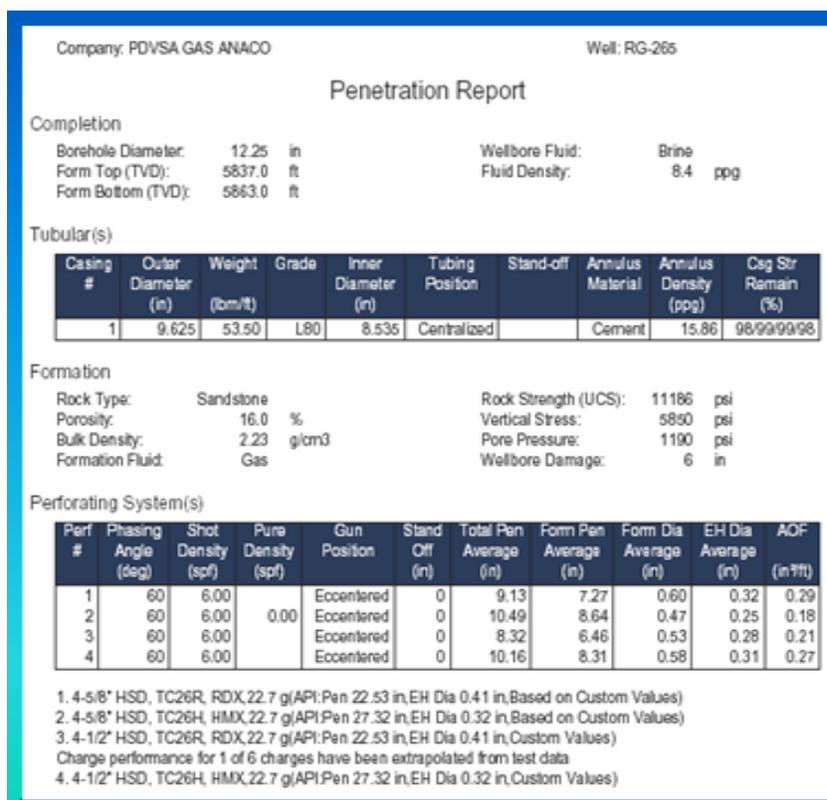


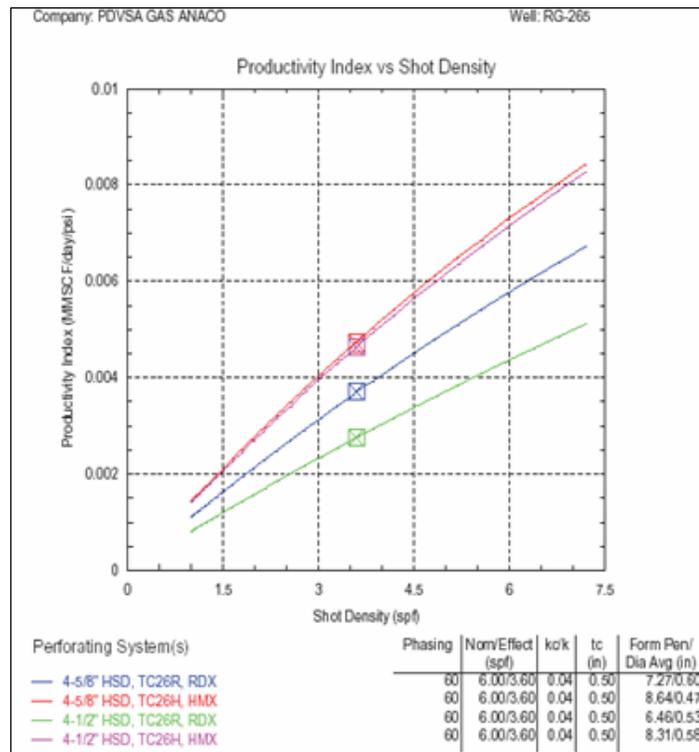
Fig. 4.1 Reporte de penetración del pozo RG 0265. Yacimiento VEE1M RG 19.

4.4.2 Influencia de la densidad de disparo, tipo de explosivo y tamaño de cañón en el índice de productividad.

En todas las arenas completadas en los diferentes pozos estudiados se observó un incremento en el índice de productividad a medida que se aumenta la densidad de disparo; sin embargo el incremento real está basado en la efectividad que se tiene en

la densidad de disparo, es decir a través de cuantos orificios se esta drenando eficientemente el yacimiento. Además el aumento en el índice de productividad también depende del desempeño de las cargas utilizadas.

Las simulaciones fueron realizadas considerando dos tipos de cargas ambas de alta densidad de disparo, pero con cañones y explosivos diferentes, en la **fig. 4.2** se muestra claramente que no solo se obtiene mayor índice de productividad con incrementos en la densidad de disparo sino también con la selección del cañón y el tipo de explosivo.



**Fig. 4.2 Índice de Productividad Vs Grafico de Densidad de Disparo del pozo RG 0265.
Yacimiento VEE1M RG 19.**

Para cañones de mayor diámetro existirá menor separación entre lo que es el cañón y el revestidor por ende hay menor pérdida de energía del jet de perforación lo que garantizará que tenga un mejor desempeño en el diferencial de velocidades de punta y cola del jet y este podrá avanzar hasta la formación sin problemas favoreciendo el índice de productividad. Es importante destacar que la teoría de que la selección de un mayor tamaño solo aplica para la arena VEE1M completada en el pozo RG 0265 perteneciente al Campo Santa Rosa.

Sin embargo, para las arenas COCD completada en el pozo AM 0114 y MEPL completada en el pozo AM 0115, ambos pozos pertenecientes al Campo Santa Ana y para la arena SJA completadas en el pozo RG 0276 perteneciente al Campo Santa Rosa. se observa que se tiene mayor índice de productividad cuando se utiliza un cañón de 4 ½ de pulgadas; (**ver Fig. 4.3, 4.4, 4.5**) que cuando es utilizado un cañón de 4 5/8 de pulgadas, teóricamente no es lo esperado, aunque la diferencia entre el tamaño de los cañones no es muy notoria y pudiera atribuírsele este comportamiento

que tienen los cañones a las características propias de las arenas analizadas ya que el desempeño y rendimiento del sistema de cañón y carga depende de las características que tenga la formación. Además desde el punto de vista operacional la mejor opción es la de elegir un cañón de 4 ½ de pulgadas, debido a que, de existir una falla en la armadura interna del sistema de carga que produzca una detonación inesperada e incompleta de tal forma que cause la deformación del cañón es más factible que el cañón de 4 5/8 de pulgadas pueda quedarse pegado al revestidor, constituyéndose en un problema operacional.

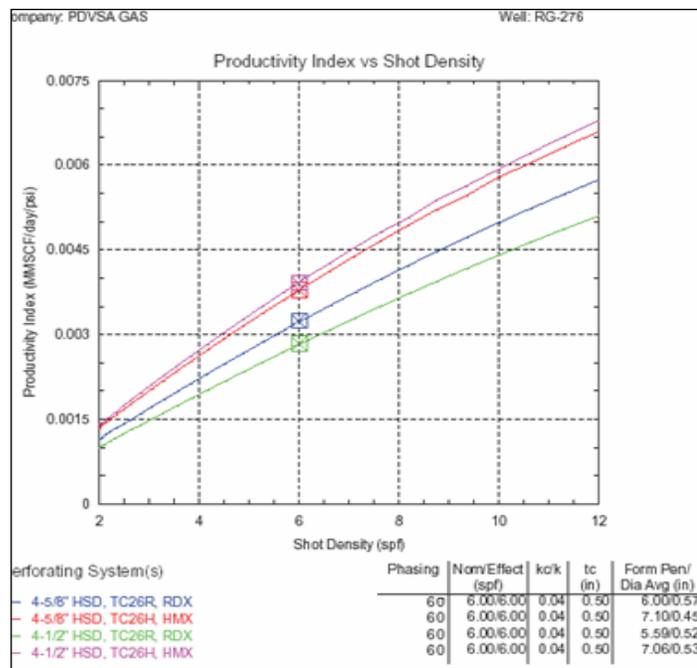


Fig. 4.3 Gráfico Índice de productividad Vs Densidad de Disparo.
Pozo RG 0276. Arena/Yacimiento, SJA RG 134.

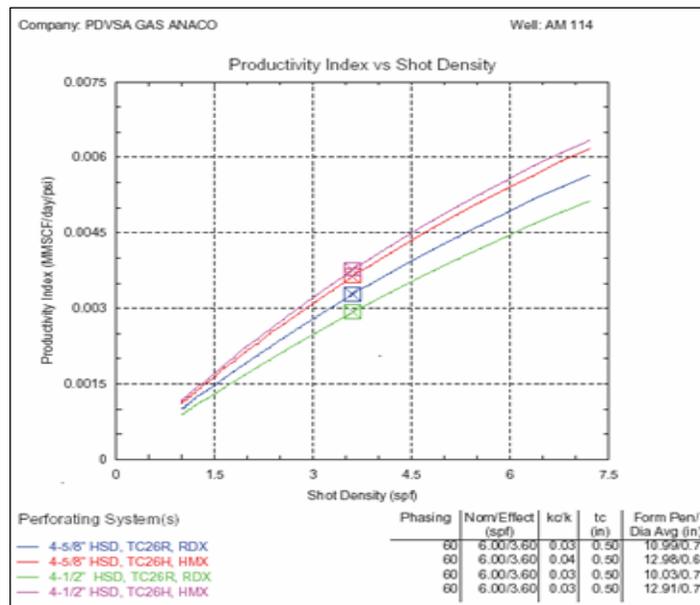


Fig. 4.4 Gráfico Índice de productividad Vs Densidad de Disparo.

Pozo AM
Arena/Yacimiento,

0114.
COCD AM 18.

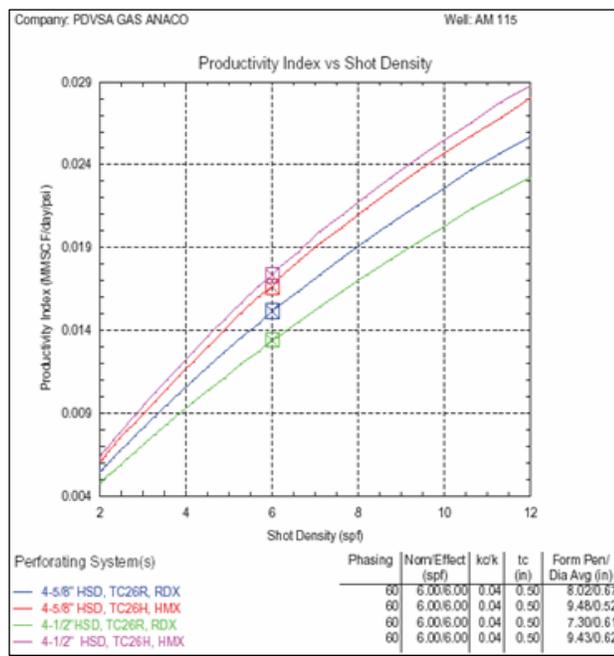


Fig. 4. 5 Gráfico Índice de productividad Vs Densidad de Disparo.
Pozo AM 0115. Arena/Yacimiento, MEPL AM 69.

Con respecto las arenas MEC completada en el pozo JM 0256 y COCD completada en el pozo AM 0115, pertenecientes a los Campo San Joaquín y Santa Ana respectivamente, se puede decir que para ambas arena se utilizo el mismo tipo de cargas pero para cañones diferentes reportando el mismo desempeño en cuanto a la selección del tamaño del cañón y a pesar de esto igualmente un aumento en la efectividad de la densidad de disparo puede lograrse un incremento en el índice de productividad, lo anteriormente mencionado puede observarse la **Fig. 4.6 y 4.7.**

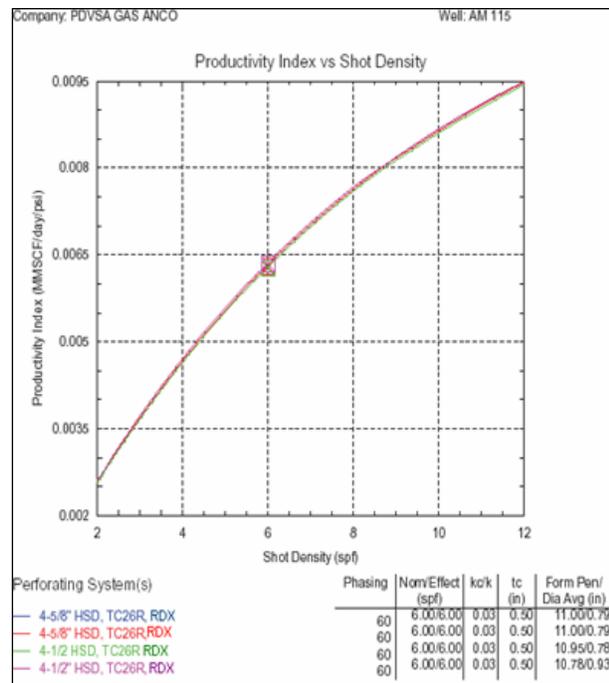


Fig. 4.6 Gráfico Índice de productividad Vs Densidad de Disparo.
Pozo AM 0115. Arena/Yacimiento, COCD AM 18.

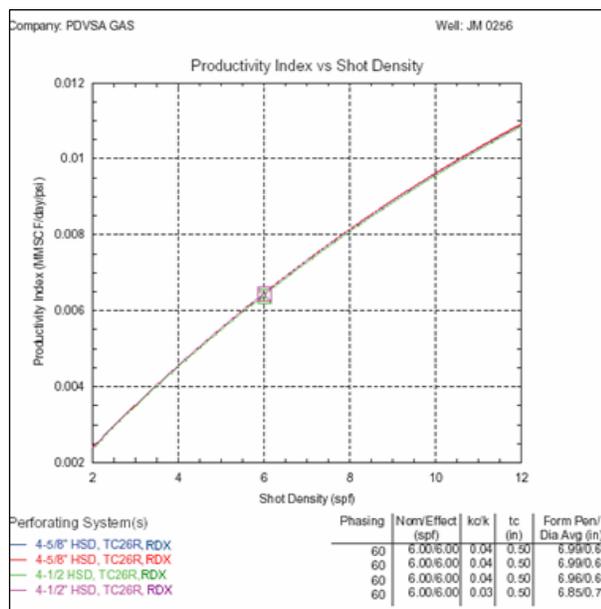
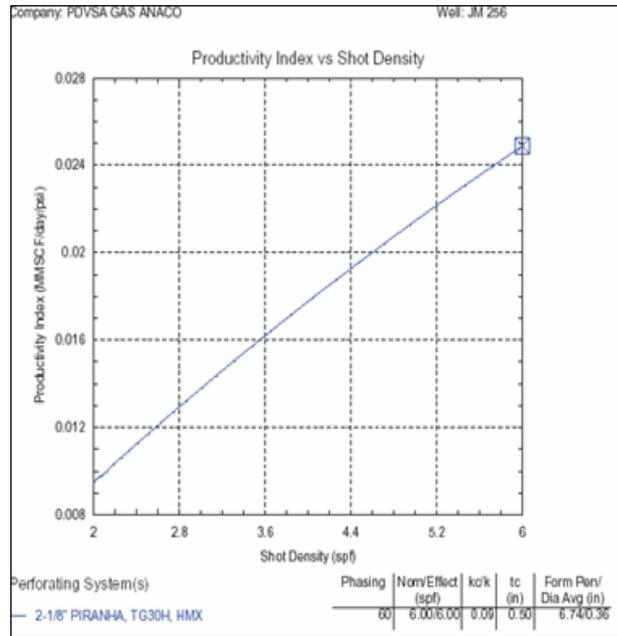


Fig. 4.7 Gráfico Índice de productividad Vs Densidad de Disparo.
Pozo JM 0256. Arena/Yacimiento, MEC JM 19.

Para la arena MEM2 completada en el pozo JM 0256 solo se utilizo un solo tipo de carga por ser la mas utilizada cuando el método de cañoneo usado es a través de tubería y al igual que los casos anteriores se observa que para incrementos en el índice de productividad es necesario un aumento en la efectividad en la densidad de disparo. En la **Fig. 4.8** se puede observar este comportamiento.



**Fig. 4.8 Gráfico Índice de productividad Vs Densidad de Disparo.
Pozo JM 0256. Arena/Yacimiento, MEM2 JM 104C.**

Con respecto al tipo de explosivo se puede observar que es mas notorio el impacto sobre el índice de productividad cuando se usan explosivos RDX que cuando se utilizan HMX, aun y cuando se esta utilizando diámetros de cañón con muy poca diferencia esto se ha podido observar en las figuras de Índice de Productividad Vs Densidad de Disparo. Entonces no solo importa considerar la efectividad de la densidad de disparo sino como mejorar la misma; se observa que desde el punto de vista de cañoneo de pozos esto puede lograrse considerando el tamaño de cañón desempeño de la carga y explosivo que se pueda utilizar. Es decir al momento de tener la limitación de que cañón bajar, trabajar entonces en función de cuantas son las opciones que ofrecen las empresas de servicio y con cual se puede tener un buen índice de productividad siempre teniendo en cuenta que es rentable económicamente. A continuación se muestra la **Tabla 11** donde se observa la comparación de los índices de productividad para diferentes Densidades de Disparo.

Tabla 11. Porcentaje de incremento del índice de Productividad para Diferentes Densidades de disparo.

CANTON	ARENA/ YACIMIENTO	6 TTP	8 TTP	12 TTP	% de Incremento para el IP para 8 TPP	% de Incremento para el IP para 12 TPP
		IP (MMPCN/D/PSI)	IP (MMPCN/D/PSI)	IP (MMPCN/D/PSI)		
65	RG VEE1M RG 19	0.0028	0.0035	0.0050	25	78
76	RG SJA RG 134	0.0032	0.0041	0.0057	28	78
14	AM CO-CD AM 18	0.0036	0.0045	0.0061	27	79
15	AM CO- CDAM 18	0.0063	0.0075	0.0095	19	50
15	AM ME-PL AM69	0.0151	0.019	0.026	25	72
56	JM MEC JM 19	0.0064	0.008	0.0105	25	64
56	JM ME-M2 JM 104C	0.02	_____	_____	_____	_____

4.4.3 Influencia de la zona invadida y la relación de permeabilidad (kd/k) en el índice de productividad.

Durante las operaciones de perforación y cementación de los pozos se crea una zona de permeabilidad reducida, producto de la invasión de filtrado durante la perforación, seguidamente por las operaciones de cementación es también afectada la eficiencia de flujo. Para la zona de Anaco se ha estimado una zona de daño de cinco o seis pulgadas de longitud para pozos nuevos, de igual forma experiencias de laboratorio indican que en la mayoría de los casos la relación de permeabilidad de la zona dañada con respecto a la zona virgen (K_d/K) es de 0.2, este es un valor que ha sido ampliamente aceptado por la industria.

Claramente se puede observar en la **Fig. 4.9** como disminuye el índice de productividad a medida que aumenta la zona invadida independientemente del desempeño de la carga que se pueda estar utilizando. También es notorio el desempeño de las cargas para cuando hay un daño menor al establecido por la empresa, nótese que para este caso se tienen mejores logros con una carga de 4 ½” aunque con poca diferencia en comparación con la de 4 5/8”, siempre que se este utilizando explosivos HMX mientras que cuando se utilizan cargas con explosivos RDX la diferencia en el índice de productividad es mucho mayor.

Por otra parte se tiene que cuando existe una longitud de zona invadida de 8 pulgadas o mayor a esta, el desempeño de todas las cargas asume una declinación de manera constante y se obtiene un índice de productividad bastante bajo, comparado con cualquiera de las cargas y aun mas cuando las misma utilizan explosivos RDX, bajo esta condición existirá la posibilidad de considerar el tipo de carga HMX para hacer la operación de cañoneo. Este comportamiento de las cargas puede observarse en las figuras presentadas en el apéndice E. **Fig. (E.2 – E.7)** En este se muestran las graficas de todos los pozos y yacimientos analizados con un comportamiento de las graficas similar al mostrado en la grafica siguiente.

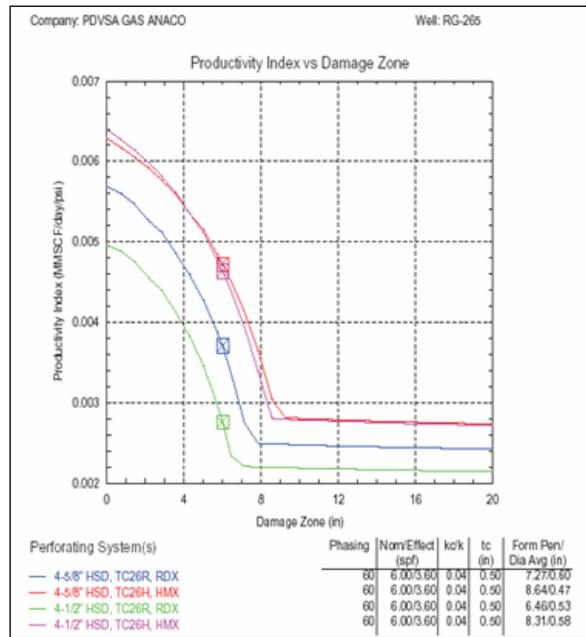


Fig. 4.9 Gráfico Índice de productividad Vs Zona de Daño.
Pozo RG 0265. Arena/Yacimiento, VEE1M RG 19.

Con respecto a la **Fig. 4.10**, se puede decir que la relación kd/k no depende directamente de la zona dañada, la misma puede tener una longitud mayor o menor a lo establecido por la industria, pero, ¿hasta qué punto esta condición altera la relación kd/k ? Esto último es lo que verdaderamente se tiene que considerar como influyente directo en el índice de productividad, porque la longitud de 5 o más pulgadas de daño se puede trabajar en función de una carga que en su desempeño este establecido sobre pasar dicho daño, pero esa longitud de la zona dañada tiene una permeabilidad reducida que dependerá de los fluidos de perforación que se utilicen ya que unos afectaran en mayor magnitud que otros fluidos, por lo que existirá diferentes kd/k , sin embargo el valor de $kd/k = 0,2$ es un valor bastante aceptado.

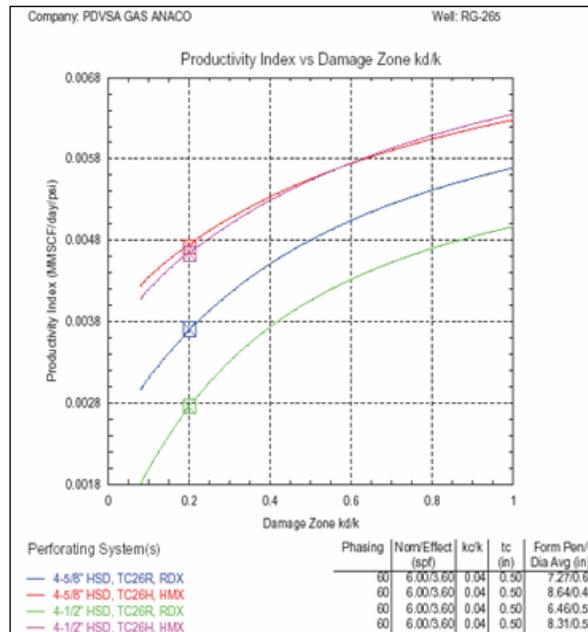


Fig. 4.10 Gráfico Índice de productividad Vs Zona de Daño. Pozo RG 0265. Arena/Yacimiento, VEE1M RG 19.

De igual forma las figuras del Apéndice F (**Fig. F.2 – F.3**) reflejan un comportamiento de las cargas muy parecido al explicado anteriormente. También se observa que para un kd/k igual a 0,2 se tienen mayores índices de productividad cuando se utilizan cargas HMX. Y mucho mas se observan los incrementos cuando la relación kd/k se acerca al valor ideal (kd/k = 1).

4.4.4 Influencia del desbalance y la relación de kc/k en el índice de productividad.

Hoy en día es más común utilizar el desbalance para minimizar o eliminar el daño causado por los disparos. Los términos desbalance o presión inversa y sobre presión se refieren las diferencias de presión entre el pozo y el yacimiento antes de disparar; existe un desbalance cuando la presión dentro del pozo es menor que la presión de la formación, mientras que cuando ambas presiones son equivalentes se

describe como condiciones de presión balanceada. La sobrepresión ocurre cuando la presión del pozo es superior a la presión del yacimiento.

Los desbalances utilizados para realizar el proceso de cañoneo en los yacimientos estudiados fue de 250 lpc y 300 lpc para la técnica de bajo balance utilizando los métodos de cañones transportado a través de la tubería de producción (TTb) y cañones bajados con tubería de producción (TCP) respectivamente; con excepción de la arena SJA RG 134, en la cual se utilizó un sobre balance de 200 lpc ya que fue cañoneada con la técnica de sobrebalance, para la cual se utiliza el método de cañones bajados a través del revestidor (CSG). Esto puede observarse en la **Tabla 12**. Que permite observar la influencia del método de cañoneo y diferencial de presión en los yacimientos estudiados.

Tabla 12. Influencia de los métodos de Cañoneo y Diferencial de presión en la relación Kc/k en los Yacimientos Estudiados.

Pozo	Arena/Yacimiento	Método de cañoneo	Diferencial de Presión	Kc/k	
RG 0265	VEE1M RG 19	TCP	300 Lpc	1) 0.04	2) 0.04
				3) 0.04	4) 0.04
AM 0114	COCD AM 18	TCP	300 Lpc	1) 0.03	2) 0.04
				3) 0.03	4) 0.03
AM 0115	COCD AM 18	TCP	300 Lpc	1) 0.03	2) 0.03
				3) 0.03	4) 0.03
AM0115	MEPL AM 69	TCP	300 Lpc	1) 0.04	2) 0.04
				3) 0.04	4) 0.04
JM 0256	MEC JM 19	TCP	300 Lpc	1) 0.03	2) 0.03
				3) 0.03	4) 0.04
JM 0256	MEM2 JM 104 C	TT	250 Lpc	0.09	
RG 0276	SJA RG 134	CSG	- 200 Lpc	1) 0.04	2) 0.04
				3) 0.04	4) 0.04

En
reportes

los
de

desempeño de las cargas en formación y de productividad presentados en el Apéndice C (**Fig. C.1 – C.14**) se puede observar como influye el diferencial de presión antes mencionado en la relación de permeabilidad compactada y permeabilidad de la zona virgen, (kc/k). Para referirse a este termino próximamente se utilizará la abreviación siguiente kc/k. De acuerdo a los resultados obtenidos se puede decir que la relación kc/k se mantuvo en el orden de 0.03 a 0.04 para todas aquellas Arenas cañoneadas

con la técnica de bajo balance (TCP) y 0.09 igualmente cañoneada bajo balance (TTb), para la técnica de sobre balance (CSG) se obtuvo un resultado de kc/k igual a 0.04, de acuerdo a la teoría se esperaría que para esta técnica se reportara un valor menor al obtenido por la técnica de bajo balance, pero una explicación a lo obtenido pudiera atribuírsele a que posiblemente el sobre balance utilizado no fue tan alto como para ocasionar un cambio significativo en los resultados. Además todas las formaciones no son iguales y no deben responder de la forma esperada por a todo tipo de análisis que se le practique.

Obviamente el desbalance seleccionado no es el único parámetro que garantiza una disminución o incremento en el valor de kc/k ; sin embargo si es el factor que garantiza cuanto será la limpieza del túnel perforado. Los restos del cañón así como los de la carga son los que contribuyen a la reducción de la permeabilidad, de no utilizarse un diferencial de presión adecuado el daño será mayor. En el Apéndice C, (**Fig. C.1 – C.14**) y en las gráficas correspondientes al apéndice G, (**Fig. G.1 – G.7**) se observa que para la técnica de bajo balance la relación kc/k es menor en algunos casos comparada con la obtenida mediante la técnica de sobre balance, también se observa que para cuando se utiliza la técnica de bajo balance pero aplicando el método de cañones bajados a través de la tubería de producción se obtienen mejores resultados tal es el caso de la arena ME M2 JM 104C completada en el pozo JM 0256 del Campo San Joaquín la misma tiene un valor mayor de kc/k que todos los yacimientos lo cual es esperado puesto que el tamaño de cañón utilizado es mucho menor que aquellos utilizados en las otras arenas; es un cañón de 2 1/8” propio de operación de cañoneo a través de la tubería de producción; por esta razón la cantidad de detritos que se pueden generar es mucho menor y con la ayuda del bajo balance utilizado la limpieza se hace mas optima.

4.4.5 Influencia de las características del yacimiento en el índice de productividad.

La compactación y compresibilidad que tenga la roca también afecta la productividad. Las simulaciones obtenidas por la aplicación SPAN demuestran que para rocas más duras o más compactadas la longitud de penetración es mucho menor ya que existe un mayor UCS que superar; este comportamiento es lógico, ya que de acuerdo al principio de superposición de los estratos a mayor compactación mayor será el UCS. A partir de la porosidad de la formación la aplicación SPAN puede arrojar resultados del UCS y puede observarse como influye directamente en la longitud del túnel de perforación, para las arenas trabajadas, el rango de porosidad está comprendido entre 9% y 19% observándose que la longitud de penetración aumenta con el incremento de la porosidad, lo explicado puede observarse en la **Tabla 13**.

Tabla 13. Relación de la porosidad con el UCS y la longitud de Penetración en los Yacimientos Estudiados.

Pozo	Arena Yacimiento	Øefec (%)	UCS (psi)	Longitud de Penetración
RG 0265	VEE1M RG 19	16	11.186	6,46
RG 0276	SJA RG 134	9	19.000	6
AM 0114	COCD AM 18	19	7.503	12,98
AM0115	COCD AM 18	15	7.503	10,95
AM0115	MEPL AM 69	19	12.569	8,02
JM 0256	MEC JM 19	13	15.636	6,96
JM 0256	MEM2JM104C	14	15.636	6,74

En el Apéndice C (**Fig. C.1 – C.14**) específicamente en el reporte de penetración de las cargas en formación, se puede ver con más detalle este comportamiento. También se muestra en las gráficas del Apéndice I (**Fig. I.1 – I.7**), en este se puede decir que la selección de las cargas constituye un factor importante si se desea lograr tener una longitud de penetración óptima que genere incrementos en el índice de productividad, en realidad las diferencias en cuanto a la longitud de penetración ofrecida por cada carga usada para cañonear las arenas estudiadas varía muy poco, de hecho las diferencias están por debajo de 1 pulgada, pero es importante destacar como varía el índice de productividad en cada arena esto puede observarse en apéndice H (**Fig. H.1 – H.7**), también cabe mencionar que la longitud de penetración no es el único parámetro que causa los incrementos en el índice de productividad si es sumado un incremento en la densidad de disparo se puede lograr mejores objetivos.

En todos estos Apéndices se muestra el desempeño de cada una de las cargas utilizadas y como es la penetración dependiendo de la compactación que tenga cada arena.

Basado en todo lo antes expuesto se puede decir que para contrarrestar el efecto de tener un mayor UCS que superar es necesario considerar como parámetro más importante la longitud de perforación si se desea incrementos de la productividad. El hecho de tener formaciones más consolidadas que otras es condición suficiente para establecer que parámetro de cañoneo se debe considerar más importante para estos casos es necesario trabajar en función de alcanzar una longitud de penetración profunda, para así drenar una mayor área del yacimiento y aumentar el índice de productividad, la fase y en consecuencia la densidad de disparo deben ser manejadas con cautela, se sabe que incrementos de la misma mejoran la productividad, pero en estos casos hay que trabajar en función de no causar perturbaciones al momento de la detonación que puedan afectar la velocidad del jet de perforación y la canalización de

energía que tenga el mismo, debido a que si se altera u ocurren cambios que afecten el jet de perforación no se alcanzará entonces la longitud de penetración deseada. Para lograr este objetivo es necesario considerar que el chorro o jet de perforación no sea asimétrico y que se pueda prolongar a través de la formación con una velocidad óptima y constante que garanticen la mayor penetración en la formación. Otra condición de yacimiento que se debe considerar es la anisotropía de la permeabilidad ya que mientras mas alta sea la diferencia entre las permeabilidad horizontal y vertical mas efectos negativos se tendrá sobre el índice de productividad

Para superar los efectos adversos de la anisotropía es necesario aumentar la efectividad en la densidad de disparo con el fin de tener mayor área de flujo y mejorar la permeabilidad vertical. Con incrementos de la densidad de disparo el espaciamiento entre los túneles de perforación será menor y mejora la permeabilidad vertical produciendo un incremento en el índice de productividad.

Dependiendo de que tan anisotrópica sea la formación también influye la selección del tamaño de cañón, calidad de carga aun más esta última que el mismo diámetro de cañón. En las gráficas del apéndice J se puede observar que para que dependiendo de la anisotropía de la permeabilidad que se tenga será necesario trabajar con cargas HMX que son cargas de alta penetración y que podrá generar mejoras en el índice de productividad.

4.5 Metodología propuesta para la selección de la densidad de disparo y técnicas a ser usadas en el cañoneo que optimicen la eficiencia de flujo en los sistemas perforados.

Por medio de la información de pozos vecinos se infiere y se proponen arenas, por lo que se plantea la propuesta de perforar pozos o crear nuevas localizaciones con el fin de llevar a cabo la perforación y correr los respectivos registros que permitan

determinar y corroborar las propiedades o características de la formación inicialmente propuestas, de ser exitosa la propuesta inicial se concluye que geológicamente las arenas propuestas se constituyen como excelentes prospectos. Luego dicha información geológica es analizada, de forma conjunta por parte de la gerencia de yacimientos y productividad, primero se analiza y se confirma la existencia de hidrocarburos propuesta por el área de geología y se establecen cuantos son los pies de arena mas prospectivos, es decir se plantea la penetración parcial o si por el contrario es toda la arena propuesta. También se verifica si las arenas estan bien cementadas de no estar se proponen los respectivos aislamientos. Con el área de productividad se logra por medio de una prueba de producción propia del pozo o pozos vecinos se realiza las simulaciones para estimar cuanto será el potencial del pozo y cual será la tasa óptima para producir el mismo. Una vez que se tenga toda la información analizada y completamente segura se propone la técnica de completación que tendrá el pozo, además de acuerdo con la presión del yacimiento se determina que técnica de cañoneo se debe usar y con que desbalance se realizara la operación de cañoneo. Una vez seleccionada la técnica que se adapta a la formación se decide por cual será el método de cañoneo que se utilizará basándose en la condición de las arenas y en toda aquella información que se crea necesaria obtener de la misma.

Basándose en toda la información antes estudiada se procede a considerar cuales son los parámetros de cañoneo que tienen mayor aplicabilidad, conocido esto se procede a contactar las empresas de servicios y pedir el catálogo de las cargas disponibles en el mercado con su respectivo costo. Obtenido el sumario de las cargas, utilizar un Software que permita analizar las operaciones de disparo o cañoneo, bajo condiciones de yacimiento como por ejemplo la aplicación SPAN, la cual fue utilizada para llevar a cabo los objetivos de este proyecto.

Los resultados obtenidos de las simulaciones realizadas por el SPAN fueron ampliamente discutidos anteriormente por lo que se presentara dos tablas de resultados basadas en la teoría y en los parámetros analizados a través de las

simulaciones. En las mismas se refleja la prioridad de los parámetros de cañoneo en función de las condiciones de yacimiento, se establece un rango de importancia que comprende valores que varían de uno (1) hasta cuatro (4) considerando como más importante el valor uno (1) y como el de menor relevancia el valor de cuatro (4).

En las Tablas se observa que para cualquiera que sea la condición de yacimiento y lo que se requiera realizar, la prioridad es la selección de la limpieza de las perforaciones, por lo que se concluye que es importante considerar la técnica de bajo balance, con el fin de logra la remoción de los ripios generados durante las operaciones de cañoneo. Al analizar los parámetros de cañoneo se observa que la longitud de perforación ocupa el primer lugar y es normal ya que lo principal es sobre pasar el daño de formación y tener un área abierta al flujo suficiente para drenar eficientemente el yacimiento. En segundo lugar se tiene a la densidad de disparo efectiva y las razones ya han sido explicadas, la fase de perforación es estrictamente necesaria para cuando existe fracturas naturales y el diámetro del túnel en formación cumple con la teoría de que no es de gran relevancia a considerar si se desea incrementos del índice de productividad. A continuación se muestra el esquema de la metodología propuesta.

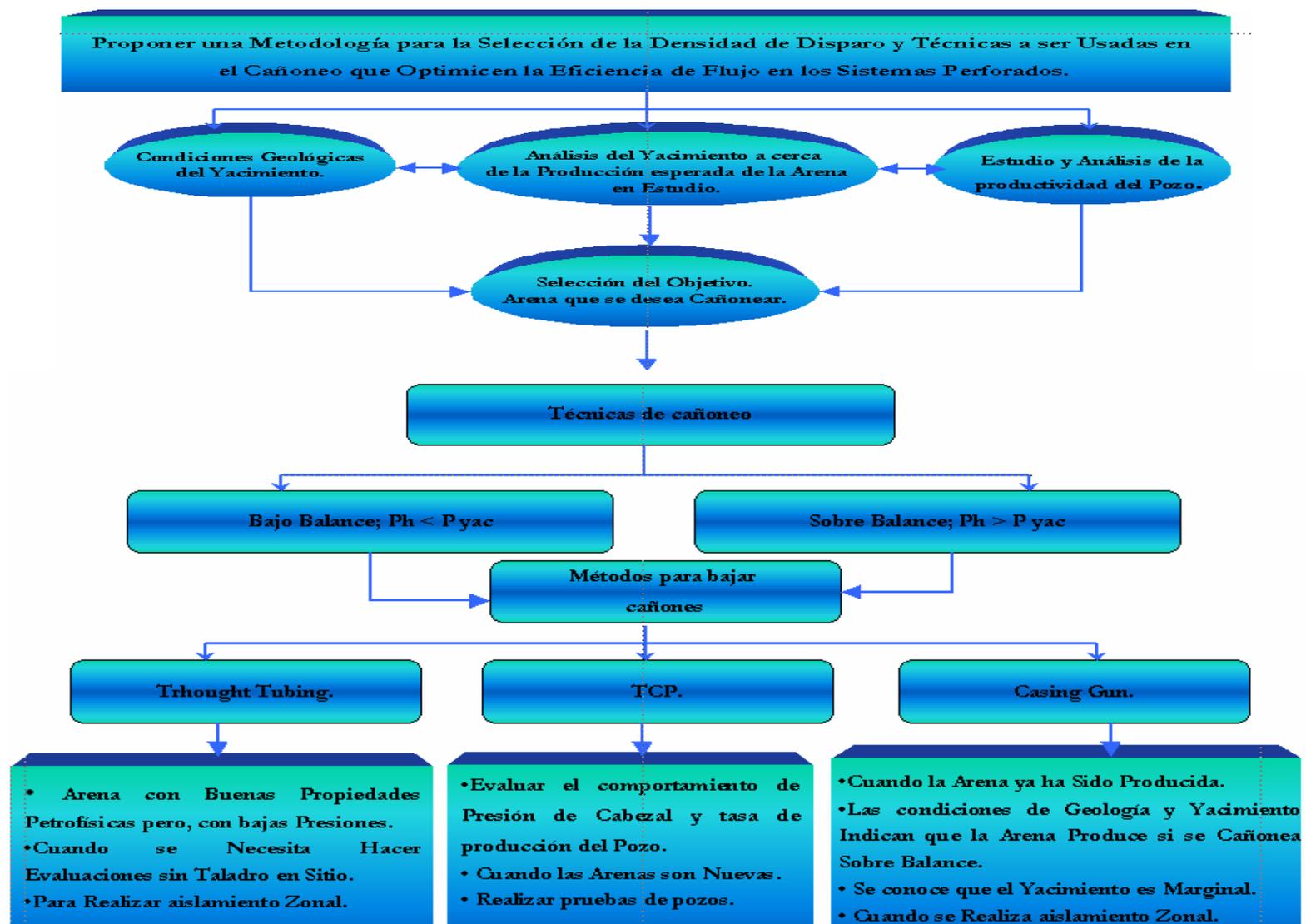


Tabla 14. Importancia de los Parámetros de Cañoneo con Respecto al Tipo de Completación.

Parámetros de Cañoneo	Natural	Control de Arena	Prevención de Arena	Fracturas o Estimulación	Reacondicionamiento
Limpieza de las Perforaciones.	1	2	1	3	1
Densidad de Disparo.	2	1	1	3	2
Diámetro de las Perforaciones.	3	1	1	2	3
Fase de la Perforación.	4	4	2	1	4
Longitud de las Perforaciones.	1	4	2	4	1

Tabla 15. Importancia de los Parámetros de Cañoneo con Respecto a la Heterogeneidad presente en el Yacimiento.

Parámetros de Cañoneo	Permeabilidad Isotrópica	Laminaciones de Lutitas	Daño de Formación	Dureza de la Roca	Permeabilidad Anisotrópica	Fracturas Naturales
Limpieza de las Perforaciones	1	1	1	1	1	1
Densidad de Disparo	1	1	2	2	1	2
Diámetro de las Perforaciones	3	3	3	3	3	4
Fase de Perforación	4	1	4	4	1	1
Longitud de las Perforaciones	1	2	1	1	2	1

CONCLUSIONES

Incrementos en la densidad de disparo en el orden de los 8 y 12 tiros por pie generan aumentos en el índice de productividad de aproximadamente 30% y 75% respectivamente.

Las arena VEE1M cañoneada con la técnica bajo balance presenta un valor de zona compactada (kc/k) de 0.04, valor que coincide con la arena SJA cañoneada con la técnica sobre balance.

En las arenas estudiadas la penetración del cañón es mayor cuando se tiene un esfuerzo compresivo sin confinamiento de aproximadamente 7.500 psi en comparación con aquellas que tienen un esfuerzo compresivo sin confinamiento alrededor de 11.000 psi y 15.000 psi.

La Arena MEM2 presenta un valor de zona compactada mayor al resto de las arenas cañoneadas con cualquiera de las dos técnicas utilizadas.

Con la selección de las cargas HMX se obtiene mayor incremento en el índice de productividad en comparación con las cargas RDX.

De las simulaciones realizadas por la aplicación Pipesim y Span se obtiene un margen de error en los parámetros de producción y yacimientos del 15%.

Para las arenas donde se utilizo cañones $4 \frac{5}{8}$ de pulgadas y $4 \frac{1}{2}$ de pulgadas se obtuvo mayor daño alrededor del túnel comparado con los cañones de $2 \frac{1}{8}$ de pulgadas.

RECOMENDACIONES

Aplicar la metodología propuesta basada en la selección de la densidad de disparo y considerar las condiciones de yacimiento y de trabajo a realizar en el mismo.

Monitorear los yacimientos con BHP y BHT para Actualizar presiones de los mismos.

Considerar la realización de Pruebas de presión, que permitan obtener una mejor caracterización del daño a la formación, así como también conocer algunas propiedades de las rocas de forma más exacta y de esta manera complementar las obtenidas por los registros.

Exigir a las distintas empresas de servicio, la utilización de cargas y cañones aprobados y que cumplan con la certificación de la norma API-RP-19B.

Hacer auditorias a las empresas de fabricación de las cargas, en el momento preciso de elaboración de las mismas, para verificar el estricto cumplimiento en el control de calidad de explosivos (un seguimiento de la procedencia de las cargas HMX ó RDX y su vencimiento, disponibilidad, etc.).

Verificar en Campo que las cargas adquiridas o compradas por PDVSA cumplan con los estándares de calidad ofrecidos por la empresa de servicio.

Verificar antes de realizar la operación de cañoneo, que las cargas estén lo más ajustadas y bien posicionadas, pero no forzadas a la condición del cañón.

Implementar el uso de técnicas que se centren en el mejoramiento de la relación (kc/k) , el método de cañoneo PURE debería considerarse candidato potencial para esta evaluación.

Se propone un estudio acerca de cual debería ser el diferencial de presión utilizado en las operaciones de cañoneo, ya que todas las arenas no responden de acuerdo con la teoría.

BIBLIOGRAFÍA

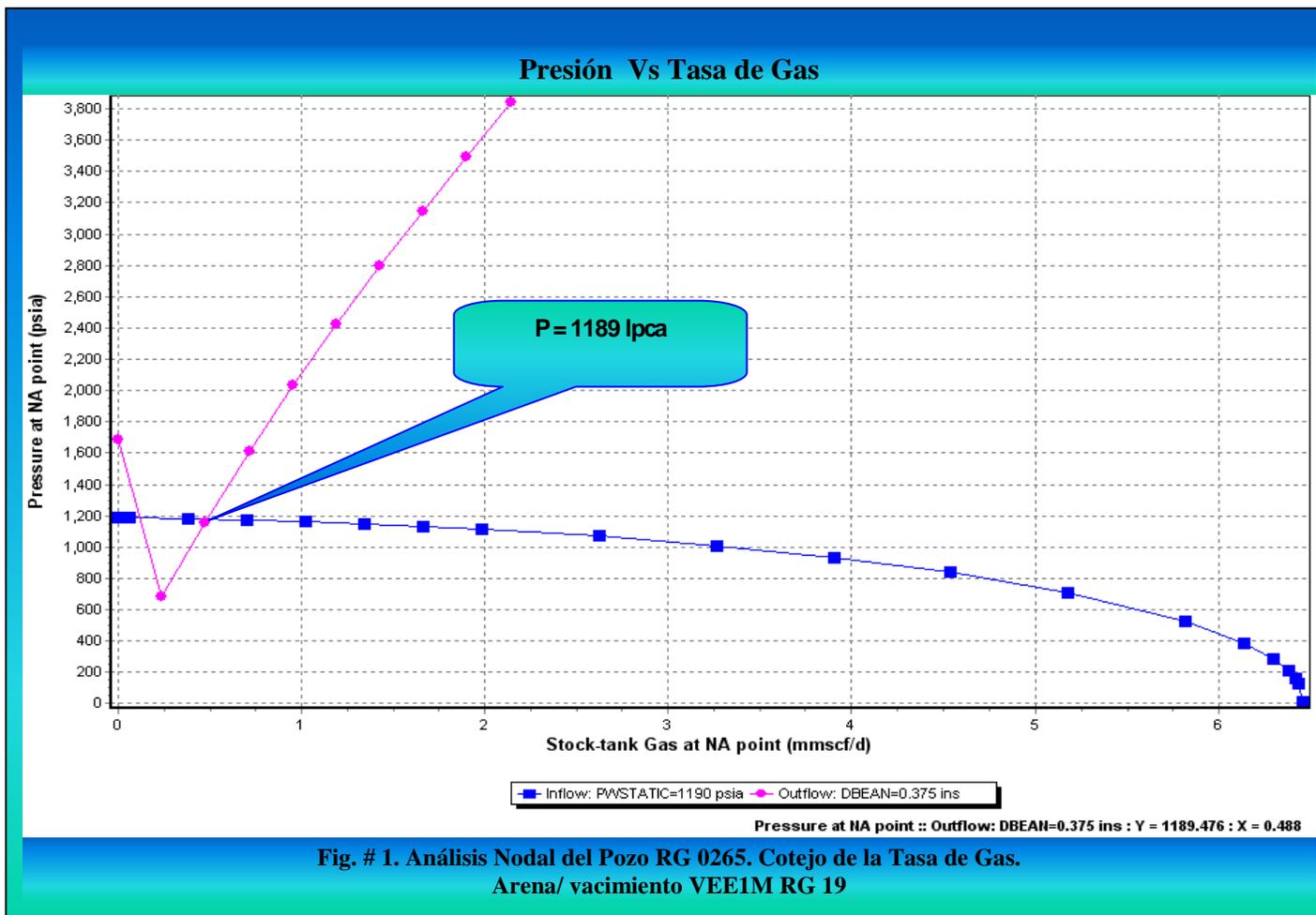
1. Martínez, F. “Evaluación de los Procesos de Cañoneo Utilizados en la Completación de Pozos en PDVSA, Distrito Anaco Estado Anzoátegui” en Febrero (2006).
2. W. Bell; R Sukup; y S Tariq.; “Perforating” SPE Monograph Series Volumen 16, USA (1995).
3. Construcción y Mantenimiento de Pozos Consultores “Técnicas de cañoneo”; Serie # 1 (2004).
4. Bonomo. J; y Young. W.; “Analysis and Evaluation of Perforating and Perforation Cleanup Methods”. SPE 12106 (1985).
5. Behrmann. L; y MC Donald. B., “Underbalance or Extreme Overbalance”, SPE 30082. (1996).
6. Schlumberger Manual Perforating 2008.
7. Ichara. M; “The performance of perforated completions in Gas reservoir” SPE 16834, Ventura, USA, (1987).
8. Venkitaraman Adi, Noordermeer Alwyn y otros; “La Nueva Dinámica de las Operaciones de Disparo en Condición Bajo Balance” Oilfield Review (Primavera 2004).
9. Behrman. L; Puncknell. J; y Bishop S.; “Measurement of additional skin resulting from perforation damage” SPE 22809, Dallas, Texas (1991).
10. A.C. Reynolds, J.C. Chen, R. Raghavan. “Pseudoskin Factor Caused by Partial Penetration”. SPE 12178, Diciembre, (1984).
11. P.S. Smith, L.A. Behrmann y Wenbo Yang. “Improvements in Perforating Performance in High Compressive Strength Rocks”. SPE 38141 Junio, (1997).
12. Metin KaraKas y S.M Tariq. “Semianalytical Productivity Models for Perforated Completions”. SPE 18247 Febrero, (1991).

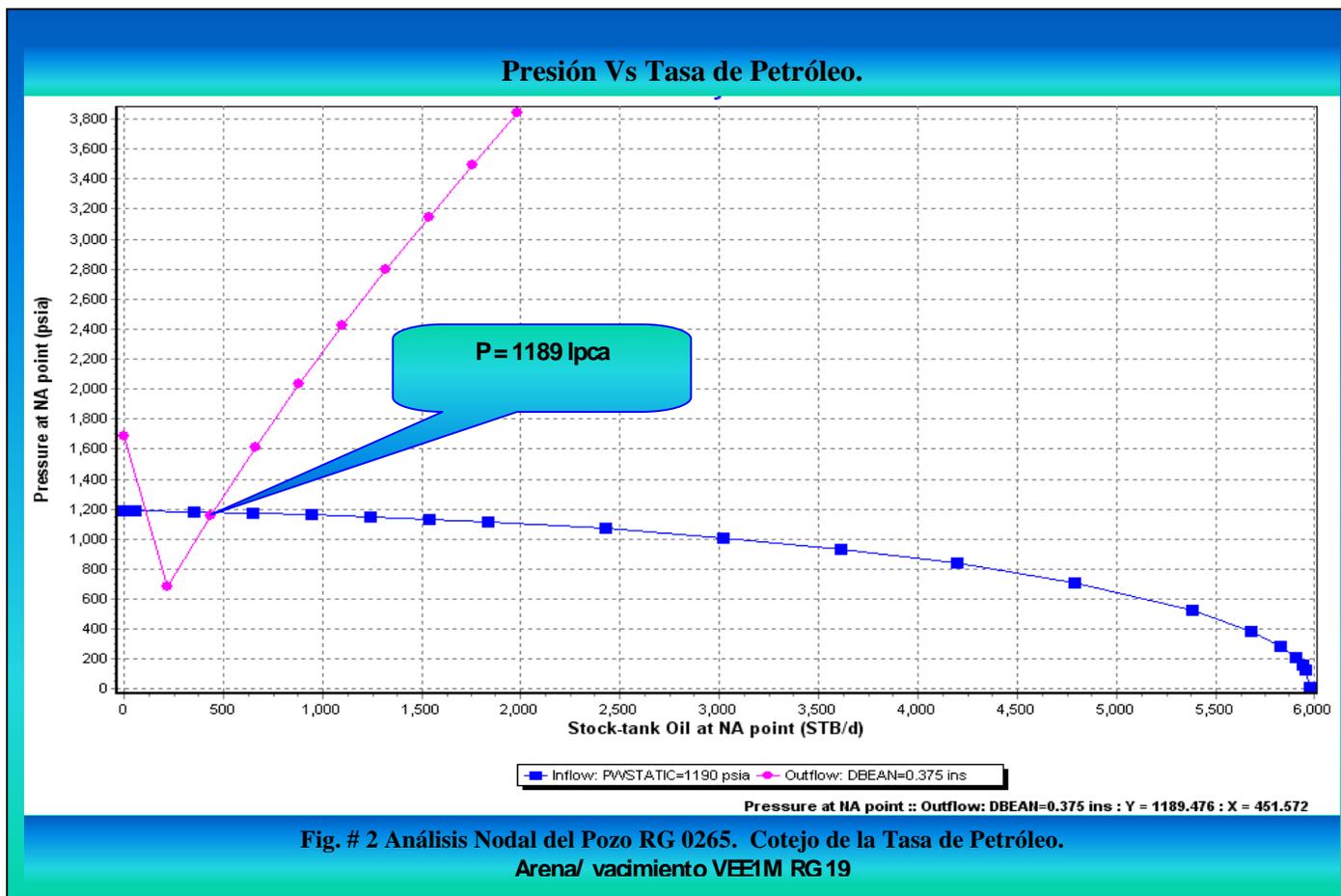
13. Behrmann. L; y MC Donald. B.; “Underbalance or extreme Overbalance”. Paper SPE 30082. USA. (1996).
14. Berrmann. L; Puncknell. J; y Bishop. S.; “Effects of underbalanced and effective stress on perforation damage in weak sandstone: Initial results”. SPE 24470, Washington DC, (1992).
15. “Recomended practices for evolution of the well perforators”. Primera edición (2000).
16. Spaar J; Ledgerwood L; y Goodman H; “Formation Compressive Strength Estimates for Predicting Drillability and PDC Bit Selection”, SPE 29397, Amsterdam, Marzo (1.995).
17. Kenneth. L; “Three-cone bit selection with sonic logs”. SPE 13256, Houston (1986).
18. CIED PDVSA, ingeniería de Producción. “Sistema de Completación”, 1995.
19. Ricardo Maggiolo Manual de análisis nodal. ESP Oil Consultansts.
20. Kjell B; Fokko D; Helge F; Bob P; “Disparo sobre el objetivo”, Oilfield review, Verano 2000.

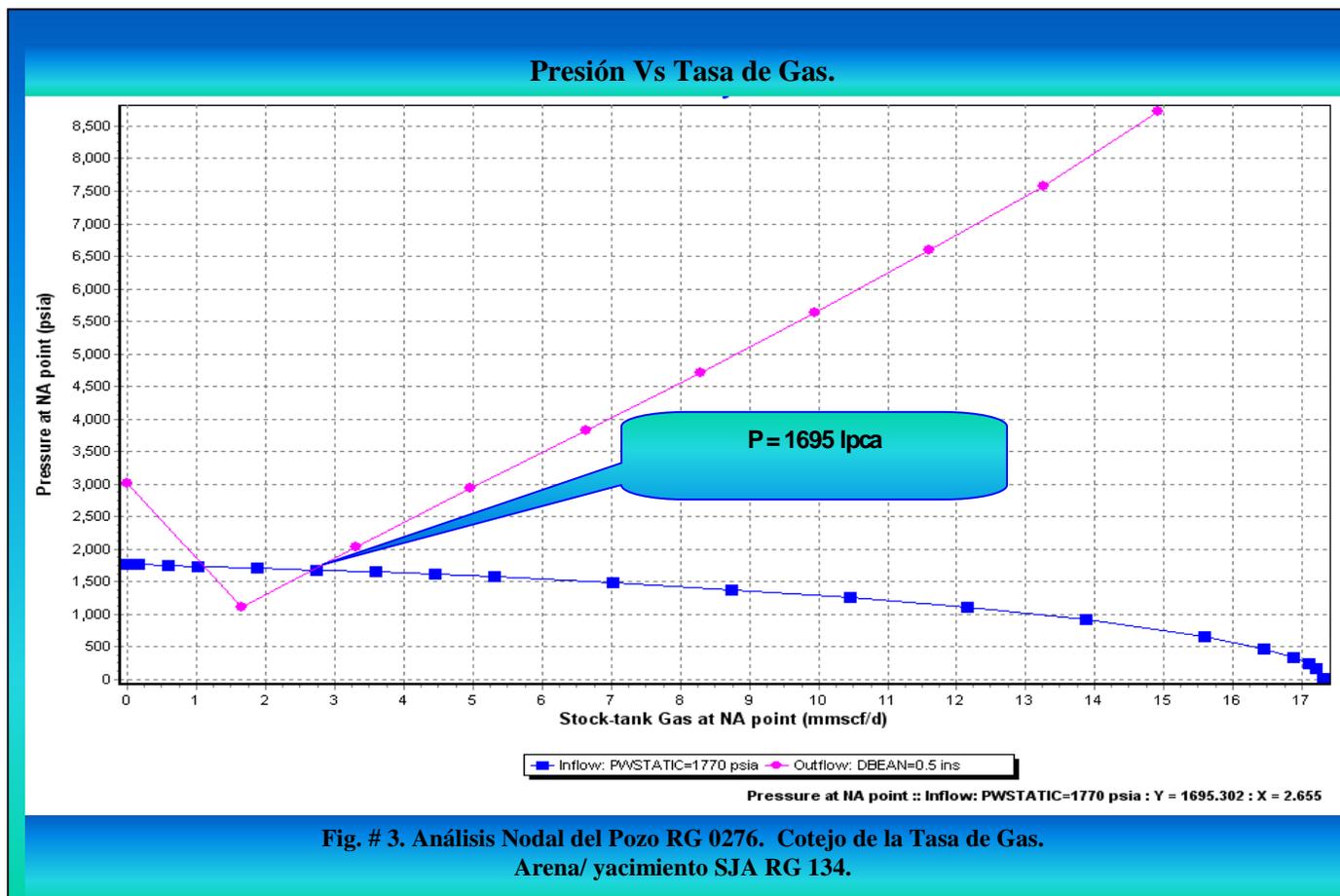
APÉNDICE

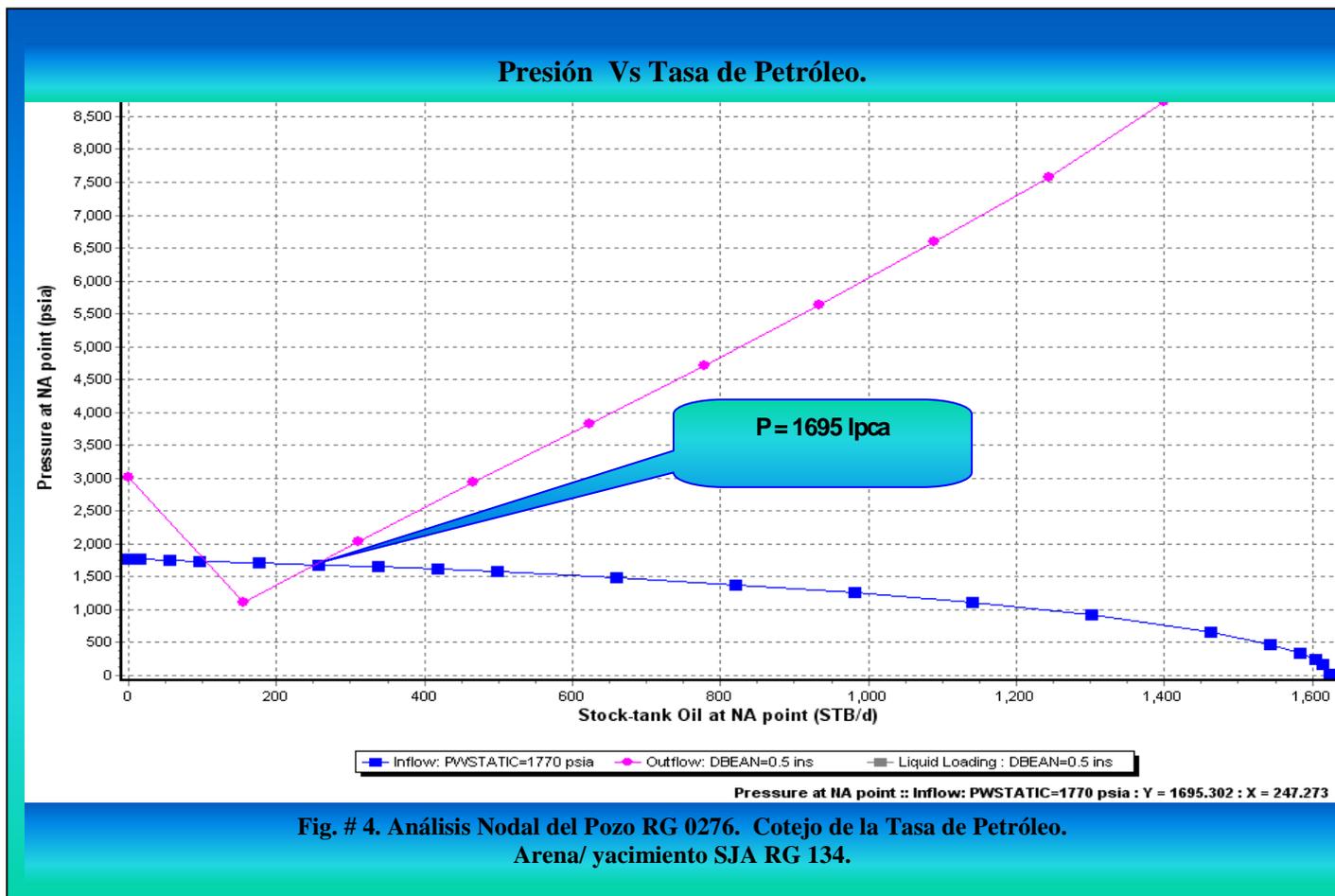
Apéndice A

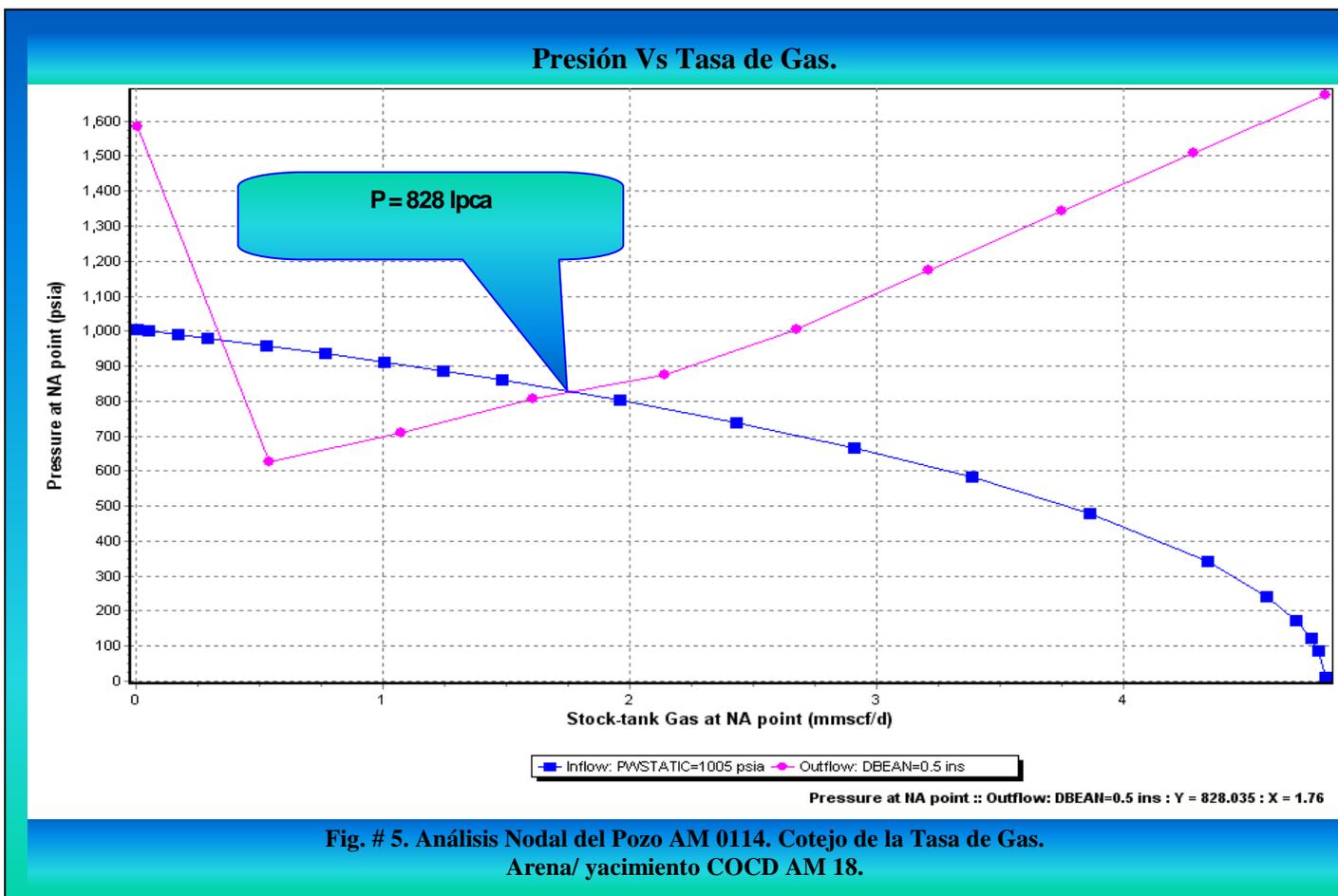
Gráficas de Análisis Nodal.

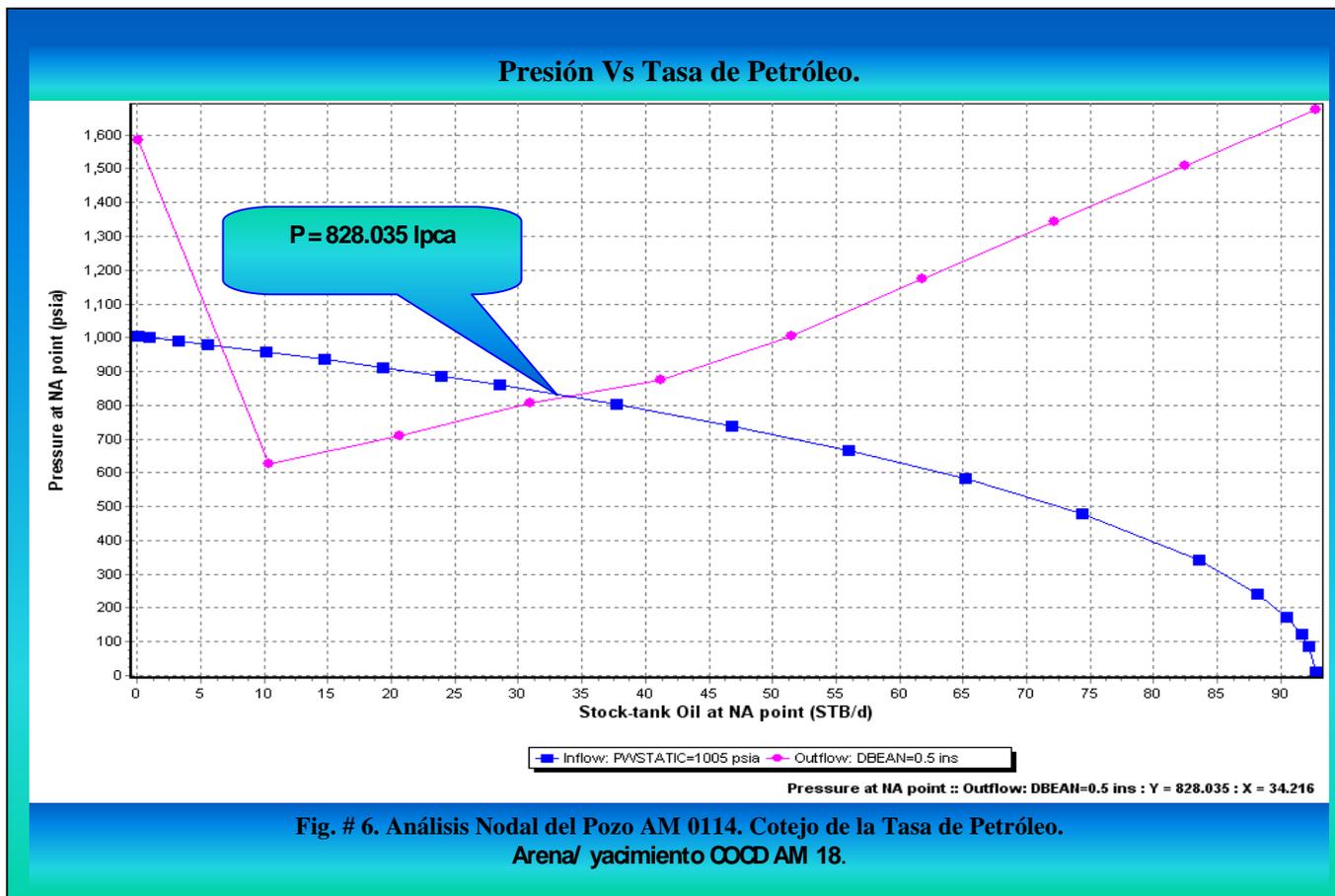


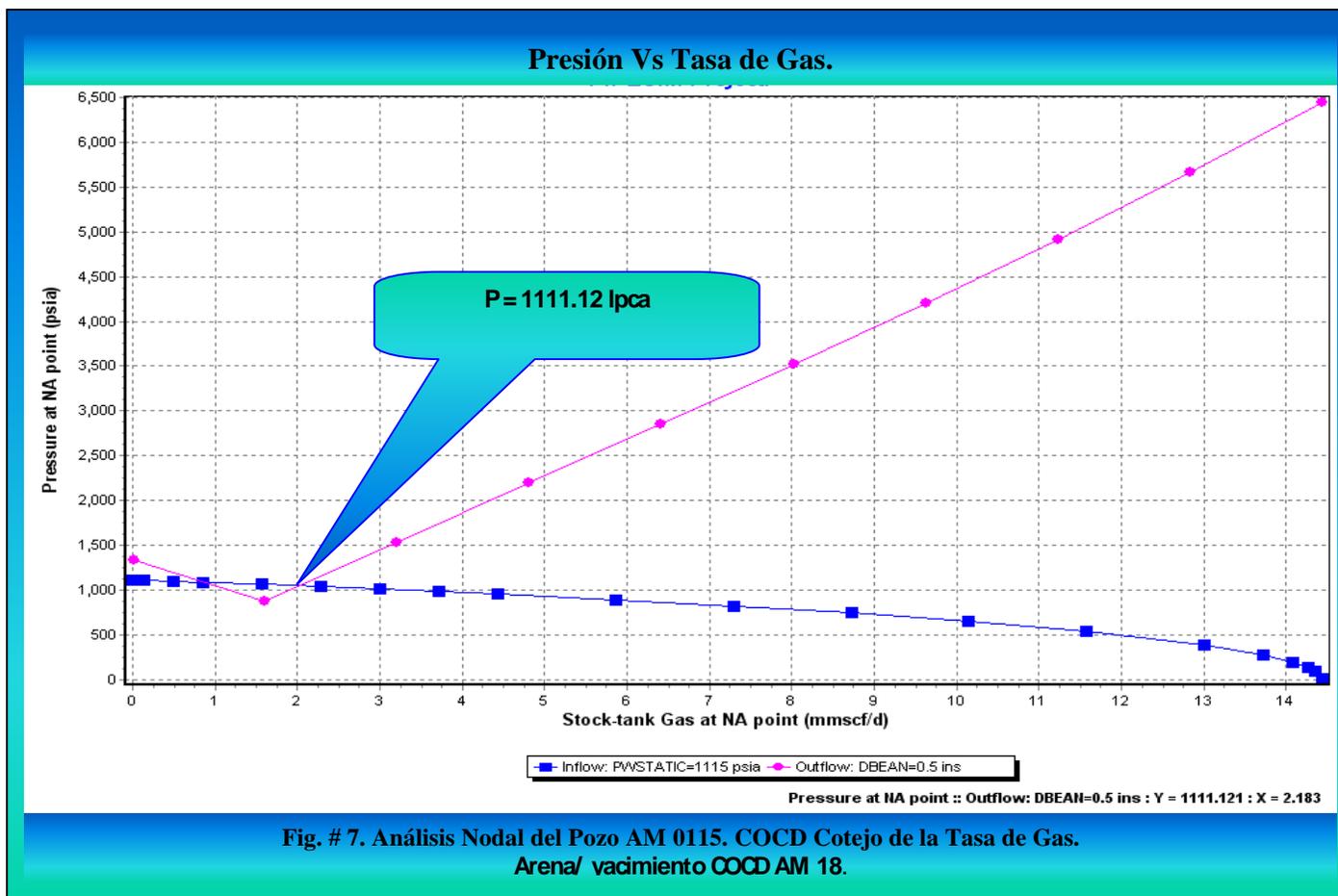


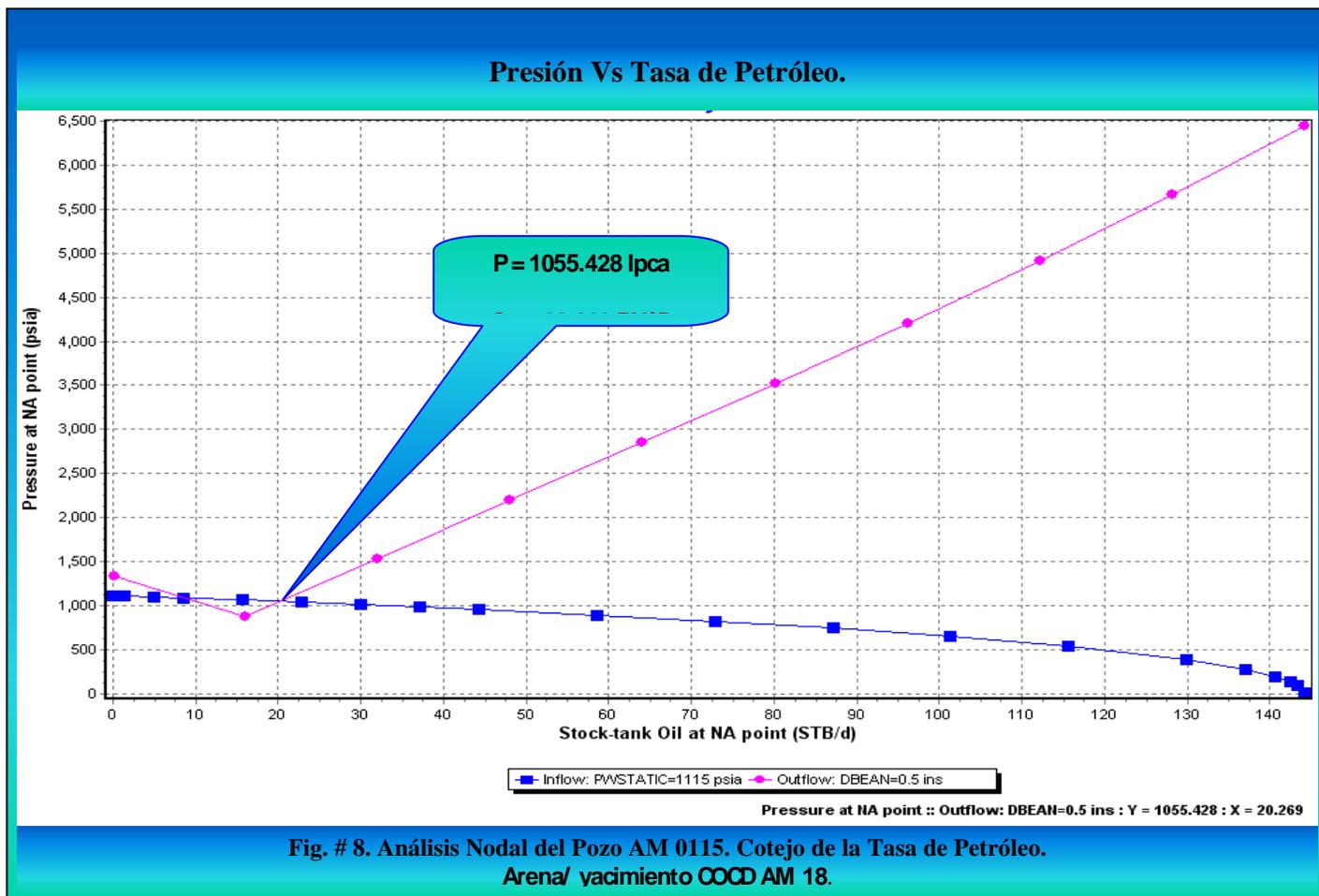


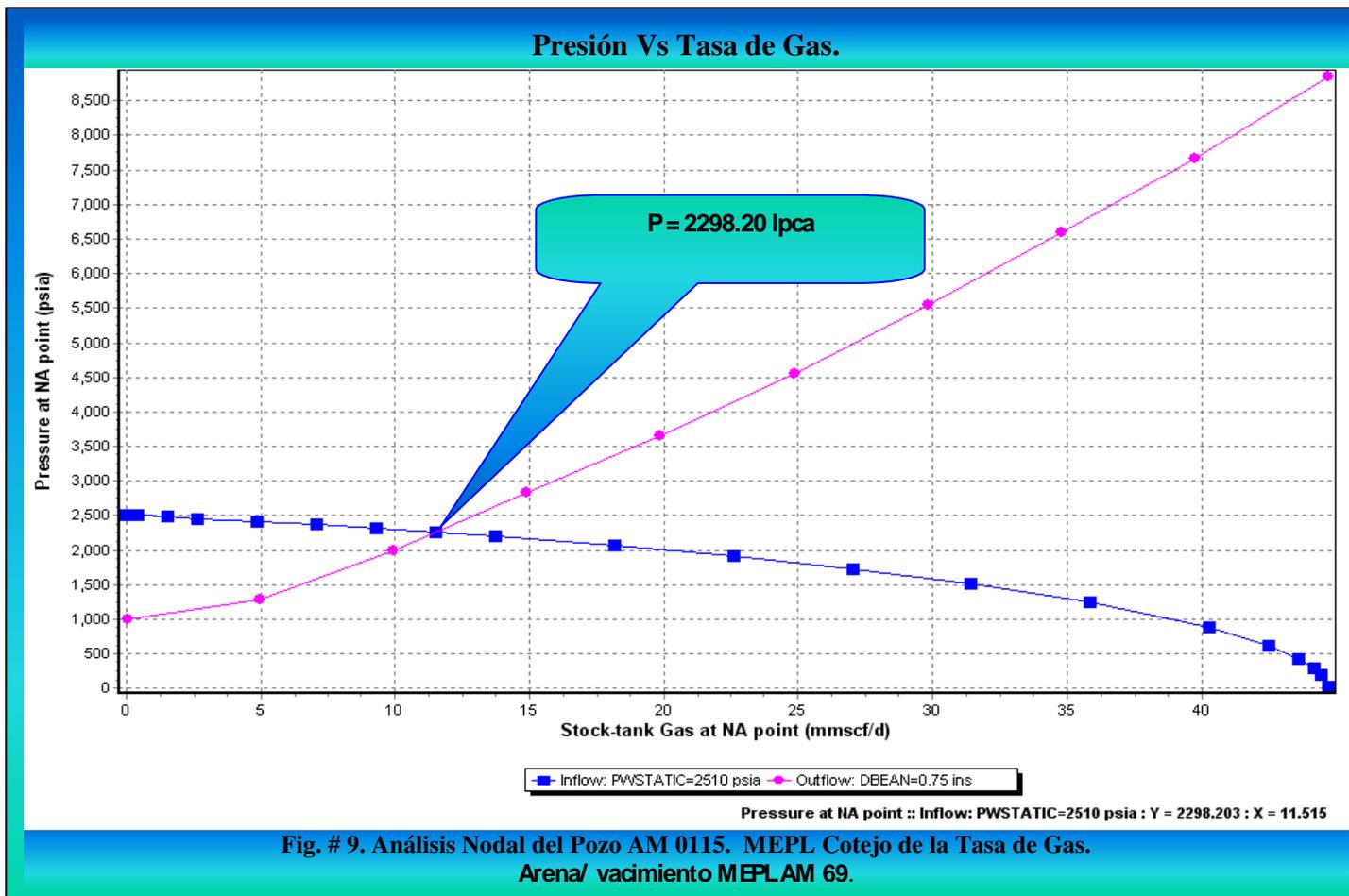


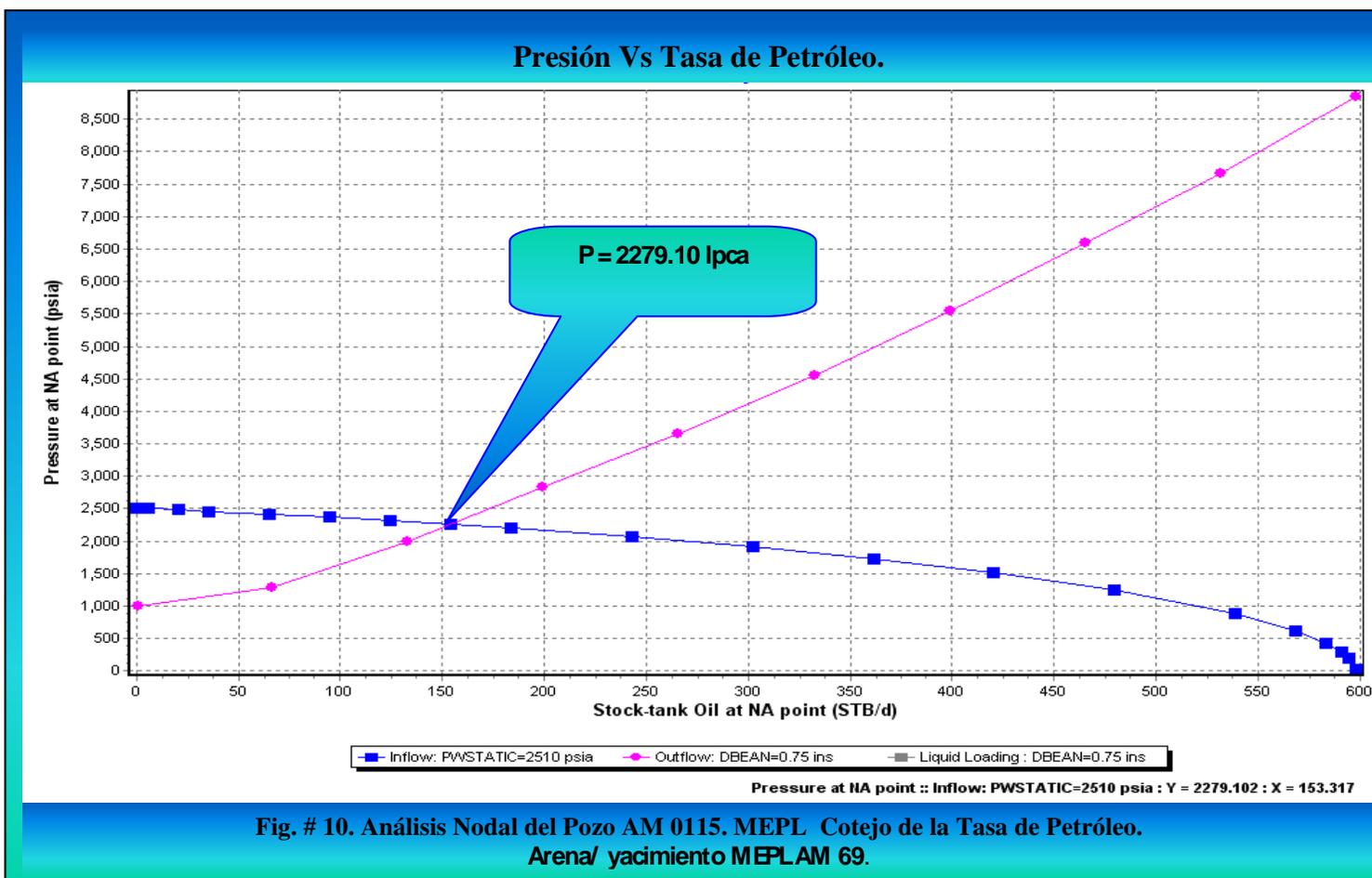


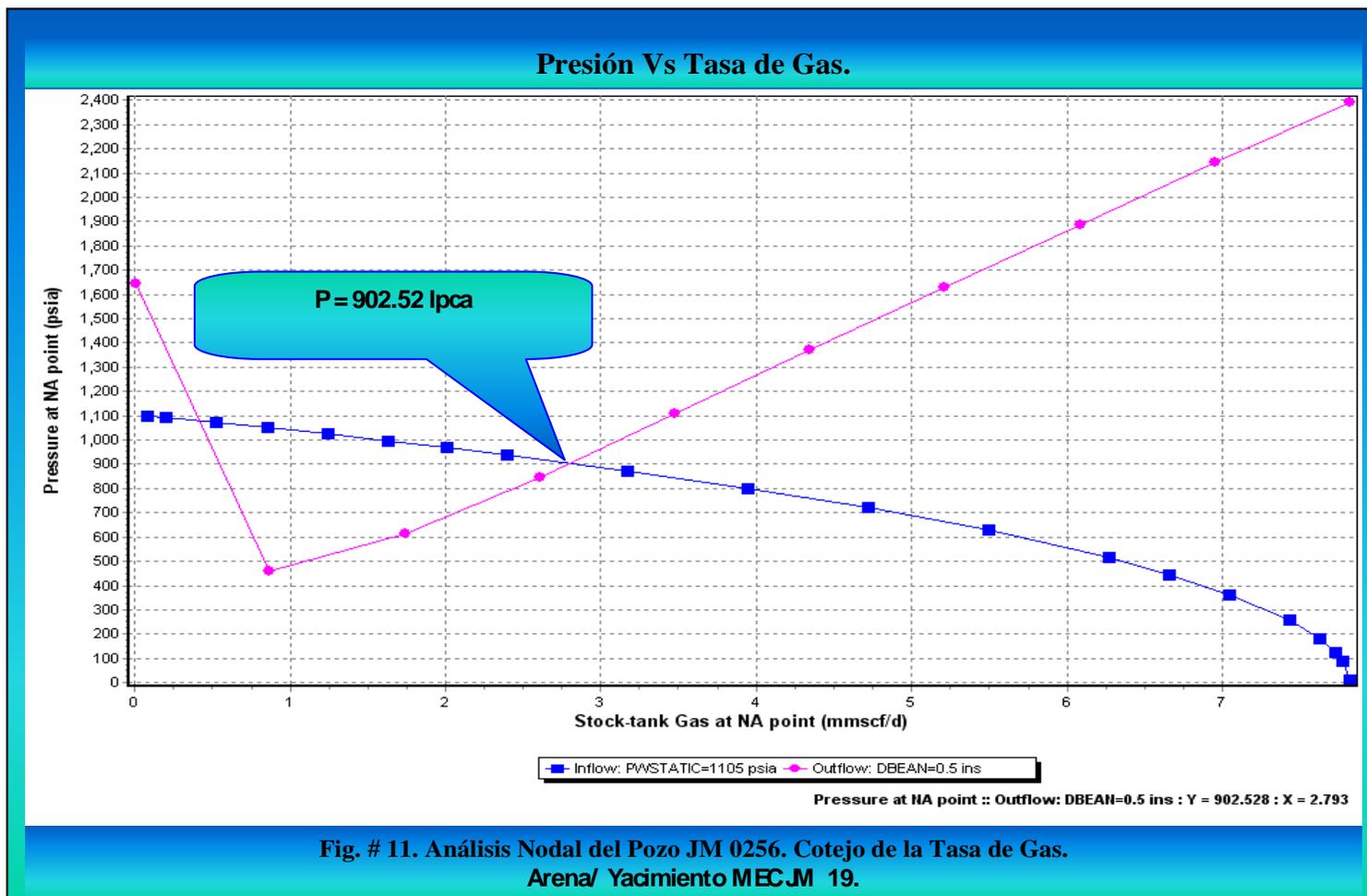


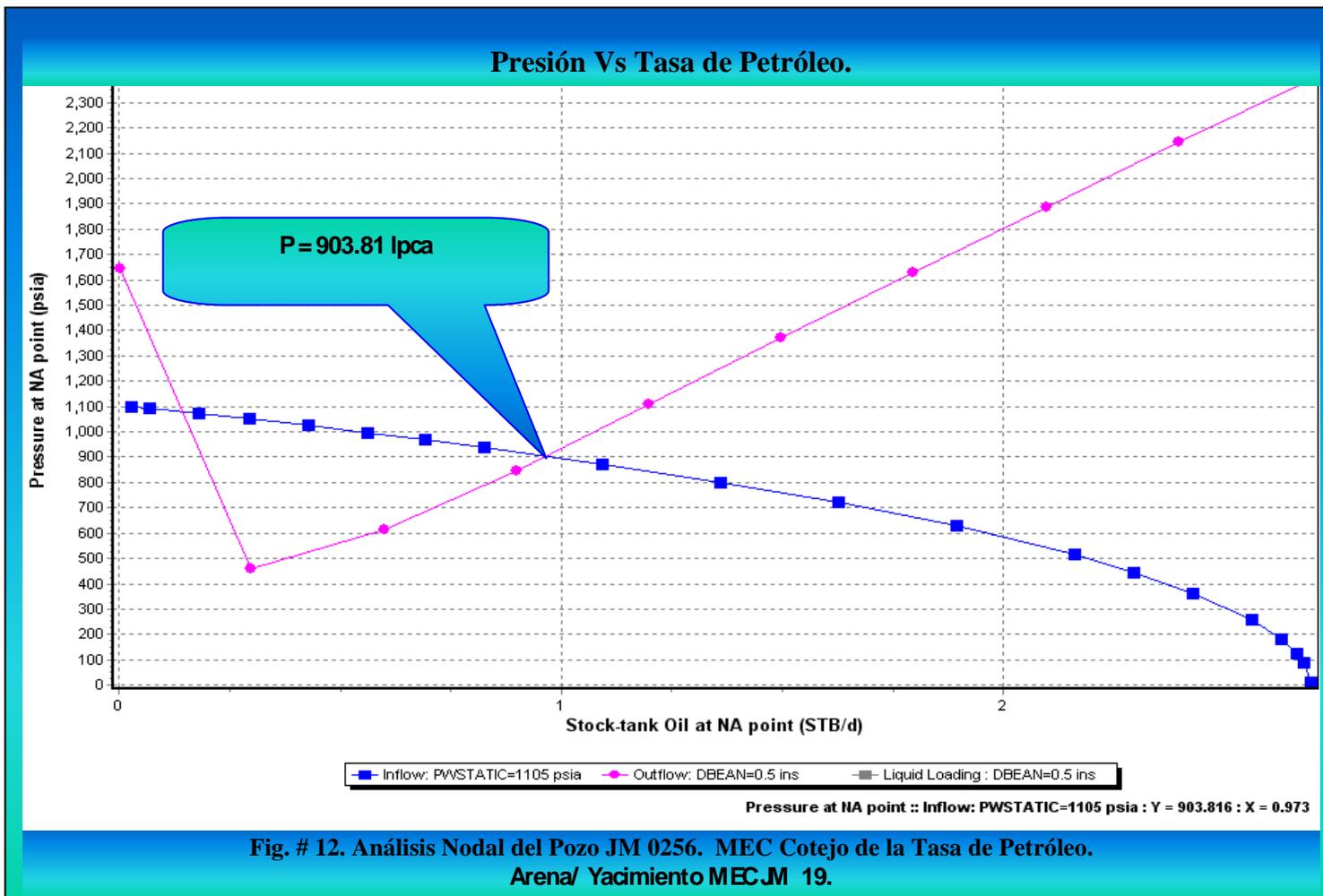


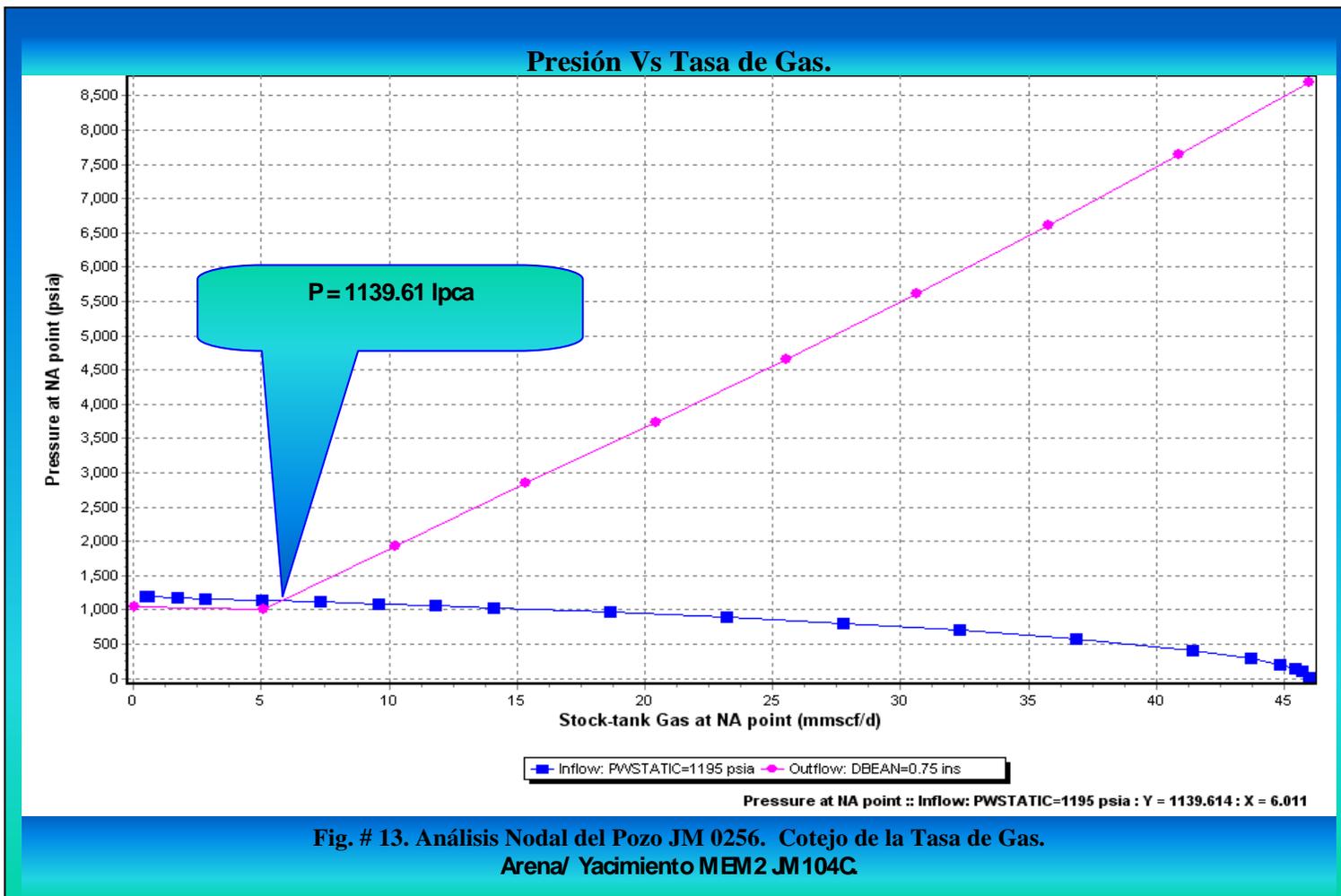


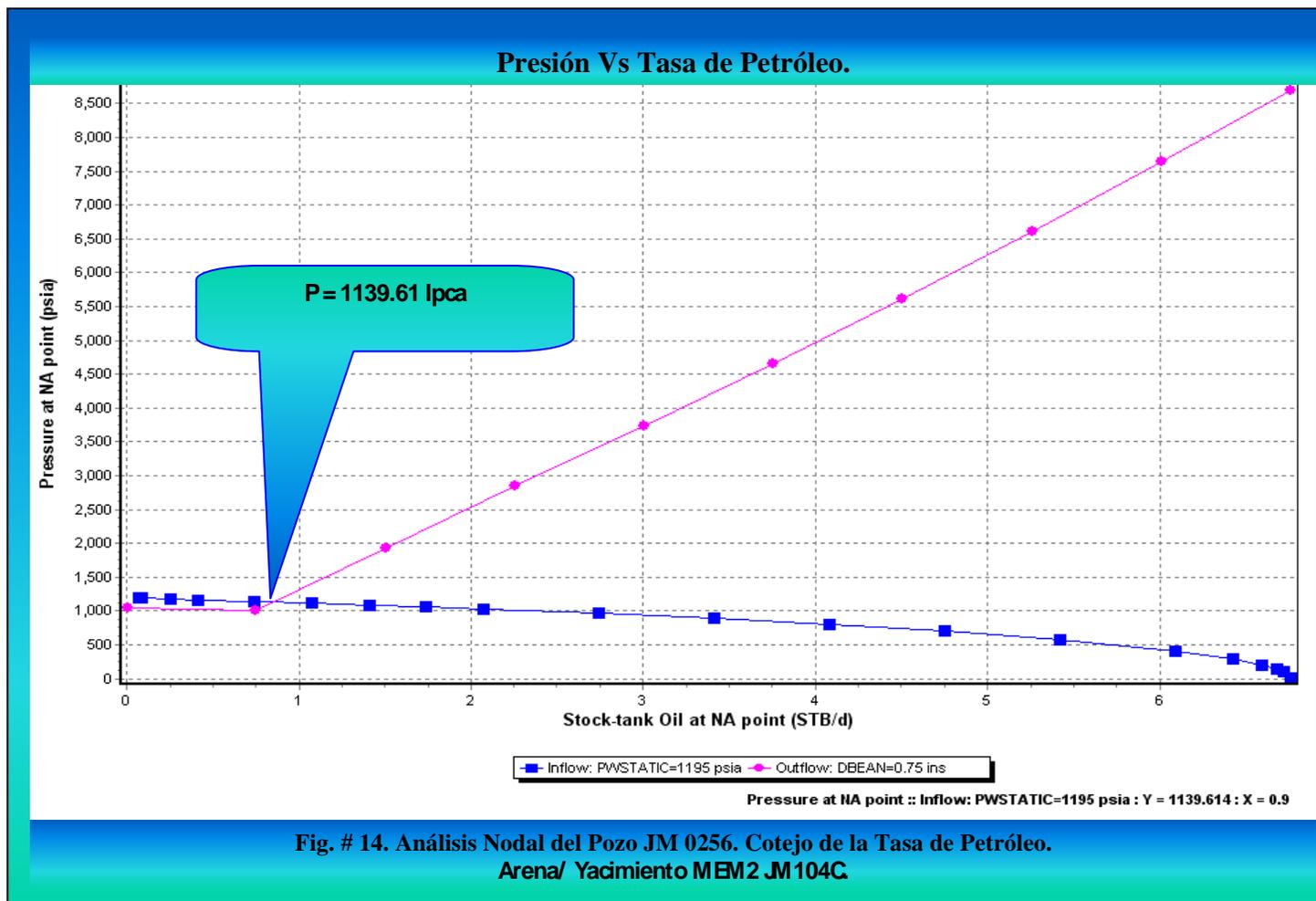






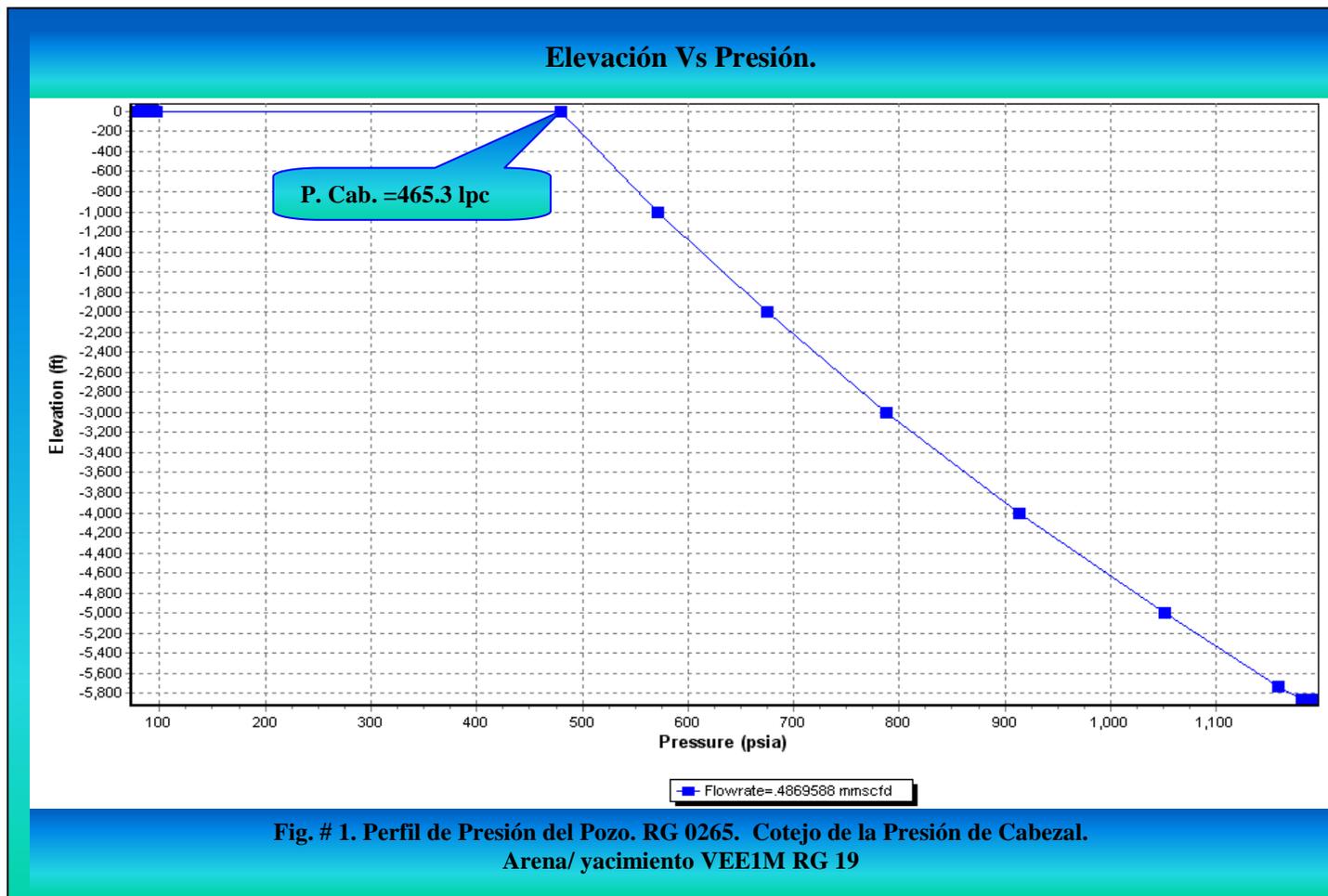


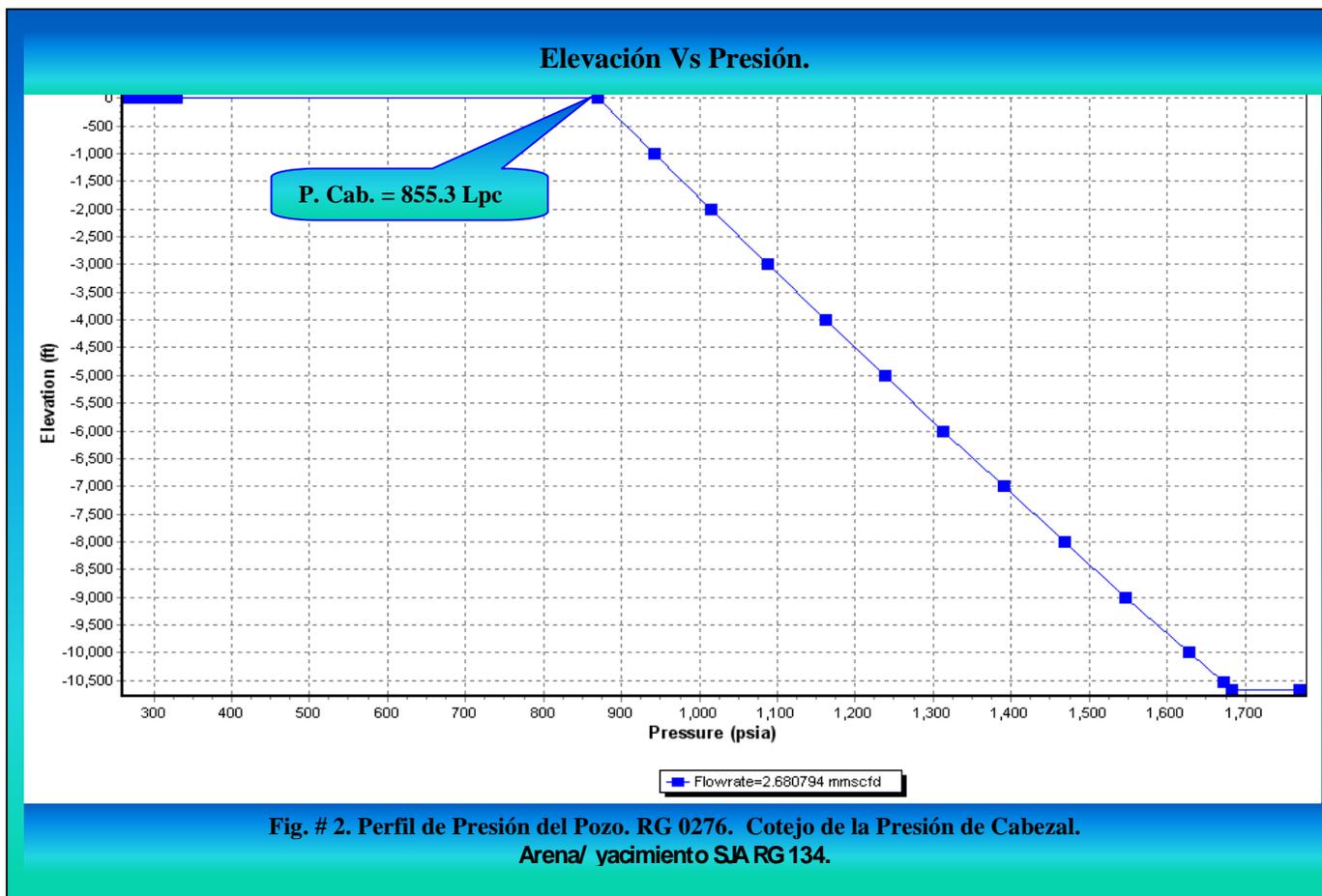


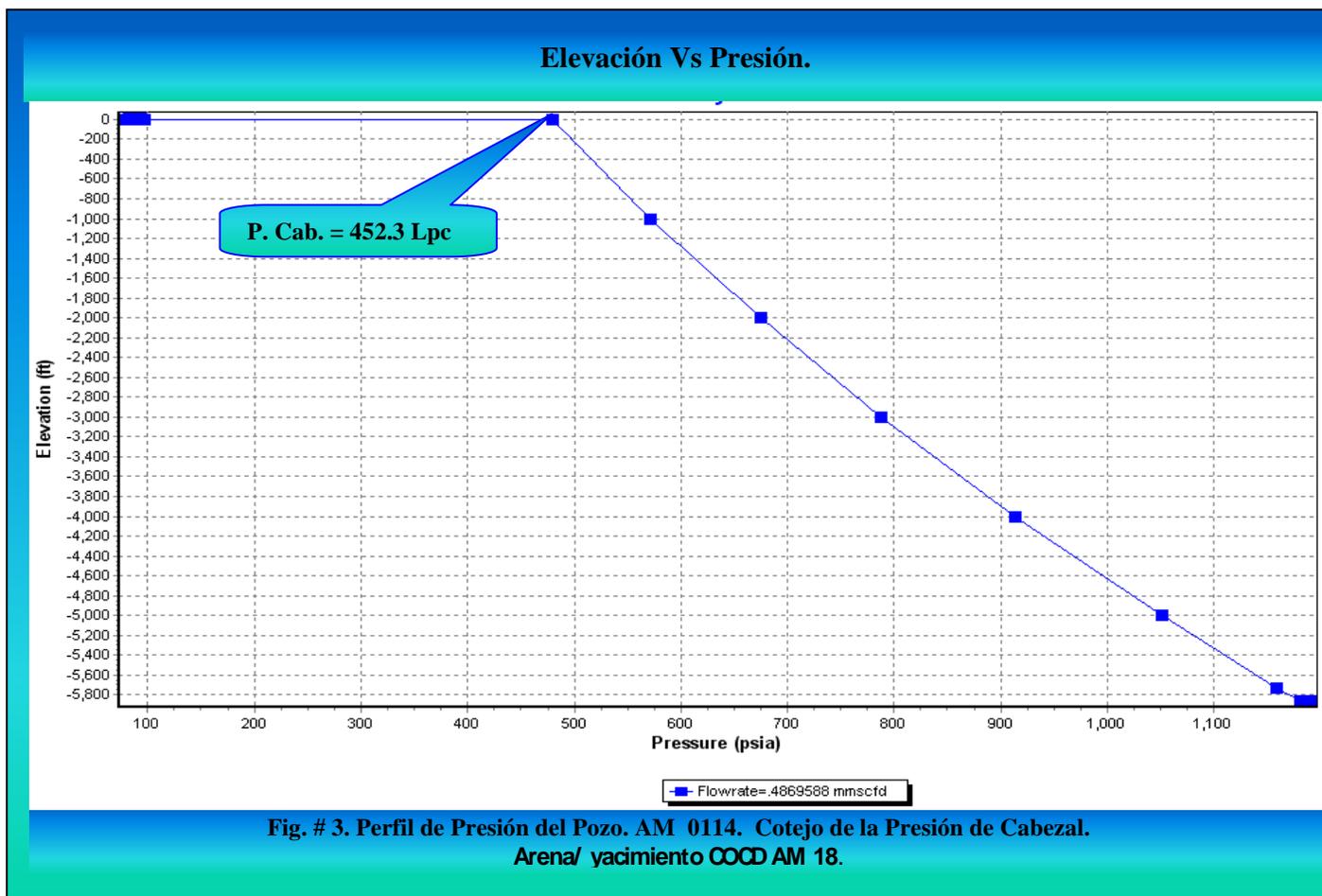


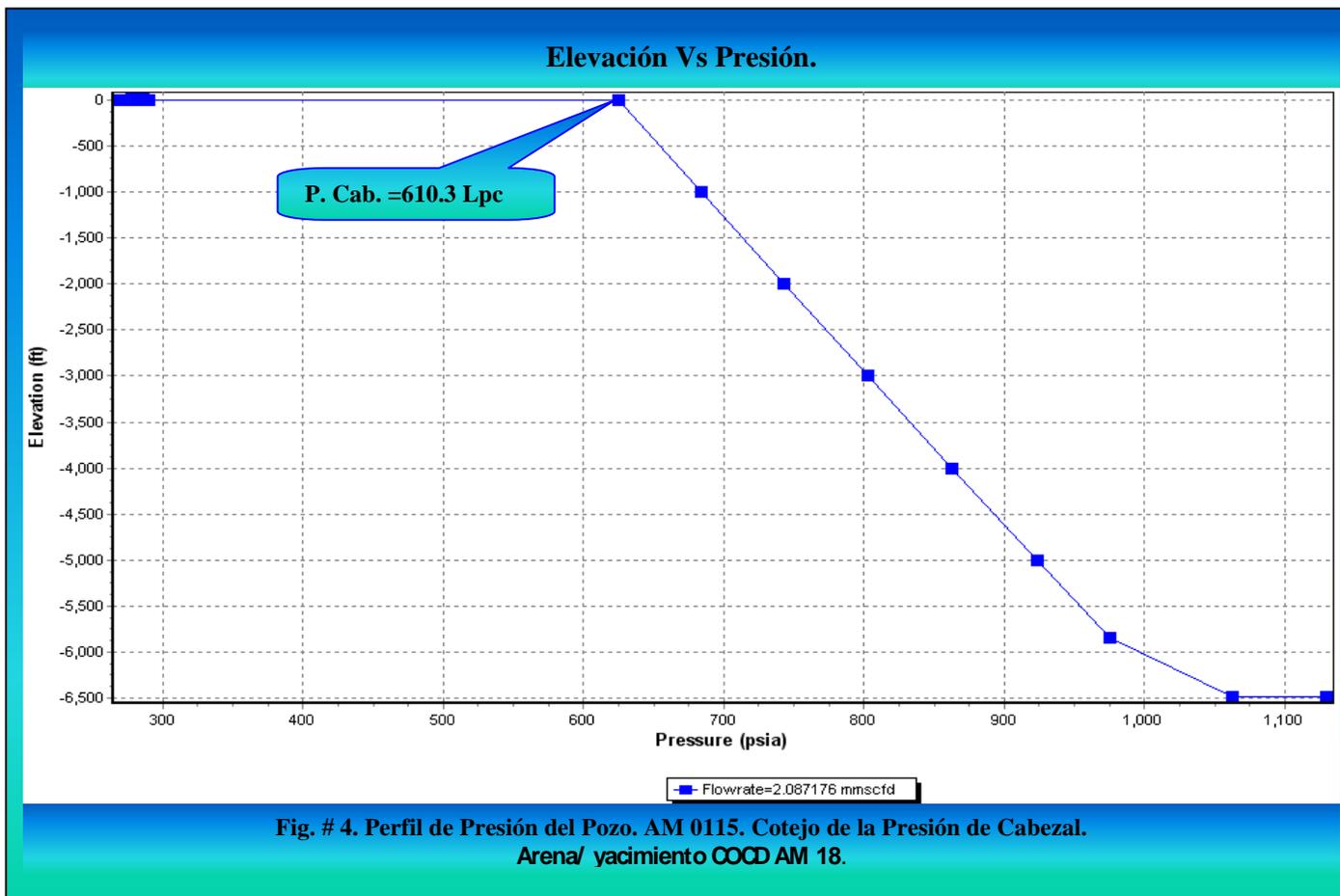
Apéndice B

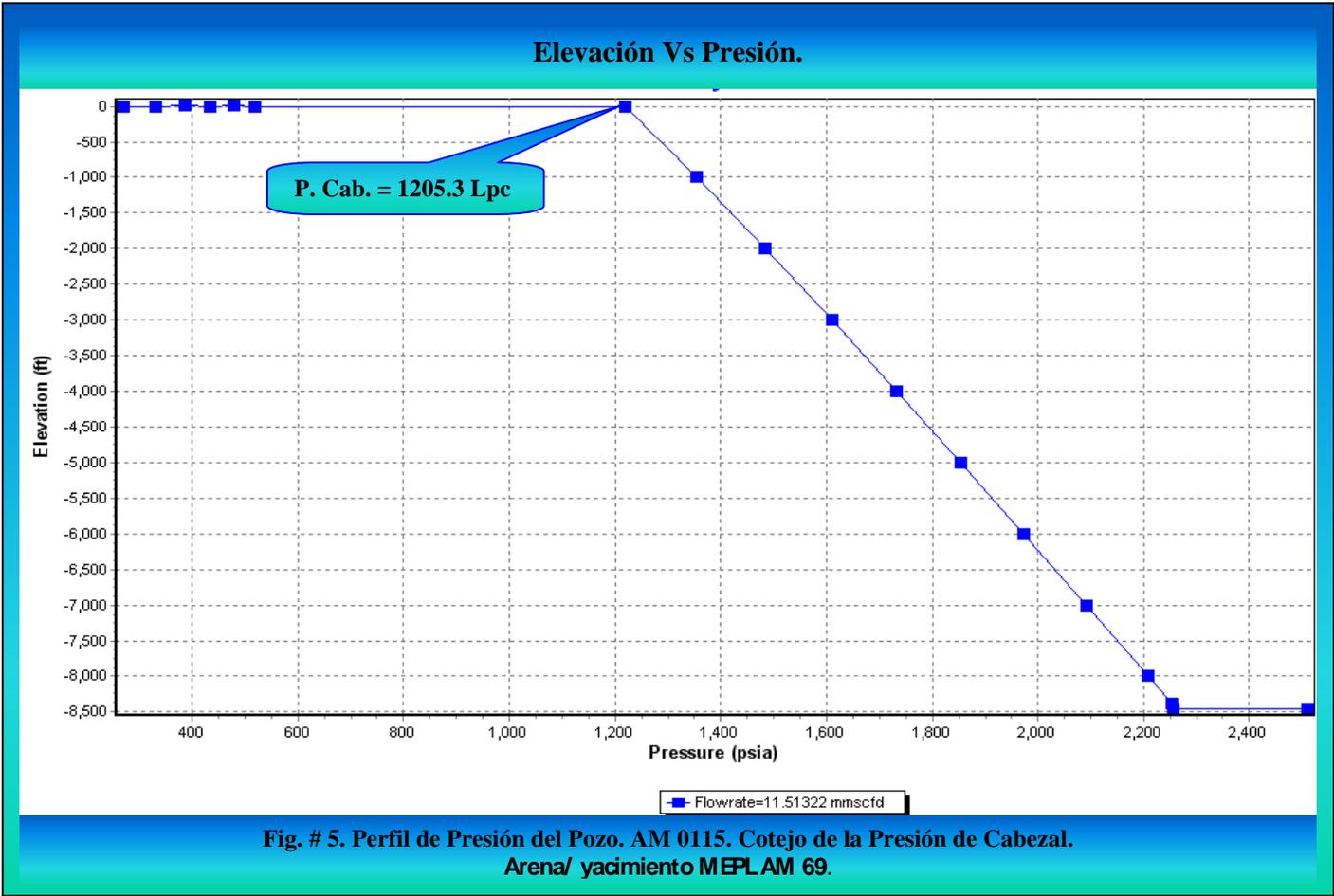
Perfil de Presión de los Pozos.

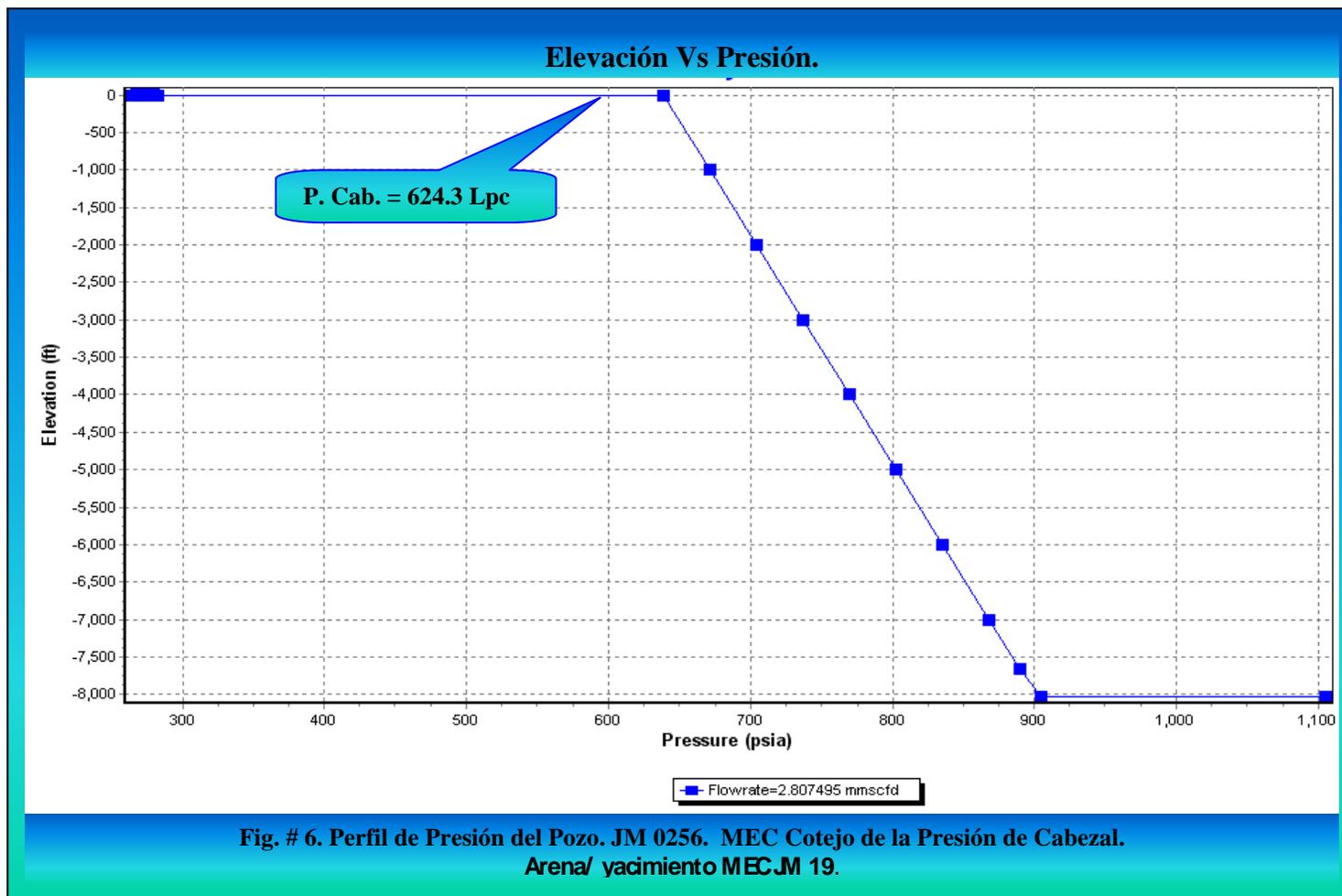


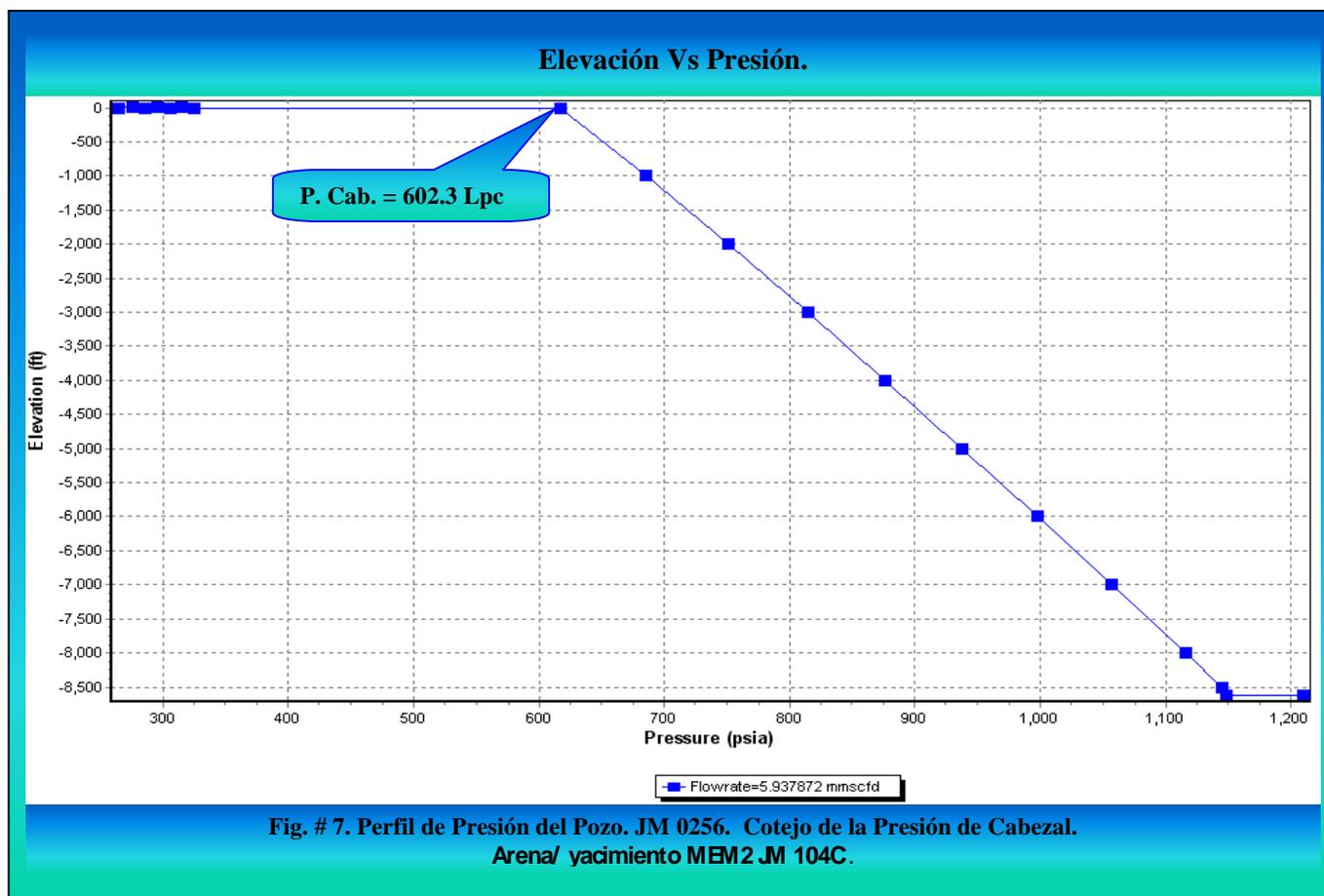












Apéndice C

Reportes de Penetración de las Cargas en Formación y Productividad de los Pozos.

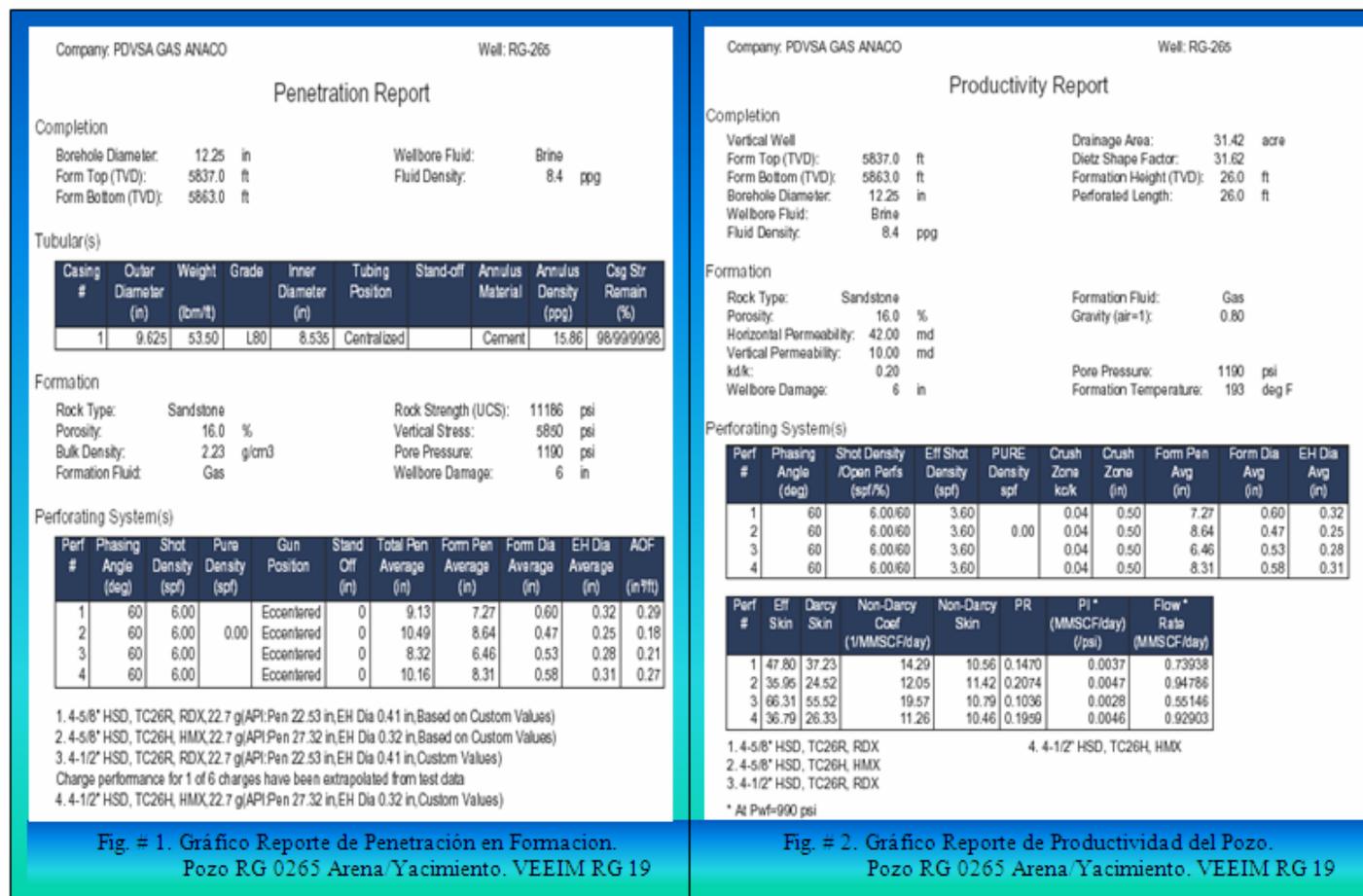
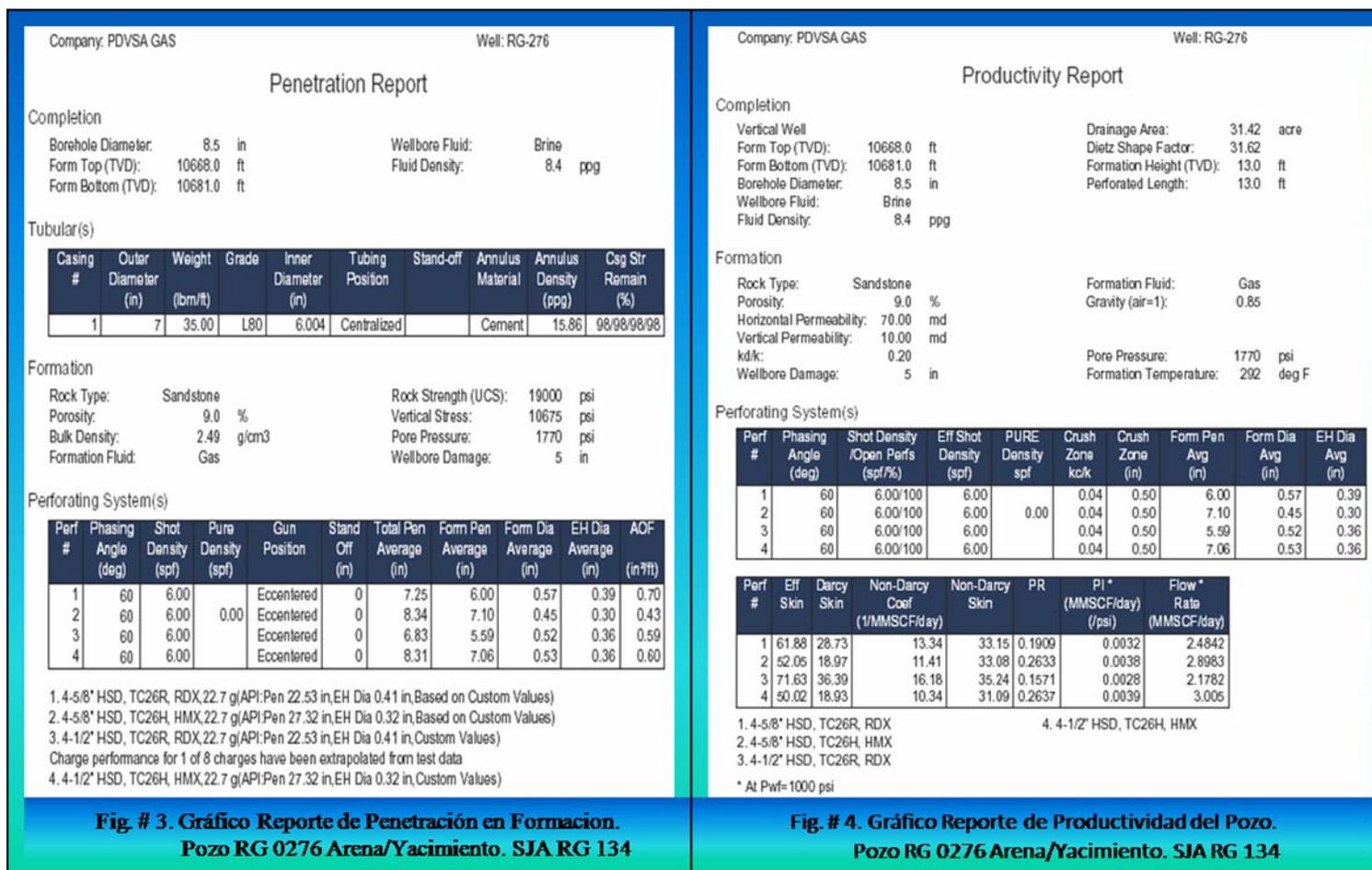


Fig. # 1. Gráfico Reporte de Penetración en Formación.
Pozo RG 0265 Arena Yacimiento. VEEIM RG 19

Fig. # 2. Gráfico Reporte de Productividad del Pozo.
Pozo RG 0265 Arena Yacimiento. VEEIM RG 19



**Fig. # 3. Gráfico Reporte de Penetración en Formación.
Pozo RG 0276 Arena/Yacimiento. SJA RG 134**

**Fig. # 4. Gráfico Reporte de Productividad del Pozo.
Pozo RG 0276 Arena/Yacimiento. SJA RG 134**

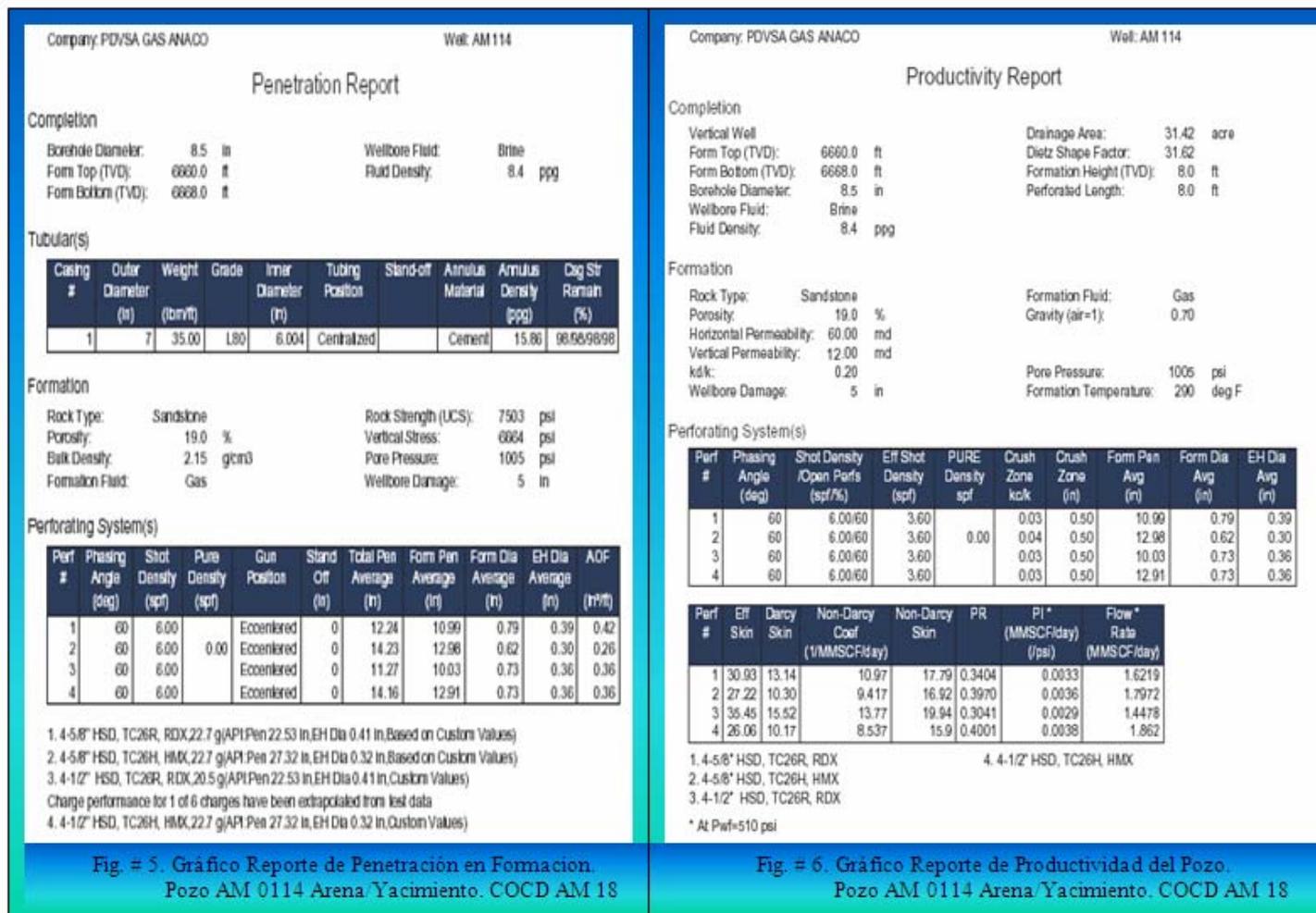


Fig. = 5. Gráfico Reporte de Penetración en Formación.
 Pozo AM 0114 Arena/Yacimiento. COCD AM 18

Fig. = 6. Gráfico Reporte de Productividad del Pozo.
 Pozo AM 0114 Arena/Yacimiento. COCD AM 18

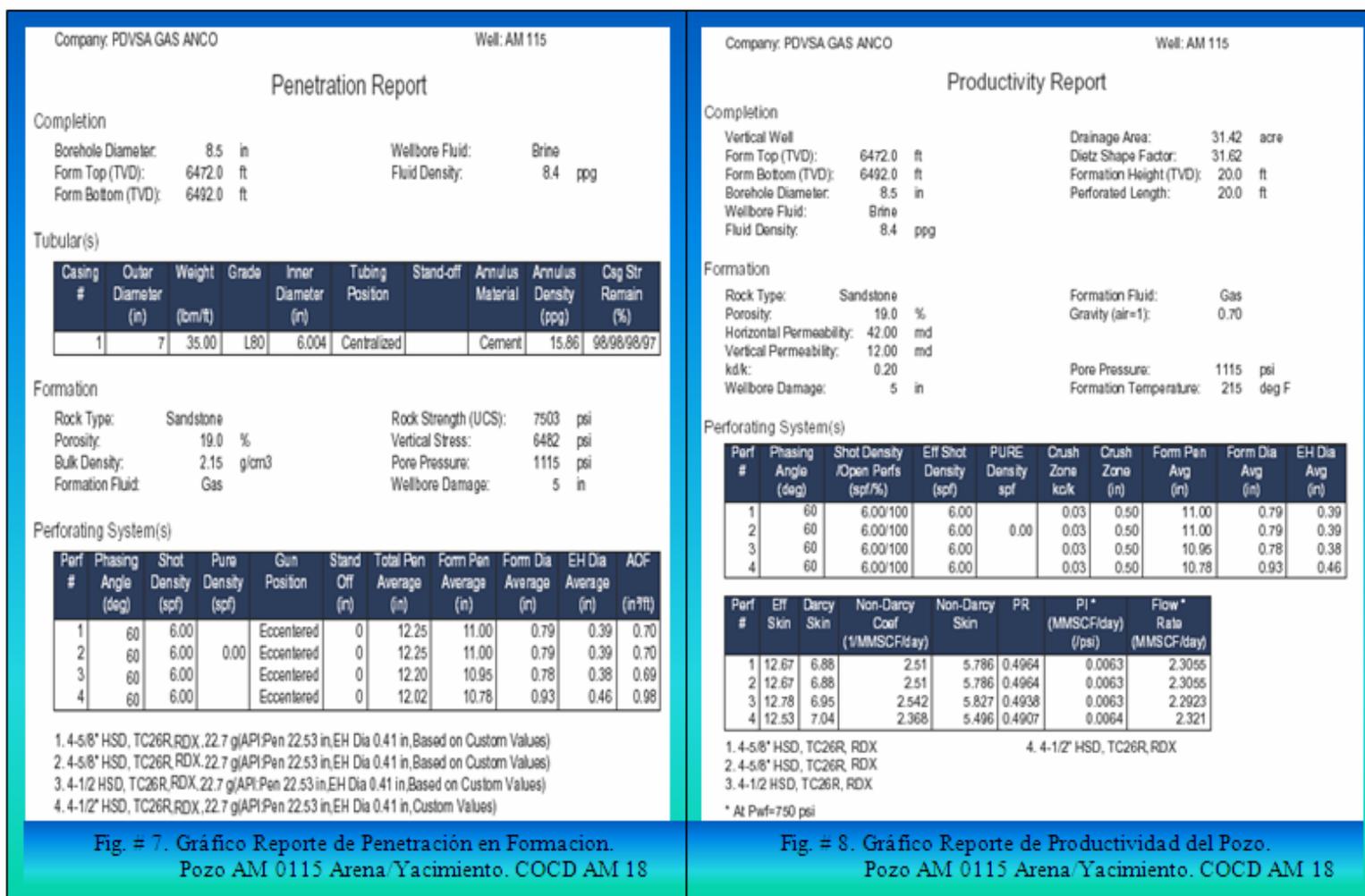


Fig. # 7. Gráfico Reporte de Penetración en Formación.
Pozo AM 0115 Arena/Yacimiento. COCD AM 18

Fig. # 8. Gráfico Reporte de Productividad del Pozo.
Pozo AM 0115 Arena/Yacimiento. COCD AM 18

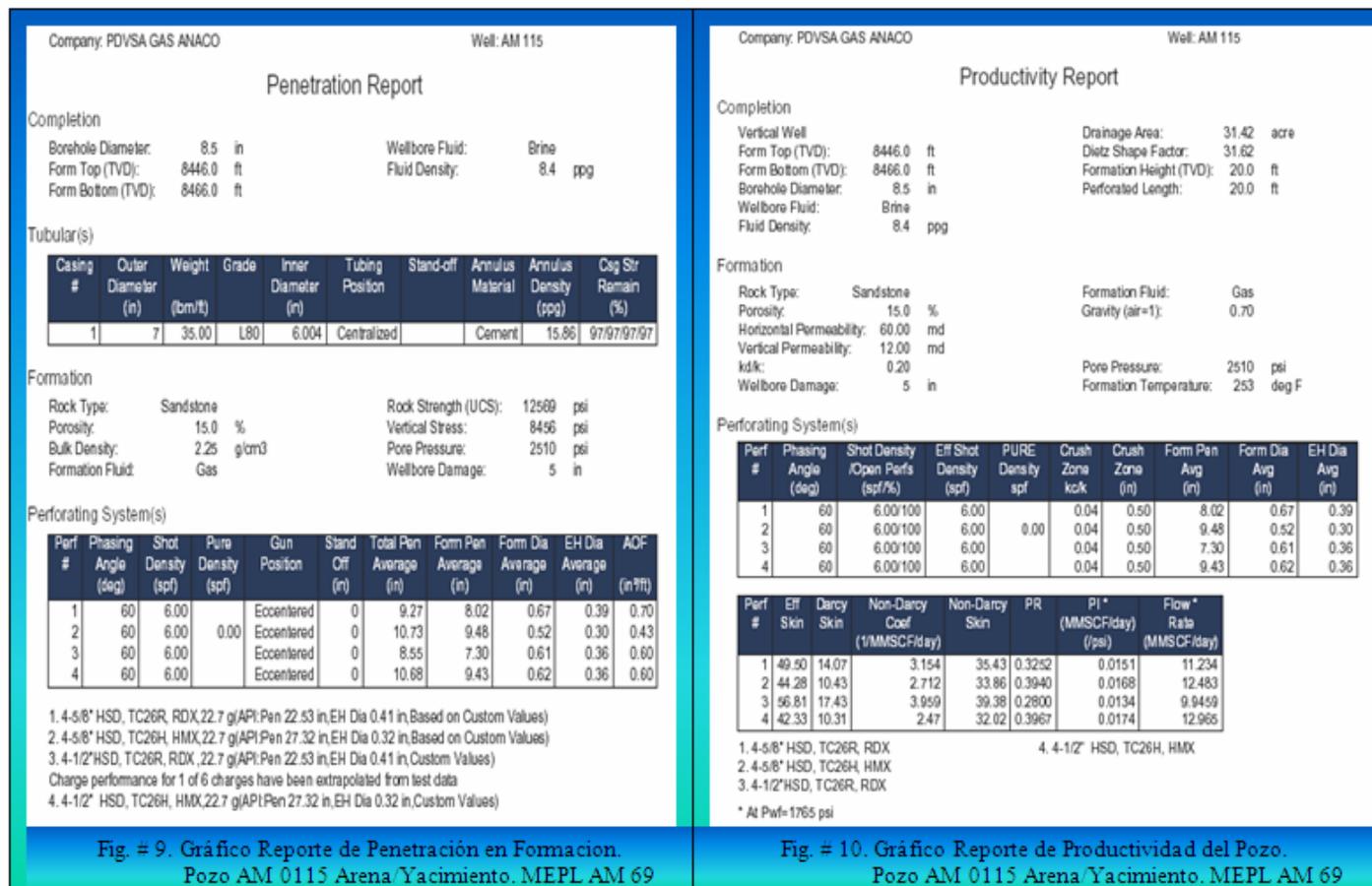
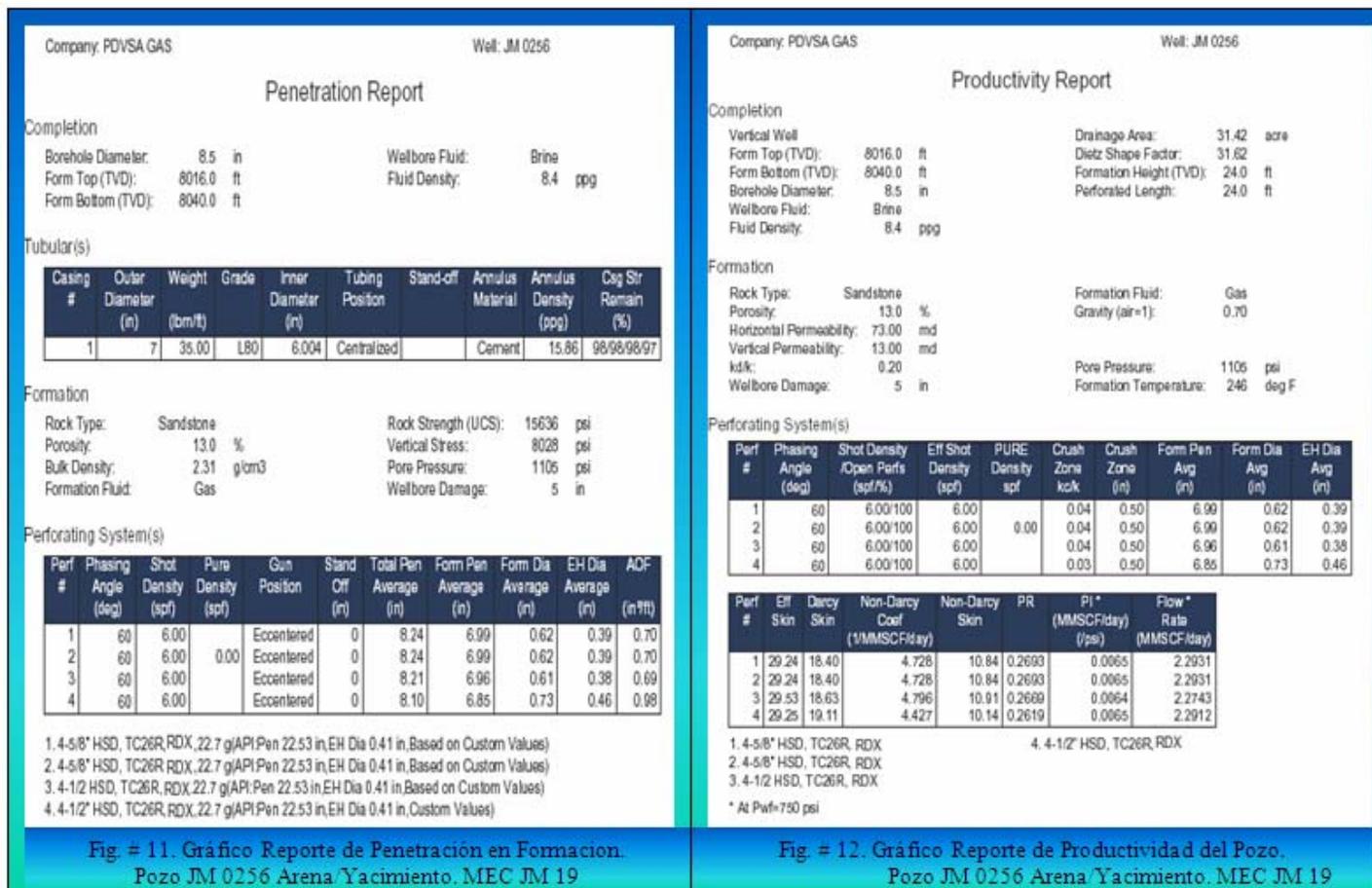
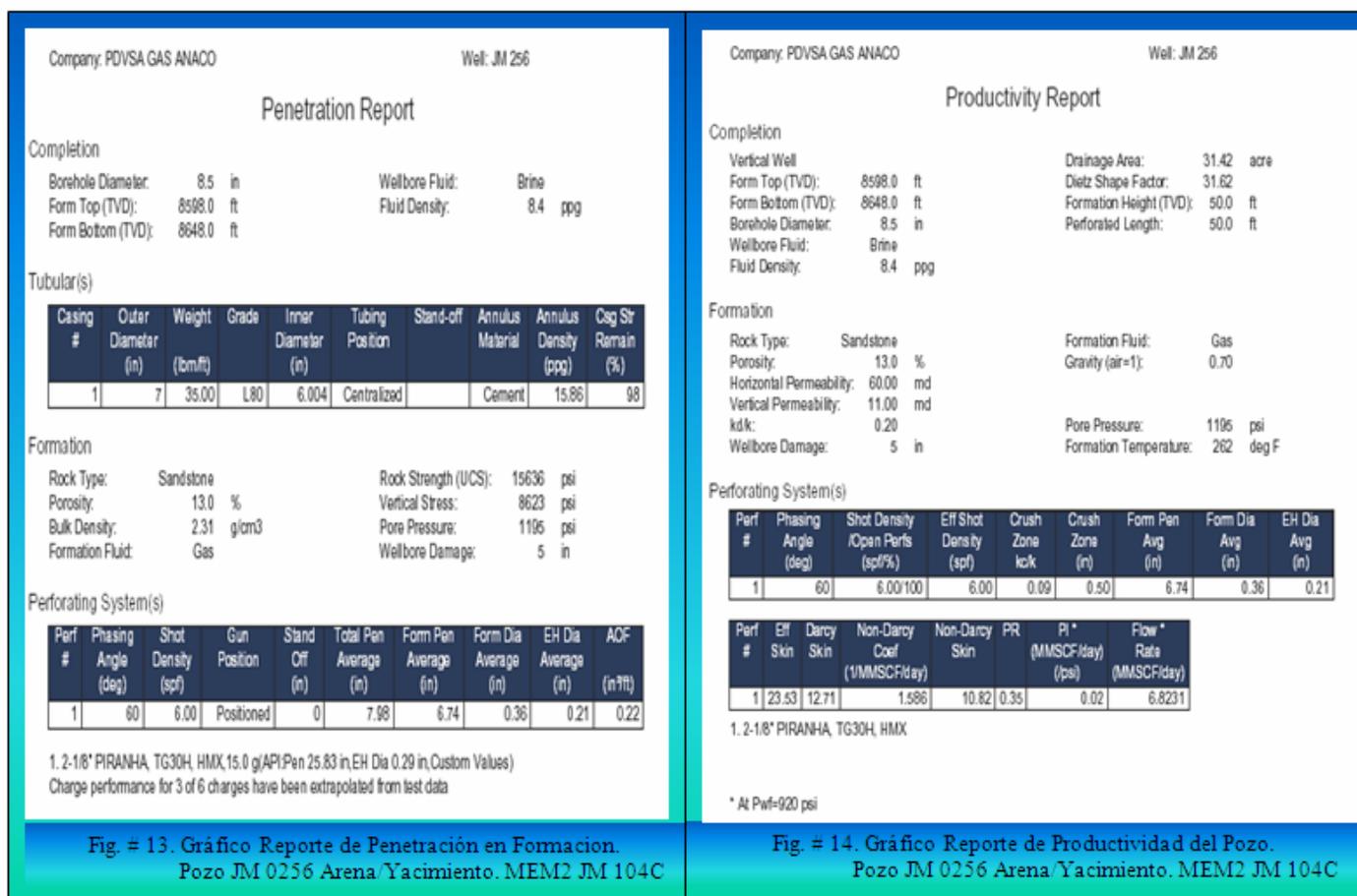


Fig. # 9. Gráfico Reporte de Penetración en Formación.
Pozo AM 0115 Arena Yacimiento. MEPL AM 69

Fig. # 10. Gráfico Reporte de Productividad del Pozo.
Pozo AM 0115 Arena Yacimiento. MEPL AM 69





Apéndice D

Gráficas de Índice de Productividad Vs Zona Invasada por el Fluido no Deseados.

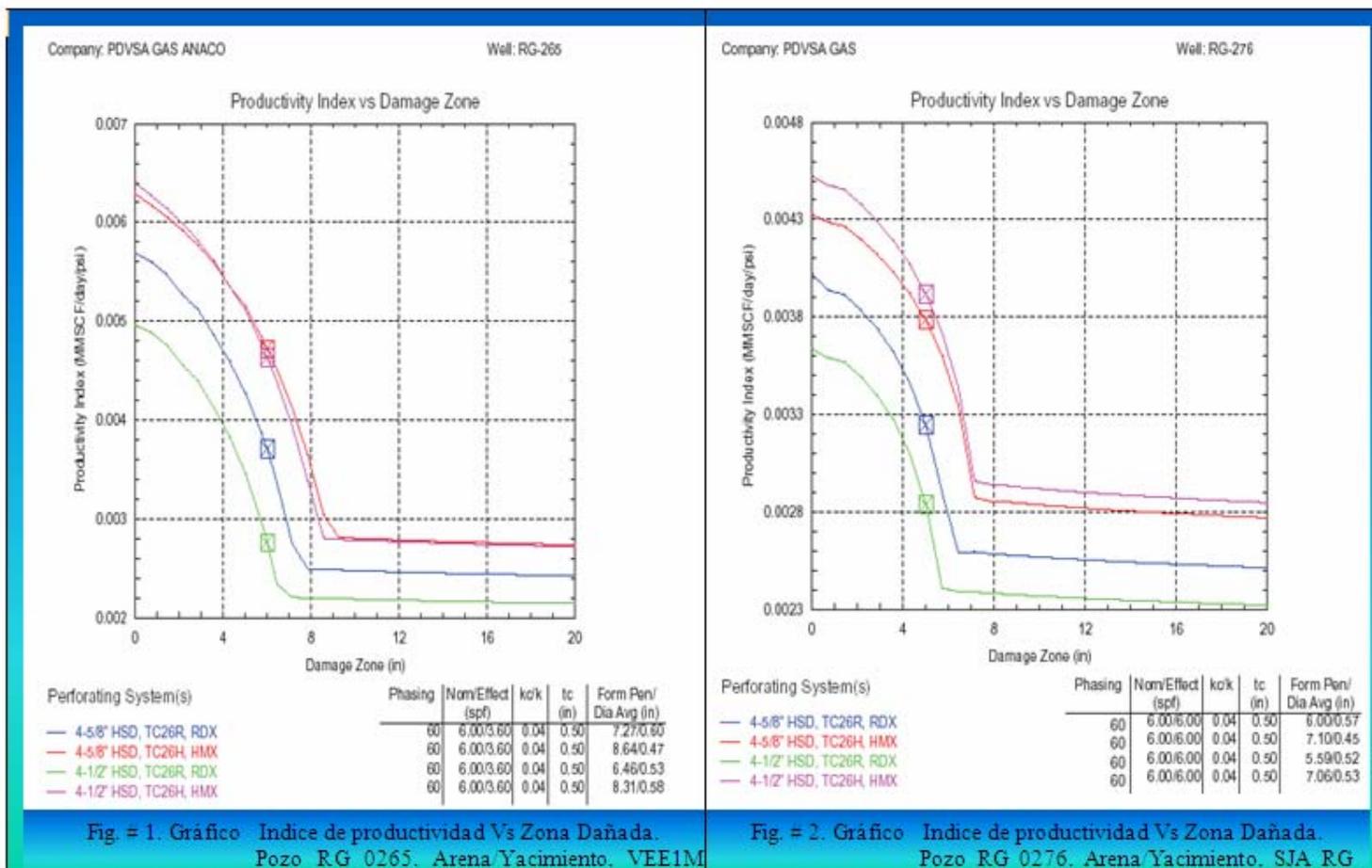
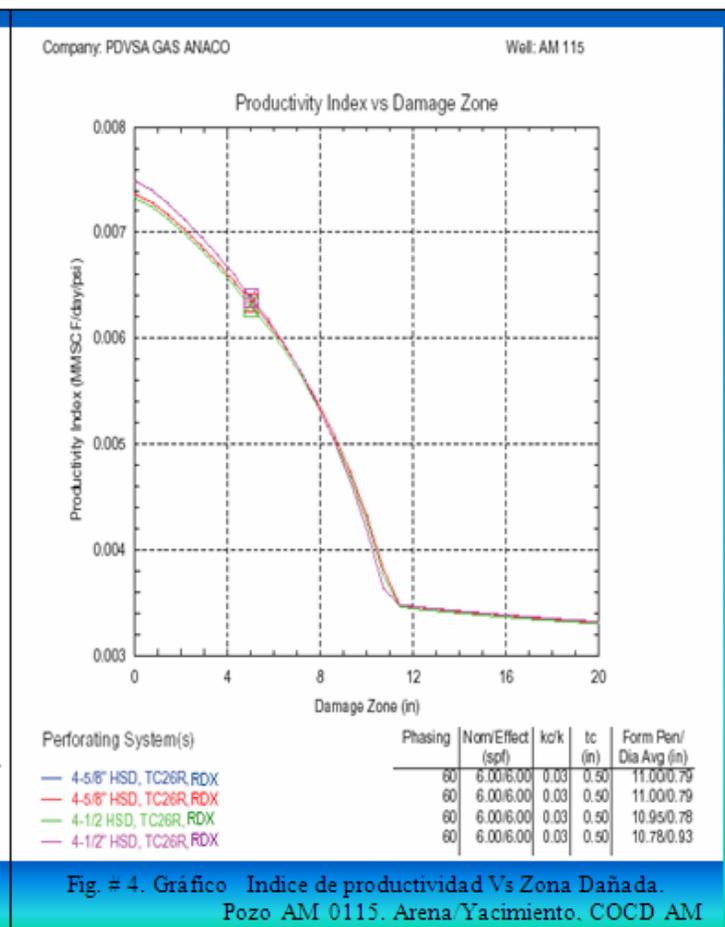
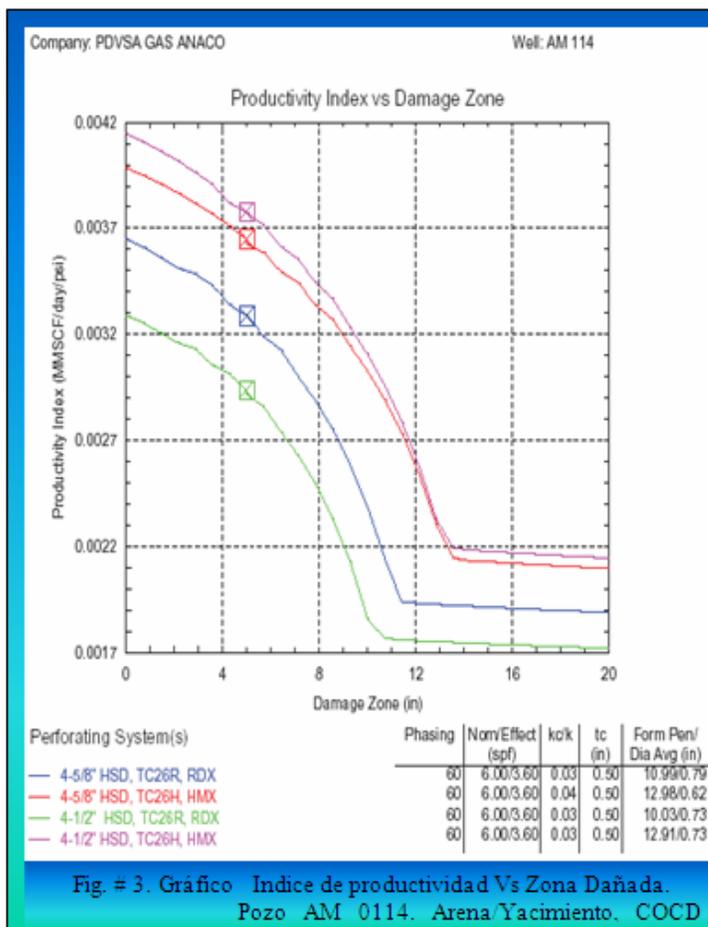
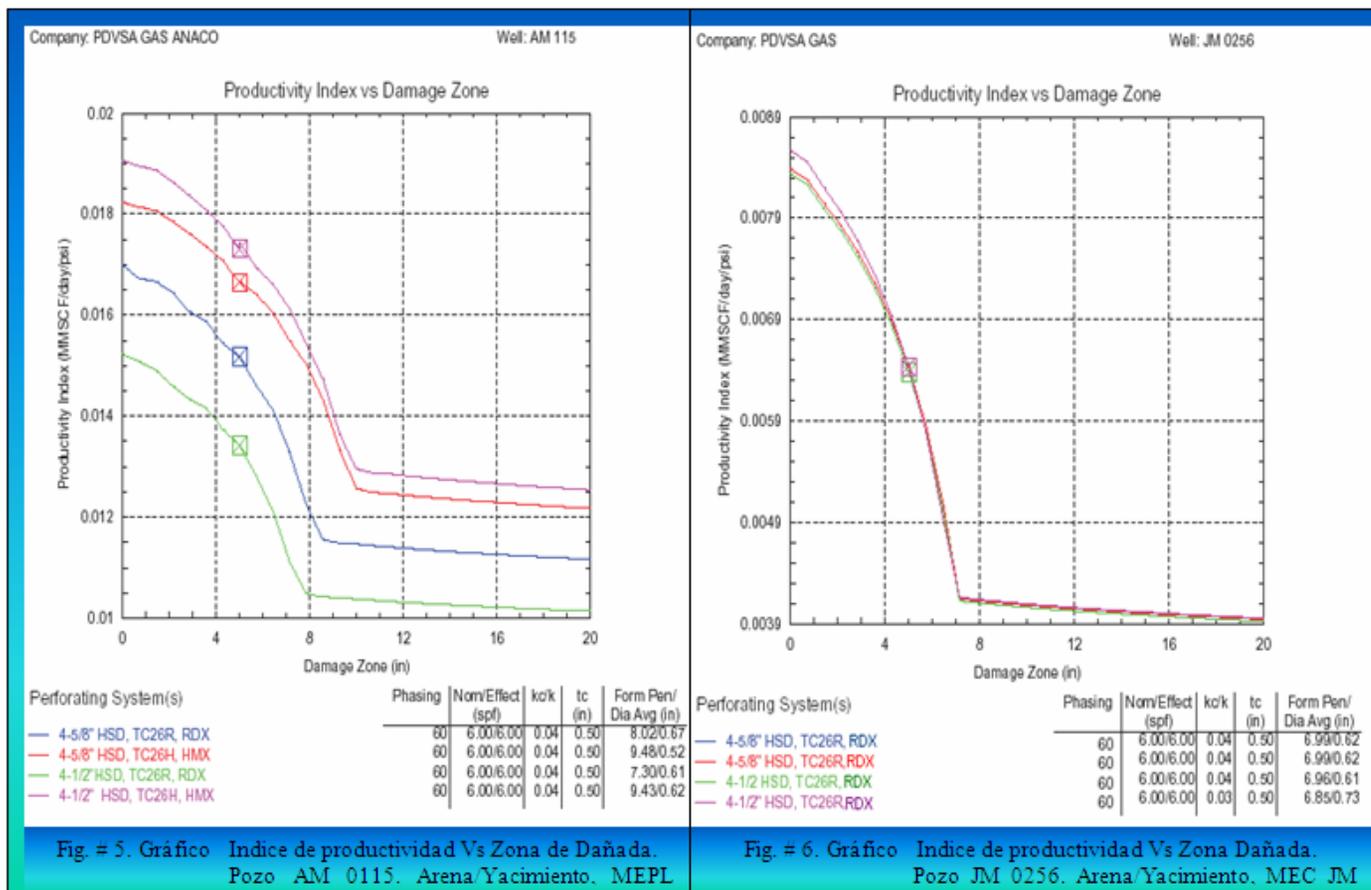
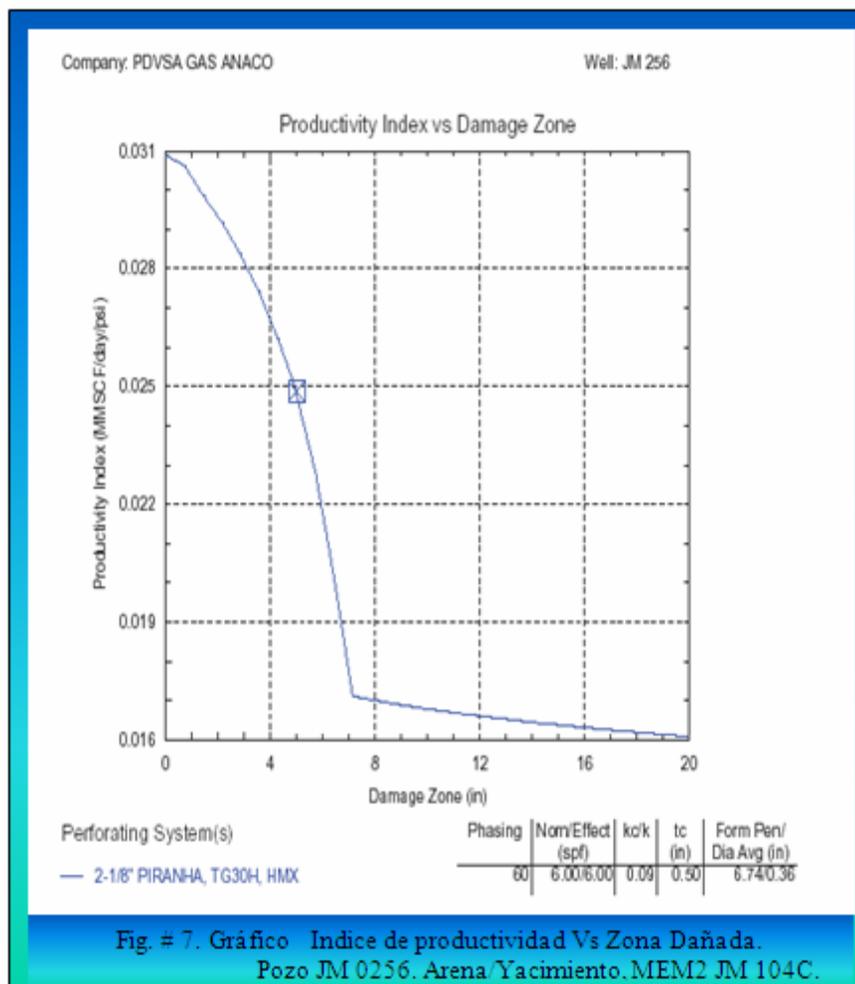


Fig. = 1. Gráfico Índice de productividad Vs Zona Dañada. Pozo RG 0265. Arena Yacimiento. VEE1M

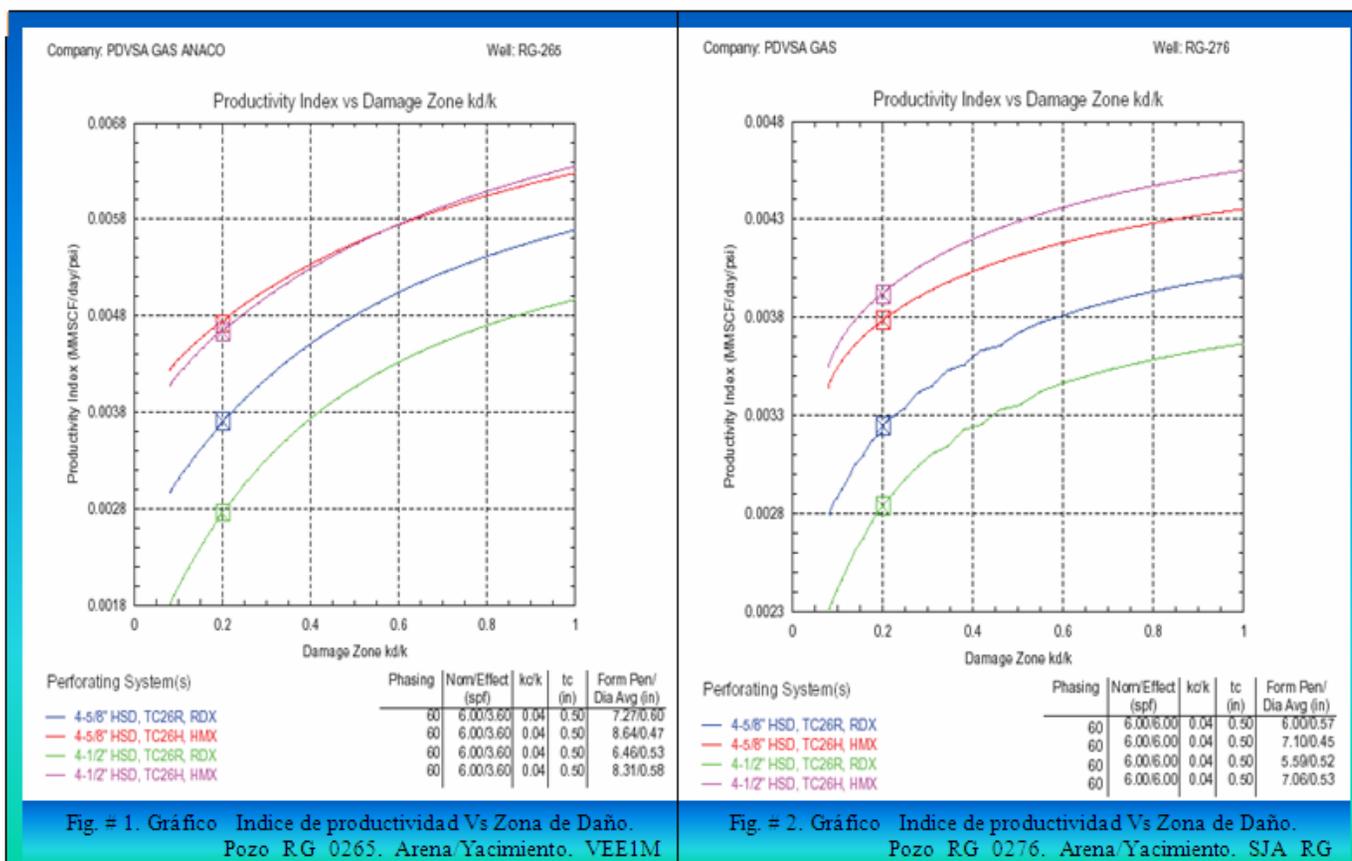
Fig. = 2. Gráfico Índice de productividad Vs Zona Dañada. Pozo RG 0276. Arena Yacimiento. SJA RG

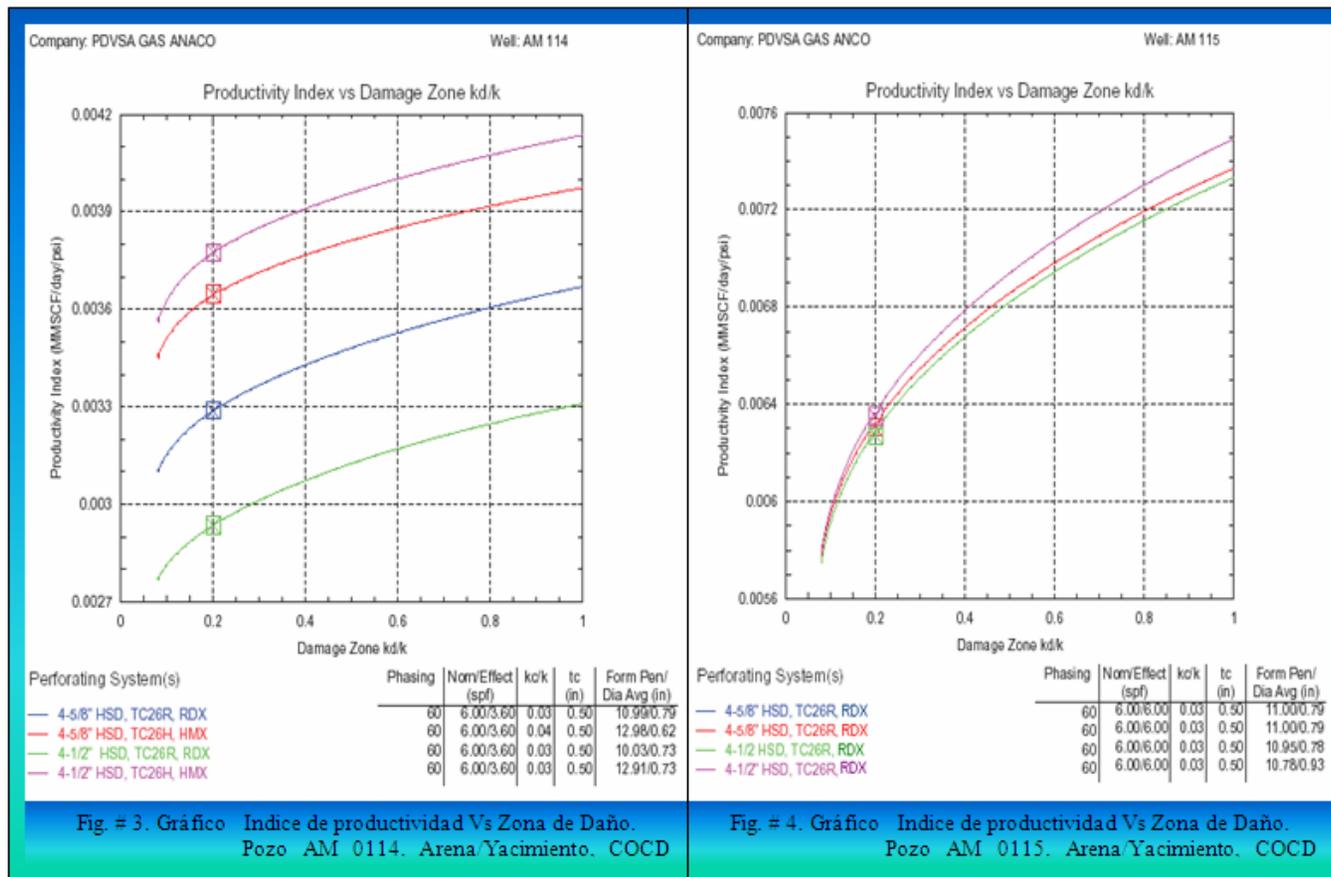


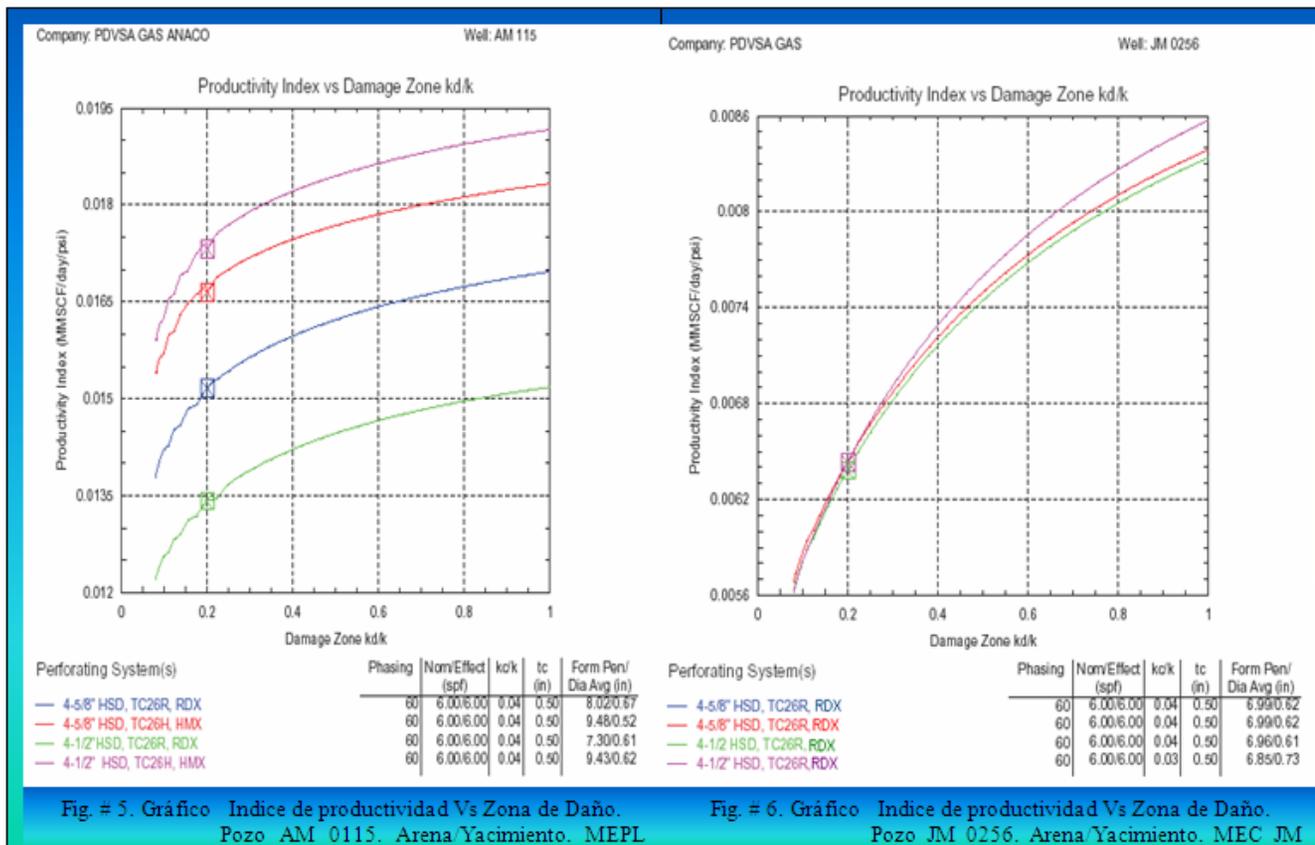


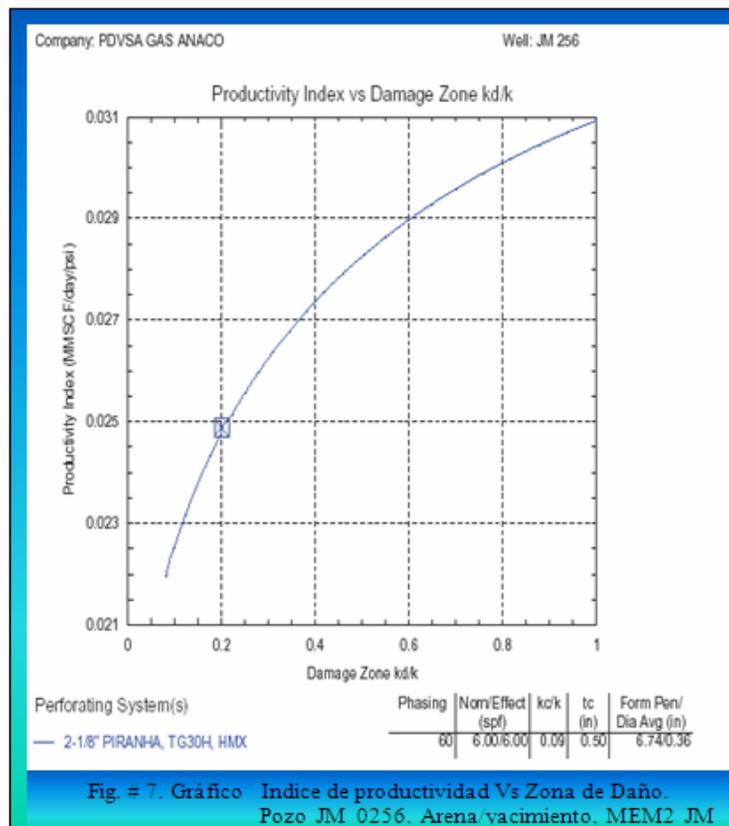


Gráficas de Índice de Productividad Vs Permeabilidad Reducida (K_d/K).



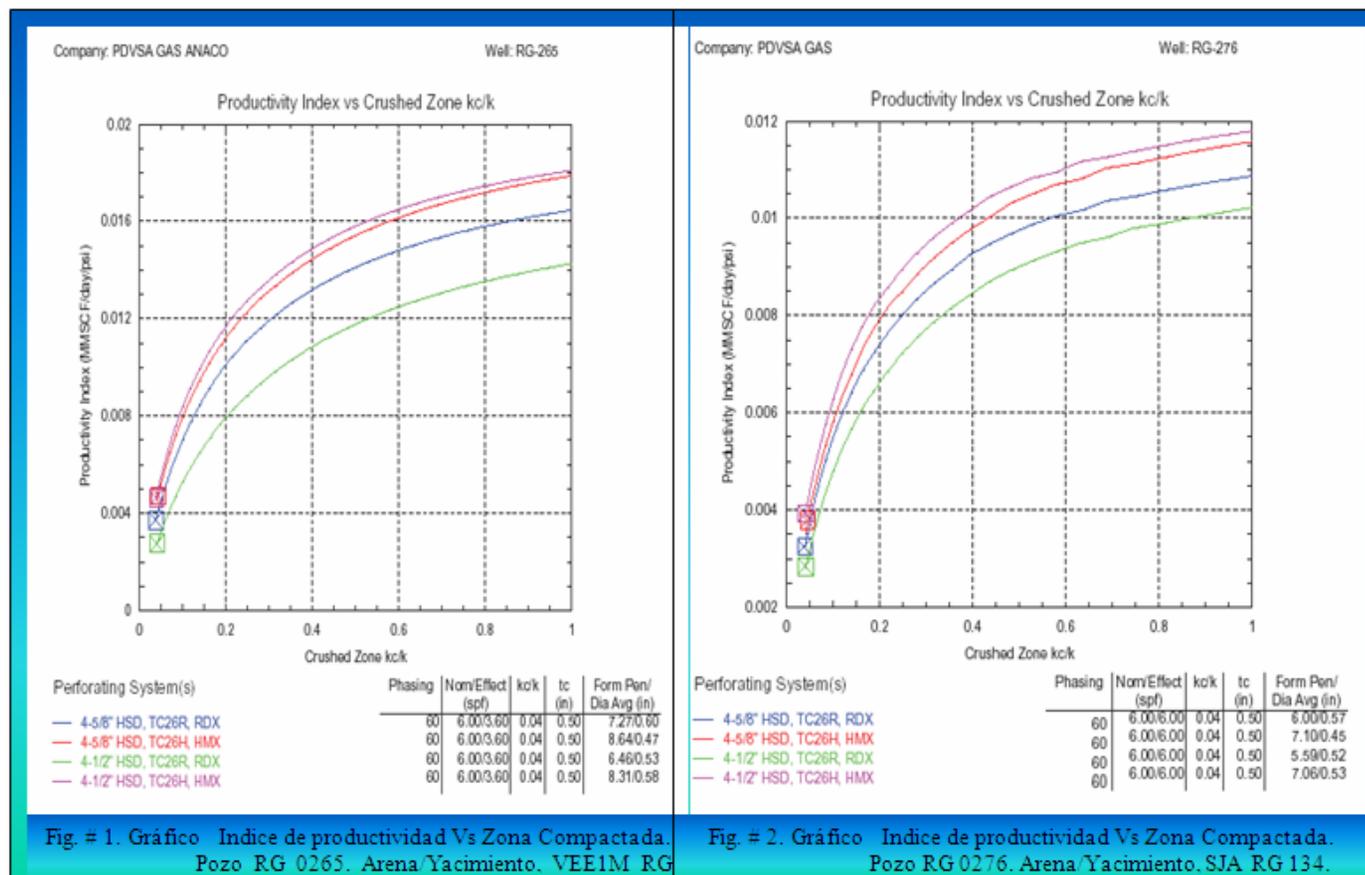


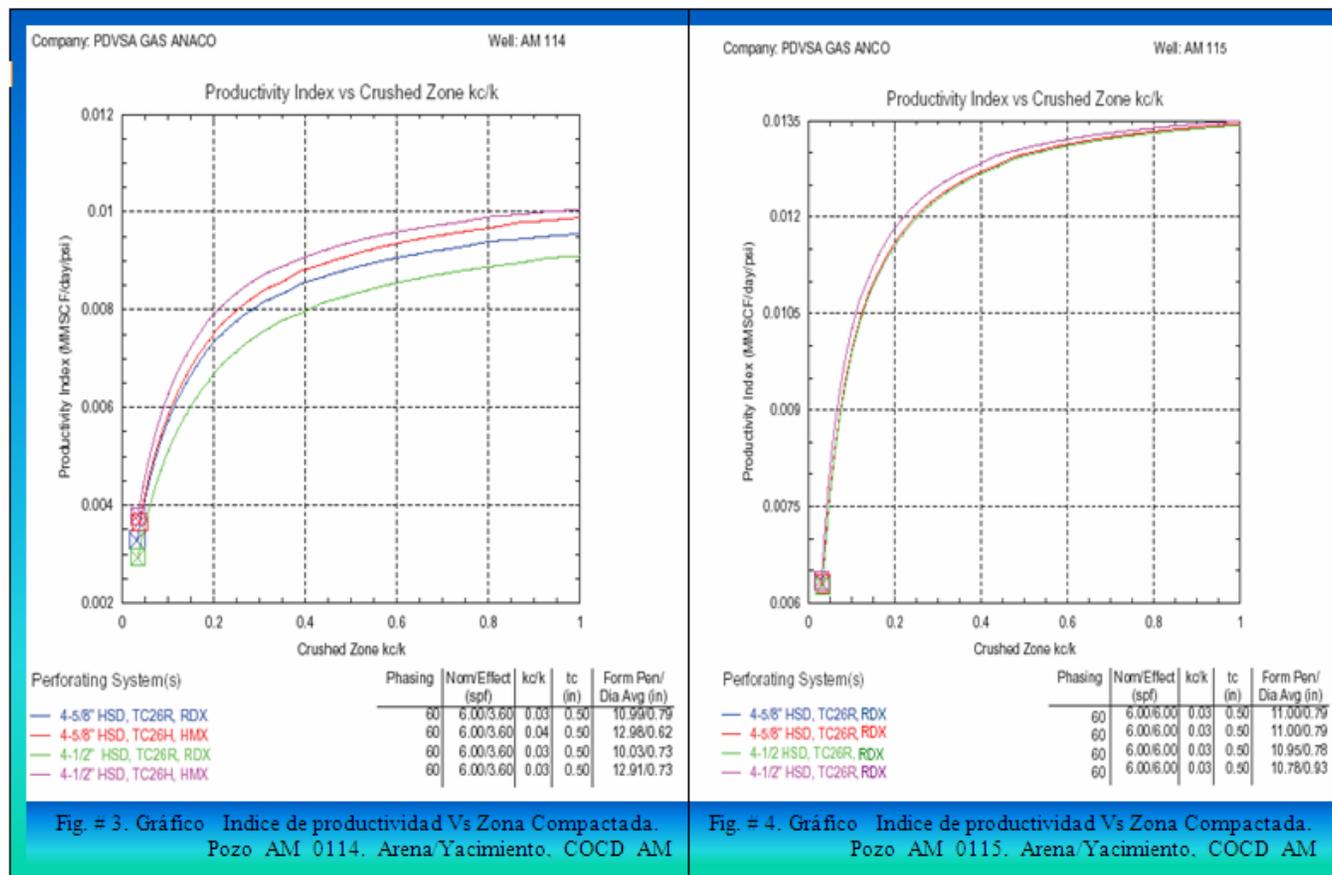


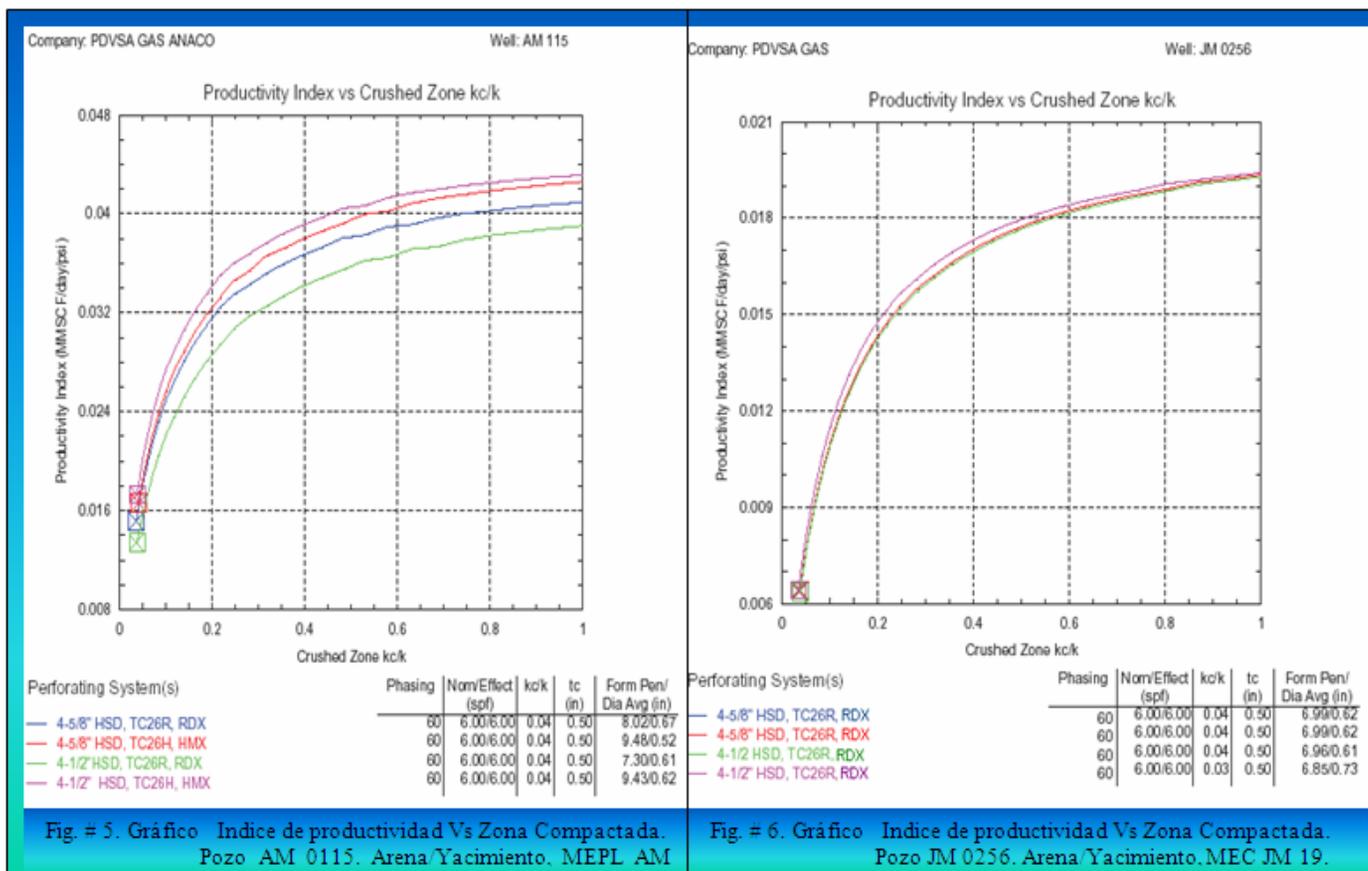


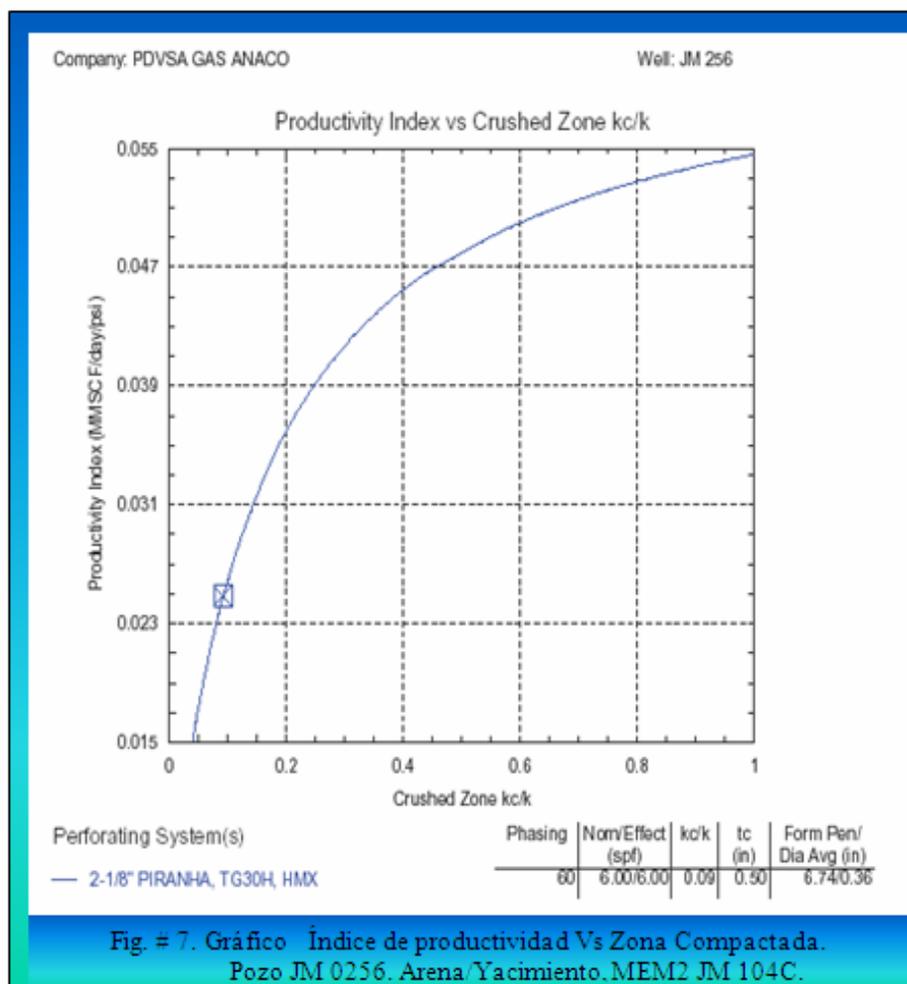
Apéndice F

Gráficas de Índice de Productividad Vs Permeabilidad de la Zona Compactada (K_c/K).



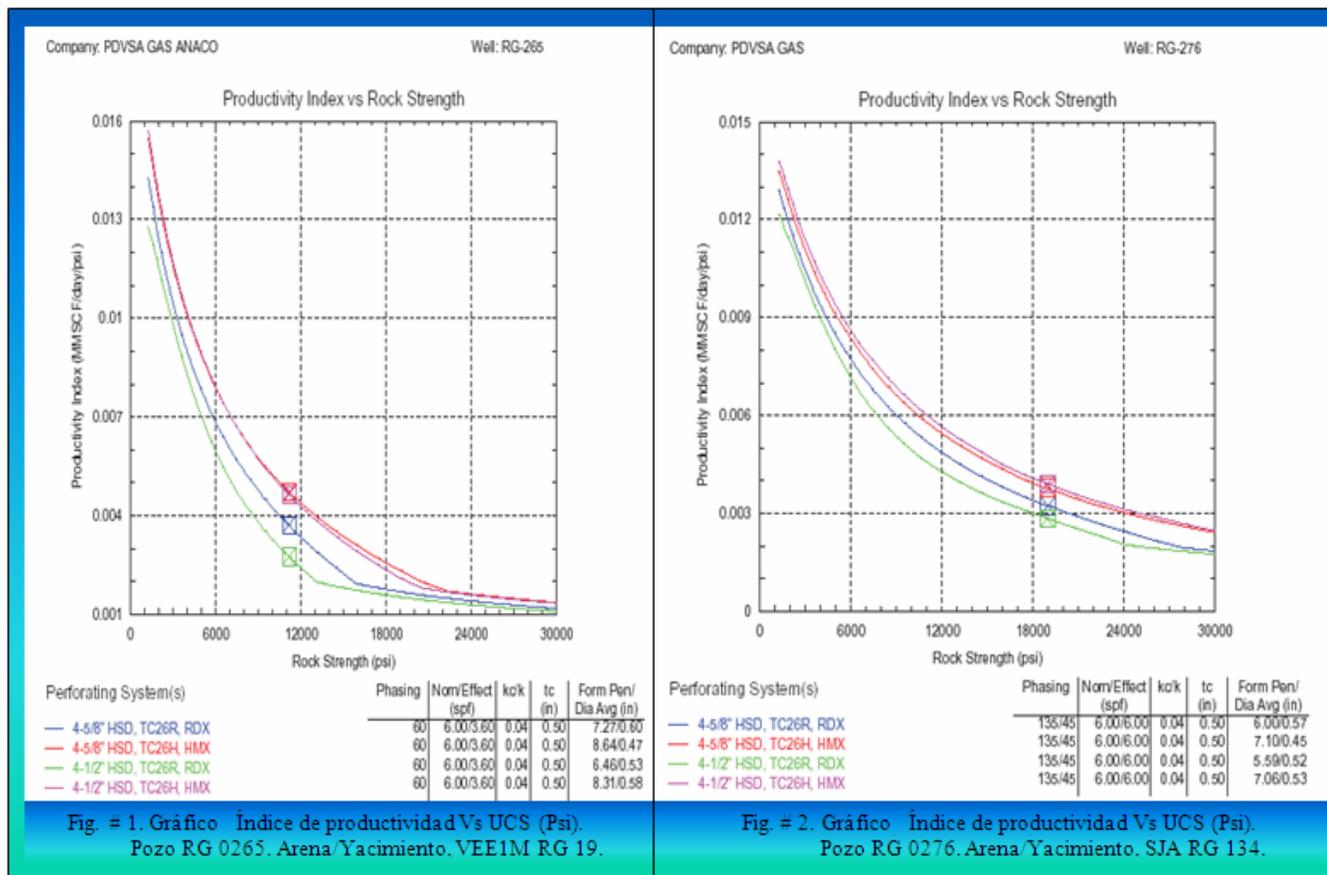


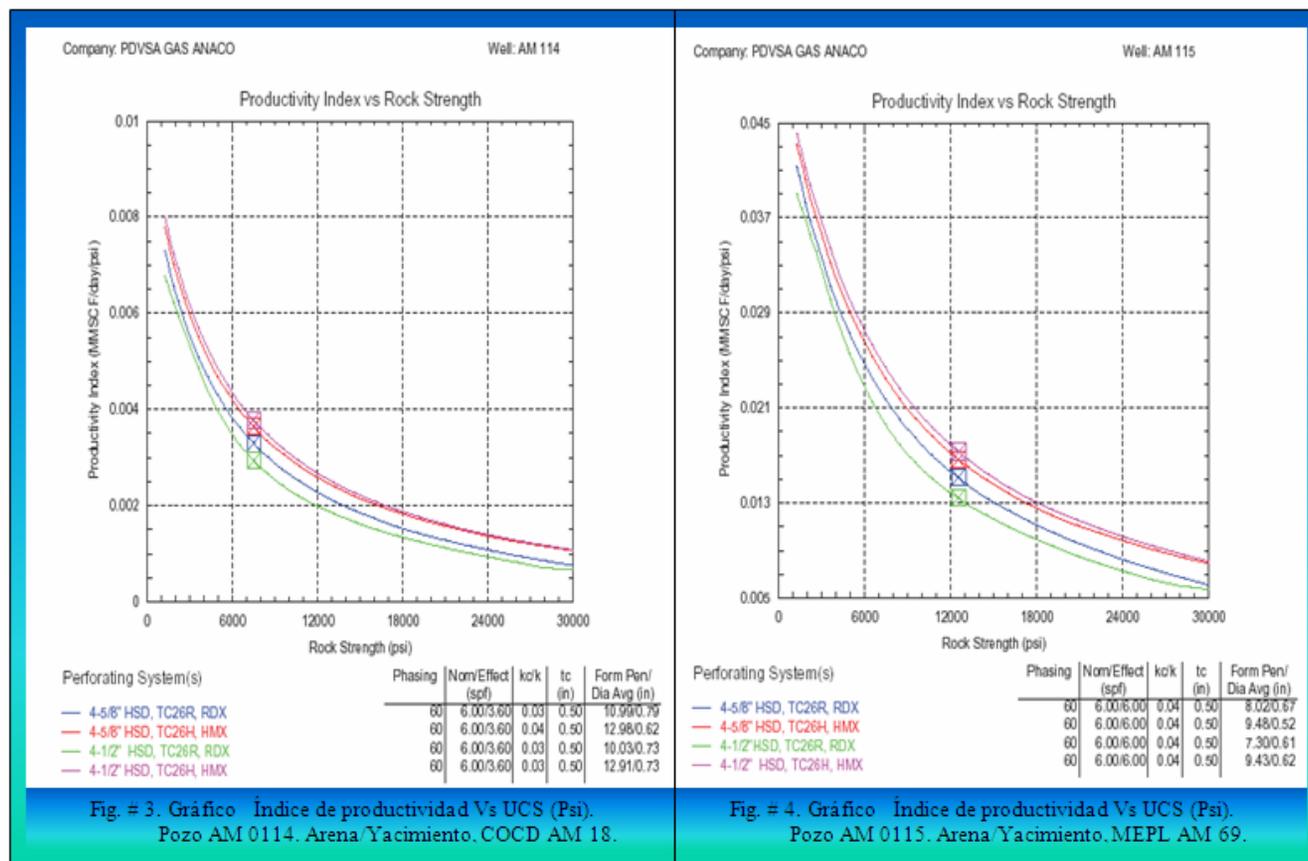


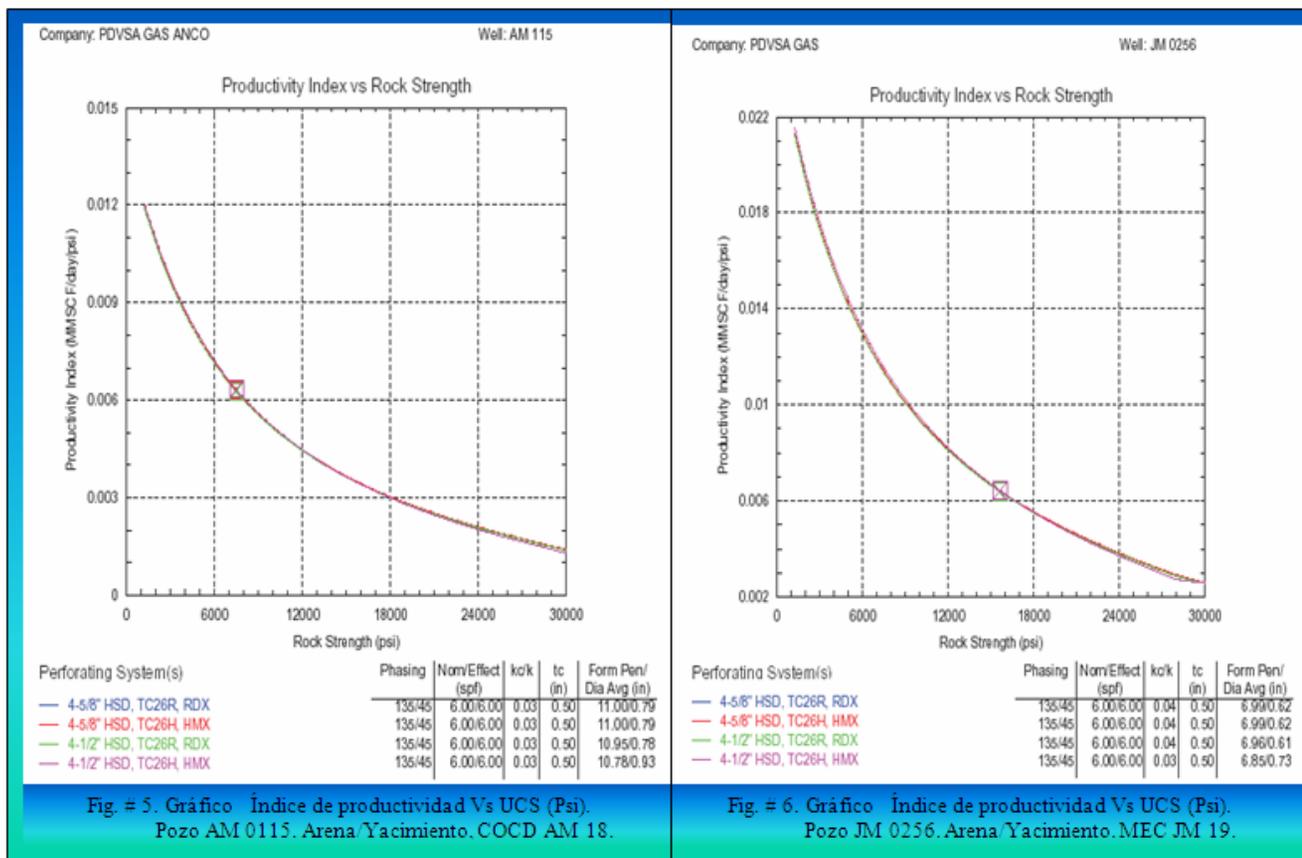


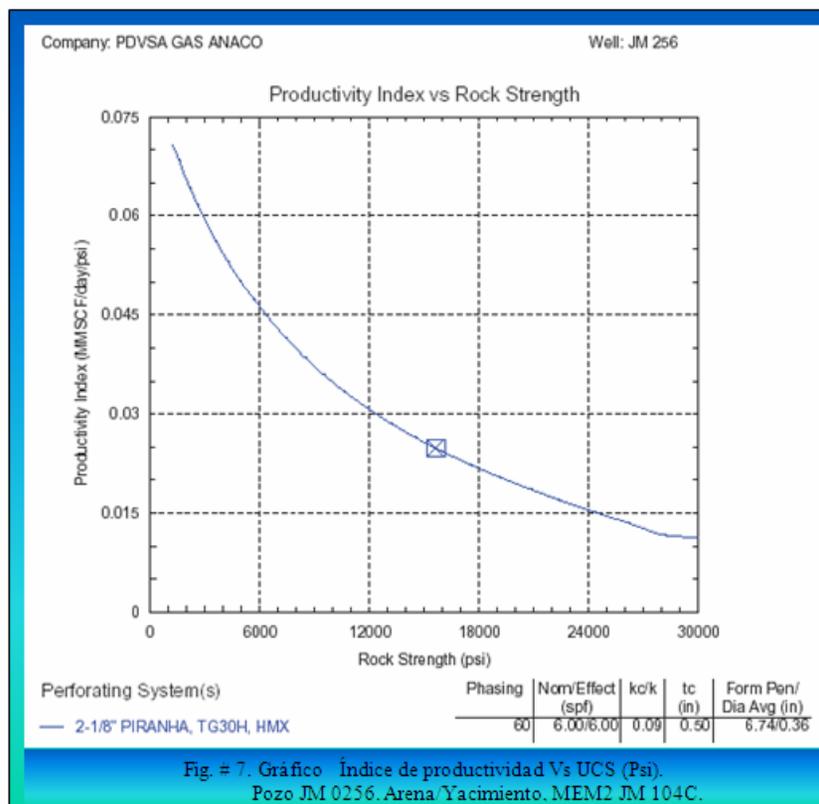
Apéndice G

Gráficos de Índice de Productividad Vs UCS.



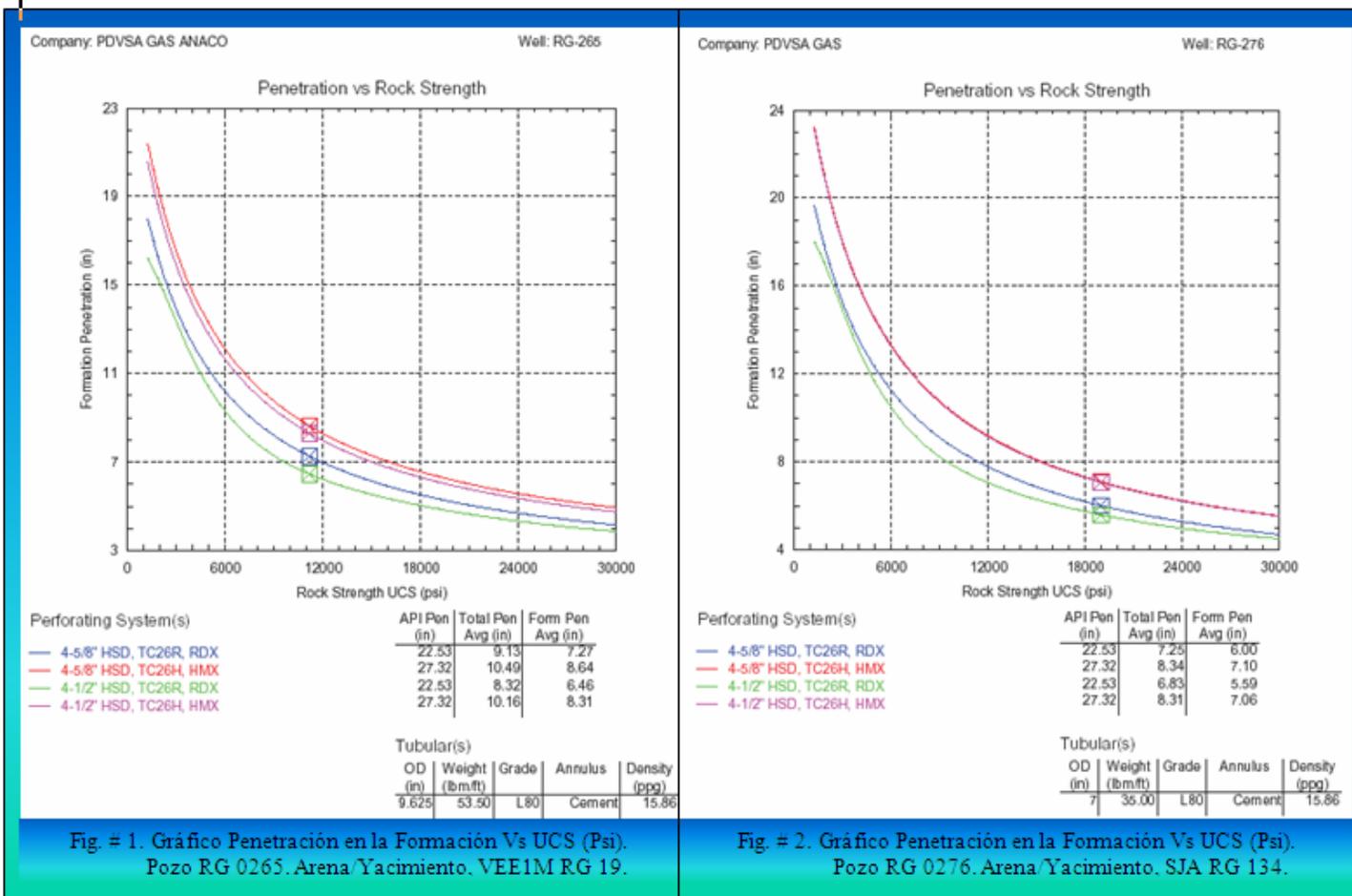






Apéndice H

Gráficas de Penetración Vs UCS.



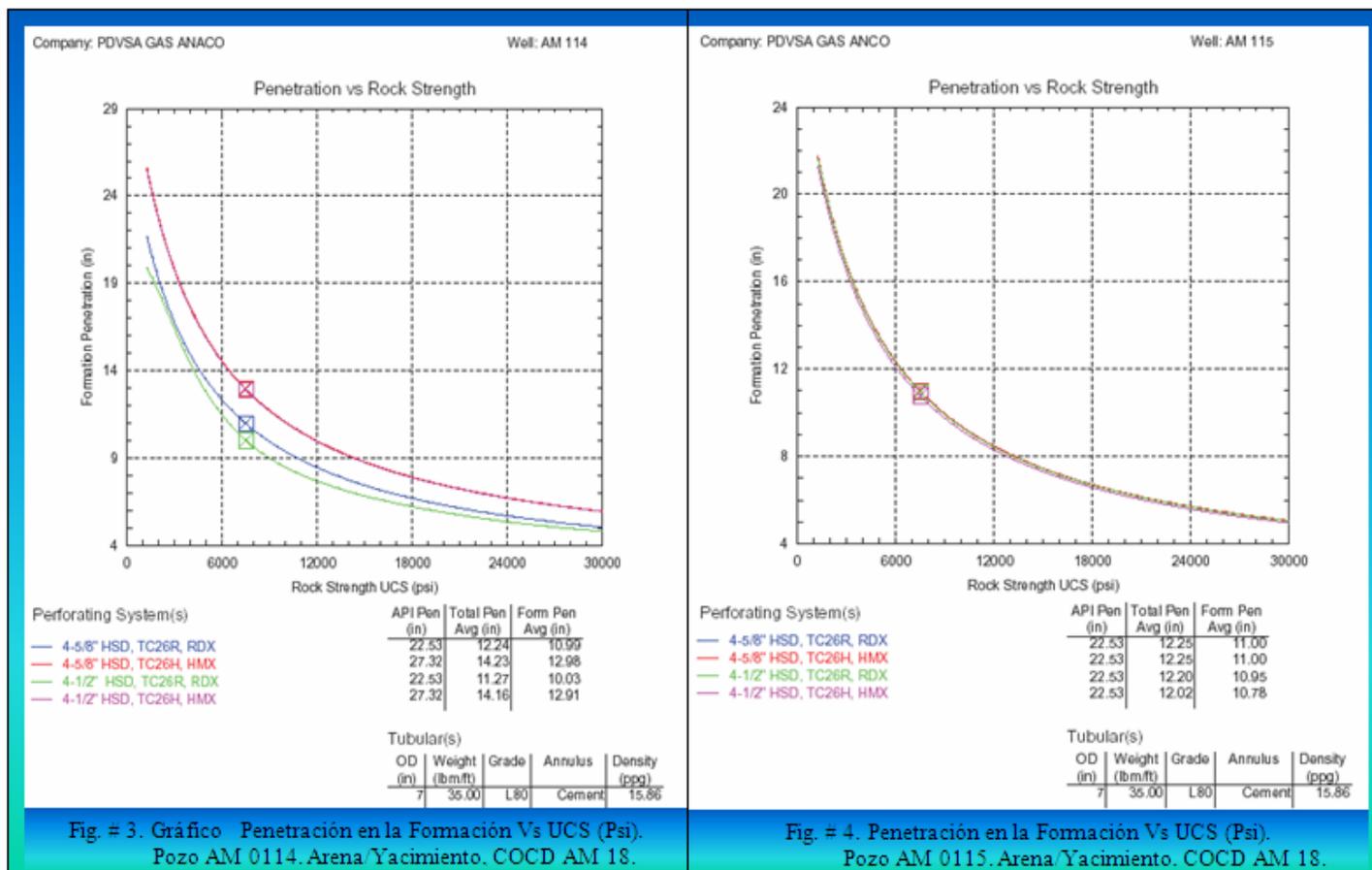
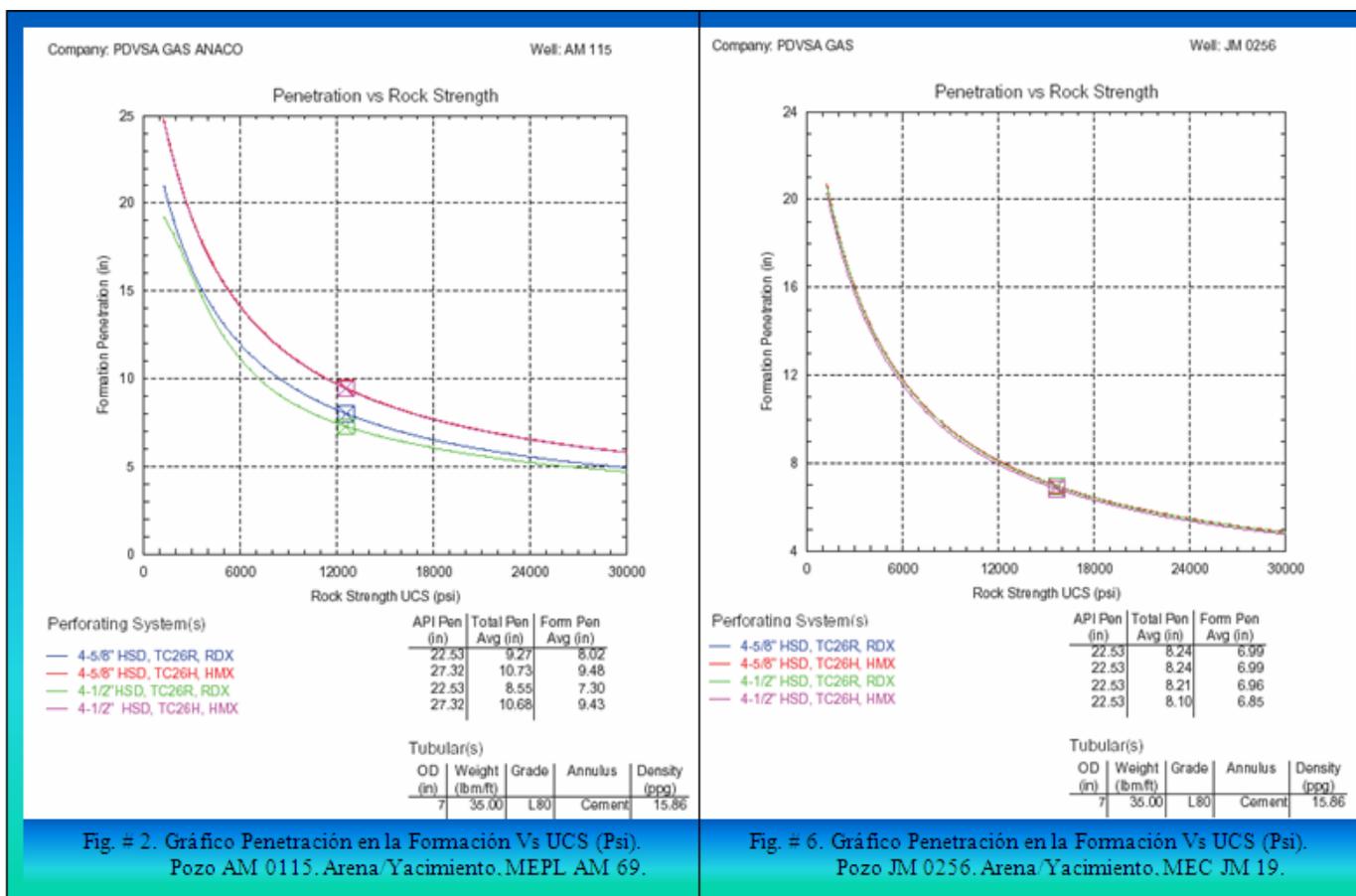
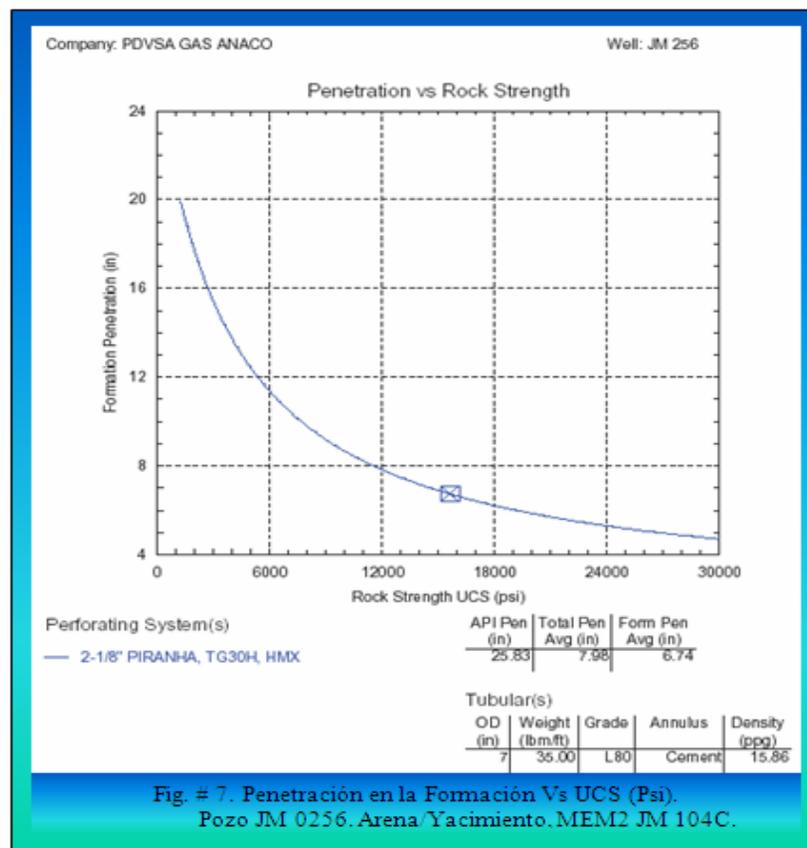


Fig. # 3. Gráfico Penetración en la Formación Vs UCS (Psi). Pozo AM 0114. Arena Yacimiento. COCD AM 18.

Fig. # 4. Penetración en la Formación Vs UCS (Psi). Pozo AM 0115. Arena Yacimiento. COCD AM 18.





Apéndice I

Gráficas de Índice de Productividad Vs Anisotropía de Permeabilidad.

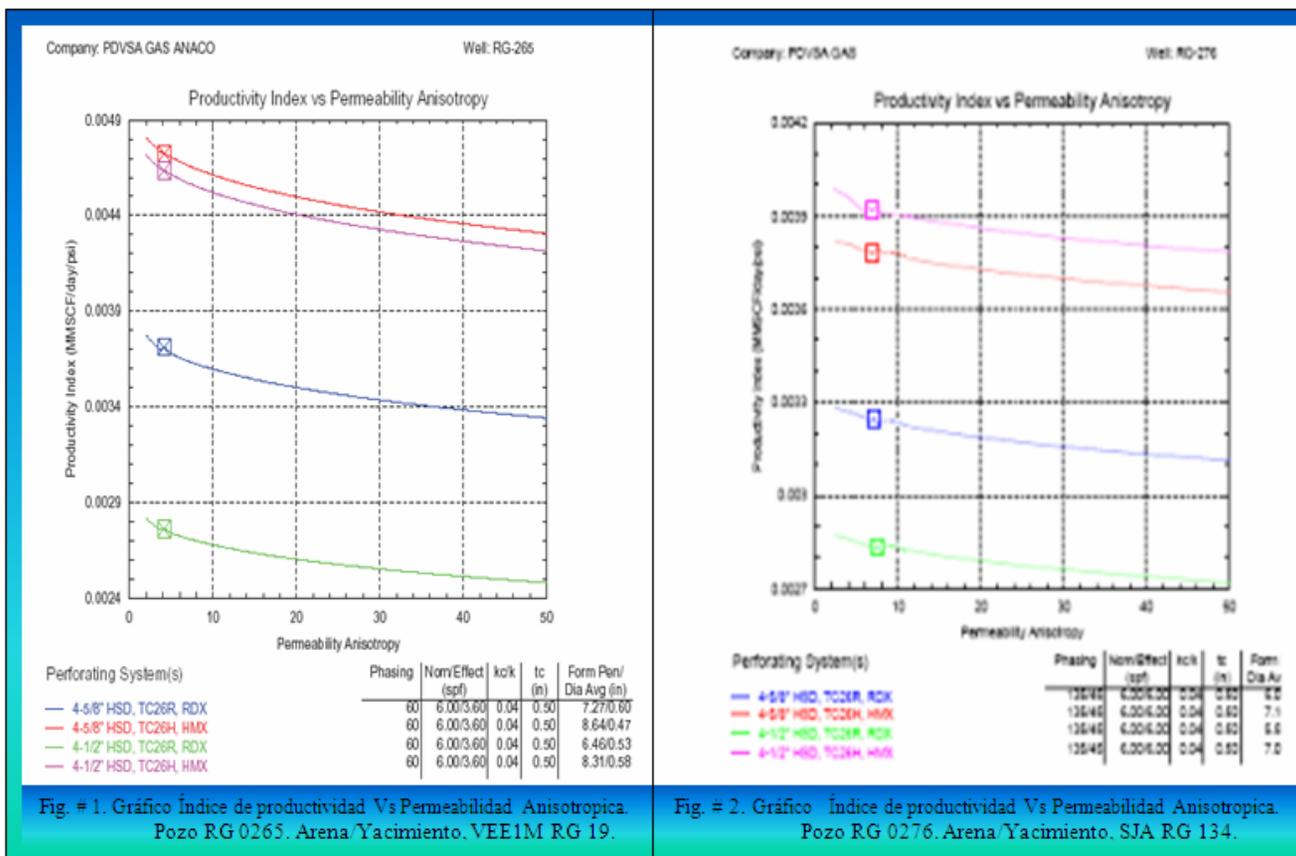
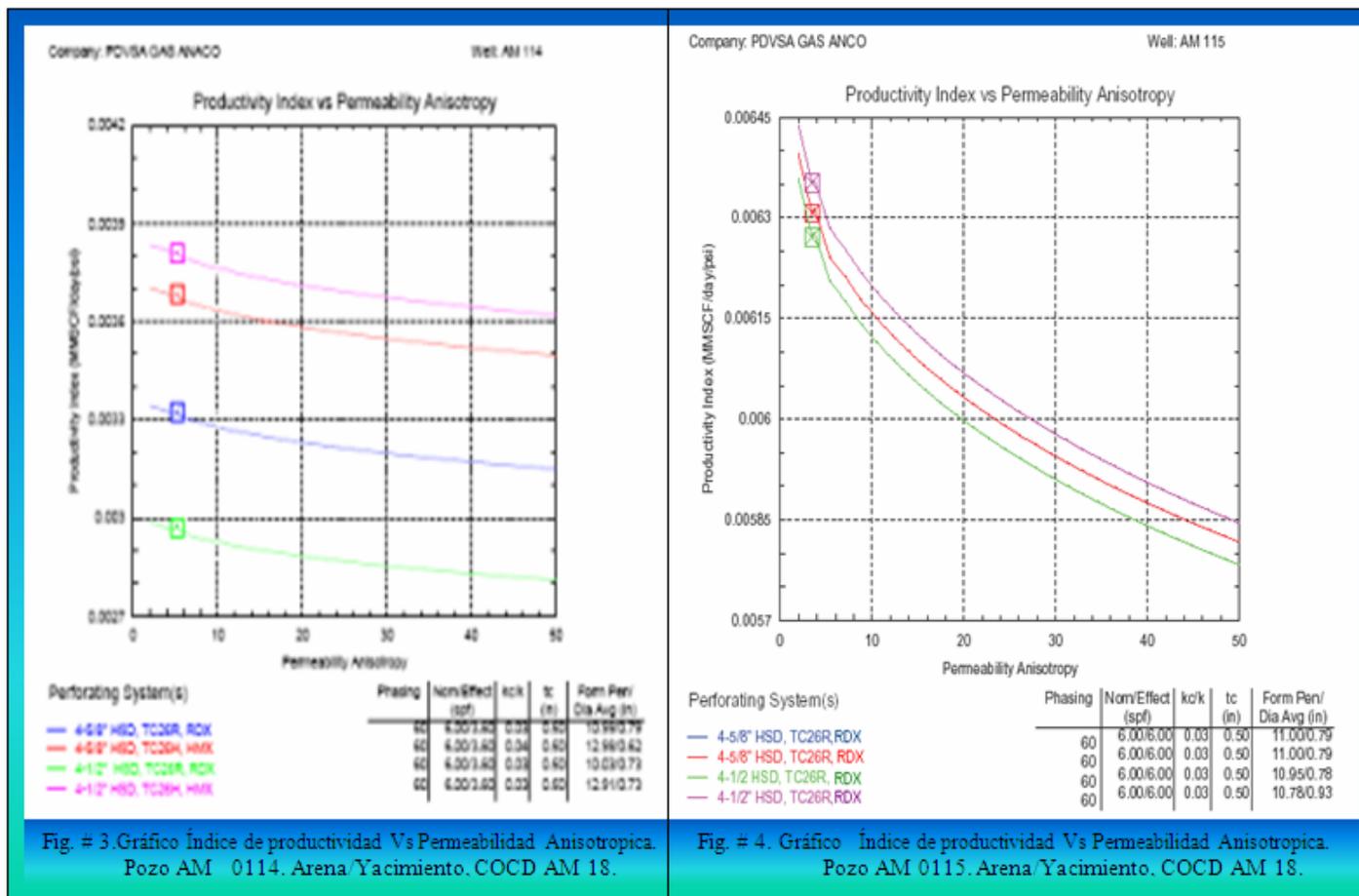


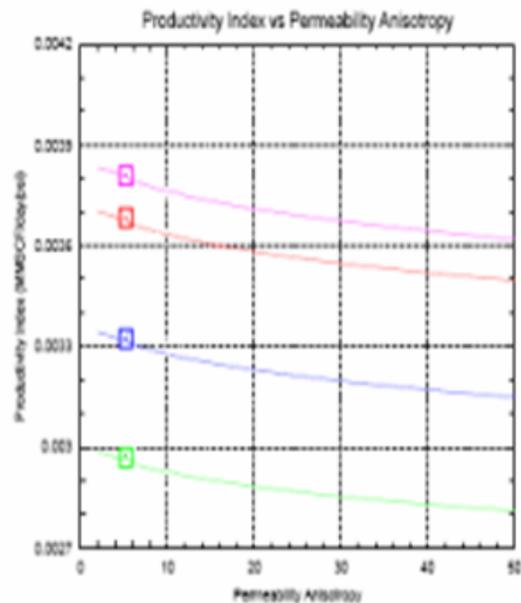
Fig. # 1. Gráfico Índice de productividad Vs Permeabilidad Anisotrópica. Pozo RG 0265. Arena Yacimiento. VEE1M RG 19.

Fig. # 2. Gráfico Índice de productividad Vs Permeabilidad Anisotrópica. Pozo RG 0276. Arena Yacimiento. SJA RG 134.



Company: PDVSA GAS ANCO

Well: AM 114



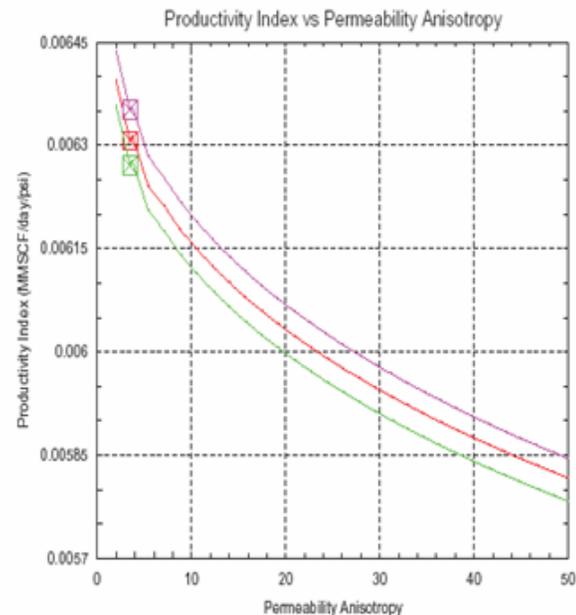
Perforating System(s)

- 4-6" HSD, TC26R, RDX
- 4-6" HSD, TC26H, MK
- 4-1/2" HSD, TC26R, RDX
- 4-1/2" HSD, TC26H, MK

Phasing	Non/Effect (spf)	ko/k	tc (in)	Form Pen/ Dia Avg (in)
60	6.00/6.00	0.03	0.50	10.99/0.79
60	6.00/6.00	0.04	0.50	12.96/0.62
60	6.00/6.00	0.03	0.50	10.09/0.79
60	6.00/6.00	0.03	0.50	12.91/0.73

Company: PDVSA GAS ANCO

Well: AM 115



Perforating System(s)

- 4-5/8" HSD, TC26R, RDX
- 4-5/8" HSD, TC26R, RDX
- 4-1/2" HSD, TC26R, RDX
- 4-1/2" HSD, TC26R, RDX

Phasing	Non/Effect (spf)	ko/k	tc (in)	Form Pen/ Dia Avg (in)
60	6.00/6.00	0.03	0.50	11.00/0.79
60	6.00/6.00	0.03	0.50	11.00/0.79
60	6.00/6.00	0.03	0.50	10.95/0.78
60	6.00/6.00	0.03	0.50	10.78/0.93

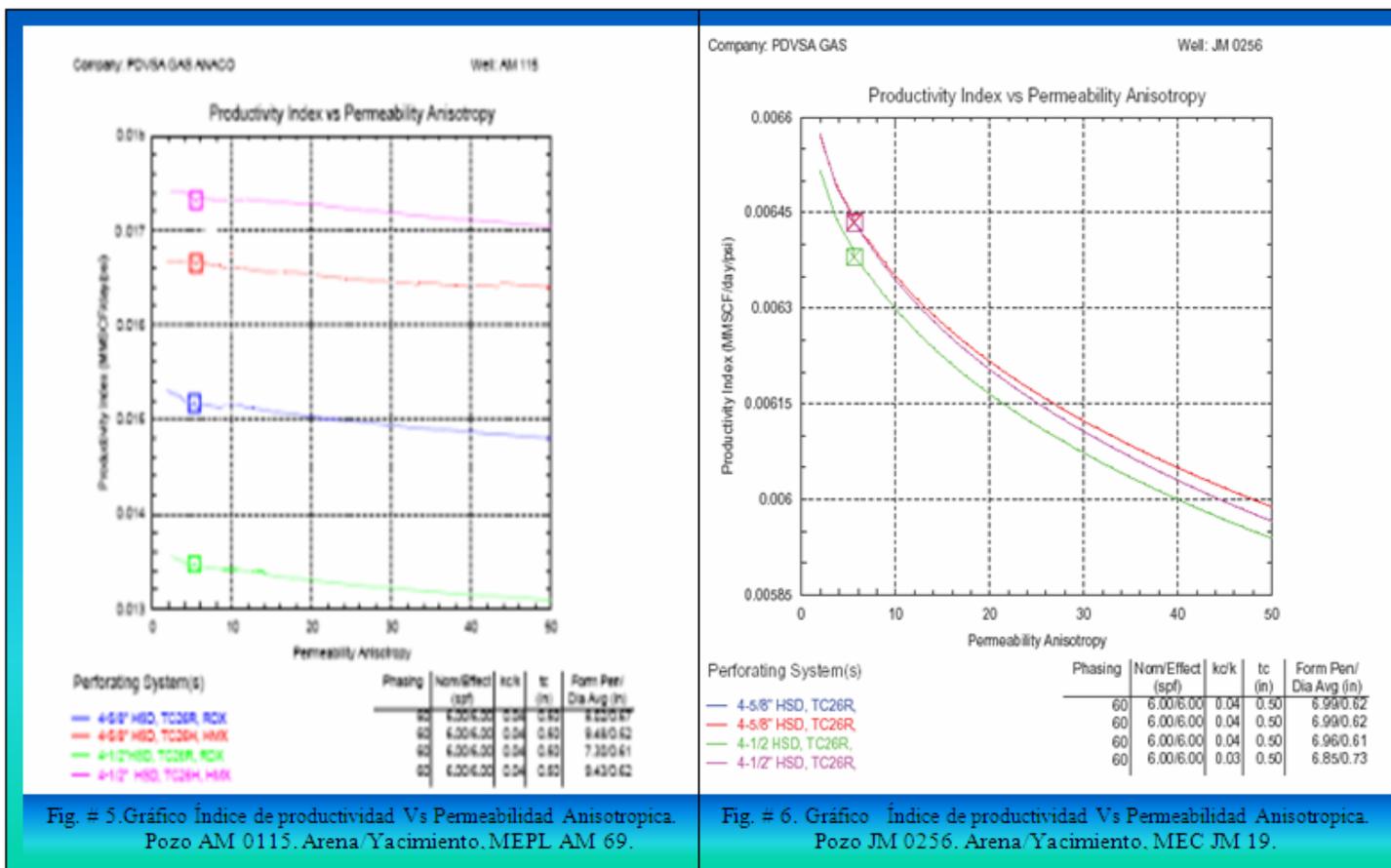
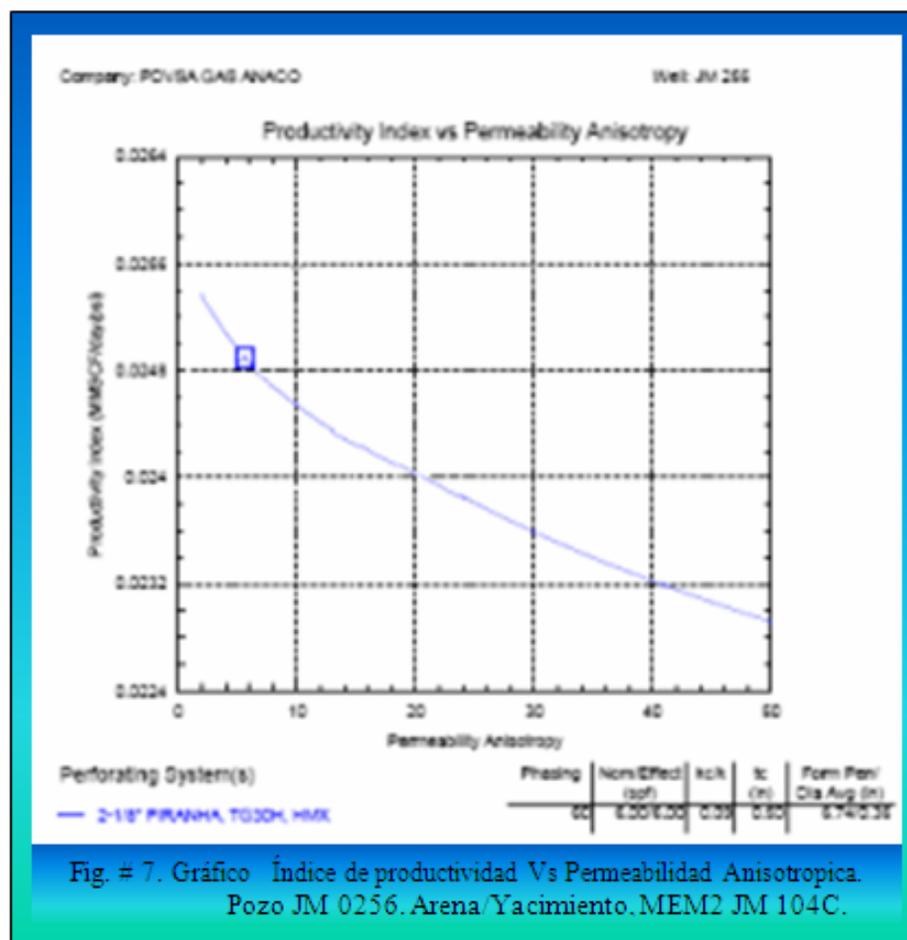


Fig. # 5. Gráfico Índice de productividad Vs Permeabilidad Anisotópica. Pozo AM 0115. Arena/Yacimiento. MEPL AM 69.

Fig. # 6. Gráfico Índice de productividad Vs Permeabilidad Anisotópica. Pozo JM 0256. Arena Yacimiento. MEC JM 19.

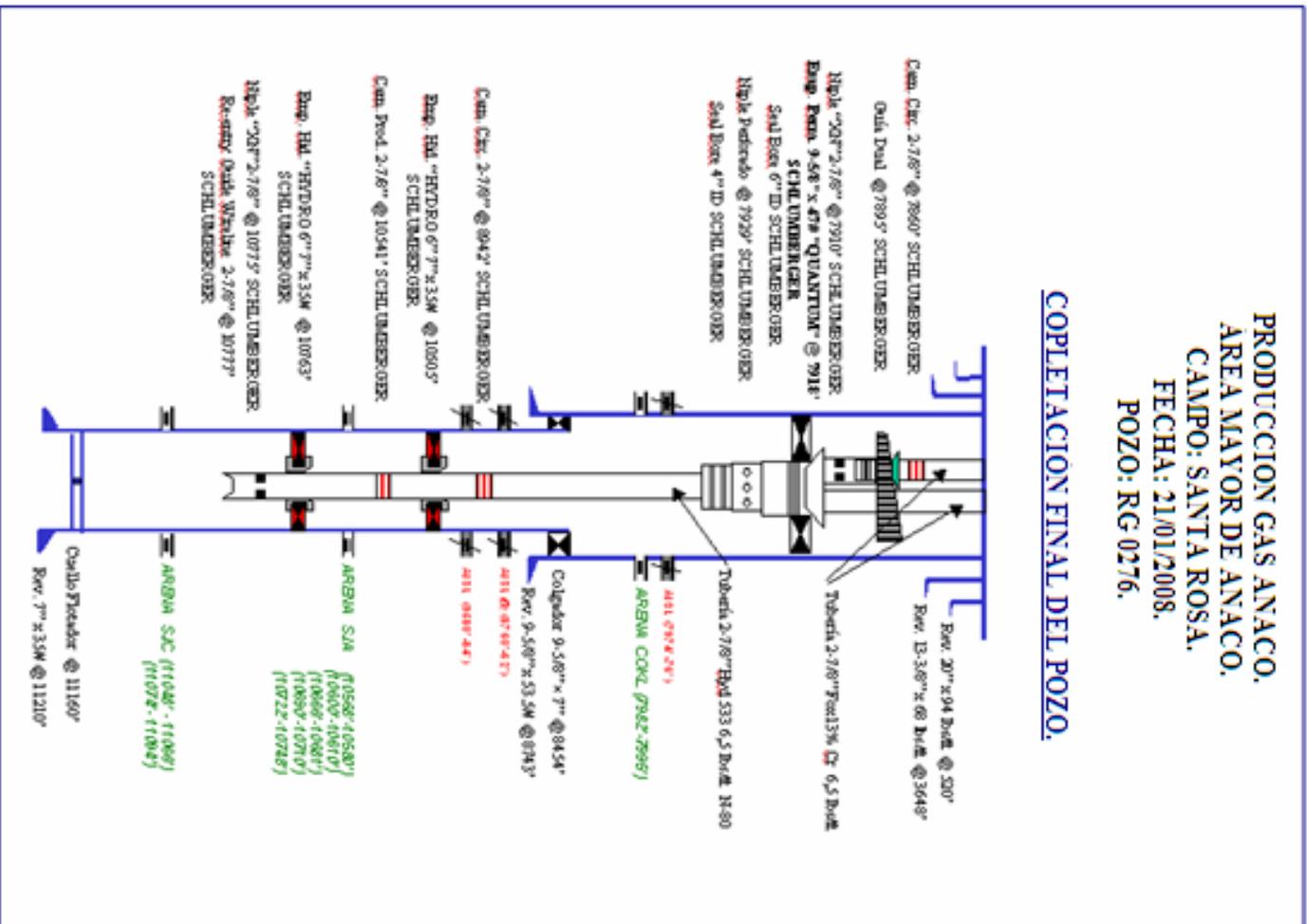


Apéndice J

Diagrama Mecánico de los Pozos.

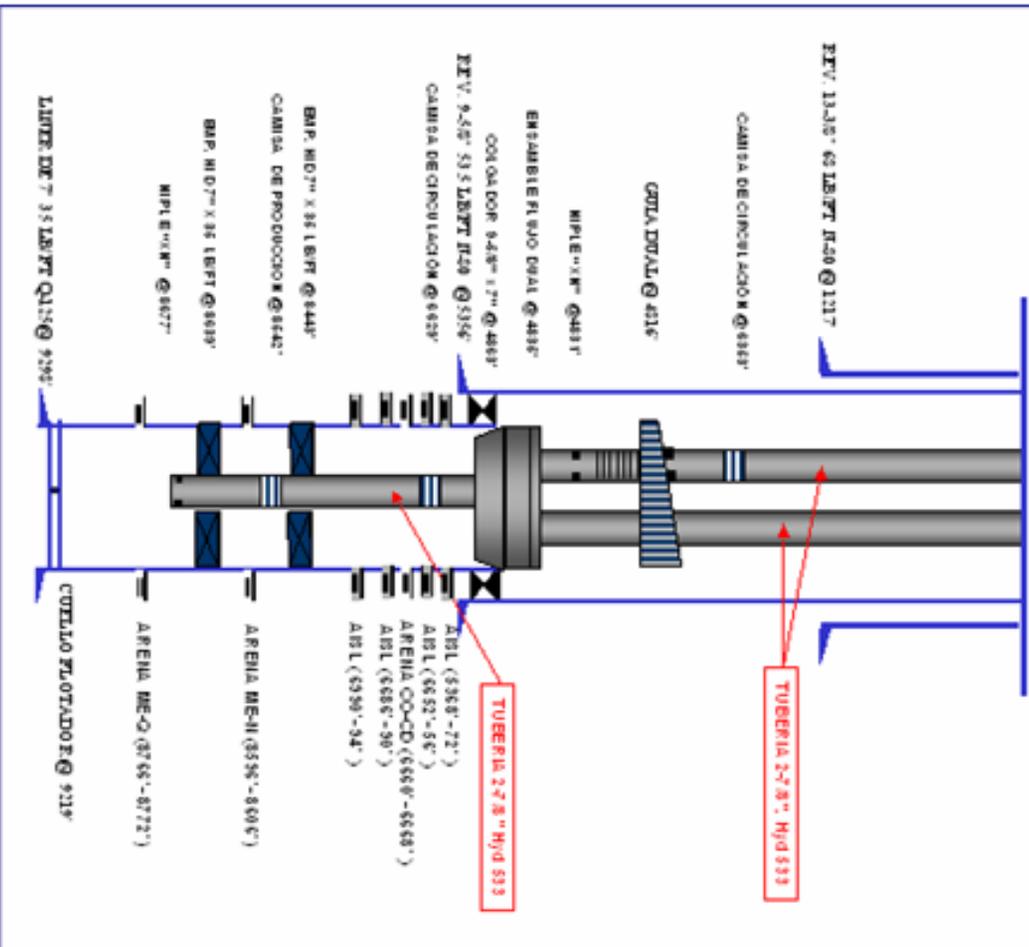
**PRODUCCION GAS ANACO,
AREA MAYOR DE ANACO,
CAMPO: SANTA ROSA.
FECHA: 21/01/2008.
POZO: RG-0276.**

COPIETACION FINAL DEL POZO.



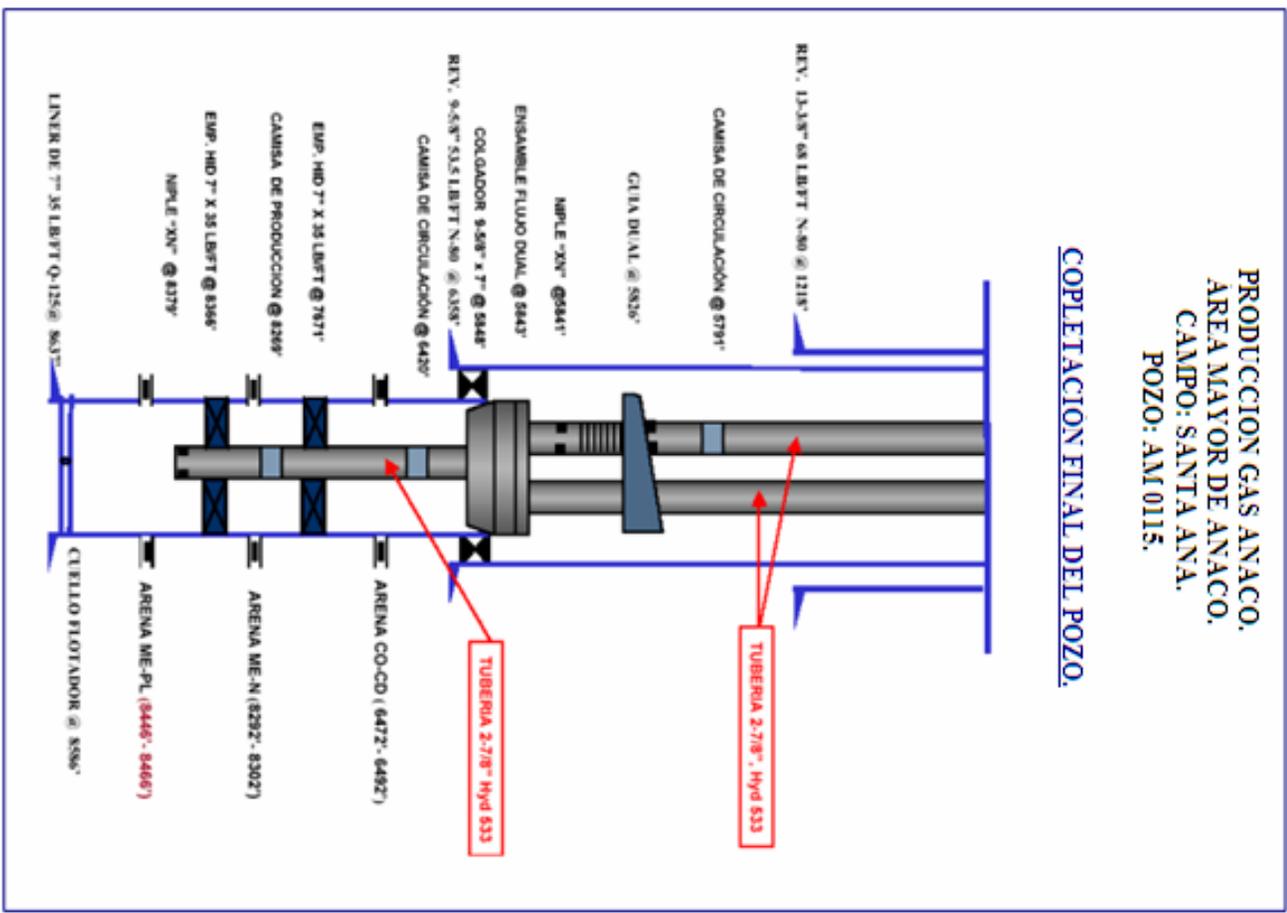
**PRODUCCION GAS ANACO,
AREA MAYOR DE ANACO,
CAMPO: SANTA ANA,
POZO: RG-0114.**

COMPLETACION FINAL DEL POZO.



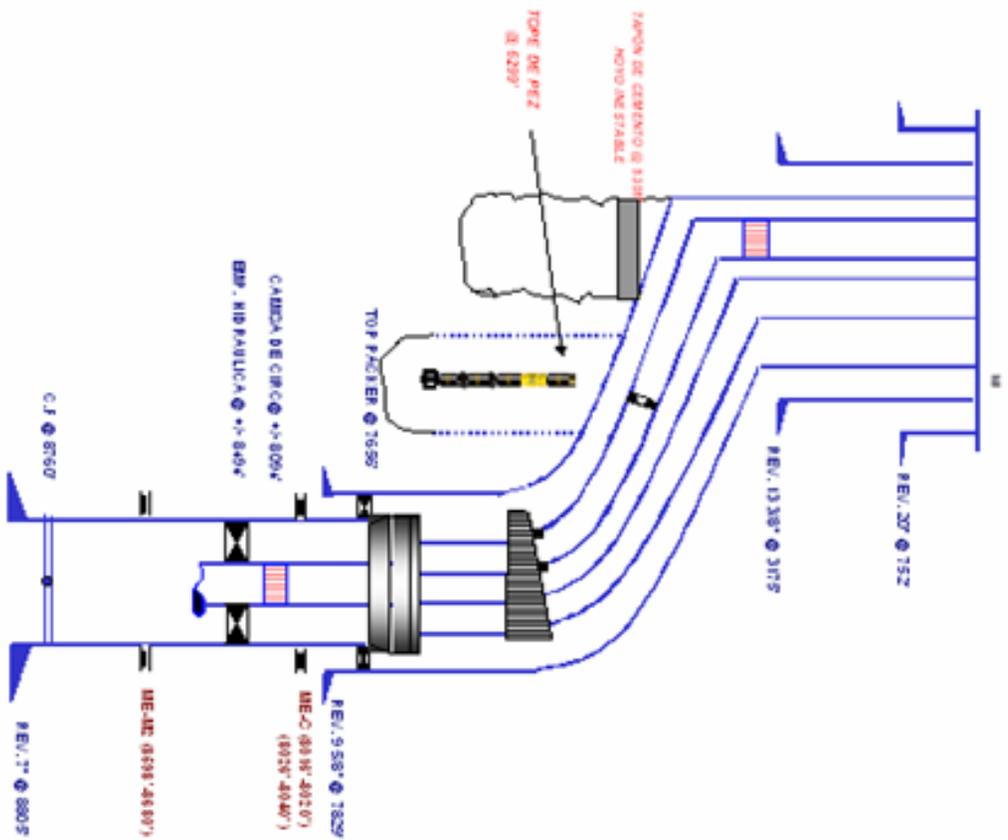
**PRODUCCION GAS ANACO,
AREA MAYOR DE ANACO,
CAMPO: SANTA ANA,
POZO: AM 0115.**

COMPLETACION FINAL DEL POZO.



**PRODUCCION GAS ANACO.
AREA MAYOR DE ANACO.
CAMPO: SAN JOAQUIN[®]
POZO: JM 0256.**

CORRECCION FINAL DEL POZO.



METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO:

TÍTULO	Evaluación de la influencia de la densidad de disparo en los yacimientos de gas condensado del Área Mayor de Anaco (AMA); Distrito Anaco Estado Anzoátegui.
SUBTÍTULO	

AUTOR (ES):

APELLIDOS Y NOMBRES	CÓDIGO CULAC / E MAIL
Anyi Jesús Chasoy Aguana.	CVLAC: E MAIL: 15.083.728
	CVLAC: E MAIL:
	CVLAC: E MAIL:

PALÁBRAS O FRASES CLAVES:

Cañoneo de pozos.Índice de productividad.Análisis nodal.Distrito Gas Anaco.Simulación Pipesim y Span.

METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO:

ÀREA	SUBÀREA
Ingeniería y Ciencias Aplicadas	Ingeniería de Petróleo

RESUMEN (ABSTRACT):

Una propuesta para drenar de la mejor manera los pozos de gas condensado; es considerar la eficiencia de flujo en las completaciones. Actualmente se tiene la incertidumbre al momento de cañonear los pozos debido a que se desconoce que parámetro de cañoneo se debe considerar como el más significativo o de mayor incidencia en el índice de productividad. El problema inicialmente fue atribuido al área restringida de la perforación del revestidor comparado con la extensa área superficial de la completación, Luego surgió la idea de que a partir de un incremento en la densidad de disparo pudiera aumentar el índice de productividad, tomando en cuenta esto, se desarrolla el tema considerando la técnica de bajada de herramientas de disparo con su respectiva carga y densidad de disparo utilizada. Por tal motivo este proyecto tiene como finalidad proponer una metodología para la selección de los tiros por pie o densidad de disparo y técnicas a ser usados en el cañoneo que permita optimizar la productividad de los sistemas perforados. Como resultado final del proyecto se tiene un incremento en el índice de productividad de 30% y 80% para cuando se esta utilizando 8 tiros por pie y 12 tiros por pie respectivamente.

METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO:

CONTRIBUIDORES:

APELLIDOS Y NOMBRES	ROL / CÓDIGO CVLAC / E_MAIL				
José Rodríguez.	ROL	CA	AS ✓	TU	JU
	CVLAC:	9.275.225			
	E_MAIL	jrodriguez@anz.udo.edu.ve			
	E_MAIL				
Jhonles Morales.	ROL	CA	AS	TU	JU
	CVLAC:	9.726.435			
	E_MAIL	moralesjj@pdvsa.com			
	E_MAIL				
Rafael Cubillan.	ROL	CA	AS	TU	JU ✓
	CVLAC:	3.932.346			
	E_MAIL	cubillanra@pdvsa.com			
	E_MAIL				
Roberto Salas.	ROL	CA	AS	TU	JU ✓
	CVLAC:	3.413.775			
	E_MAIL	rsalasalfaro@gmail.com			
	E_MAIL				

FECHA DE DISCUSIÓN Y APROBACIÓN:

2009	10	15
AÑO	MES	DÍA

METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO:

ARCHIVO (S):

NOMBRE DE ARCHIVO	TIPO MIME
TESIS. Evaluación de la densidad de disparo.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./Yacimientos/Pdvsa Gas Anaco. (OPCIONAL)**TEMPORAL:** _____ (OPCIONAL)TÍTULO O GRADO ASOCIADO CON EL TRABAJO:

Ingeniero en Petróleo.

NIVEL ASOCIADO CON EL TRABAJO:

Pre- grado.

ÁREA DE ESTUDIO:

Departamento de Petróleo.

INSTITUCIÓN:

Universidad de Oriente/ Núcleo Anzoátegui.

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

De acuerdo con el artículo 44 del reglamento de trabajos de grado: “los trabajos de grados son de exclusiva propiedad de la universidad y solo podrán ser utilizados para otros fines con el consentimiento del consejo de núcleo respectivo, quien lo participará al consejo universitario”.

REALIZADO POR:

Anyi Jesús Chasoy Aguana.**ASESOR ACADEMICO**

José Rodríguez.**JURADO**

Rafael Cubillan.**JURADO**

Roberto Salas.**RAIDA PATIÑO**

Por la subcomisión de tesis.